SNC·LAVALIN

# ELABORATION DU PLAN DIRECTEUR DU DÉVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES D'ENERGIE ELECTRIQUE DU TOGO

## Financement AFD FERC CTG 1147

Compagnie Energie Electrique du Togo (CEET)





ÉNERGIE

**juillet | 2014**

RAPPORT > Ref. Client Marché N⁰ 06/PRMP/DG/CEET/2013 > PLAN DIRECTEUR > RAPPORT FINAL (VERSION PROVISOIRE)
Ref. Interne 613056-47ER-3000-00

## *Avis*

*Ce document fait état de l'opinion professionnelle du Groupement SNC-Lavalin International Inc. (« SNC-Lavalin International») quant aux sujets qui y sont abordés. Elle a été formulée en se basant sur ses compétences professionnelles en la matière et avec les précautions qui s'imposent. Le document doit être interprété dans le contexte de la convention en date du 8 avril 2013 (la «Convention») intervenue entre la Compagnie Énergie Électrique du Togo (le «Client») et SNC-Lavalin International, ainsi que de la méthodologie, des procédures et des techniques utilisées, des hypothèses de SNC-Lavalin International ainsi que des circonstances et des contraintes qui ont prévalu lors de l'exécution de ce mandat. Ce document n'a pour raison d'être que l'objectif défini dans la Convention, et est au seul usage du Client, dont les recours sont limités à ceux prévus dans la Convention. Il doit être lu comme un tout, à savoir qu'une portion ou un extrait isolé ne peut être pris hors contexte.*

*SNC-Lavalin International ayant, pour évaluer les coûts et autres valeurs estimées, le cas échéant, suivi une méthode et des procédures et pris les précautions appropriées au degré d'exactitude visé, en se basant sur ses compétences professionnelles en la matière et avec les précautions qui s'imposent, est d'opinion qu'il y a une forte probabilité que les coûts réels et valeurs estimées se situent dans la marge d'erreur indiquée. Cependant, l'exactitude de ces estimations ne peut être garantie. À moins d'indication contraire expresse, SNC-Lavalin International n'a pas contre-vérifié les hypothèses, données et renseignements en provenance d'autres sources (dont le Client, les autres consultants, laboratoires d'essai, fournisseurs d'équipements, etc.) et sur lesquelles est fondée son opinion. SNC-Lavalin International n'en assume nullement l'exactitude et décline toute responsabilité à leur égard.*

*Dans la mesure permise par la loi, SNC-Lavalin International décline en outre toute responsabilité envers le Client et les tiers en ce qui a trait à l'utilisation (publication, renvoi, référence, citation ou diffusion) de tout ou partie du présent document, ainsi que toute décision prise ou action entreprise sur la foi dudit document.*

# TABLE DES MATIERES

SNC·LAVALIN





## ÉNERGIE

TRANSPORT ET DISTRIBUTION

# COMPAGNIE ENERGIE ELECTRIQUE DU TOGO (CEET)
# PLAN DIRECTEUR DE DÉVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES CEET

## TABLE DES MATIÈRES


| | | Page |
|---|---|---|
| | **SOMMAIRE** | |
| **1.** | **INTRODUCTION** | **1-1** |
| 1.1 | Cadre et mandat | 1-1 |
| 1.2 | Description du projet | 1-1 |
| 1.3 | Objectif du Plan directeur | 1-1 |
| 1.4 | Zone du projet | 1-2 |
| 1.5 | Approche méthodologique | 1-2 |
| 1.6 | Contenu du rapport et structure du plan directeur de développement | 1-3 |
| **2.** | **SCHEMA INSTITUTIONNEL ET ORGANISATIONNEL** | **2-1** |
| 2.1 | Objectifs de l'étude du cadre institutionnel et schéma d'analyse | 2-1 |
| 2.2 | Principaux documents de référence | 2-1 |
| 2.3 | Cadre politique et institutionnel | 2-2 |
| 2.3.1 | Présentation du cadre politique et institutionnel du sous-secteur de l'électricité togolais | 2-2 |
| 2.3.2 | Analyse des rôles des ministères et organismes impliqués dans la préparation des lois, décrets et règlements dans le secteur électricité | 2-16 |
| 2.3.3 | Évaluation de la nécessité du redressement du secteur d'électricité | 2-18 |
| 2.3.4 | Établissement des tarifs et ajustements tarifaires | 2-24 |
| 2.3.5 | Proposition des zones d'amélioration des relations avec les institutions responsables pour les autres secteurs de l'économie en vue de favoriser le redressement du secteur d'électricité | 2-25 |
| 2.4 | Cadre organisationnel | 2-27 |
| 2.4.1 | Évaluation de la capacité du secteur de l'électricité à assurer le contrôle et la surveillance des travaux et formulation des actions requises pour améliorer les performances | 2-27 |
| 2.4.2 | Besoins d'assistance dans le contexte institutionnel | 2-29 |
| 2.4.3 | Contexte de la coopération internationale financière et technique | 2-29 |
| 2.5 | Conclusions | 2-32 |
| 2.5.1 | La Communauté Électrique du Bénin et la Compagnie d'Énergie Électrique du Togo | 2-32 |
| 2.5.2 | L'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Électricité | 2-33 |
| 2.5.3 | Cadre légal | 2-34 |
| 2.5.4 | Varia | 2-35 |
| **3.** | **INVENTAIRE ET DIAGNOSTIC DES RESEAUX EXISTANTS** | **3-1** |
| 3.1 | Réseau de production | 3-1 |
| 3.2 | Réseau de transport HT | 3-4 |
| 3.3 | Postes de transformation HT/MT | 3-4 |
| 3.3.1 | Poste 161/63 kV de Momé Hagou | 3-4 |
| 3.3.2 | Poste 10,3/166 kV de Nangbéto | 3-5 |
| 3.3.3 | Poste 161/20 kV Lomé-Aflao | 3-6 |
| 3.3.4 | Poste 161/20 kV Lomé Port | 3-8 |
| 3.3.5 | Poste 330/161 kV de Lomé C | 3-11 |
| 3.3.6 | Poste 161/20 kV de Légbassito | 3-11 |
| 3.3.7 | Poste 161/20/34,5 kV Atakpamé | 3-11 |
| 3.3.8 | Poste 161/66/20 kV Sokodé | 3-12 |
| 3.3.9 | Poste 161/20/34,5 kV Kara | 3-12 |

| | | |
|---|---|---|
| 3.3.10 | Poste 161/20 kV Mango | 3-12 |
| 3.3.11 | Poste 161/20/34.5 kV Dapaong | 3-12 |
| 3.3.12 | Poste 63/20 kV Tagligbo | 3-13 |
| 3.3.13 | Poste 63/20 kV Anfoin | 3-13 |
| 3.4 | Réseaux de distribution MT et BT | 3-13 |
| 3.4.1 | Réseau de distribution de Lomé | 3-14 |
| 3.4.2 | Taux d'électrification | 3-15 |
| 3.5 | Projets d'énergie électrique au Togo | 3-15 |
| 3.5.1 | Projets CEET | 3-15 |
| 3.5.2 | Projets CEB | 3-17 |
| 3.5.3 | Projets MME | 3-18 |
| **4.** | **PREVISION DE LA DEMANDE** | **4-1** |
| 4.1 | Environnement économique et énergetique | 4-1 |
| 4.1.1 | Environnement socio-économique | 4-1 |
| 4.1.2 | Situation socio-économique du Togo | 4-1 |
| 4.1.3 | Cadre macro-économique du Pays | 4-4 |
| 4.1.4 | Environnement énergétique | 4-6 |
| 4.2 | Sous-secteur de l'Electricité | 4-8 |
| 4.2.1 | Demande en électricité et évolution récente | 4-8 |
| 4.2.2 | Structure de la clientèle | 4-11 |
| 4.2.3 | Production | 4-13 |
| 4.2.4 | Énergie non-distribuée (END) | 4-14 |
| 4.2.5 | Pertes | 4-14 |
| 4.3 | Méthodologie de prévision de la demande | 4-15 |
| 4.3.1 | Introduction | 4-15 |
| 4.3.2 | Techniques de prévisions de la demande | 4-15 |
| 4.3.3 | Sélection de l'approche méthodologique | 4-19 |
| 4.4 | Hypothèses et paramètres | 4-19 |
| 4.4.1 | Période de la prévision | 4-19 |
| 4.4.2 | Catégorisation des clients retenues | 4-19 |
| 4.4.3 | Consommations spécifiques | 4-21 |
| 4.4.4 | Estimations de l'énergie non-distribuée | 4-21 |
| 4.4.5 | Nouvelles électrifications supplémentaires | 4-22 |
| 4.4.6 | Consommations spécifiques pour les nouvelles électrifications | 4-24 |
| 4.4.7 | Pertes et rendement global | 4-25 |
| 4.4.8 | Facteur de charge | 4-26 |
| 4.5 | Dérivation de la prévision de la demande | 4-27 |
| 4.5.1 | Prévision de la demande BT | 4-27 |
| 4.5.2 | Prévision de la demande MT – CEET | 4-29 |
| 4.5.3 | Prévisions BT et MT – CEET | 4-30 |
| 4.5.4 | Demande pour SNPT et WACEM | 4-30 |
| 4.5.5 | Demande de pointe | 4-31 |
| 4.6 | Analyse de sensibilité et scénarios | 4-32 |
| 4.6.1 | Définitions | 4-33 |
| 4.6.2 | Résultats | 4-33 |
| 4.6.3 | Enquête socio-économique | 4-35 |
| **5** | **CRITÈRES DE PLANIFICATION** | **5-1** |
| 5.1 | Introduction | 5-1 |
| 5.2 | Paramètres techniques | 5-1 |
| 5.2.1 | Niveaux de tension | 5-1 |
| 5.2.2 | Chute de tension maximale permise | 5-2 |
| 5.2.3 | Postes HT/MT | 5-2 |
| 5.2.4 | Réseaux MT et BT | 5-2 |

| | | |
|---|---|---|
| 5.2.5 | Postes MT/BT | 5-5 |
| 5.2.6 | Facteur de puissance de la charge | 5-5 |
| 5.2.7 | Durée d'utilisation de la puissance de pointe | 5-5 |
| 5.2.8 | Valeurs des pertes | 5-6 |
| 5.2.9 | Caractéristiques normalisées de l'appareillage et des équipements | 5-6 |
| 5.3 | Paramètres économiques | 5-8 |
| 5.3.1 | Année de référence et taux d'actualisation | 5-8 |
| 5.3.2 | Durées de vie économique des ouvrages | 5-8 |
| 5.3.3 | Période d'étude | 5-9 |
| 5.3.4 | Coûts d'entretien et d'exploitation | 5-9 |
| 5.3.5 | Coûts de l'énergie soutirée au réseau et coût des pertes | 5-9 |
| 5.3.6 | Branchements BT | 5-9 |
| 5.3.7 | Taux de change | 5-9 |
| 5.3.8 | Taxes et subventions | 5-9 |
| **6.** | **COUTS UNITAIRES DES OUVRAGES** | **6-1** |
| 6.1 | Coûts des réseaux MT | 6-1 |
| 6.2 | Coûts des réseaux BT | 6-2 |
| 6.3 | Coûts des postes MT/BT | 6-2 |
| 6.4 | Coûts des groupes électrogènes | 6-2 |
| **7.** | **PLAN DE PRODUCTION** | **7-1** |
| 7.1 | Introduction | 7-1 |
| 7.2 | Méthodologie | 7-1 |
| 7.3 | Modélisation de la charge et définition des critères de fiabilité | 7-2 |
| 7.4 | Options de développement du parc de production | 7-2 |
| 7.4.1 | Options thermiques | 7-3 |
| 7.4.2 | Options hydroélectriques | 7-5 |
| 7.4.3 | Énergies alternatives | 7-5 |
| 7.5 | Simulation du coût de production mixte | 7-8 |
| 7.6 | Établissement des scénarios de production | 7-9 |
| 7.7 | Analyse des scénarios | 7-10 |
| 7.7.1 | Scénario A – Mise en service effectives des unités programmées | 7-10 |
| 7.7.2 | Scénario B – Mise en service des unités programmées selon les besoins | 7-12 |
| 7.7.3 | Scénario C – Plan de production libre des contraintes de programmations planifiées | 7-13 |
| 7.7.4 | Analyse comparative des scénarios d'expansion du parc de production | 7-14 |
| 7.8 | Analyses de sensibilité | 7-15 |
| 7.8.1 | Variation de la demande | 7-15 |
| 7.8.2 | Taux d'actualisation | 7-15 |
| 7.8.3 | Coûts en capital des unités | 7-16 |
| 7.8.4 | Coût des combustibles | 7-16 |
| 7.9 | Conclusions | 7-17 |
| **8.** | **PLAN DE DISTRIBUTION** | **8-1** |
| 8.1 | Introduction | 8-1 |
| 8.2 | Méthodologie et processus de planification | 8-1 |
| 8.2.1 | Détermination du réseau de référence | 8-3 |
| 8.2.2 | Configuration des projets | 8-3 |
| 8.2.3 | Classement des projets et programme d'électrification | 8-5 |
| 8.3 | Base de données du Système d'Information Intégré (SII) | 8-5 |
| 8.3.1 | Limites administratives et localités | 8-5 |
| 8.3.2 | Infrastructures électriques | 8-6 |
| 8.3.3 | Autres données | 8-8 |
| 8.4 | Hypothèses de travail et facteurs de calculs | 8-8 |

| | | |
|---|---|---|
| 8.4.1 | Zone du projet et localités candidates | 8-8 |
| 8.4.2 | Taux de croissance de la population et taille des ménages | 8-8 |
| 8.4.3 | Taux de pénétration de l'électricité | 8-9 |
| 8.4.4 | Consommations spécifiques annuelles | 8-9 |
| 8.4.5 | Besoins en équipements | 8-10 |
| 8.4.6 | Tarification de l'énergie et autres redevances | 8-11 |
| 8.5 | Simulations | 8-12 |
| 8.5.1 | Localités | 8-12 |
| 8.5.2 | Analyse et présélection | 8-12 |
| 8.6 | Programme d'électrification rurale | 8-14 |
| 8.6.1 | Sélection des projets | 8-15 |
| 8.6.2 | Classement des projets | 8-15 |
| 8.6.3 | Planification et hiérarchisation des investissements – Horizon 2028 | 8-16 |
| **9.** | **PLAN DE TRANSPORT** | **9-1** |
| 9.1 | Méthodologie de simulation de fonctionnement des réseaux électriques | 9-1 |
| 9.1.1 | Étude d'écoulement de puissance | 9-1 |
| 9.1.2 | Analyse des courants de court-circuit | 9-2 |
| 9.1.3 | Étude de stabilité transitoire | 9-2 |
| 9.2 | Modélisation du réseau de la CEB | 9-3 |
| 9.2.1 | Source des données | 9-3 |
| 9.2.2 | Appel de puissance aux postes | 9-3 |
| 9.3 | Résultats des études antérieures et recommandations | 9-6 |
| 9.4 | Étude des réseaux 2018, 2023 et 2028 | 9-6 |
| 9.4.1 | Simulations pour l'année 2018 | 9-7 |
| 9.4.2 | Simulations pour l'année 2023 | 9-7 |
| 9.4.3 | Simulations pour l'année 2028 | 9-8 |
| 9.5 | Récapitulatif des résultats obtenus | 9-8 |
| **10.** | **ANALYSE ECONOMIQUE ET FINANCIERE** | **10-1** |
| 10.1 | Introduction | 10-1 |
| 10.2 | Analyse économique – Plan de distribution | 10-1 |
| 10.2.1 | Méthodologie et hypothèses | 10-1 |
| 10.2.2 | Valorisation des bénéfices | 10-2 |
| 10.2.3 | Résultats de l'analyse économique – Ensemble du projet | 10-3 |
| 10.2.4 | Résultats de l'analyse économique – Sous-période 2014-2018 | 10-4 |
| 10.3 | Analyse financière – Plan de distribution | 10-5 |
| 10.3.1 | Méthodologie et hypothèses | 10-5 |
| 10.3.2 | Résultats de l'analyse financière – Ensemble du projet | 10-6 |
| 10.3.3 | Résultats de l'analyse financière – Sous-période 2014-2018 | 10-7 |
| 10.3.4 | Etudes de sensibilité – Ensemble du projet | 10-7 |
| 10.3.5 | Etudes de sensibilité – Sous-période 2014-2018 | 10-11 |
| **11.** | **ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX** | **11-1** |
| 11.1 | Introduction | 11-1 |
| 11.2 | Approche d'analyse intégrée | 11-1 |
| 11.3 | Cadre institutionnel et réglementaire | 11-2 |
| 11.3.1 | Cadre institutionnel | 11-3 |
| 11.3.2 | Exigences réglementaires | 11-4 |
| 11.4 | Caractéristiques de base des milieux | 11-6 |
| 11.5 | Effets anticipés | 11-7 |
| 11.5.1 | Moyens de production | 11-7 |
| 11.5.2 | Moyens de transport et distribution | 11-10 |
| 11.6 | Stratégie de développement en environnement et recommandations | 11-13 |

# COMPAGNIE ENERGIE ELECTRIQUE DU TOGO (CEET)
# PLAN DIRECTEUR DE DÉVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES CEET

## LISTE DES TABLEAUX

**SECTION 3**

Tableau 3-1: Parc de la CEET ..... 3-2
Tableau 3-2: Parc de la CEB ..... 3-2
Tableau 3-3: Production (MWh) et appel de puissance de pointe (MW) – 2006-2012 ..... 3-3
Tableau 3-4: Réseau de distribution MT et BT ..... 3-13
Tableau 3-5: Taux d'électrification - Année 2012 ..... 3-15
Tableau 3-6 : CEET – Liste des projets d'énergie électrique en cours ..... 3-16
Tableau 3-7 : CEB - Liste des projets en cours de la CEB ..... 3-17

**SECTION 4**

Tableau 4-1 : Principaux indicateurs macro-économiques du Togo ..... 4-4
Tableau 4-2 : Opérations financières de l'Etat (Pourcentages du PIB) ..... 4-5
Tableau 4-3 : Balance commerciale (en % du PIB ..... 4-6
Tableau 4-4 : Sources d'énergie - Objectifs ..... 4-7
Tableau 4-5 : Ventes historiques BT par région (MWh) ..... 4-8
Tableau 4-6 : Ventes historiques MT par région (MWh) ..... 4-9
Tableau 4-7 : Ventes totales historiques (BT+MT) par région (MWh) ..... 4-9
Tableau 4-8 : Ventes BT (GWh) – Lomé et Autres ..... 4-9
Tableau 4-9 : Ventes MT (GWh) – Lomé et Autres ..... 4-10
Tableau 4-10 : Ventes totales BT+MT (GWh) – Lomé et Autres ..... 4-10
Tableau 4-11 : Structure régionale des abonnés ..... 4-11
Tableau 4-12 : Nombres d'abonnés BT par Catégorie ..... 4-12
Tableau 4-13 : Nombre d'abonnés MT par Catégorie ..... 4-12
Tableau 4-14 : Consommation BT (MWh) par Catégorie ..... 4-12
Tableau 4-15 : Consommation MT (MWh) par Catégorie ..... 4-13
Tableau 4-16 : Production (MWh) – 2006-2012 ..... 4-13
Tableau 4-17 : Énergie non-distribuée (GWh) – 2006-2013 ..... 4-14
Tableau 4-18 : Pertes sur la période 2007-2012 ..... 4-14
Tableau 4-19 : Ventes BT – Catégories groupées (2003-2012) ..... 4-20
Tableau 4-20 : Ventes MT– Catégories groupées (2003-2012) ..... 4-20
Tableau 4-21 : Ventes BT+MT – Catégories groupées (2003-2012) ..... 4-20
Tableau 4-22 : Nombres d'abonnés BT – Catégories groupées (2006-2012) ..... 4-20
Tableau 4-23 : Nombres d'abonnés MT – Catégories groupées (2006-2012) ..... 4-21
Tableau 4-24 : Nombres d'abonnés BT+MT – Catégories groupées (2006-2012) ..... 4-21
Tableau 4-25 : Consommation spécifique des clients BT (kWh/client) ..... 4-21
Tableau 4-26 : Consommation spécifique des clients MT (kWh/client) ..... 4-21
Tableau 4-27 : Taux d'électrification 2014-2030 ..... 4-23
Tableau 4-28 : Consommations spécifiques (nouvelles électrifications) ..... 4-25
Tableau 4-29 : Pertes 2007-2012 ..... 4-25
Tableau 4-30 : Rendement global 2007-2012 ..... 4-25
Tableau 4-31 : Pertes envisagées 2014-2018 ..... 4-25
Tableau 4-32 : Hypothèses sur le rendement global ..... 4-26
Tableau 4-33 : Facteurs de charge - Période 2007-2012 ..... 4-26
Tableau 4-34 : Taux de desserte ..... 4-27
Tableau 4-35 : Nombre de ménages supplémentaires à électrifier ..... 4-28
Tableau 4-36 : Nombre d'abonnés BT– Prévisions ..... 4-29
Tableau 4-37 : Demande BT (MWh) – Prévisions ..... 4-29

Tableau 4-38 : Nombre d'abonnés MT – Prévisions CEET ..... 4-29
Tableau 4-39 : Demande MT (MWh) – Prévision CEET ..... 4-30
Tableau 4-40 : Nombre d'abonnés BT+MT – Prévisions CEET ..... 4-30
Tableau 4-41 : Demande totale MT et BT (MWh) – Prévisions CEET ..... 4-30
Tableau 4-42 : Demande passée de la WACEM et de la SNPT (GWh) ..... 4-31
Tableau 4-43 : Prévision de la demande en énergie au niveau national (GWh) ..... 4-31
Tableau 4-44 : Tableau récapitulatif de la Prévision de la demande (CEET) ..... 4-32
Tableau 4-45 : Résumé de la Prévision de la demande en puissance au niveau national (MW) ..... 4-32
Tableau 4-46 : Résultats bruts de la cartographie ..... 4-36
Tableau 4-47 : Répartition des ménages enquêtés par Région ..... 4-36
Tableau 4-48 : Sources d'électricité (en %) ..... 4-37
Tableau 4-49 : Utilisation de l'électricité CEET (en % des ménages enquêtés) ..... 4-38
Tableau 4-50 : Perception de l'origine des coupures d'électricité (en %) ..... 4-38
Tableau 4-51 : Montant moyen mensuel payé par utilisateur (en % des répondants) ..... 4-39
Tableau 4-52 : Montant qu'un ménage serait disposé à payer (% population) ..... 4-39
Tableau 4-53 : Raison évoquée pour non-disposition à payer (% population) ..... 4-40

## SECTION 5

Tableau 5-1: Taille limite des transformateurs HT/MT ..... 5-2
Tableau 5-2 : Structure épi-fuseau ..... 5-4
Tableau 5-3 : Valeurs normalisées CEI ..... 5-6
Tableau 5-4 : Postes MT/BT – Données techniques ..... 5-7
Tableau 5-5 : Groupes électrogènes – Données techniques ..... 5-8

## SECTION 6

Tableau 6-1 : Coûts des lignes MT ..... 6-1
Tableau 6-2 : Coûts des lignes BT ..... 6-2
Tableau 6-3 : Coûts des postes MT/BT ..... 6-2
Tableau 6-4 : Coûts des groupes électrogènes ..... 6-3

## SECTION 7

Tableau 7-1: Caractéristiques techniques des équipements de production thermique ..... 7-3
Tableau 7-2: Caractéristiques économiques des équipements de production thermique ..... 7-4
Tableau 7-3: Flux de trésorerie durant la période de construction ..... 7-4
Tableau 7-4: Caractéristiques de la centrale charbon d'Adodo ..... 7-5
Tableau 7-5: Scénario A, variante 1 - Surplus de production (MW) ..... 7-11
Tableau 7-6: Scénario A, variante 2 - Surplus de production (MW) ..... 7-11
Tableau 7-7: Scénario B, variante 1 - Surplus de production (MW) ..... 7-12
Tableau 7-8: Scénario B, variante 2 - Surplus de production (MW) ..... 7-12
Tableau 7-9: Coûts actualisés des scénarios ..... 7-14
Tableau 7-10: Surplus annuels disponibles selon les scénarios (MW) ..... 7-14
Tableau 7-11: Sensibilité des scénarios au taux d'actualisation ..... 7-15
Tableau 7-12: Sensibilité des scénarios aux coûts en capital ..... 7-16
Tableau 7-13: Sensibilité des scénarios au coût des combustibles ..... 7-16
Tableau 7-14: Installations existantes au Togo ..... 7-18
Tableau 7-15: Sites micros hydroélectriques potentiels du Togo ..... 7-19
Tableau 7-16: Caractéristiques techniques des installations existantes au Togo ..... 7-20
Tableau 7-17: Scénario A, variante 1 – Plan d'expansion – Demande de base ..... 7-21
Tableau 7-18: Scénario A, variante 1 – Coût en capital – Demande de base ..... 7-22
Tableau 7-19: Scénario A, variante 2 – Plan d'expansion – Demande de base ..... 7-23
Tableau 7-20: Scénario A, variante 2 – Coût en capital – Demande de base ..... 7-24
Tableau 7-21: Scénario B, variante 1 – Plan d'expansion – Demande de base ..... 7-25

Tableau 7-22: Scénario B, variante 1 – Coût en capital – Demande de base ..... 7-26
Tableau 7-23: Scénario B, variante 2 – Plan d'expansion – Demande de base ..... 7-27
Tableau 7-24: Scénario B, variante 2 – Coût en capital – Demande de base ..... 7-28
Tableau 7-25: Scénario C, variante 1 – Plan d'expansion – Demande de base ..... 7-29
Tableau 7-26: Scénario C, variante 1 – Coût en capital – Demande de base ..... 7-30
Tableau 7-27: Scénario C, variante 2 – Plan d'expansion – Demande de base ..... 7-31
Tableau 7-28: Scénario C, variante 2 – Coût en capital – Demande de base ..... 7-32
Tableau 7-29: Scénario C, variante 2 – Plan d'expansion – Demande faible ..... 7-33
Tableau 7-30: Scénario C, variante 2 – Plan d'expansion – Demande forte ..... 7-34

## SECTION 8

Tableau 8-1: Structure de la base de données du SII ..... 8-7
Tableau 8-2: Localités candidates et populations concernées ..... 8-8
Tableau 8-3: Taux de croissance de la population et taille des ménages ..... 8-9
Tableau 8-4: Besoins d'accès à l'électricité et dispositions à payer ..... 8-9
Tableau 8-5: Consommations spécifiques ..... 8-9
Tableau 8-6: Topologie des localités ..... 8-11
Tableau 8-7: Localités candidates retenues ..... 8-12
Tableau 8-8: Résumé des hypothèses de calculs retenus ..... 8-13
Tableau 8-9: Localités présélectionnées ..... 8-14
Tableau 8-10: Projets d'électrification en cours - Coût moyen par abonné ..... 8-15
Tableau 8-11: Projets d'électrification selon le critère de sélection ..... 8-15
Tableau 8-12: Localités sélectionnées ..... 8-15
Tableau 8-13: Nombre de localités candidates selon le taux d'accès à l'électricité ..... 8-16
Tableau 8-14: Nombre de localités candidates selon l'indice de pauvreté ..... 8-16
Tableau 8-15: Localités sélectionnées selon les budgets ..... 8-16
Tableau 8-16: Localités sélectionnées – Sous-période 2014-2018 ..... 8-17
Tableau 8-17: Localités sélectionnées – Sous-période 2019-2023 ..... 8-17
Tableau 8-18: Localités sélectionnées – Sous-période 2024-2028 ..... 8-17

## SECTION 9

Tableau 9-1: Charges synchrones (MW) aux postes de la CEB - Demande de pointe ..... 9-5

## SECTION 10

Tableau 10-1: Hypothèses de calculs – Analyse économique ..... 10-1
Tableau 10-2: Tarifs moyens d'achat et de vente d'électricité par la CEET–2010-2012 ... 10-2
Tableau 10-3: Tarif moyen de l'énergie – Abonné résidentiel ..... 10-2
Tableau 10-4 : Résultats – Analyse économique - Tarif de l'énergie à 0,136 €/kWh ..... 10-3
Tableau 10-5 : Résultats – Analyse économique - Tarif de l'énergie à 0,245 €/kWh ..... 10-3
Tableau 10-6: Résumé des analyses en millions d'Euros (106 €) ..... 10-4
Tableau 10-7: Résumé des analyses en milliards de FCFA (109 FCFA) ..... 10-4
Tableau 10-8: Hypothèses de calculs – Analyse économique–Sous-période 2014-2018 . 10-4
Tableau 10-9 : Résultats - Analyse économique – Sous-période 2014-2018 ..... 10-5
Tableau 10-10: Hypothèses de calculs – Analyse financière ..... 10-5
Tableau 10-11 : Projections financières – Ensemble du projet – Scénario de référence .. 10-6
Tableau 10-12 : Projections financières-Sous-période 2014-2018-Scénario de référence 10-7
Tableau 10-13: Projections financières - Ensemble du projet – Durée de vie de 30 ans .. 10-7
Tableau 10-14 : Projections financières – Ensemble du projet - Endettement 60/40 ..... 10-8
Tableau 10-15 : Projections financières - Taux d'intérêt à 5% ..... 10-9
Tableau 10-16 : Projections financières - Taux d'intérêt à 10% ..... 10-10
Tableau 10-17 :Résumé des analyses financières et études de sensibilité – Ensemble du projet ..... 10-11

Tableau 10-18 : Résumé des analyses financières et études de sensibilité - Sous-période 2014-2018 ..... 10-12

**SECTION 11**

Tableau 11-1 : Directives d'émission de la Banque Mondiale ..... 11-5
Tableau 11-2 : Qualité de l'air - Directive de l'OMS ..... 11-5
Tableau 11-3 : Qualité de l'air - Directive de la Banque Mondiale ..... 11-5

# COMPAGNIE ENERGIE ELECTRIQUE DU TOGO (CEET)
# PLAN DIRECTEUR DE DÉVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES CEET

## LISTE DES FIGURES

### SECTION 1

Figure 1-1 : Zone de l'étude ..... 1-5
Figure 1-2 : Approche intégrée d'étude technique et économique du Plan directeur d'approvisionnement et de distribution de la CEET ..... 1-6
Figure 1-3 : Plan directeur - Approche méthodologique ..... 1-7

### SECTION 3

Figure 3-1 : Mode d'approvisionnement ..... 3-2
Figure 3-2 : Poste Lomé Port – Configurations d'installation ..... 3-9
Figure 3-3 : Réseau de distribution de Lomé ..... 3-14
Figure 3-4 : Réseau de transport de la CEB ..... 3-19
Figure 3-5 : Schéma synoptique du réseau interconnecté de la CEB (existant et futur) ..... 3-20
Figure 3-6 : Système d'alimentation en énergie électrique du Togo ..... 3-21
Figure 3-7 : Poste 161/63 kV Momé Hagou – Agencement actuel ..... 3-22
Figure 3-8 : Poste 161/63 kV Momé Hagou – Agencement futur ..... 3-23
Figure 3-9 : Poste 10.3/161 kV Nangbéto – Agencement actuel ..... 3-24
Figure 3-10 : Poste 161/20 kV Lomé Aflao – Agencement actuel ..... 3-25
Figure 3-11 : Poste 161/20 kV Lomé Aflao – Agencement futur ..... 3-26
Figure 3-12 : Poste 161/20 kV Lomé Port – Agencement actuel ..... 3-27
Figure 3-13 : Poste 161/20 kV Lomé Port – Agencement futur ..... 3-28
Figure 3-14 : Schéma unifilaire du réseau 161 kV Lomé-Atakpamé – Agencement planifié ..... 3-29
Figure 3-15 : Poste 330/161/20 kV Lomé C – Agencement planifié ..... 3-30
Figure 3-16 : Poste 161/20 kV Légbassito – Agencement planifié ..... 3-31
Figure 3-17 : Poste 161/20/34,5 kV Atakpamé ..... 3-32
Figure 3-18 : Schéma unifilaire du réseau 161 kV Sokodé-Dapaong– Agencement planifié ..... 3-33
Figure 3-19 : Poste 161/66/20 kV Sokodé – Agencement planifié ..... 3-34
Figure 3-20 : Poste 161/20/34,5 kV Kara – Agencement planifié ..... 3-35
Figure 3-21 : Poste 161/20/34,5 kV Mango – Agencement planifié ..... 3-36
Figure 3-22 : Poste 161/20/34,5 kV Dapaong – Agencement planifié ..... 3-37
Figure 3-23 : Poste 20 kV Lomé Siège ..... 3-38
Figure 3-24 : Schéma d'exploitation du réseau HTA de Lomé ..... 3-39

### SECTION 4

Figure 4-1 : Croissance de l'économie Togolaise – 2003-2014 ..... 4-2
Figure 4-2: Puissance de pointe – 2003-2013 ..... 4-10
Figure 4-3 : Schéma de la démarche économétrique ..... 4-17
Figure 4-4 : Évolution du taux de desserte ..... 4-23
Figure 4-5 : Scénarios – Demande en énergie ..... 4-34
Figure 4-6 : Scénarios - Puissances de pointe ..... 4-34

## SECTION 5

Figure 5-1 : Structures typiques des réseaux MT ..... 5-3

## SECTION 7

Figure 7-1: Méthodologie de planification de la production ..... 7-1
Figure 7-2: Courbes comparatives des coûts annualisés des unités candidates ..... 7-9
Figure 7-3: Courbe des puissances classées – Année 2012 ..... 7-35
Figure 7-4: Scénario A, variante 1 - Plan d'expansion et coût en capital ..... 7-36
Figure 7-5: Scénario A, variante 2 – Plan d'expansion et cout en capital ..... 7-37
Figure 7-6: Scénario B, variante 1 - Plan d'expansion et coût en capital ..... 7-38
Figure 7-7: Scénario B, variante 2 – Plan d'expansion et cout en capital ..... 7-39
Figure 7-8: Scénario C, variante 1 - Plan d'expansion et coût en capital ..... 7-40
Figure 7-9: Scénario C, variante 2 – Plan d'expansion et cout en capital ..... 7-41

## SECTION 8

Figure 8-1: Plan de distribution – Méthodologie globale de planification ..... 8-1
Figure 8-2: Processus de planification ..... 8-2
Figure 8-3: Présélection de projets ..... 8-4
Figure 8-4: Méthode de calcul du ratio « Revenus totaux/Coûts récurrents » ..... 8-18
Figure 8-5: Découpage administratif du Togo – Régions et préfectures ..... 8-19
Figure 8-6: Carte de localisation des localités du Togo non électrifiées ..... 8-20
Figure 8-7: Carte des infrastructures électriques de la CEET ..... 8-21
Figure 8-8: Carte topographique du Togo ..... 8-22
Figure 8-9: Localités présélectionnées - Niveau national ..... 8-23
Figure 8-10: Localités présélectionnées – Région Savanes ..... 8-24
Figure 8-11: Localités présélectionnées – Région Kara ..... 8-25
Figure 8-12: Localités présélectionnées – Région Centrale ..... 8-26
Figure 8-13: Localités présélectionnées – Région Plateaux ..... 8-27
Figure 8-14: Localités présélectionnées – Région Maritime ..... 8-28
Figure 8-15: Taux d'accès à l'électricité – Année 2012 ..... 8-29
Figure 8-16: Indice de pauvreté - Année 2012 ..... 8-30
Figure 8-17: Positionnement - Localités candidates selon le taux d'accès à l'électricité ..... 8-31
Figure 8-18: Positionnement - Localités candidates selon l'indice de pauvreté ..... 8-32
Figure 8-19: Localités sélectionnées – Sous-période 2014-2018 ..... 8-33
Figure 8-20: Localités sélectionnées – Sous-période 2019-2023 ..... 8-34
Figure 8-21: Localités sélectionnées – Sous-période 2024-2028 ..... 8-35

## SECTION 9

Figure 9-1: Ecoulement de puissance pour l'année 2018 ..... 8-1
Figure 9-2: Ecoulement de puissance pour l'année 2023 ..... 8-2
Figure 9-3: Ecoulement de puissance pour l'année 2028 ..... 8-4

# COMPAGNIE ENERGIE ELECTRIQUE DU TOGO (CEET)
# PLAN DIRECTEUR DE DÉVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES CEET

## LISTE DES ANNEXES


| | |
|---|---|
| Annexe A | Documents de référence |
| Annexe B | Enquête socio-économique |
| Annexe C | SYPCO – Planification d'un système de production mixte et analyse des couts de production des équipements de production |
| Annexe D | ÉlectriCités - Analyse et planification des réseaux d'électrification rurale |
| Annexe E | Formation et transfert technologique |
| Annexe F | Résultats des simulations avec ÉlectriCités |

# COMPAGNIE ENERGIE ELECTRIQUE DU TOGO (CEET)
# PLAN DIRECTEUR DE DÉVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES CEET

## LISTE DES ABREVIATIONS ET ACRONYMES

| | |
|---|---|
| AFD | Agence Française de Développement |
| AFREC | African Energy Commission |
| AIEC | Afrique Ingénierie et Experts Consultants |
| Al | Aluminium |
| ANGE | Agence Nationale de Gestion de l'Environnement |
| APD | Avant projet détaillé |
| ARREC | Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO |
| ARSE | Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité |
| BCEAO | Banque Centrale des Etats d'Afrique de l'Ouest |
| BIDC | Banque d'Investissement et de Développement de la CEDEAO |
| BOAD | Banque Ouest Africaine de Développement |
| BOOT | Build Own Operate Transfer (Construire, Posséder, Exploiter, Transférer) |
| BT | Basse tension |
| CDGI | Câble de garde isolé |
| CEB | Communauté Electrique du Benin |
| CEDEAO | Communauté Economique Des Etats de l'Afrique de l'Ouest |
| CEET | Compagnie Energie Electrique du Togo |
| CEI | Commission Electrotechnique Internationale |
| CIE | Compagnie Ivoirienne d'Electricité |
| CTL | Centrale Thermique de Lomé |
| DAO | Dossier d'appel d'offres |
| DECON | Deutsche Energie-Consult Ingenieurgesellschaft mbH |
| DGE | Direction Générale de l'Energie |
| DGSCN | Direction Générale de la Statistique et de la Comptabilité Nationale |
| DPEE | Direction de la Planification de l'Education et de l'Evaluation |
| DSRP | Document de Stratégie de Réduction de la Pauvreté |
| ECOWAS | Economic Community of West African States |
| EDST | Enquête Démographique et de Santé du Togo |
| EEEOA | Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain |
| EFOR | Equivalent Forced Outage Rate (indisponibilité aléatoire) |
| EIE | Etude d'impact sur l'environnement |
| END | Energie non distribuée |
| FCFA | Franc de la Communauté Financière Africaine |
| FNE | Fonds National de l'Environnement |
| FOB | Free On Board |
| GAO | Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest |
| GPL | Gaz de pétrole liquéfié |
| GWh | Gigawatt-heure |
| HFO | Heavy Fuel Oil |

| | |
|---|---|
| HT | Haute tension |
| IFG | International Fertilizer Group (ancien OTP) |
| ISO | International Standard Organisation |
| J | Joule |
| kV | Kilo volt |
| kVA | kilovolt-ampère |
| KWh | kilowattheure |
| LOLP | Loss of Load Probability (probabilité de panne de réseau) |
| MEF | Ministère de l'Economie et des Finances |
| MERF | Ministère de l'Environnement et des Ressources Forestières |
| MME | Ministère des Mines et de l'Energie |
| MPDAT | Ministère de la Planification et de l'Aménagement du Territoire |
| MT | Moyenne tension |
| MW | Mégawatt |
| MWh | Mégawatt-heure |
| NSCT | Nouvelle Société Cotonnière du Togo |
| O&M | Opération et Maintenance (exploitation et entretien) |
| OCDE | Organisation de Coopération et de Développement Économiques |
| ONG | Organisation non gouvernementale |
| OTP | Office Togolais des Phosphates |
| OUA | Organisation de l'Unité Africaine |
| PACE | Pan Arab Consulting Engineers |
| PAMEP | Programme d'Amélioration des Moyens d'Existence des Populations |
| PIB | Produit intérieur brut |
| PIE | Producteur Indépendant d'Electricité |
| PNUD | Programme des Nations Unis pour le Développement |
| PPA | Power Purchase Agreement (Contrat d'achat d'électricité) |
| PPIAF | Public-Private Infrastructure Advisory Facility |
| RGHP | Recensement Général de la Population et de l'Habitat |
| RTD | Règlement Technique et de Distribution |
| SBEE | Société Béninoise d'Energie Electrique |
| SCAPE | Stratégie de Croissance Accélérée et de Promotion de l'Emploi |
| SCAPE | Stratégie de Croissance Accélérée et de Promotion de l'Emploi |
| SIE | Système d'Information Energétique du Togo |
| SIG | Système d'Information Géographique |
| SII | Système d'Information Intégré |
| SNPT | Société Nouvelle de Phosphate du Togo (ancien IFG-Togo) |
| SOFRECO | Société Française de Réalisation d'Etudes et de Conseil |
| SOGREAH | Société Grenobloise d'Études et d'Applications Hydrauliques |
| SOTED | Société Togolaise d'Etudes de Développement en Afrique |
| SWER | Single Wire Earth Return |
| SYPCO | Advanced Power System Planning and Production Costing |
| SYPCO | Planification et analyse des coûts des équipements de production |
| TAG | Turbine à gaz |
| TCN | Transmission Company of Nigeria |
| TDRs | Termes de références |
| tep | Tonne d'équivalent pétrole |

| | |
|---|---|
| tpm | Tour par minute |
| UE | Union Europeenne |
| UEMOA | Union Economique et Monétaire Ouest-Africaine |
| VRA | Volta River Authority |
| WACEM | West African Cement |
| WACS | West Africa Cable System |
| WAGP | West African Gas Pipeline |
| WAPP | West African Power Pool |
| Wc | Watt-crête |
| XOF | Franc CFA (BCEAO) |
| ZD | Zone de dénombrement |

# SOMMAIRE

SNC·LAVALIN





## ÉNERGIE

TRANSPORT ET DISTRIBUTION

# S. SOMMAIRE

## S.1 Introduction

L'objectif global de l'étude d'élaboration d'un plan directeur de développement des infrastructures de l'énergie électrique est de doter le Togo d'une vision à long terme de développement de son réseau électrique national sur l'ensemble du territoire, indiquant les besoins hiérarchisés en infrastructures d'approvisionnement et de distribution.

### S.1.1 Description du projet

De façon plus spécifique, l'objectif de cette étude est l'élaboration d'un plan d'expansion des moyens de production et de distribution d'énergie qui permettra à la Compagnie Énergie Électrique du Togo (CEET) de tabler sur une offre en électricité en adéquation avec les besoins du pays, et d'avoir des options d'expansion de son parc de production-distribution qui soient les plus économiques; le tout eu égard aux politiques nationales et aux développements macro-économiques au niveau national et, dans une certaine mesure, au niveau régional. Cet objectif se traduit par :

- **En matière d'approvisionnement:**
  - mettre en place une perspective de développement des charges par secteur d'activité (primaire, secondaire et tertiaire ou industrie, ménages et commerce); et
  - définir une stratégie de sécurisation de l'approvisionnement de la CEET en énergie électrique.
- **En matière de transport:**
  - connaître les caractéristiques du réseau électrique de transport sur le territoire national ;
  - être assuré de la viabilité technique du réseau de transport, sur le territoire national, dans sa capacité à soutenir les puissances de transit actuelles et projetées dans un horizon de 15 ans (période 2014-2028).
- **En matière de distribution:**
  - s'assurer de la viabilité technique du réseau de distribution dans sa capacité, à soutenir les puissances de transit actuelles et projetées dans un horizon de 15 ans;
  - limiter les perturbations du réseau par l'élaboration d'une politique de qualité de fourniture;
  - définir une structure du réseau à long terme: consistance et positionnement des postes sources HTB/HTA, structure des ouvrages HTA à l'aval de ces postes sources;
  - disposer d'un outil de planification et de gestion des ouvrages;
  - définir les besoins d'investissements en infrastructures de réseau avec une hiérarchisation des investissements nécessaires.

### S.1.2 Objectif du Plan directeur

Selon les termes du contrat signé le 8 avril 2013, entre la CEET et SNC-Lavalin, la réalisation de cette étude s'est déroulée selon deux (2) phases.

La Phase I de l'étude a consisté essentiellement en une phase diagnostique et les principales activités de cette phase ont concerné:

- le relevé des données existantes et planifiées (à moyen et long terme) sur les systèmes de production, transport et distribution d'énergie électrique;


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- l'analyse de la situation existante et élaboration de la base de données de planification. Cette étape, préalable à la planification, permettra de bien définir les priorités en matière de renforcement des réseaux électriques; les données de modélisation des réseaux de production et transport; ainsi que la formulation de critères et d'hypothèses de planification;
- l'établissement d'une prévision de la demande;
- la définition d'un plan optimal de développement des zones non encore desservies; ainsi que
- l'évaluation des besoins en infrastructures de réseau avec une hiérarchisation des investissements nécessaires.

La Phase II de l'étude a, quant à elle, consisté en la préparation du plan directeur du développement des infrastructures CEET sur une période de 15 ans. Les principales activités de cette phase ont concerné:

- l'analyse économique et financière;
- la justification financière des programmes d'investissement ;
- le transfert de technologie et la formation.

### S.1.3 Zone du projet

La zone d'étude du projet couvre l'ensemble du territoire togolais à savoir les cinq (5) régions administratives (Maritime, Plateaux, Centrale, Kara et Savanes).

De façon plus spécifique, l'étude a concerné :

- les localités dont l'électrification pourrait être effectuée à des coûts relativement bas, du fait de la proximité d'un réseau existant ou d'un axe susceptible d'être développé sur la période d'étude;
- les localités non encore électrifiées, mais ayant un potentiel de demande significatif du fait de l'importance de leur population ou de leur rôle administratif;
- toute autre localité dont le niveau de développement apparent justifie une électrification.

La Figure S-5 donnée à la page S-39 illustre la zone d'étude.

### S.1.4 Approche méthodologique

L'agencement des différentes activités des deux phases mentionnées précédemment, pour mener à bien le développement du plan directeur d'approvisionnement et de distribution pour la CEET (horizon 2028), est présenté de façon générale sur la Figure S-6 (page S-40).

L'étude a débuté par une collecte de données, sur terrain, pour construire la base de données autour de laquelle a été planifié le plan de développement. La base de données, ainsi constituée, a servit de support à :

(i) la préparation de la prévision de la demande;
(ii) la préparation des enquêtes socio-économiques;
(iii) l'établissement de critères technico-économiques de planification ainsi que les coûts des ouvrages. La description de la situation existante du parc de production, transport et distribution a permis de définir et de valider les données techniques et économiques des réseaux électriques et d'asseoir la base de leur renforcement;
(iv) la modélisation des réseaux de production, transport et distribution reflétant la situation actuelle des réseaux;
(v) la définition d'un plan optimal de développement des zones non encore desservies; ainsi que
(vi) l'évaluation des besoins en infrastructures de réseau avec une hiérarchisation des investissements nécessaires.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

L'approche méthodologique pour l'exécution des diverses activités menées pour l'élaboration du plan de développement est illustrée sur la Figure S-7 (page S-41).

## S.2 Schéma institutionnel et organisationnel

Les objectifs de l'étude du cadre institutionnel sont de :

- présenter et définir l'environnement politique, légal et institutionnel, qui aura un impact direct ou indirect sur la mise en œuvre du Plan directeur du développement des infrastructures de la CEET; et de
- proposer, sur la base d'une revue critique des récentes réformes, un ou des schémas institutionnels et réglementaires propres à favoriser la réalisation de projets d'électrification rurale compatibles avec les réalités socioculturelles du Togo et respectueux des objectifs de développement durable.

### S.2.1 Schéma d'analyse

Toujours en conformité avec les exigences énoncée aux Termes de référence de mai 2012, il a été adopté un schéma d'analyse qui considère tout d'abord le Cadre politique et institutionnel du sous-secteur de l'électricité togolais pour ensuite considérer son Cadre organisationnel.

En ce qui concerne tout d'abord le **Cadre politique et institutionnel**, le rapport offre en premier lieu une synthèse des principales lois togolaises qui encadrent le secteur de l'électricité, soit la Loi 2000-012 du 18 juillet 2000 relative au secteur de l'électricité et la Loi 2008-005 du 30 mai 2008 portant Loi-cadre sur l'Environnement, pour ensuite considérer les instruments internationaux principaux qui encadrent ce secteur, dont une analyse des problématiques du Code bénino-togolais de l'électricité. Les interactions entre la Communauté Électrique du Bénin (CEB) et la Compagnie d'Énergie Électrique du Togo (CEET) sont aussi abordées.

Cette synthèse est suivie par une analyse des rôles des principaux ministères et organismes impliqués dans la préparation des lois, décrets et règlements dans le secteur électricité, soit le Ministère des Mines et de l'Énergie (MME), de l'Autorité en charge de la Réglementation du secteur de l'électricité (« ARSE ») et une revue des principales relations avec les institutions responsables pour les secteurs de l'économie jouant un rôle essentiel dans le secteur de l'électricité, soit le ministère en charge de l'économie et des finances, le ministère en charge de l'énergie et le ministère en charge de l'environnement et des ressources forestières. Un regard particulier est aussi posé sur les liens avec l'Autorité de Régulation des Marchés.

L'analyse critique du Cadre politique et institutionnel se termine par une évaluation de la nécessité du redressement du secteur de l'électricité, une argumentation au support d'une politique transparente de tarification de l'électricité et, enfin, d'une proposition quant à des zones d'amélioration des relations avec les institutions responsables pour les autres secteurs de l'économie en vue de favoriser le redressement du secteur d'électricité.

En ce qui concerne ensuite le **Cadre organisationnel,** il est tout d'abord présenté une évaluation de la capacité du secteur de l'électricité à assurer le contrôle et la surveillance des travaux et formulation des actions requises pour améliorer les performances. Cette évaluation est suivie d'une estimation des besoins d'assistance dans le contexte institutionnel et, d'une identification de l'apport souhaité des structures locales de financement et de soutien technique, ainsi que de l'apport souhaité des sources nationales et internationales de financement et de soutien technique, le tout dans le ccontexte de la coopération internationale financière et technique.

Les principales conclusions tirées de ces analyses sont résumées et regroupées en finale.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

On retrouve aussi, une synthèse des principaux instruments du cadre institutionnel togolais du Secteur de l'électricité (Tableau S-28, page S-32), une synthèse des principaux instruments du cadre institutionnel supranational (Tableau S-29, page S-35), une présentation synthétique des principaux ministères et organismes impliqués dans la préparation des lois, décrets et règlements dans le secteur électricité (Tableau S-30, page S-36) et, finalement, une liste des documents principaux sur lesquels se base le rapport (Tableau S-31, page S-38).

### S.2.2 Principales conclusions

Plusieurs points d'insuffisance ont été identifiés, et de multiples recommandations ont été soumises, tout au long du texte. Celles jugées les plus importantes sont résumées et regroupées en conclusion. Notamment :

- **En ce qui concerne les institutions**

  - Il faudra envisager de transformer les rôles, tant de la CEET que de la CEB, de façon à les habiliter à assumer pleinement leurs missions respectives dans le cadre réglementaire actuel, à la fois national et supranational, et de les responsabiliser le plus possible.
  - Il conviendra de réformer l'ARSE et de la renforcer pour la rendre plus autonome du ministère chargé de l'énergie, en plus d'élargir son rôle de façon à ce qu'elle couvre les énergies renouvelables, l'électrification rurale et l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité.

    Aussi, pour éviter que l'ARSE soit capturée par des entreprises qui sont souvent très puissantes dans le secteur concerné, il faudra asseoir un système qui l'oblige à rendre comptes aux trois groupes d'acteurs du secteur, soit le gouvernement, les firmes et les consommateurs.

- **En ce qui concerne le cadre légal**

Sur le plan national faudra adresser un certain nombre de points d'insuffisance portant notamment sur :

- L'électrification des zones rurales ou financièrement défavorisées ;
- L'exploitation des énergies renouvelables ;
- La nécessité d'assurer le transfert de technologie dans le domaine énergétique ;
- Le sort qu'il convient de réserver aux excédents de production réalisée à titre privé notamment dans le cadre d'une exploitation industrielle ;
- L'obligation d'assurer une transparence des prix par la publication et la large diffusion des règlements tarifaires en vigueur ;
- La notion de client éligible et le seuil d'éligibilité.

Sur le plan supranational, il faudra notamment réaliser la séparation de comptes de la CEB (« *Unbundling* »), la préparation d'un code du réseau de transport et la création d'un marché de l'électricité ouvert (« *libéralisation* ») au Togo.

Il faudra aussi mettre à jour le Code des investissements de 1989 pour prendre en compte le sous-secteur de l'électricité et sa libéralisation éventuelle.

Enfin, par souci de transparence, il faudra s'assurer que le Règlement tarifaire soit aisément accessible dans son intégralité.

- **En ce qui concerne les autres points d'insuffisance**

a) L'accès à l'électricité en zone rurale

Il s'agit là d'un objectif clé du gouvernement en vue de favoriser le développement. Différentes décisions devront donc être prises sur l'organisation institutionnelle à retenir, la politique à appliquer et les modifications à apporter au cadre réglementaire.


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

Il est particulièrement recommandé de mettre en place une structure spécialisée pour la gouvernance de l'électrification rurale et la promotion de combustibles domestiques plus efficients.

En cas de concession accordée à des intérêts privés, il est aussi recommandé que le contrat de concession impose l'obligation de service universel.

b) Le recours aux énergies renouvelables

Il est recommandé de développer et mettre en place des politiques tarifaires incitatives et des mécanismes d'incitation pour la promotion des énergies renouvelables et de l'électrification rurale hors réseau, les zones rurales plus isolées pouvant alors être avantageusement desservies en électricité, que ce soit par une utilisation judicieuse de la biomasse, compatible avec les objectifs de développement durable, le recours à l'énergie solaire ou éolienne ou, lorsque viable, l'utilisation de la force hydraulique avec des mini ou des micros centrales, au prix d'un soutien de l'État s'il le faut.

Il faudrait aussi accroître le rôle de l'ARSE de façon à ce qu'elle couvre les énergies renouvelables et l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité.

c) La participation du secteur privé

Dans l'objectif d'accroître la participation du secteur privé, il faudrait amender la Loi no 2002/012 Relative au Secteur de l'électricité pour permettre des formules de participations tels les montages BOOT accompagné d'un PPA avec ou sans « Take or Pay ».

Il serait aussi recommandé de supprimer la disposition du Code bénino-togolais faisant de la CEB l'acheteur unique, ce qui permettrait l'entrée sur le marché de producteurs indépendants d'électricité opérant au niveau national ou sous régional, sans devoir recourir à des procédures d'exception lors de crises énergétiques, comme en mai 2007.

d) L'établissement des tarifs et ajustements tarifaires

Une politique transparente de tarification de l'électricité devra être mise en œuvre par l'ARSE en collaboration avec la CEET, et le cas échéant par d'éventuels opérateurs privés, dans certaines zones rurales.

Cette réglementation devra être concentrée là où elle est vraiment nécessaire, soit sur la fixation des tarifs et conditions pour les usages « captifs » par les consommateurs « captifs », d'une part, et assurer qu'il n'y a pas de subventions croisées (« *cross-financing* ») au détriment de ces consommateurs « captifs, d'autre part.

L'ARSE devra aussi imposer l'obligation d'assurer une transparence des prix, notamment par la publication et la large diffusion des règlements tarifaires en vigueur.

Notamment, dans ce souci de transparence, il faudra s'assurer que le Règlement tarifaire soit aisément accessible dans son intégralité, ce qui n'est pas le cas présentement.

e) Les besoins d'assistance dans le contexte institutionnel

Il est recommandé que le Ministère de l'Énergie évalue les capacités et les ressources financières de sa Direction de la planification en vue de l'élaboration et de l'exécution du programme d'investissement mis en place par la Banque mondiale pour répondre aux objectifs de la politique et de la stratégie énergétiques.

Également, pour optimiser ses chances de mobilisation des financements nécessaires, exécuter son programme d'investissement dans les délais prévus et contrôler les risques de dégradation de la qualité des services, il est recommandé que le Togo, réévalue et très probablement modernise, son dispositif de PPP, en plus de préparer des contrats types et des textes d'application.

Ces actions devraient être de nature à favoriser la venue des investisseurs, en levant les principaux obstacles institutionnels à l'investissement.


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

## S.3 Inventaire des réseaux existants

Les installations électriques, composant le réseau de production, transport et distribution au Togo, décrites dans les paragraphes qui suivent, ont été définies à partir des informations recueillies au cours de missions de collecte de données, effectuées, dans le cadre de projets menés par SNC-Lavalin au Togo, entre 2010 et 2012 au profit de la Communauté Électrique du Togo (CEB) ainsi qu'en 2013 au profit de la CEET, soient:

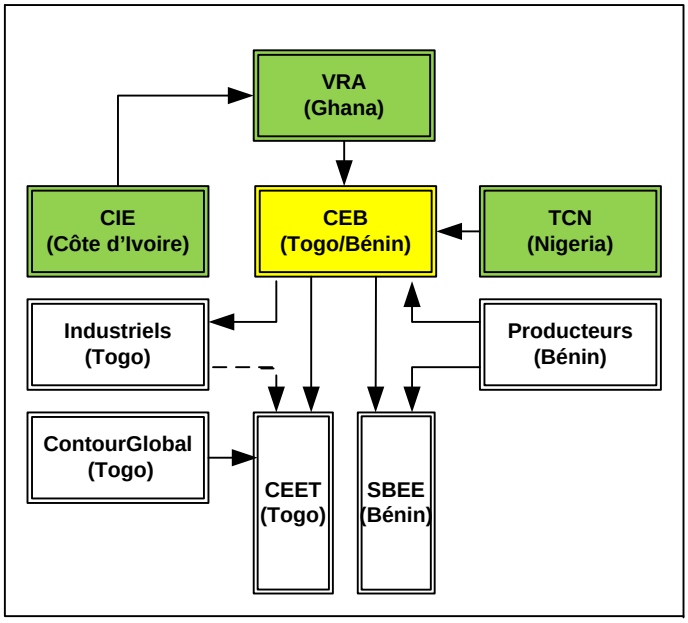
- du 26 juillet au 6 août 2010 dans le cadre du projet intitulé *Études de faisabilité, d'avant projet détaillé et élaboration du Dossier d'Appel d'Offres pour la ligne 161kV Kara-Mango-Dapaong et du poste de Sokodé* (marché No. 085/CEB/DG/DED/DAP/SATS/2010) ;
- du 3 au 18 mai 2012, dans le cadre du projet intitulé *Etude de l'exploitation en bouclage du réseau Sud de la CEB* (marché No. 006/CEB/DG/DED/DAP/SAT /2012) ;
- du 15 juillet au 1 août 2013 dans le cadre du projet du *Plan Directeur du développement des infrastructures d'Energie Electrique du Togo* (marché No. 06/PRMP/DG/CEET/2013).

Les figures, données à la fin de la section, présentent, respectivement, le cheminement géographique du réseau de transport à haute tension de la CEB (voir Figure S-8, page S-42), le schéma synoptique du réseau interconnecté (voir Figure S-9, page S-43) de la CEB ainsi qu'une vue d'ensemble du système d'alimentation en énergie électrique du Togo (voir Figure S-10, page S-44).

### S.3.1 Réseau de production

La production et le transport d'énergie électrique au Togo sont sous la responsabilité de la Communauté Électrique du Bénin (CEB) et les principaux réseaux de production-transport du Togo appartiennent à la CEB qui en assure leur développement et entretien. Au niveau du Togo, le mode actuel d'approvisionnement en électricité est tel qu'illustré sur le schéma suivant.

**Figure S-1 : Mode d'approvisionnement**




L'énergie fournie au réseau togolais provient en majeure partie de la CEB et le restant de la production propre de la CEET à partir de ses centrales thermiques.

Les tableaux qui suivent donnent le détail de la puissance installée, selon les parcs de production de la CEET et de la CEB. A cette capacité disponible pour satisfaire à la


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

consommation en électricité du Togo, et dans le but d'éviter des délestages, le Togo peut faire appel à un complément de l'ordre de 50 à 70 MW à partir des importations de la CIE-VRA (50 MW en provenance de l'interconnexion Côte d'Ivoire/Ghana) et de la WACEM (20 MW) en ultime recours, cependant.

**Tableau S-1: Parc de la CEET**

| Centrale | Puissance installée | | Puissance disponible | Date de mise en service | Combustible |
|---|---|---|---|---|---|
| | MVA | MW | | | |
| Lomé-Port | 6 x 18,5(*) | 100 | 90 | 2010 | Gaz naturel/ diesel/fuel lourd |
| | 14 x 1,2 | 14 | 14 | 2008 | Diesel |
| Lomé-Siège | 2 x 10 | 14.7 | 7 | 1979 | Diesel |
| Kara | | 16 | 4 | - | Diesel |
| Sokodé | | 4 | 1,5 | - | Diesel |
| Kpimé | 2x0,78 | 1,5 | 1,5 | 1963 | Hydro |

Note : (*) Exploités par la Société ContourGlobal Togo S.A.

**Tableau S-2: Parc de la CEB**

| Centrale | Puissance installée | | Puissance disponible | Date de mise en service | Combustible |
|---|---|---|---|---|---|
| | MVA | MW | | | |
| Lomé-Port | 1 x 27,8 | 25 | 20 | 2008 | Gaz dual fuel (jet A1 et gaz naturel) |
| Maria Gléta | 1 x 27,8 | 25 | 20 | 2008 | Gaz dual fuel (jet A1 et gaz naturel) |
| | 2 x 11,1 | 20 | 20 | - | |
| | 6 x 11,1 | 60 | 60 | 2014 | |
| Nangbéto | 2 x 35 | 65 | 65 | 1987 | Hydro |

Tel qu'indiqué dans le tableau suivant, l'énergie appelée par le réseau du Togo a été principalement couverte, au cours des dernières années, par les importations effectuées de la CEB. Cette situation explique les problèmes de déficit récurrent que connait le pays en cas de défaillance d'une source d'importation. L'hydroélectricité est la deuxième source pour la production d'électricité dans le pays, et contribue à environ 18% de la capacité totale installée et dédiée au Togo.

**Tableau S-3: Production (MWh) et appel de puissance de pointe (MW) – 2006-2012**

| Année | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Achats (MWh)** | **479 867** | **516 146** | **611 069** | **690 205** | **758 882** | **837 718** | **887 255** |
| Achat CEB | 479 363 | 515 587 | 610 466 | 689 657 | 710 531 | 769 709 | 677 389 |
| Achat IFG-Togo | 503 | 510 | 554 | 548 | 673 | 839 | 841 |
| Contour Global | - | - | - | - | 47 679 | 67 171 | 209 024 |
| Autres achats | - | 49 | 49 | - | - | - | - |
| **Production brute (MWh)** | **71 264** | **41 701** | **30 031** | **22 810** | **40 621** | **11 534** | **14 334** |
| **Achats + Production (MWh)** | **551 131** | **557 847** | **641 100** | **713 015** | **799 503** | **849 253** | **901 589** |
| **Puissance de pointe (MW)** | **78** | **99** | **111** | **118** | **130** | **140** | **163** |

Dans le passé, l'importation d'énergie électrique du Ghana, de la Côte d'Ivoire et du Nigéria représentait entre 65 et 70% des besoins en électricité du pays. Cependant, avec l'arrivée en 2010 de la production de ContourGlobal, la situation s'est notablement améliorée. A moyen terme et afin de diversifier, aussi, les sources d'approvisionnement, le Togo envisage la construction d'une centrale au charbon.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

### S.3.2 Réseau de transport HT

Le réseau de transport à haute tension (voir Figure S-8, page S-42 ) comprend des lignes à 161 kV ainsi que des lignes à 63 kV et 66 kV. Le réseau de transport à 330 kV, lorsque finalisé, interconnectera les réseaux du Nigéria, du Bénin, du Togo et du Ghana.

Les réseaux de transport à 63 et 66 kV qui se trouvent au Togo sont exploités par la Compagnie d'Énergie Électrique du Togo (CEET).

### S.3.3 Postes de transformation HT/MT

Actuellement, les deux (2) principaux postes d'alimentation de la CEB, du réseau interconnecté togolais, sont les postes 161 kV Momé Hagou et Nangébto. De ces postes partent les lignes de transport qui alimentent les principaux postes de transformation HT/MT raccordés au réseau interconnecté du Togo et situés à Lomé (Lomé Aflao et Lomé Port), Tabligbo, Hahotoé, Anfoin ainsi qu'Atakpamé et Kara dans le nord du pays.

Avec l'arrivée programmée de la ligne d'interconnexion à 330 kV, en provenance de Sakété au Bénin, il est aussi prévu la mise en service de 2 nouveaux postes sur le territoire togolais, à savoir le poste 330/161/20 kV Lomé C à Davié et le poste 161/20 kV de Légbassito.

### S.3.4 Réseaux de distribution MT et BT

Le système de distribution de l'énergie électrique de la CEET compte 2 principaux réseaux interconnectés Sud et Nord. Le tableau qui suit indique, pour l'année 2012, le nombre de postes MT ainsi que la longueur des lignes de distribution aux niveaux des réseaux d'alimentation du pays.

**Tableau S-4: Réseau de distribution MT et BT**

| Réseau | Postes MT/BT | Lignes MT (km) | Lignes BT (km) |
|---|---|---|---|
| Lomé | 690 | 623,83 | 1 984,22 |
| Sud | 314 | 674,53 | 855,03 |
| Nord | 270 | 749,62 | 979,23 |
| **Total** | **1 274** | **2 047,98** | **3 818,48** |

Source : Statistiques CEET - 2012

Les tensions actuellement utilisées sur le réseau MT togolais sont le 20 kV, 33 kV et 34,5 kV. La tension 20 kV est destinée essentiellement à la distribution MT urbaine, la tension 33 kV sert principalement de liaisons interurbaines tandis que le 34,5 kV est la tension de distribution issue de l'alimentation par câble de garde des lignes HT.

### S.3.5 Taux d'électrification

Le tableau qui suit, donne par région, le taux d'accès à l'électricité tel qu'observé en 2012. Au niveau du pays ce taux est estimé être l'ordre de 26,3%.

**Tableau S-5: Taux d'électrification - Année 2012**

| Région | Population | Abonnés | Taux d'électrification |
|---|---|---|---|
| Centrale | 653 464 | 10 502 | 12,9% |
| Kara | 814 294 | 15,483 | 15,2% |
| Maritime | 2 749 729 | 161 935 | 47,1% |
| Plateaux | 1 454 384 | 18 670 | 10,3% |
| Savanes | 875 935 | 8 371 | 7,7% |
| **Pays** | **6 547 806** | **214 961** | **26,3%** |

Source : Statistiques CEET - 2013

Le taux d'électrification de Lomé et de sa zone périurbaine, durant la même période, est estimé être de l'ordre de 70%.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

## S.4 Prévision de la demande

### S.4.1 Historique des ventes d'électricité

Les ventes globales d'électricité (basse tension et moyenne tension) sont passées de 376 GWh en 2003 à 695 GWh en 2012, ce qui correspond à une croissance moyenne de l'ordre de 7,1% par année. Sur la période plus récente de 2007 à 2012, la croissance moyenne est encore plus accentuée avec un taux de 9,8% par année, soulignant l'ampleur de la demande croissante d'électricité au Togo, ces dernières années. D'un autre côté, l'importance de l'énergie non-distribuée (END) enregistrée par la CEET s'est améliorée entre 2009 et 2011 : passant de 71 GWh en 2009, à 12 GWh en 2010 et à 7 GWh en 2011 ; en 2012 l'END a été de 6 GWh quoique ce chiffre représente Lomé uniquement. Cependant, l'année 2013 a vu une remontée de l'END où elle s'est chiffrée à 11 GWh à Lomé uniquement, à peine moins élevée que le niveau national de 2010 quand elle a atteint 12 GWh.

Sur cette période de 2003 à 2012, les ventes BT (basse tension) ont marqué une bien plus forte croissance (8,2% par année) que les ventes MT (moyenne tension) avec 5,5% de croissance par année. Les ventes BT sont passées de 207 GWh à 422 GWh dans cette période alors les ventes MT sont passées de 169 à 273 GWh.

**Tableau S-6: Historique des ventes d'électricité BT+MT (GWh)**

| Région | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Lomé | 312 | 345 | 353 | 370 | 357 | 418 | 465 | 504 | 523 | 553 |
| Maritime (sans Lomé) | 17 | 18 | 21 | 18 | 16 | 19 | 21 | 29 | 41 | 45 |
| Plateaux | 19 | 20 | 21 | 21 | 20 | 24 | 25 | 26 | 29 | 34 |
| Centrale | 7 | 8 | 9 | 9 | 12 | 12 | 14 | 15 | 16 | 18 |
| Savane | 6 | 6 | 7 | 8 | 8 | 9 | 10 | 12 | 13 | 14 |
| Kara | 16 | 18 | 21 | 21 | 21 | 23 | 26 | 29 | 30 | 31 |
| **Total (GWh)** | **376** | **416** | **432** | **448** | **435** | **506** | **563** | **615** | **652** | **695** |

### S.4.2 Prévision de la demande d'électricité – Horizon 2028

Les hypothèses émises dans le cadre de la prévision de la demande ont tenu compte :

- des obligations de la CEET, dans le cadre du Contrat de performance[1] signé avec le gouvernement du Togo, notamment en termes de rendement global (réduction progressive des pertes d'électricité) et de taux de desserte dans le pays (avec un objectif de 40% de taux desserte à atteindre en 2018) ;
- de l'énergie non distribuée (END) du fait de la faiblesse actuelle du système électrique ; et
- d'efforts d'électrifications supplémentaires au-delà de 2018, le Contrat de performance ne couvrant que la période jusqu'à 2018 en ce qui concerne les taux de desserte. Les objectifs de taux de desserte dans les hypothèses émises au-delà de 2018 seraient d'atteindre progressivement 60% en 2025 et 75% en 2030. Il est à noter que même si institutionnellement les efforts d'électrifications supplémentaires sont plus du ressort de la DGE (MME) que de la CEET, les calculs de la prévision des demandes supplémentaires ont été incorporés dans la prévision de la demande pour la CEET.

Enfin, au niveau national, la prévision de la demande qui a été effectuée essentiellement au niveau de la CEET, est complétée par les charges imputées à la SNPT et la WACEM qui, elles, sont alimentées directement par la CEB, dont les charges ne sont donc pas comptabilisées pour la CEET.

[1] Contrat de Performance du 28 avril 2014.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

La prévision de la demande globale (BT+MT) au niveau de la CEET s'établira à 2 549 GWh en 2028 ; le taux moyen de croissance sera de 7,9%.

**Tableau S-7: Demande BT+MT (CEET) – Prévisions (en GWh)**

| Clients | 2015 | 2020 | 2025 | 2028 |
|---|---|---|---|---|
| Clients Privés et Résidentiels | 732,5 | 1 130,4 | 1 709,7 | 2 168,5 |
| Commerce et Industries | 119,8 | 140,4 | 164,6 | 181,3 |
| Administrations | 109,3 | 137,6 | 173,3 | 199,0 |
| **Demande totale BT+MT (GWh)** | **961,6** | **1 408,3** | **2 047,6** | **2 548,8** |

En ce qui concerne les deux clients majeurs directs de la CEB au Togo, la WACEM et la SNPT, leur moyenne de la demande en énergie au cours des huit dernières années s'établit à 108,5 GWh pour la WACEM et 39,4 GWh pour la SNPT.

La demande par la SNPT et la WACEM est considérée comme étant stationnaire, et elle est établie comme étant la moyenne des huit dernières années mentionnée précédemment. Aussi, au niveau national, la prévision de la demande en énergie est comme résumée ci-après.

**Tableau S-8: Prévision de la demande en énergie (GWh) - Niveau national**

| Clients | 2015 | 2020 | 2025 | 2028 |
|---|---|---|---|---|
| **CEET** | **961,6** | **1 408,3** | **2 047,6** | **2 548,8** |
| SNPT et WACEM | 147,8 | 147,8 | 147,8 | 147,8 |
| **Total national (Gwh)** | **1 109,4** | **1 556,1** | **2 195,4** | **2 696,6** |

Par ailleurs, les puissances communiquées à la CEB par ces industriels (WACEM et SNPT) sont de 19 MW pour la WACEM et 12 MW pour la SNPT[2]. Additionnant ces demandes à la prévision de la demande en puissance de la CEET, le tableau ci-après est obtenu.

**Tableau S-9: Prévision de la demande en puissance (MW) - Niveau national**

| Année | CEET | WACEM et SNPT | Total (MW) |
|---|---|---|---|
| 2015 | 198 | 31 | **229** |
| 2020 | 283 | 31 | **314** |
| 2025 | 398 | 31 | **429** |
| 2028 | 495 | 31 | **526** |

### S.4.3 Analyse des scénarios

La prévision présentée aux sections précédentes représente les conditions du scénario de base/référence, c'est-à-dire la demande la plus probable. Afin de prendre en compte une gamme raisonnable d'incertitudes dans la prévision de la demande, deux autres scénarios été développés :

- un scénario fort ou demande élevée; et
- un scénario faible ou demande faible.

Les deux scénarios considérés ont eu trait aux paramètres suivants qui sont considérés comme ayant le plus d'impact sur la demande :

- croissance des abonnés résidentiels BT ;

[2] Source : Plan d'Action pour le développement du secteur de l'énergie électrique de la CEB, 2011-2020.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

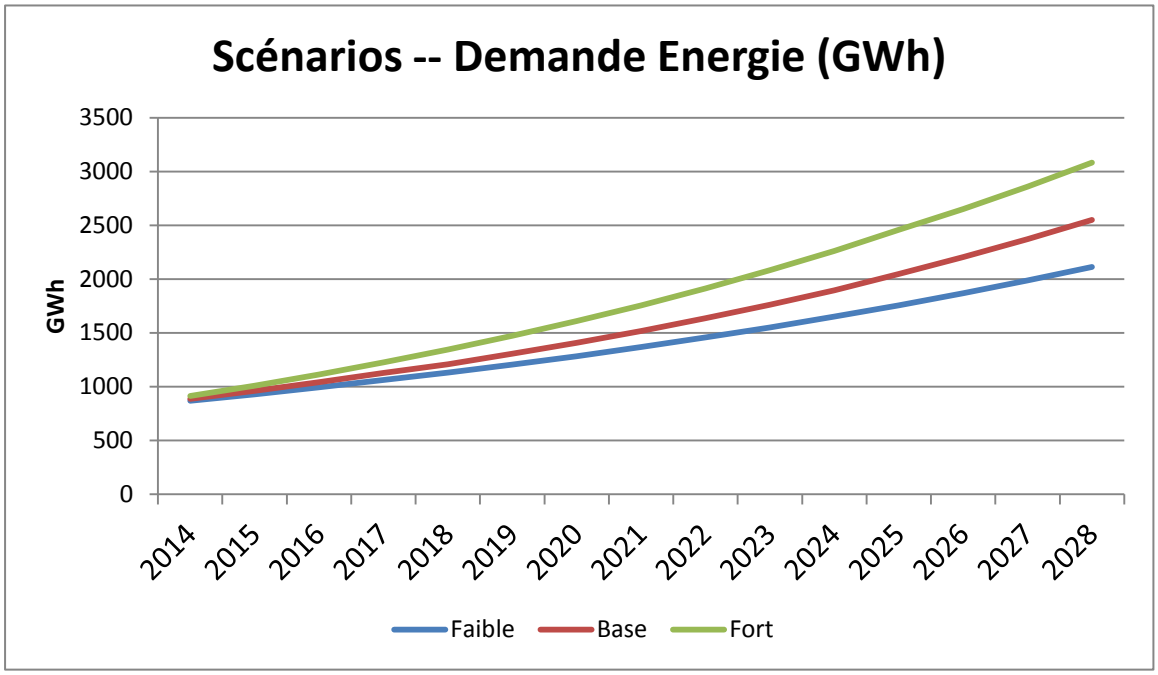
- objectifs d'électrification ; et
- consommation unitaire des nouvelles électrifications rurales.

### S.4.4 Résultats des scénarios

Les figures ci-après donnent une synthèse des résultats pour la prévision de la demande, selon les trois scénarios considérés (faible, base et fort). Elles présentent :

- la demande en énergie ; et
- les puissances de pointe.

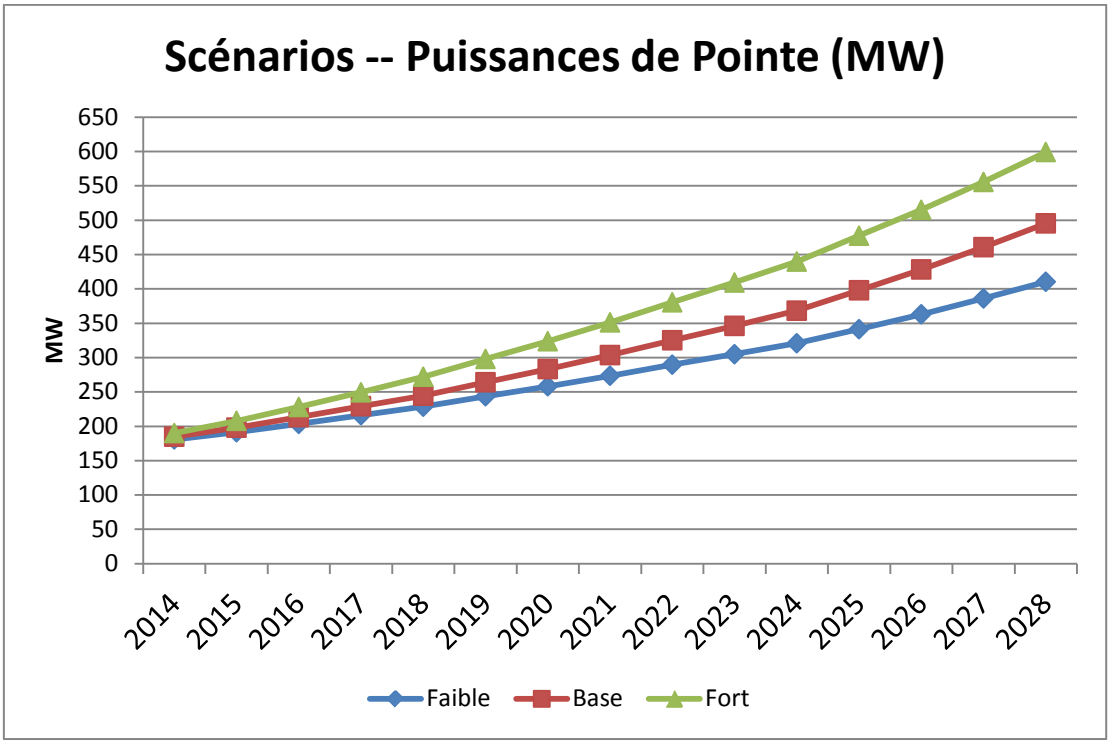
**Figure S-2 : Scénarios – Demande en énergie**




Le scénario fort produit une demande en énergie projetée de 3 083 GWh en 2028, horizon de l'étude de prévision de la demande. Le taux moyen d'accroissement est de 9,3% par an. Quant au scénario faible, la demande en énergie projetée pour la même année sera de 2 111 GWh ; et le taux moyen d'accroissement est de 9,5% par an.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Figure S-3: Scénarios - Puissances de pointe**




La demande en puissance maximale du réseau de la CEET, dans le cadre du scénario fort, s'élèvera à 600 MW en 2028. Le taux moyen d'accroissement est de 8,8% par an. Quant au scénario faible, la puissance maximale projetée pour la même année sera de 410 MW, et le taux moyen d'accroissement annuel est de 6,1%.

### S.4.5 Enquête socio-économique

Une enquête socio-économique a été réalisée dans le cadre de la présente étude. Axée sur la consommation énergétique en milieu rural, l'enquête a été sous-traitée à la DGSCN, sous la supervision de SNC-Lavalin.

L'enquête avait pour but de :

- recueillir les informations permettant d'identifier les activités économiques dominantes dans les villages à l'échelle du pays ;
- indiquer le niveau probable des populations locales à contribuer à l'électrification rurale ;
- déterminer l'usage (éclairage, cuisson, réfrigération, etc.) des sources d'énergie actuellement utilisées et établir les coûts monétaires de la non-électrification (dépenses mensuelles pour l'achat de pétrole lampant, bougies, piles, etc.); et
- déterminer les attentes des ménages en termes de services électriques, en fonction de leurs disponibilités financières, et évaluer leur volonté et capacité de payer l'électricité.

Entre autres résultats de l'enquête, les faits saillants suivants ont été dégagés de l'enquête :

- La facture moyenne payée par chaque ménage utilisant l'électricité de la CEET, s'élève à 7 050 FCFA/ mois. Un ménage abonné (abonné en titre) débourse mensuellement 7 310 FCFA alors que la 'contribution' mensuelle d'un ménage non-abonné mais utilisant l'électricité de la CEET (abonné indirect) s'élève à 3 700 FCFA.
- Les ménages situés dans une zone non encore électrifiée représentent 75,3% des ménages. Parmi ceux-ci, 91% seraient disposés à payer l'électricité en cas d'électrification. Le montant mensuel avancé que cette tranche des ménages serait disposée à payer pour l'électrification de leur village serait de 1 935 FCFA en moyenne par ménage. Le montant avancé varie selon les Régions : la


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Région Maritime avancerait le montant le plus élevé avec 2 641 FCFA/mois/ménage, alors qu'un ménage de la Région des Plateaux avancerait le montant le moins élevé avec 1 431 FCFA par mois.

- 9% des ménages ne sont pas du tout disposés à payer même si leur village est électrifié, la raison principale évoquée étant le manque de moyens financiers (89% des réponses). Il est à noter que cette proportion de ménage (manque de moyens) atteint 100% dans la Région de Kara.

Enfin, il est à signaler que le montant mensuel moyen déboursé par un ménage rural, s'élevant à environ 7 050 FCFA, a été utilisé comme point de départ dans l'évaluation de la consommation spécifique moyenne d'un ménage rural. Considérant le tarif actuel appliqué uniformément sur tout le territoire togolais, ce montant correspond à une consommation mensuelle égale à 79 kWh. La consommation spécifique annuelle s'élève donc à 948 kWh.

## S.5 Critères de planification

La planification des réseaux passe d'abord par la détermination d'un ensemble de critères sur lesquels seront basés la conception des scénarios d'extension et d'évaluation technico-économiques des diverses options susceptibles d'être développées pour la fourniture, le transport et la distribution de l'électricité sur le réseau interconnecté et les réseaux isolés. Dans ce sens, les critères actuellement en vigueur à la CEET ont été passés en revue, validés et reformulés selon les cas.

Les données et hypothèses retenues ont constitué un intrant essentiel à l'élaboration et au développement du plan directeur des infrastructures CEET, elles concernent :

**Paramètres réseaux de transport/distribution:**

- **Limites de tension en conditions normales d'exploitation et en situation d'urgence**
- **Niveaux de charge des équipements en conditions normales (régime permanent) d'exploitation et régime d'urgence**
- **Caractéristiques techniques des équipements de transport et distribution**
- **Frais d'exploitation et d'entretien fixes/variables**

**Paramètres réseau de production:**

- **Fiabilité (LOLP) ou critère d'énergie non desservie**
- **Consommation spécifique ou pouvoir calorifique des combustibles**
- **Programme de maintenance**
- **Durée de vie utile et année de déclassement des unités de production existantes**
- **Frais d'exploitation et entretien fixes/variables**
- **Caractéristiques techniques des centrales engagées avec leur séquence de mise en service**

**Paramètres techniques et économiques:**

- **Prévision de la demande**
- **Prévisions du prix des différents combustibles**
- **Taux d'actualisation économique**
- **Taux de change**
- **Coût de l'énergie non desservie**
- **Coûts unitaires des ouvrages**
- **Coûts typiques d'investissement et de maintenance des différentes technologies de production**


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

## S.6 Plan de production

Cette section porte sur le plan de production associé au réseau électrique du Togo seulement. Ce plan de production repose sur des études techniques et économiques visant à programmer, selon certains critères de performance, des ressources énergétiques qui permettront de satisfaire la demande en électricité prévue au Togo, à l'horizon de l'étude (2028).

### S.6.1 Options de développement du parc de production

Face au manque de fiabilité de l'approvisionnement, qui constitue un handicap considérable pour l'économie nationale, le Togo prévoit la diversification des sources d'approvisionnement, la mise en place d'un mix énergétique plus large et le développement des énergies renouvelables pour assurer une croissance économique stable.

Les principales options de développement du parc de production, présentées ci-après résultent de l'analyse du parc existant, des orientations stratégiques envisagées par le Gouvernement du Togo, la CEB et la CEET mais également des opportunités et des ressources disponibles aussi bien d'un point de vue technologique qu'économique.

#### S.6.1.1 Options thermiques

Dans le cadre des options thermiques, les installations futures envisageables sont:

- les centrales diesel;
- les turbines à gaz et les cycles combinés;
- les centrales à vapeur au charbon.

#### S.6.1.2 Options hydroélectriques

Au niveau du développement des ouvrages hydroélectriques, le site d'Adjarala (147 MW, dont 70 MW garantis pour le Togo), entre le Togo et le Bénin, a fait l'objet de plusieurs études. Actuellement, il est admis que cette centrale pourrait entrer en service en 2018. Par contre, les petites rivières et ruisseaux pourraient être exploités pour la fourniture d'électricité pour les zones rurales et les communautés éloignées.

#### S.6.1.3 Énergies alternatives

Le développement des énergies alternatives est, pour le Togo, une réelle nécessité dans un contexte de raréfaction des ressources naturelles, de lutte contre le changement climatique et la désertification et de réduction des gaz à effet de serre. Le Togo s'est donc résolument engagé dans la promotion des énergies renouvelables pour pallier son déficit énergétique et devrait à termes également contribuer à la réduction de la pauvreté.

#### S.6.1.4 Énergie solaire

Le Togo se trouve dans une zone de fort ensoleillement et où le rayonnement solaire est assez bien réparti. L'énergie solaire globale moyenne rayonnée sur un plan horizontal est estimé à 4,4 kWh/m²/j pour Lomé, à 4,3 kWh/m²/j pour Atakpamé et 4,5 kWh/m²/j pour Mango, les puissances pouvant dépasser 700 Wc/m², surtout en saison sèche quand le ciel est clair et le taux d'humidité de l'air bas.

L'utilisation moderne de l'énergie solaire au Togo n'est qu'à ses débuts et se limite à quelques projets d'installation de chauffe-eau solaires au niveau des maternités et des hôtels et de panneaux photovoltaïques observables sur les toits de quelques ONG, représentations religieuses et gares du réseau ferroviaire.

#### S.6.1.5 Énergie éolienne

L'énergie éolienne connaît un début timide au Togo par rapport à l'énergie solaire. La seule


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

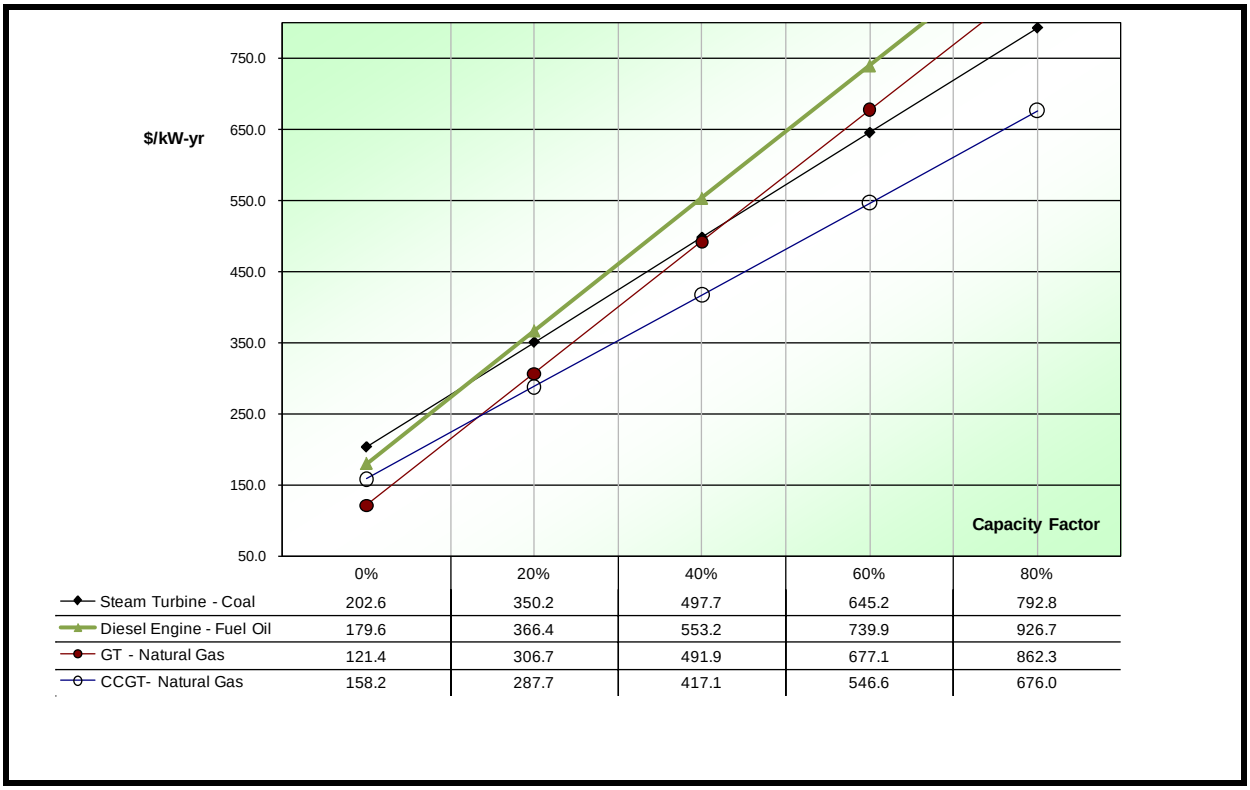
utilisation qui en est faite jusqu'ici reste le pompage de l'eau souterraine. Les premières prospections avaient conclu que le gisement éolien togolais n'est pas intéressant. Cependant, au regard du niveau actuel des techniques d'exploitation du vent à des fins énergétiques et de l'identification de quelques sites éoliens rentables au Togo, il semble profitable pour le pays de rentabiliser son exploitation. Ainsi, le développement de l'éolien doit être considéré comme une alternative tout à fait viable dans la mesure où la côte et le Nord disposent de potentialités pour le développement de ces énergies. Il est à souligner, cependant, que quelque soit son potentiel, cette production reste aléatoire «au fil du vent» et doit être considérée comme une énergie uniquement complémentaire qui ne peut être comparée à de la production thermique qui est plus prévisible puisque, en condition normale, constante.

Le principal projet d'approvisionnement, actuellement envisagé par le Togo est la ferme éolienne Delta Wind, d'une puissance installée de 24 MW et dont la capacité garantie serait de l'ordre de 5 à 6 MW. Dans le cadre de ce projet, le coût du kWh est de 100-120 FCFA et la date de mise en service du parc est 2014.

### S.6.2 Établissement des scénarios de production

L'analyse détaillée du futur système de production passe par celle des unités de production candidates afin de fournir une indication sur les types d'équipements qui devraient être ajoutés sur la période d'étude donnée lorsqu'un ajout de moyen de production devient nécessaire. La figure qui suit illustre les courbes comparatives des coûts annualisés pour les diverses unités candidates. Le coût annualisé est composé du coût en capital, des coûts d'opération et d'entretien (O&M) fixes et variables ainsi que du coût du combustible.

**Figure S-4: Courbes comparatives des coûts annualisés des unités candidates**




| | 0% | 20% | 40% | 60% | 80% |
|---|---|---|---|---|---|
| Steam Turbine - Coal | 202.6 | 350.2 | 497.7 | 645.2 | 792.8 |
| Diesel Engine - Fuel Oil | 179.6 | 366.4 | 553.2 | 739.9 | 926.7 |
| GT - Natural Gas | 121.4 | 306.7 | 491.9 | 677.1 | 862.3 |
| CCGT- Natural Gas | 158.2 | 287.7 | 417.1 | 546.6 | 676.0 |

L'analyse des courbes indique que pour un facteur d'utilisation inférieur à 15%, les turbines à gaz sont les unités les plus adéquates. Au dessus de ce facteur, le cycle combiné qui utilise du gaz naturel est l'option au plus bas coût. Au cas où le cycle combiné ne fait pas partie des options envisageables, la turbine à vapeur fonctionnant au charbon est la


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

prochaine option à partir d'un facteur d'utilisation supérieur à 40%. Le moteur diesel est considérablement plus cher que les autres unités à cause des coûts de combustible et de son efficacité inférieure. Il est important de souligner que ces courbes de sélection ne présentent pas une image complète pour le développement d'un plan d'expansion optimal, car elles ne tiennent pas compte des variations de charges saisonnières ou journalières particulières à chaque système étudié. Elles ne prennent pas compte, non plus, de la fiabilité associée aux divers types d'unités ni de considérations environnementales. Cependant, elles fournissent une assez bonne indication des types d'unités de production qui devraient être considérées.

Basé sur ces résultats et compte tenu des nouvelles installations de production déjà planifiées, trois scénarios principaux de développement ont été considérés et analysés. Dans chaque cas, il a été supposé que le mode d'exploitation actuel serait maintenu et que les groupes ayant atteint la fin de leur vie utile seraient remplacés, au besoin, par l'équipement le plus approprié.

Dans le cadre du Plan directeur du développement des infrastructures CEET, les scénarios probables – et leurs variantes – considérés sont :

- Scénario A : Mise en service des unités programmées aux dates planifiées. Cette option de développement tient compte de la programmation de nouvelles unités aux dates actuellement planifiées, c'est à dire la mise en service effective d'Adjarala (70 MW pour le Togo) en 2018, l'extension de la centrale ContourGlobal (90 MW) en 2016, la centrale Delta Wind de 24 MW (5 MW effectif) en 2014 ainsi que la mise en service de la centrale au charbon d'Adodo (450 MW) avant 2020 (comme inscrit dans le plan directeur du WAPP). Pour ce qui est de cette dernière, il a été considéré qu'elle serait mise en service en deux tranches, deux unités de 125 MW en 2019 suivis de deux autres en 2020.
- Scénario B : Mise en service des unités programmées selon le besoin. Ce scénario, qui est une optimisation du scénario A, tient compte de la programmation des nouvelles unités planifiées, c'est à dire la mise en service effective d'Adjarala (70 MW pour le Togo) en 2018, l'extension de la centrale ContourGlobal (90 MW) en 2016, la mise en service de la centrale Delta Wind de 24 MW (5 MW effectif) en 2014 ainsi que celle de la centrale au charbon d'Adodo (450 MW) avant 2020. Cependant, pour cette dernière, il a été considéré qu'elle serait mise en service en deux tranches de deux unités de 125 MW, la première tranche avant l'année 2020 suivie d'une deuxième à la date pour laquelle la durée des défaillances du système n'est plus satisfaite.
- Scénario C : Plan de production libre des contraintes de programmations planifiées. Dans cette option de développement, il a été tenu compte de la mise en service effective d'Adjarala (70 MW pour le Togo) en 2018, de l'extension de la centrale ContourGlobal (90 MW) en 2016 ainsi que la centrale Delta Wind de 24 MW (5 MW effectif) en 2014, seulement.

Pour chacun de ces scénarios, il a été considéré deux variantes. La variante 1 présuppose la reconduction, en 2020, du contrat en vigueur d'importation de puissance au Togo (40 MW) et la variante 2 présuppose que ce renouvellement ne se fera pas.

### S.6.3 Analyse comparative

Les options d'expansion de la production ont été développés afin de satisfaire le niveau de fiabilité fixe. La valeur totale est actualisée à l'année 2014 et tient compte de la valeur résiduelle des équipements qui ont été mis en service durant la période d'analyse, soit entre l'an 2014 et 2028.

Le tableau ci-dessous résume les résultats de la comparaison économique des scénarios étudiés.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau S-10: Coûts actualisés des scénarios**

| Scénario | Variante | Coût actualisé(*) (M$US) | Coût relatif (%) |
|---|---|---|---|
| A | 1 | 3 067 | 120 |
| | 2 | 3 070 | 120 |
| B | 1 | 2 919 | 114 |
| | 2 | 2 962 | 116 |
| C | 1 | 2 551 | 100 |
| | 2 | 2 552 | 100 |

Note : (*) Taux d'actualisation de 10% sur la période 2014-2048

L'analyse de ces résultats indique qu'en termes de coûts, les variantes de chacun des scénarios sont équivalentes.

En termes d'expansion du parc de production, l'analyse des résultats indique que :

1. le scénario B, qui est une version optimisée du scénario A, est celui à moindre coût dans le contexte de la mise en service effective de la centrale au charbon d'Adodo avant 2020 ;
2. en termes d'exportation de puissance, les scénarios A et B permettent de dégager des surplus de production. Le tableau qui suit, indique les surplus annuels disponibles, selon les scénarios et variantes.

**Tableau S-11: Surplus annuels disponibles selon les scénarios (MW)**

| Scénario/ Variante | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| A1 | 35 | 250 | 375 | 375 | 250 | 250 | 250 | 250 | 125 | 125 | 125 |
| A2 | 35 | 250 | 335 | 335 | 210 | 210 | 210 | 210 | 85 | 85 | 85 |
| B1 | 35 | 250 | 125 | 125 | 90 | 60 | 30 | 30 | 125 | 125 | 60 |
| B2 | 35 | 250 | 85 | 85 | 50 | 20 | 125 | 125 | 125 | 85 | 20 |

3. le scénario préconisant l'usage d'équipements utilisant du gaz naturel, c'est-à-dire le scénario C, est l'option à plus bas coût.

Les principales conclusions de l'analyse des diverses simulations effectuées à l'horizon 2028, dans le cadre du plan de production, sont :

- jusqu'en 2016, quel que soit le scénario d'expansion de la production envisagé pour satisfaire la demande de la CEET, la réserve nette à la pointe est déficitaire;
- aussitôt la mise en service de l'extension de la centrale ContourGlobal (90 MW supplémentaires) la réserve nette augmentera. Il en sera de même pour la fiabilité d'approvisionnement en vue de satisfaire la demande;
- avec la mise en service de la centrale hydroélectrique Adjarala (70 MW alloués au Togo) et de la centrale au charbon d'Adodo (450 MW), c'est-à-dire les options d'expansion tenant compte des ouvrage programmés (scénarios A et/ou B), l'augmentation de la réserve nette ainsi que la fiabilité d'approvisionnement se poursuivra et aura, aussi, pour effet la possibilité d'envisager, au delà de 2018, l'export au travers des interconnexions internationales des surplus de production;
- dans le contexte de la mise en service effective de la centrale au charbon d'Adodo, qui préconise un raccordement en 2 tranches selon les besoins, le scénario B représente une alternative optimale du scénario A. Rappelons que dans cette option (scénario B), seulement une tranche de 250 MW (2 x125 MW) – au lieu d'un total


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

450 MW, comme inscrit dans le plan directeur du WAPP et comme prévu dans le scénario A – serait installée avant 2020 et suivie par une seconde tranche de 250 MW (2x125 MW) en 2026 ou 2024 selon le renouvellement, ou pas, du contrat d'importation de puissance après 2020;

- le scénario préconisant l'usage d'équipements utilisant du gaz naturel, c'est-à-dire le scénario C, est l'option à plus bas coût. Cependant, ce scénario, contrairement aux scénarios A et B, ne permet aucune exportation de surplus de puissance et présuppose une disponibilité d'approvisionnement en gaz naturel plus élevée que dans les scénarios A et B ;
- les analyses de sensibilité ont montré que la variation de la demande, étant donné les surplus de production, n'a qu'un impact marginal sur le niveau de puissance qui pourrait être exporté dans le cadre des scénarios A et B. Pour le scénario C, la variation de la demande, par rapport à la demande de base, pourrait entrainer que plus ou moins 100 MW de capacité soient nécessaires (demande forte) ou non (demande faible) sur la période d'étude. La variation du taux d'actualisation, des coûts en capital des nouvelles unités de production ou des coûts des combustibles a un impact relatif significatif pour tous les scénarios.

## S.7 Plan de distribution

Cette section porte sur le programme d'électrification associé au réseau électrique de distribution du Togo. Ce plan de distribution repose sur des études technico-économiques visant à identifier et programmer, selon certains critères et hypothèses, des ressources énergétiques qui permettront de satisfaire la demande en électricité prévue dans les localités rurales du Togo, à l'horizon 2028.

### S.7.1 Zone du projet et localités candidates

La zone du projet couvre l'ensemble du territoire togolais (Figure S-5, page S-39), c'est-à-dire les 5 régions administratives et leurs préfectures composant l'environnement géographique du pays. Le bassin de localités, tenu en compte dans le cadre de l'étude du plan directeur, provient de la base de données fournie par la DGSCN, soit plus de 15 000 localités, cumulant une population d'environ 3,5 millions d'habitants.

Pour les besoins des simulations, cependant, seulement les localités dont la population est supérieure à 60 habitants, c'est-à-dire toutes celles dont le nombre potentiel d'abonnés est supérieur à 10, ont été retenues pour analyse. Le tableau qui suit résume le nombre de localités candidates retenues par région, selon le critère adopté précédemment, pour les simulations. Ce qui correspond à 54% de la totalité des localités contenues dans la base de données de la DGSCN et à 96% en termes de population.

**Tableau S-12: Localités candidates retenues**

| Région | Nom | Nombre de localités | Population potentielle atteinte |
|---|---|---|---|
| 1 | Centrale | 1 103 | 414 234 |
| 2 | Kara | 1 324 | 539 938 |
| 3 | Maritime | 2 033 | 730 373 |
| 4 | Plateaux | 2 568 | 987 639 |
| 5 | Savanes | 1 301 | 603 653 |
| **Total** | | **8 329** | **3 275 837** |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

### S.7.2 Analyse et présélection

Pour la présélection des projets, il a été recherché parmi les 8 329 localités candidates retenues lesquelles satisfaisaient au critère « Revenus/Coûts≥1 », compte tenu des hypothèses de calculs établies pour les besoins du projet.

Le tableau qui suit indique le nombre de localités pour lesquelles, le ratio est supérieur ou égal à 1 (c'est à dire que les revenus couvrent au moins les dépenses), et qui dès lors peuvent être considérées potentiellement sujettes à être électrifiées par extension du réseau MT.

**Tableau S-13: Localités présélectionnées**

| Région | Nom | Localités candidates (*) | Population potentielle atteinte | Nouveaux abonnés potentiels | Investissement total (M€) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Centrale | 925 | 383 068 | 51 471 | 79,1 |
| 2 | Kara | 805 | 385 302 | 58 539 | 74,5 |
| 3 | Maritime | 1 737 | 693 348 | 107 005 | 117,0 |
| 4 | Plateaux | 1 891 | 769 532 | 119 169 | 159,0 |
| 5 | Savanes | 1 045 | 559 860 | 58 130 | 79,0 |
| **Total** | | **6 403** | **2 791 110** | **394 314** | **508,6** |

Note: (*) Nombre de localités satisfaisant au critère Revenus/Coûts ≥ 1

Ces résultats indiquent que 77% des 8 329 localités étudiées satisfont au critère de présélection ce qui correspond à 85% en termes de population, totalisant un nombre de nouveaux abonnés de l'ordre de 394 314, si toutes les localités identifiées étaient effectivement sélectionnées. L'investissement total pour une telle électrification, par extension du réseau MT existant seulement, serait de l'ordre de 508,6 M€. Les zones de localités, relativement denses et éloignées du réseau, pourraient faire l'objet d'une électrification par centrales autonomes.

Les Figure S-11 à Figure S-16, quant à elles, présentent pour l'ensemble du pays (Figure S-11, page S-45) ainsi que pour chacune des régions – Savanes (Figure S-12, page S-46), Kara (Figure S-13, page S-47), Centrale (Figure S-14, page S-48), Plateaux (Figure S-15, page S-49) et Maritime (Figure S-16, page S-50) – la position géographique des localités identifiées dans le cadre de cette analyse.

### S.7.3 Programme d'électrification rurale

A partir des résultats obtenus, lors de l'étape de présélection, il peut être procédé à l'élaboration de plusieurs variantes de programmes d'électrification rurale.

En effet, la présélection de projets, obtenue libre de toute contrainte, peut être reprise en introduisant une ou un ensemble de contraintes qui pourraient être d'ordre économiques, techniques et/ou financières. Une variation des facteurs utilisés pour établir la présélection peut aussi être envisagée. Ces nouveaux classements détermineront, sur l'horizon de l'étude, dans quel ordre et à quelle étape temporelle les localités éligibles pour l'électrification peuvent l'être effectivement.

Sur la base de ces résultats, il sera décidé de concert avec les autorités compétentes (MME, CEET, etc.), le ou les critères qui pourront être envisagés de retenir – *à l'étape du Rapport final* – en vue d'identifier les localités à sélectionner, de dégager les investissements correspondants et de les hiérarchiser dans le temps.

Parmi les critères classiques de sélection des projets, notons :

- le coût d'électrification par abonné;
- le montant total des fonds alloués (maximisation des enveloppes budgétaires disponibles);


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- le taux d'électrification au niveau national, régional, préfectoral, etc.;
- l'indice de pauvreté;
- le développement économique;
- les zones d'encouragement au développement régional prioritaires;
- la proximité du réseau, de voies de communications, etc.;
- un indice composé d'une combinaison des éléments précédents.

### S.7.4 Sélection des projets

A l'étape de présélection des projets, il a été recherché les localités (ou groupement) qui satisfassent au critère « Revenus/Coûts≥1 », compte tenu des hypothèses de calculs adoptées. Au niveau de la sélection, il convient de déterminer celles qui seront retenues pour faire partie du programme d'électrification.

A partir des informations fournies dans le cadre des projets d'électrification[3] en cours à la CEET, il a été recherché une indication de l'ordre de grandeur du coût de raccordement au réseau par abonné, compte tenu de l'hypothèse de taux de pénétration adoptée pour le présent projet. Avec un taux de pénétration de 60%, le coût par abonné serait de l'ordre de 1100 € à 1 550 € et diminuerait avec un taux de pénétration plus élevé.

Le tableau qui suit indique le nombre de localités qui satisfont au critère de coût d'électrification par abonné, sur la base des résultats indicatifs précédents, et qui dès lors peuvent être considérées potentiellement sujettes à être électrifiées par extension du réseau MT et faire partie du programme d'électrification.

**Tableau S-14: Projets d'électrification selon le critère de sélection**

| Coût/ abonné (*) | Localités candidates (*) | Nouveaux abonnés potentiels | Investissement total (M€) | Coût de revient moyen par abonné (€/abonné) |
|---|---|---|---|---|
| ≤ 1 100 € | 1 015 | 141 939 | 94,8 | 655 |
| ≤ 1 550 € | 3 130 | 272 969 | 265,8 | 973 |

Note: (*) Nombre de localités satisfaisant au critère Revenus/Coûts ≥ 1 et Coût/Abonné indiqué

### S.7.5 Classement des projets

Pour la suite des études et le classement des projets, il n'a été retenu que les localités sélectionnées précédemment et qui satisfont aux critères « Revenus/Coûts ≥ 1 et Coût/Abonné ≤ 1 550 € » compte tenu des hypothèses de calculs retenues considérées. Au niveau des régions, ces projets se résument comme suit :

**Tableau S-15: Localités sélectionnées**

| Région | Nom | Localités candidates (*) | Population potentielle atteinte | Nouveaux abonnés potentiels | Investissement total (M€) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Centrale | 290 | 214 575 | 28 694 | 28,3 |
| 2 | Kara | 382 | 264 586 | 40 392 | 37,1 |
| 3 | Maritime | 968 | 541 205 | 83 867 | 72,9 |
| 4 | Plateaux | 903 | 510 756 | 79 505 | 82,4 |
| 5 | Savanes | 587 | 389 429 | 40 511 | 45,1 |
| **Total** | | **3 130** | **1 920 552** | **272 969** | **265,8** |

Note: (*) Nombre de localités satisfaisant aux critères Revenus/Coûts ≥ 1 et Coût/Abonné ≤ 1500€

A partir des résultats indiqués au tableau précédent et à **titre d'exemple** seulement, il est donné ci-après deux (2) options qui pourraient être envisagées pour établir des ordres de priorité dans le classement des localités. Dans ce sens, la superposition des résultats, obtenus auparavant, sur des cartes illustrant des indices particuliers comme le taux

[3] Projet d'électrification rurale (BIDC1) et Projet d'électrification rurale transfrontalière - Phase II (UE)


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

d'électrification (Figure S-17, page S-51) ou l'indice de pauvreté (Figure S-18, page S-52) permet au planificateur de prioriser les projets et d'en justifier le choix.

Le tableau qui suit indique la répartition régionale de l'ensemble des localités, préalablement sélectionnées, selon le taux d'électrification. La Figure S-19, donnée à la page S-53, illustre géographiquement ces résultats.

**Tableau S-16: Nombre de localités candidates selon le taux d'accès à l'électricité**

| Taux d'accès (%) | Centrale | Kara | Maritime | Plateaux | Savanes | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 0-10 | 232 | 132 | 466 | 677 | 363 | 1 870 |
| 10 -25 | - | 135 | 495 | 207 | 233 | 1 060 |
| 25-50 | 50 | 117 | - | 33 | - | 200 |
| 50-70 | - | - | 1(*) | - | - | 1 |
| **Total** | **282** | **384** | **961** | **917** | **586** | **3 130** |

Note: (*) Zone de Lomé

Dans le même ordre d'idée, le tableau qui suit indique la répartition régionale de ces localités selon l'indice de pauvreté. La Figure S-20, présentée à la page S-54, illustre géographiquement ces résultats.

**Tableau S-17: Nombre de localités candidates selon l'indice de pauvreté**

| Indice de pauvreté (%) | Centrale | Kara | Maritime | Plateaux | Savanes | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 20-30 | - | - | - | - | - | - |
| 30-40 | - | - | 1(*) | - | - | 1 |
| 40-50 | - | 108 | 960 | 96 | - | 1 164 |
| 50-60 | 49 | 36 | - | 372 | - | 457 |
| 60-70 | 233 | 240 | - | 449 | - | 922 |
| 70-80 | - | - | - | - | 48 | 48 |
| 80-90 | - | - | - | - | 257 | 257 |
| 90-100 | - | - | - | - | 281 | 281 |
| **Total** | **282** | **384** | **961** | **917** | **586** | **3 130** |

Note: (*) Zone de Lomé

### S.7.6 Planification et hiérarchisation des investissements – Horizon 2028

Nonobstant des critères qui pourraient être envisagés de retenir ultérieurement, la planification des investissements et leurs hiérarchisations a été faite sur une période de 15 ans (horizon 2028) aux travers des sous-périodes et enveloppes budgétaires suivantes, en présupposant que la totalité des projets seraient retenus pour exécution.

**Tableau S-18: Localités sélectionnées selon les budgets**

| Sous-période | Enveloppe budgétaire (M€) | Nombre de localités |
|---|---|---|
| 2014-2018 | 87,9 | 958 |
| 2019-2023 | 88,1 | 1 018 |
| 2024-2028 | 89,8 | 1 154 |
| **Total** | **265,8** | **3 130** |

Les paragraphes qui suivent détaillent, au niveau régionale et selon les sous-périodes retenues, ces résultats.

#### S.7.6.1 Planification et investissements - Sous-période 2014-2018

Le tableau qui suit résume, au niveau régional, pour la sous-période 2014-2018, le nombre de localités (ou groupement de localités) qui satisfont aux critères « Revenus/Coûts≥1 et Coût/Abonné ≤ 1550 € » compte tenu des hypothèses de calculs retenues considérées et enveloppe budgétaire anticipée (87,9 M€).


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau S-19: Localités sélectionnées – Sous-période 2014-2018**

| Région | Nom | Localités candidates (*) | Population potentielle atteinte | Nouveaux abonnés potentiels | Investissement total (M€) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Centrale | 82 | 101 732 | 13 470 | 8,2 |
| 2 | Kara | 118 | 137 195 | 21 044 | 12,4 |
| 3 | Maritime | 395 | 343 721 | 53 576 | 32,7 |
| 4 | Plateaux | 233 | 222 266 | 35 244 | 23,4 |
| 5 | Savanes | 130 | 133 856 | 13 986 | 11,2 |
| **Total** | | **958** | **938 771** | **137 320** | **87,9** |

La Figure S-21, donnée à la page S-55 illustre géographiquement la configuration des projets retenus pour la sous-période 2014-2018.

S.7.6.2 Planification et investissements - Sous-période 2019-2013

Le tableau qui suit résume, au niveau régional, pour la sous-période 2019-2023, le nombre de localités (ou groupement de localités) qui satisfont aux critères « Revenus/Coûts≥1 et Coût/Abonné ≤ 1550 € » compte tenu des hypothèses de calculs retenues considérées et enveloppe budgétaire anticipée (88,1 M€).

**Tableau S-20: Localités sélectionnées – Sous-période 2019-2023**

| Région | Nom | Localités candidates (*) | Population potentielle atteinte | Nouveaux abonnés potentiels | Investissement total (M€) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Centrale | 135 | 77 686 | 10 510 | 13,1 |
| 2 | Kara | 155 | 85 824 | 13 090 | 15,4 |
| 3 | Maritime | 221 | 94 575 | 14 450 | 17,2 |
| 4 | Plateaux | 235 | 116 372 | 17 847 | 21,4 |
| 5 | Savanes | 272 | 167 320 | 17 392 | 21,0 |
| **Total** | | **1 018** | **541 778** | **73 289** | **88,1** |

La Figure S-22, donnée à la page S-56 illustre géographiquement la configuration des projets retenus pour la sous-période 2019-2023.

S.7.6.3 Planification et investissements - Sous-période 2024-2028

Le tableau qui suit résume, au niveau régional, pour la sous-période 2024-2028, le nombre de localités (ou groupement de localités) qui satisfont aux critères « Revenus/Coûts≥1 et Coût/Abonné ≤ 1550 € » compte tenu des hypothèses de calculs retenues considérées et enveloppe budgétaire anticipée (89,8 M€).

**Tableau S-21: Localités sélectionnées – Sous-période 2024-2028**

| Région | Nom | Localités candidates (*) | Population potentielle atteinte | Nouveaux abonnés potentiels | Investissement total (M€) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Centrale | 73 | 35 157 | 4 714 | 6,9 |
| 2 | Kara | 109 | 41 567 | 6 258 | 9,3 |
| 3 | Maritime | 352 | 102 909 | 15 841 | 23,0 |
| 4 | Plateaux | 435 | 172 118 | 26 414 | 37,6 |
| 5 | Savanes | 185 | 88 253 | 9 133 | 13,0 |
| **Total** | | **1 154** | **440 003** | **62 360** | **89,8** |

La Figure S-23, donnée à la page S-57 illustre géographiquement la configuration des projets retenus pour la sous-période 2024-2028.

## S.8 Plan de transport

L'objectif principal du Plan de transport consistait à:


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- déterminer la performance du réseau électrique de transport d'énergie, compte tenu des ouvrages de production, des extensions des réseaux de transport planifiés et des nouvelles charges dues à l'électrification rurale; et de
- déterminer si les seuils de puissance aux principaux postes sources ne sont pas dépassés.

À l'aide des plans d'expansion de la production et du transport fournit par la CEB ainsi que des prévisions de la charge, des analyses ont été effectuées afin de déterminer les performances du réseau électrique de transport d'énergie pour les années charnières 2018, 2023 et 2028. Il est à noter, cependant, que les résultats pour les années au delà de 2018 sont présentés à titre indicatif, afin de donner un aperçu à long terme des recommandations identifiées, orienter leur mise en œuvre et en vérifier leur impact.

### S.8.1 Étude des réseaux 2018, 2023 et 2028

Dans le cadre du plan directeur du développement des infrastructures CEET, il a été repris les mêmes réseaux que ceux développés dans l'Étude d'exploitation en boucle du réseau Sud de la CEB (SNC-Lavalin, Rapport No. 509450-47ER-1300), incluant les recommandations identifiées, en apportant cependant, des ajustements au niveau de la demande des postes du Togo ainsi qu'au niveau de la production envisagée par la CEET (extension de la centrale ContourGlobal et développement d'une centrale au charbon à Adodo, site situé à environ 40 km de Lomé).

A l'horizon 2018, il a été admis que tous les grands ouvrages planifiés, de façon ferme, au niveau transport et production, autant au Togo qu'au Bénin, auront été complétés et mis en service.

Au niveau transport, les ouvrages concernés sont:

- la ligne à 330 kV reliant les réseaux du Ghana (VRA), de la CEB et du Nigéria (TCN);
- les. lignes 161 kV Kara–Mango–Dapaong, Onigbolo-Parakou (double circuit), Lomé C-Lomé Aflao, Avakpa-Adjarala, Adjarala-Nangbéto (ajout d'un circuit) ainsi que Sakété-Tanzoun;
- le lignes 161 kV Lomé C-Kpalimé-Atakpamé, Bembéréké-Kandi-Malanville ainsi que Natitingou-Porga;
- le réaménagement de la ligne reliant Momé Hagou à Vêdoko, en coupure dans le poste Maria Gléta; ainsi que
- l'addition d'un deuxième circuit 161 kV Onigbolo-Sakété.

Au niveau de la production, les mises en service concernées sont

- la nouvelle centrale thermique à Maria Gléta (80 MW);
- la centrale hydraulique d'Adjarala (70 MW); et
- l'extension de la centrale ContourGlobal (ajout de 90 MW, 6x15 MW).

Les écoulements de puissance pour l'année 2018 en condition normale d'opération sont illustrés à la Figure S-24 (page S-58). L'analyse des résultats obtenus indique d'une part que l'ensemble des critères de charge et de tension sont respectés et qu'aucun renforcement additionnel n'est nécessaire pour le réseau de transport.

A l'horizon 2023, Au niveau de la production au Togo, pour les besoins de la simulation, il a été retenu la mise en service de la centrale au charbon d'Adodo avant 2020 (comme inscrit dans le plan directeur du WAPP). Cependant, pour ce qui est de cette dernière, il a été considéré qu'elle serait mise en service en deux tranches de deux unités de 125 MW, la première tranche (2x125 MW) avant l'année 2020 suivie d'une deuxième à la date pour laquelle la durée des défaillances du système n'est plus satisfaite, soit l'année 2025 comme indiqué dans le cadre du scénario B du Plan de production. Au niveau de l'évacuation de la production de la centrale au charbon sur le réseau de transport, il a été admis que celle-ci


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

serait effectuée au travers du poste Lomé C, étant donné sa positon géographique située non loin du site de la nouvelle centrale et sa configuration qui permet l'écoulement de la puissance produite autant sur le réseau 161 kV que 330 kV.

Outre, cette production planifiée, il a été supposé que toute la puissance additionnelle nécessaire serait installée pour satisfaire la demande prévue et il a donc été pris comme hypothèse que cette génération supplémentaire serait d'origine thermique et installée à Maria Gléta, comme admis dans l'Étude d'exploitation en boucle du réseau Sud de la CEB (SNC-Lavalin, Rapport No. 509450-47ER-1300).

Au niveau transport, il a été admis qu'à l'horizon 2023, la ligne 161 kV Guéné-Karimama-Dydyona ainsi que la ligne double terne Maria Gléta-Vêdoko (pour permettre le transit de la puissance produite par la nouvelle centrale de Maria Gléta, vers le centre de charges de Vêdoko) seront en service.

Les écoulements de puissance pour l'année 2023 en condition normale d'opération sont illustrés à la Figure S-25 (page S-59). L'analyse des résultats obtenus indique d'une part que l'ensemble des critères de charge et de tension sont respectés et qu'aucun renforcement additionnel n'est nécessaire pour le réseau de transport.

A l'horizon 2028, il a été admis que la ligne 161 kV de Beterou-Dassa Zoume-Bohicon sera en service, en plus de l'entrée en coupure de la ligne 161 kV Parakou-Djougou par le poste de Bétérou, et de la ligne 330 kV Lomé-C-Sakété par le poste de Maria Gléta.

Du côté de la production, il a été admis que des générateurs seront raccordés aux postes de Djougou et que la deuxième tranche (2x125 MW) de la centrale Adodo sera mise en service.

Les écoulements de puissance pour l'année 2023 en condition normale d'opération sont illustrés à la Figure S-26 (page S-60). L'analyse des résultats obtenus indique d'une part que l'ensemble des critères de charge et de tension sont respectés et qu'aucun renforcement additionnel n'est nécessaire pour le réseau de transport.

### S.8.2 Conclusions et recommandation

Les études d'écoulement de puissance, effectuées pour les années 2018, 2023 et 2028, tenant compte des consommations identifiées dans le cadre des études de prévision de la demande du Togo ainsi que des recommandations et travaux programmés dans le cadre d'études antérieures ont montrés que l'exploitation du réseau de la CEB permet de rencontrer les critères de planification et qu'au niveau du réseau togolais, mise à part les travaux relatifs à l'implantation des nouveaux moyens de production et raccordement au réseau de transport, aucun travaux majeurs ne sont nécessaires.

Les renforcements identifiés devront, cependant, être adressés dans un cadre plus large d'un plan directeur Production-Transport de la CEB, tenant en compte tous les grands ouvrages planifiés, de façon ferme, au niveau transport et production par la CEB, que par la CEET au niveau du Togo et la SBEE au niveau du Bénin.

## S.9 Analyse économique et financière

L'analyse économique est effectuée sur la base monétaire des dépenses en différentes formes d'énergie de substitution et de la volonté de paiement, telle que dérivée des résultats de l'enquête socio-économique. L'analyse financière s'en suit, évaluant la structure des tarifs nécessaires à la viabilité du projet d'électrification sur la base de la capacité de paiement et du niveau de subvention requise.

### S.9.1 Analyse économique – Plan de distribution

L'analyse économique considère d'abord ce programme comme un projet dans son ensemble puis, examine de façon particulière, la sous-période 2014-2018 (c'est-à-dire la


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

première partie du projet d'électrification).

### S.9.2 Méthodologie et hypothèses

Basée sur la comparaison des bénéfices et coûts actualisés liés au projet, l'analyse économique est développée en utilisant les principales hypothèses de calculs, adoptées au paragraphe 8. Ces hypothèses sont résumées au tableau ci-après.

**Tableau S-22: Hypothèses de calculs – Analyse économique**

| Variable | Valeur |
|---|---|
| Nombre de nouveaux abonnés – Ensemble du projet | 272 969 |
| Investissement en capital – Ensemble du projet | 265,8 M€ |
| Nombre de nouveaux abonnés –Période 2014-2018 | 137 320 |
| Investissement en capital – Période 2014-2018 | 87,9 M€ |
| Consommation annuelle par ménage | 950 kWh/an |
| Coût d'opération et de maintenance (O&M) | 3,0% du capital |
| Taux d'inflation annuel | 2,0 % |
| Pertes en distribution | 8,0% |
| Taux d'actualisation | 10,0% |
| Durée de vie du projet | 20 ans |

L'analyse a été effectuée afin de déterminer le tarif moyen de l'énergie, qui doit être reliée au projet, aux fins de générer un taux de rendement interne (TRI) de 12%.

### S.9.3 Valorisation des bénéfices

a) Tarifs moyens d'achat et de vente d'électricité par la CEET

L'analyse des tarifs moyens d'achat et de vente d'électricité, par la CEET, a montré que le coût moyen d'achat de l'électricité est resté stable à 55,01 FCFA/ kWh pour la période 2010-2012. Pour les fins de la présente étude, le coût de l'énergie électrique soutirée au réseau, tel que donné par la CEET, a été pris égal à 58 FCFA/kWh ou 0,08842 €/kWh.

b) Tarif moyen de l'énergie pour les abonnés résidentiels

Le montant mensuel moyen de 7 050 FCFA, que les clients résidentiels paient actuellement, correspond à une consommation de 79 kWh/mois, au prix de 89,2 FCFA/ kWh (ou 0,136 €/kWh).

c) Comparaison tarifs moyens et dispositions à payer l'électricité

Selon l'enquête socio-économique, les ménages, désireux d'être raccordés, seraient prêts à payer seulement 1 935 FCFA en moyenne. Pour une consommation moyenne de 79 kWh/mois, ceci correspond à un prix de 24,4 FCFA/kWh, ce qui est nettement insuffisant pour couvrir le coût d'achat d'électricité (58 FCFA/kWh) et est nettement inférieur au tarif actuellement en vigueur pour les clients résidentiels.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

### S.9.4 Résultats de l'analyse économique – Ensemble du projet

Pour l'ensemble du projet — compte tenu des hypothèses de calculs présentées au Tableau S-22, d'un coût de l'énergie électrique soutirée au réseau égal à 58 FCFA/kWh (0,08842 €/kWh) et d'un tarif moyen de l'énergie de 89,2 FCFA/ kWh (0,136 €/kWh), les simulations ont montré que :

- le cash flow net du projet est de -207,0 M€ ;
- la valeur actuelle nette (ou VAN) de -220,2 M€;
- le rapport Bénéfices/Coûts est de 0,09 ; et
- le taux de rendement interne (TRI) est négatif.

De manière à produire un taux de rendement interne de 12%, une approche itérative a été utilisée pour déterminer ce que devrait être le tarif ou prix à appliquer. Dans ce contexte, les simulations ont montré qu'il est nécessaire que le tarif moyen de l'énergie soit de l'ordre de 0,245 €/kWh (160,7 FCFA/kWh), c'est à dire 80% plus élevé que le tarif actuellement en vigueur (0,136€/kWh).

Avec une valeur de l'électricité évaluée à 0,245 €/kWh, les résultats suivants sont obtenus :

- le cash flow net du projet est de 496,0 M $US ;
- la valeur actuelle nette (ou VAN) de 36,0 M $US ;
- le rapport Bénéfices/Coûts est de 1,15 ; et
- le taux de rendement interne (TRI) est 12%.

Les résultats des analyses économiques sont résumés, en Euros (€) ainsi qu'en devise nationale (FCFA), dans les Tableau S-23 et Tableau S-24 qui suivent.

**Tableau S-23: Résumé des analyses en millions d'Euros ($10^6$ €)**

| Tarif | DPE(*) | Actuel | Pour TRI=10% | Pour TRI=12% |
|---|---|---|---|---|
| Valeur du tarif (€/kWh) | 0,037 | 0,136 | **0,231** | **0,245** |
| TRI | - | -11,0% | 10,1% | 12% |
| VAN ($10^6$ €) | -451,14 | -220,23 | 2,25 | 35,97 |
| Rapport Bénéfices/Coûts | -0,87 | 0,09 | 1,01 | 1,15 |

Note : (*) DPE = tarif basé sur la disposition, des nouveaux consommateurs ruraux, à payer l'électricité.

**Tableau S-24: Résumé des analyses en milliards de FCFA ($10^9$ FCFA)**

| Tarif | DPE(*) | Actuel | Pour TRI=10% | Pour TRI=12% |
|---|---|---|---|---|
| Tarif (FCFA/kWh) | 24,4 | 89,2 | **151,5** | **161,0** |
| TRI | - | -11,0% | 10,1% | 12% |
| VAN ($10^9$ FCFA) | -295,94 | -144,47 | 1,47 | 23,60 |
| Rapport Bénéfices/Coûts | -0,87 | 0,09 | 1,01 | 1,15 |

Note : (*) DPE = tarif basé sur la disposition, des nouveaux consommateurs ruraux, à payer l'électricité.

Au vu de ces résultats, il est constaté :

- qu'autant avec le tarif basé sur la volonté de payer des consommateurs (24,4 FCFA/kWh) qu'avec le tarif actuellement en vigueur (89,2 FCFA/kWh), le TRI de 12% souhaité par la CEET ne peut être atteint;
- pour obtenir un TRI de 12 %, tel que souhaité par la CEET, le tarif doit être fixé à 0,245 €/kWh (161 FCFA/kWh) ;
- avec un tel tarif (0,245 €/kWh ou 161 FCFA/kWh), la valeur actuelle nette est positive et le rapport Bénéfices/Coûts est de 1,15;


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- pour obtenir un TRI de 10 %, le tarif doit être fixé à 0,231 €/kWh (151,5 FCFA/kWh) ; et avec un tel tarif la valeur actuelle nette est positive et le rapport Bénéfices/Coûts est egal à 1.

En conclusion, l'analyse économique montre que le projet dans son ensemble n'est actuellement pas économiquement viable et qu'il exigera des subventions. Le montant des subventions nécessaires sera déterminé par l'analyse financière.

### S.9.5 Résultats de l'analyse économique – Sous-période 2014-2018

L'analyse économique, pour la partie du projet couverte durant la sous-période 2014-2018, a été effectuée compte tenu des hypothèses de calculs donnés au Tableau S-22.

Les simulations ont, ainsi, montré que, pour le programme d'électrification de la sous-période 2014-2018, il est nécessaire que le tarif moyen de l'énergie soit de l'ordre de 0,195 €/kWh (128 FCFA/kWh), c'est à dire 43,4% plus élevé que le tarif actuellement en vigueur (0,136 €/kWh) afin de s'assurer de générer un taux de rendement interne (TRI) de 12%, tel que souhaité par la CEET. Dans ce contexte :

- le cash flow net du projet est de 164,8 M $US ;
- la valeur actuelle nette (ou VAN) de 12,2 M $US ;
- le rapport Bénéfices/Coûts est de 1,15.

## S.10 Analyse financière – Plan de distribution

### S.10.1 Méthodologie et hypothèses

Un modèle financier a été développé pour l'analyse financière du projet. Le modèle projette le compte de résultats et les éléments clés du bilan, y compris l'immobilisation, la dette et les capitaux propres du projet.

Les principales hypothèses de calculs, pour le programme d'électrification rurale, qui reflètent aussi celles utilisées dans l'analyse économique sont les suivantes :

**Tableau S-25: Hypothèses de calculs – Analyse financière**

| Variable | Valeur |
|---|---|
| Nombre de nouveaux abonnés – Ensemble du projet | 272 969 |
| Investissement en capital – Ensemble du projet | 265,8 M€ |
| Nombre de nouveaux abonnés – Sous-période 2014-2018 | 137 320 |
| Investissement en capital – Sous-période 2014-2018 | 87,9 M€ |
| Consommation annuelle par ménage | 950 kWh/an |
| Coût d'opération et de maintenance (O&M) | 3,0% du capital |
| Taux d'inflation annuel | 2,0 % |
| Prix unitaire de l'énergie achetée | 0,08842 €/kWh |
| Pertes de distribution | 8% |
| Durée de vie du projet | 20 ans |
| Amortissement | 5% |
| Taux d'intérêt | 1,5% |
| Structure de l'endettement (Dette/ Capitaux propres) | 90%/10% |
| Rendement des capitaux propres | 12% |
| Taux d'actualisation | 10% |
| Taux d'imposition sur le revenu | 10% |

La structure d'endettement du projet, c'est-à-dire son financement, a été fixée à 90% en dettes et 10% en fonds propres. Les termes de la dette comprennent :

- une période de grâce, de 3 ans, au cours de laquelle les intérêts seront encourus mais non payés;


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- une période de remboursement de 10 ans; et
- un taux d'intérêt de 1,5% sur la dette.

Une durée de vie de 20 ans a été retenue pour les actifs, ce qui définit un amortissement de 5% par année.

### S.10.2 Résultats de l'analyse financière – Ensemble du projet

Pour l'ensemble du projet, l'analyse des projections financières a montré:

- avec un tarif de l'énergie de 0,136 €/kWh, une subvention de 0,0693 €/kWh ou 33,7% sera nécessaire pour produire un rendement moyen des capitaux propres de 12%. Ce rendement, la première année, est de 20,5% puis diminue à 9,2% à la cinquième année. Parallèlement, la portion de capitaux propres augmente grâce à l'augmentation des bénéfices non répartis. Les capitaux propres sont plafonnés à 40% de la valeur initiale de l'actif, avec les excédents payés sous forme de dividendes ;
- le résultat net actualisé après impôt est de 71,24 M€ ; et
- le rapport Bénéfices/Coûts actualisé est de 1,18.

### S.10.3 Résultats de l'analyse financière – Sous-période 2014-2018

Pour la sous-période 2014-2018, l'analyse des projections financières — avec en filigrane l'obtention d'un taux de rendement moyen des capitaux propres de 12% au cours de la période de 20 ans— a montré que:

- avec un tarif de l'énergie de 0,136 €/kWh, une subvention de 0,0318 €/kWh ou 19% sera nécessaire pour produire un rendement moyen des capitaux propres de 12%. Ce rendement, la première année, est de 20,4% puis diminue à 9,2% à la cinquième année;
- le résultat net actualisé après impôt est de 23,49 M€; et
- le rapport Bénéfices/Coûts actualisé est de 1,14.

### S.10.4 Etudes de sensibilité – Ensemble du projet

Des études de sensibilité ont été effectuées pour voir l'effet sur les projections financières de la variation de certaines hypothèses de calculs, notamment au niveau de la durée de vie du projet, la structure de l'endettement et le taux d'intérêt. Les scénarios considérés sont les suivants :

- Durée de vie du projet : 30 ans (au lieu de 20 ans) ;
- Structure de l'endettement : 60/40 (au lieu de 90/10) ;
- Taux d'intérêt à 5% (au lieu de 1,5%) ; et
- Taux d'intérêt à 10%.

Les résultats sont résumés aux tableaux ci-après.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau S-26 : Résumé des analyses financières et études de sensibilité – Ensemble du projet**

| Critère | Scénario de référence | Etudes de sensibilité | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Durée de vie 30 ans | Dette/Fonds propres 60/40 | Taux d'intérêt 5% | Taux d'intérêt 10% |
| Tarif (€/kWh) | 0.136 | | | | |
| Subvention (€/kWh) | 0.0693 | | | | |
| Total (€/kWh) | 0.2053 | | | | |
| Subvention (%) | 33,7% | | | | |
| Rendement moyen des capitaux propres | 12,0% | 17,6% | 9,6% | 9,0% | -49,9% |
| VAN (M€) | 71,24 | 98,76 | 74,60 | 41,06 | -23,53 |
| Rapport Bénéfices/Coûts | 1,18 | 1,22 | 1,19 | 1,10 | 0,96 |

Sur la base des hypothèses décrites précédemment pour le scénario de référence, un tarif hors taxes de 0,205 €/kWh (134 FCFA/kWh) serait nécessaire pour avoir un rendement moyen des capitaux propres de 12,0%. Il convient cependant de noter que même le tarif actuel de 0,136 €/kWh (89,2 FCFA/kWh) est déjà plus de 3 fois supérieur au tarif moyen de 0,037 €/kWh (24,4 FCFA/kWh) que les clients potentiels dans les zones non électrifiées seraient prêts à payer.

Pour le scénario de référence, le rendement moyen des capitaux propres est de 12,0%, la valeur actuelle nette est de 71,24 M€ et le rapport Bénéfices/Coûts de 1,18.

Le cas considérant une durée de vie de 30 ans produirait les meilleurs résultats financiers, avec un rendement moyen des capitaux propres de 17,6%, une valeur actuelle nette de 98,76 M€ et un rapport Bénéfices/Coûts de 1,22.

Une structure d'endettement conservatrice de 60/40 produirait des résultats similaires à ceux du scénario de référence.

La sensibilité à un taux d'intérêt à 5% produit un rendement moyen des capitaux propres de 9,0%, une valeur actuelle nette de 41,06 M€ et un rapport Bénéfices/Coûts de 1,10.

La sensibilité à un taux d'intérêt à 10% produit des résultats très médiocres. Le rendement moyen des capitaux propres est de -49,9%, une valeur actuelle nette de -23,53 M€ et un rapport Bénéfices/Coûts de 0,96.

### S.10.5 Etudes de sensibilité – Sous-période 2014-2018

Les résultats de l'analyse financière pour la sous-période 2014-2018 et les études de sensibilité sont résumés au Tableau S-27.

L'analyse financière pour le scénario de référence de la sous-période 2014-2018 a été effectuée pour déterminer la subvention qui devra être appliquée au tarif actuel pour obtenir un rendement moyen de 12% des capitaux propres.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau S-27 : Résumé des analyses financières et études de sensibilité - Sous-période 2014-2018**

| Critère | Scénario de référence | Etudes de sensibilité | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Durée de vie 30 ans | Dette/Fonds propres 60/40 | Taux d'intérêt 5% | Taux d'intérêt 10% |
| Tarif (€/kWh) | 0.136 | | | | |
| Subvention (€/kWh) | 0.0318 | | | | |
| Total (€/kWh) | 0.1678 | | | | |
| Subvention (%) | 19,0% | | | | |
| Rendement moyen des capitaux propres | 12,0% | 17,6% | 9,6% | 9,0% | -41,0% |
| VAN (M€) | 23,49 | 32,58 | 24,60 | 13,51 | -7,84 |
| Rapport Bénéfices/Coûts | 1,14 | 1,17 | 1,14 | 1,08 | 0,97 |

Sur la base des hypothèses décrites précédemment pour le scénario de référence, un tarif hors taxes de 0,168 €/kWh (110 FCFA/kWh) serait nécessaire pour avoir un rendement moyen des capitaux propres de 12,0%. Il convient cependant de noter que même le tarif actuel de 0,136 €/kWh (89,2 FCFA/kWh) est déjà plus de 3 fois supérieur au tarif moyen de 0,037 €/kWh (24,4 FCFA/kWh) que les clients potentiels dans les zones non électrifiées seraient prêts à payer.

Pour le scénario de référence, le rendement moyen des capitaux propres est de 12,0%, la valeur actuelle nette est de 23,49 M€ et le rapport Bénéfices/Coûts de 1,14.

Le cas considérant une durée de vie de 30 ans produirait les meilleurs résultats financiers, avec un rendement moyen des capitaux propres de 17,6%, une valeur actuelle nette de 32,58 M€ et un rapport Bénéfices/Coûts de 1,17.

Une structure d'endettement conservatrice de 60/40 produirait des résultats similaires à ceux du scénario de référence.

La sensibilité à un taux d'intérêt à 5% produit un rendement moyen des capitaux propres de 9,0%, une valeur actuelle nette de 13,51 M€ et un rapport Bénéfices/Coûts de 1,08.

La sensibilité à un taux d'intérêt à 10% produit des résultats très médiocres. Le rendement moyen des capitaux propres est de -41,0%, une valeur actuelle nette de -7,84 M€ et un rapport Bénéfices/Coûts de 0,97.

## S.11 Enjeux environnementaux

Dans l'attente de la programmation effective de la mise en œuvre du Plan directeur du développement des infrastructures de la CEET, des choix qui seront privilégiés pour les équipements et de la localisation comme telle de ceux-ci, il est possible au niveau de l'analyse conclusive d'orienter une approche quant aux choix à venir en matière de stratégie environnementale qui devra être adoptée.

Cette approche, qui respecte les politiques en matière de développement durable, est basée sur un ensemble de prémisses ou d'hypothèses qui s'appuient elles même sur l'expérience et les règles de l'art en matière de conception, de réalisation et d'opération de projets. Les obligations réglementaires restent également la référence puisqu'elles sont les seules qui puissent garantir un niveau de protection de l'environnement.

Il est important de rappeler que les études d'avant projet devraient pouvoir à elles seules permettre le développement harmonieux du Plan directeur dans la mesure où ces études apporteront les solutions d'intégration optimale des projets dans leur milieu.

Quelque que soit l'approche qui sera privilégiée en termes de gestion environnementale, elle devra intégrer un ensemble de moyens connus dont l'optimisation des procédés et


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

l'innovation technologique. Pour que celle-ci soit considérée comme novatrice, les moyens techniques, voire économiques, devront être dépassés et encadrés par des façons de faire que l'on peut qualifier d'organisationnelles.

Parmi les éléments à considérer dans l'approche environnementale, mentionnons de:

- planifier les investissements et la programmation des travaux avec suffisamment de délai afin d'intégrer des technologies permettant de respecter au mieux les normes nationales et les lignes directrices des institutions internationales de financement ;
- prévoir les ressources financières suffisantes au projet afin de réaliser les études d'avant projet tenant compte des considérations environnementales et sociales - entre autres les études d'impacts environnementales approfondies, les études de compensation et de réinstallation involontaires des populations et les coûts des mesures d'atténuation, de compensation et de dédommagement ;
- privilégier les réhabilitations et les modernisations des équipements existants, aux technologies souvent désuètes ou non respectueuses de l'environnement, par des équipements aux technologies plus performantes et moins polluantes;
- prévoir et planifier les ressources financières suffisantes afin de réaliser des programmes de suivi de la qualité de l'air et de l'eau sur une période d'au moins une année avant l'amorce des études d'impacts environnementales approfondies.

En termes de conclusion, le Plan directeur du développement des infrastructures de la CEET va dans le sens des politiques en matière de développement économique et de la réduction de la pauvreté qui ont été prônées par le gouvernement du Togo. Il reste maintenant à prévoir les moyens pouvant permettre à la fois d'en réaliser les programmes et les équipements, tout en respectant les objectifs de durabilité.


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

**Tableau S-28 : Principaux instruments du Cadre institutionnel togolais du secteur de l'électricité**

| Date | Titre | Points saillants |
|---|---|---|
| 2000.07.18 | **Loi 2000-012** relative au secteur de l'électricité | Objectifs, définir :<br>• la politique générale d'organisation du secteur de l'électricité ;<br>• le cadre juridique au sein duquel sont exercées les activités réglementées sur le territoire national de la République Togolaise et, notamment, la mise en place de modalités de contrôle et de règles de concurrence appropriées à l'exercice par les exploitants de leur mission de service public ;<br>• les modalités de participation des entreprises privées au secteur de l'électricité et notamment le régime de propriété et d'usage des installations électriques situées sur le territoire national de la République Togolaise et des biens affectés à leur exploitation ;<br>• les attributions et responsabilités des institutions de la République Togolaise et des autres organismes et intervenants du secteur de l'électricité. |
| | | Section III. L'Autorité de Réglementation du secteur de l'électricité, missions :<br>• participer à l'évaluation des projets et à la supervision des appels d'offres nationaux et internationaux pour la conclusion de conventions de concession, la construction de nouvelles installations électriques et la modification d'installations électriques existantes ;<br>• proposer au ministre chargé de l'énergie des projets de normes et de formules destinées à réguler les activités réglementées, ou relatifs à toute autre question concernant le secteur de l'électricité, et plus particulièrement dans le domaine des tarifs pratiqués par les concessionnaires et les exploitants, de la qualité de l'énergie électrique fournie, du cahier des charges et des normes de sécurité ;<br>• procéder aux vérifications et investigations nécessaires, et mettre en œuvre tous les pouvoirs qu'elle détient aux fins de certifier la conformité des installations électriques aux normes de sécurité et aux normes techniques applicables ainsi que le respect des dispositions de la loi par les concessionnaires et exploitants ;<br>• mettre en œuvre des procédures de conciliation et d'arbitrage pour régler les litiges éventuels entre les intervenants du secteur de l'électricité. |
| 2000.11.08 | **Décret N°2000-89/PR** portant définition des modalités d'exercice des activités réglementées, conformément à la loi N°2000-012 relative | • Autorisations d'exploitation.<br>• Concessions de service public<br>• Fourniture d'énergie électrique<br>• Comité d'exploitation du réseau |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

| Date | Titre | Points saillants |
|---|---|---|
| | au secteur de l'électricité | |
| 2000.11.08 | **Décret N°2000-90/PR** portant organisation et fonctionnement de l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Électricité (ARSE) | • Administration de l'Autorité de Réglementation.<br>• Missions du comité de direction.<br>• Pouvoirs de contrôle et d'investigations des concessionnaires et exploitants.<br>• Autonomie financière.<br>• Ressources financières. |
| 2008.09.08 | **Arrêté ministériel** No 051/08/MMEE/ARSE | • Établit que les autorisations des installations de production, de transport et de distribution en vertu du Code Bénino-Togolais de l'Électricité sont octroyées par l'ARSE<br>• Précise la forme, des modalités et des conditions de déclaration, de demande et d'octroi des autorisations :<br>o Régime de déclaration : P installée ≤ 500kVA<br>o Régime d'autorisation : P installée.> 500kVA |
| 2012.02 | **Règlement Technique de Distribution** | • Fixer ou développer les règles administratives, techniques, juridiques et financières de fourniture de l'énergie électrique, y compris les règles déjà énoncées par la Loi, le Contrat de Performance, ainsi que tout autre document régissant le Service Public de Distribution.<br>• Préciser les conditions de qualité avec lesquelles la Compagnie Énergie Électrique du Togo (« CEET ») doit servir les clients, via les critères de performance de la gestion technique et commerciale de la clientèle.<br>• Encadrer les relations contractuelles que la CEET doit avoir avec ses abonnés via les contrats de fourniture d'énergie électrique en basse et moyenne tension. |
| 2008.05.30 | **Loi 2008-005** portant loi-cadre sur l'Environnement | Cadre juridique général de gestion de l'environnement :<br>• institue un cadre normalisé de gestion des aires protégées, c'est-à-dire des zones géographiques délimitées sur terre ou en mer, nommément désignée, réglementée et gérée par des moyens appropriés et spécialement vouée à la conservation de la diversité biologique, des ressources naturelles ou culturelles associées ;<br>• institue un contrôle de la qualité de l'environnement via des normes de qualité de l'environnement fixées par décret en conseil des ministres ;<br>• met en place un processus d'audit environnemental qui sert à apprécier, de manière périodique l'impact que tout ou partie de la production ou de l'existence d'une entreprise génère ou est susceptible, directement ou indirectement, de générer sur l'environnement.<br>• stipule que l'État peut octroyer, sous forme de prêts, subventions ou avantages fiscaux, des aides aux entreprises et établissements qui s'engagent à réduire progressivement les pollutions, nuisances et autres |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

| Date | Titre | Points saillants |
|---|---|---|
| | | dégradations que génèrent leurs systèmes de production selon des procédés techniques de gestion durable et à des échéances convenues. |
| 2006.07.05 | **Décret N° 2006-058 /PR** fixant la liste des travaux, activités et documents de planification soumis à étude d'impact sur l'environnement et les principales règles de cette étude | • Sont soumis à étude d'impact sur l'environnement (« EIE »), les projets publics, privés ou communautaires d'importance majeure ;<br>• Le Tableau III en Annexe du décret identifie les barrages hydroélectriques et les infrastructures énergétiques, en général, comme devant faire l'objet d'EIE ;<br>• Certificat de conformité environnementale délivré par le ministre chargé de l'environnement. |
| 2009.06.30 | **Loi 2009-013** relative aux marchés publics et délégations de service public | Cadre institutionnel qui :<br>• repose sur le principe de la séparation des fonctions de passation, de contrôle et de régulation des marchés publics et délégations de service public ;<br>• fixe les règles régissant la passation, le contrôle et la régulation des marchés publics et délégations de service public. |
| | **Droit foncier**<br><br>**Ordonnance N°12 du 06 Février 1974** fixant le régime foncier et domanial | • Régime coutumier<br>• Régime foncier moderne<br>• Processus d'expropriation judiciaire<br>• Déclaration d'utilité publique |
| | **Autres lois** | • Loi N°2008-009 du 19 juin 2008 portant code forestier.<br>• Loi N°2007- 011 du 13 mars 2007 relative à la décentralisation et aux libertés locales.<br>• Code minier institué par la loi 96-004/PR du 26 février 1996.<br>• Code des hydrocarbures institué par la loi 99-003 du 24 février 1999. |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau S-29: Principaux Instruments du Cadre institutionnel supranational**

| Date | Titre | Points saillants |
|---|---|---|
| 2001.07.01 | **Convention de la Commission Africaine sur l'énergie** | Le Togo a adhéré à cette Convention aux termes de la loi N° 2007-004 du 10 janvier 2007.<br><br>Création de la Commission Africaine de l'Énergie, qui a notamment pour mission de promouvoir :<br><br>• le développement de l'utilisation de l'énergie pour promouvoir et appuyer un développement économique et social rapide, éliminer la pauvreté, combattre la désertification et améliorer les conditions et la qualité de la vie dans les États membres ;<br>• la coopération dans le domaine énergétique entre les États membres, en particulier par le développement en commun des ressources énergétiques, et par l'identification et la promotion de projets d'envergure régionale et/ou sous régionale ;<br>• le développement et utilisation durables et écologiquement rationnels de l'énergie. |
| 2003.01.31 | **Protocole A/P4/1/03** de la CEDEAO sur l'énergie | Le Togo a adhéré à cette Convention aux termes de la loi N° 2007-004 du 10 janvier 2007.<br><br>Établit un cadre juridique destiné à promouvoir une coopération à long terme dans le domaine de l'énergie, et fondé sur la complémentarité et les avantages mutuels en vue d'augmenter l'investissement dans le secteur de l'énergie et de développer le commerce de l'énergie dans la région de l'Afrique de l'Ouest.<br><br>Les prescriptions du Protocole A/P4/1/03 ne sont pas encore toutes transcrites dans le droit interne togolais. En effet, depuis la ratification du Protocole le 23 décembre 2003 par l'Assemblée Nationale, le Code des investissements de 1989 n'a pas encore été mis à jour pour prendre en compte le sous-secteur de l'électricité, et encore moins sa spécificité, et le marché togolais de l'électricité n'est pas encore totalement libéralisé.<br><br>On peut aussi trouver le Rapport Final Provisoire de « L'Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO » sur le site de l'EEEOA à :<br><br>http://www.ecowapp.org/?page_id=138&lang=fr . |
| 2006.08 | Accord international portant **Code bénino-togolais de l'électricité** | Ratifié par le Togo par la Loi n° 2006-005 du 03 juillet 2006. L'Accord définit :<br><br>• le cadre juridique, réglementaire et technique au sein duquel sont exercées les activités de production, de transport et de distribution ainsi que les activités d'importation et d'exportation de l'énergie électrique sur l'ensemble des territoires du Bénin et du Togo ;<br>• les institutions et autres acteurs intervenant dans le secteur sur l'ensemble des territoires des deux États, leurs attributions et responsabilités ainsi que les modalités de leur intervention ;<br>• les buts, l'organisation, les missions, les pouvoirs, les droits et |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

| | | |
|---|---|---|
| | | obligations de la Communauté Électrique du Bénin (CEB) |

**Tableau S-30 : Ministères et organismes impliqués dans la préparation des lois, décrets et règlements dans le secteur électricité**

| Ministère, organisme | Points saillants |
|---|---|
| Ministère des Mines et de l'Énergie (MME) | Exerce les attributions définies à l'article 6 de la Loi 2000 012 du 18 juillet 2000 relative au secteur de l'électricité<br><br>Seul Ministère directement impliqué dans la préparation des lois, décrets et règlements qui régissent le secteur de l'électricité. Notamment chargé de formuler et revoir périodiquement la politique générale d'organisation du secteur de l'électricité, plus particulièrement au regard de :<br><br>• la politique tarifaire relative aux activités de fourniture d'énergie électrique ;<br>• la politique d'électrification rurale, urbaine et périurbaine ;<br>• la politique relative aux ressources énergétiques à partir desquelles est produite l'énergie électrique ;<br>• la politique relative à l'approvisionnement et au stockage des combustibles utilisés pour la production d'énergie électrique, notamment aux fins d'assurer la continuité et la régularité de la fourniture d'énergie électrique ;<br>• la politique relative à la recherche et au développement des aspects du secteur de l'électricité revêtant une importance particulière pour la République Togolaise ;<br>• la politique en matière de protection de l'environnement et de développement des sources d'énergie renouvelable. |
| Ministère de l'Environnement et des Ressources Forestières (MERF) | • Chargé de la mise en œuvre de la politique nationale de l'environnement.<br>• Suit les résultats de la politique du gouvernement en matière d'environnement et de développement durable.<br>• S'assure que les engagements internationaux relatifs à l'environnement auxquels le Togo a souscrit, sont intégrés dans la législation et la réglementation nationales. |
| Ministère de l'Économie et des Finances (MEF), via la Direction Nationale de Contrôle des Marchés Publics | • Contrôle a priori et a posteriori des procédures de passation des marchés publics et délégations de service public mises en œuvre par toute autorité contractante, selon les modalités et les seuils déterminés par voie réglementaire.<br>• Assurer que les organes de contrôle interne établis au sein des autorités contractantes ont les capacités et les moyens suffisants pour assurer le contrôle de régularité des procédures de passation. |
| Autorité en charge de la Réglementation du secteur de l'électricité (« ARSE ») | Créée en juillet 2000 pour aider et conseiller le Ministre des Mines et de l'Énergie dans la gestion du sous-secteur de l'électricité en :<br><br>• participant à la définition et à l'application de la réglementation du sous-secteur ;<br>• évaluant et supervisant les mécanismes de passation des marchés ;<br>• donnant des avis sur les propositions et les décisions concernant les tarifs ;<br>• donnant des avis sur le développement des infrastructures énergétiques ;<br>• donnant des avis sur les questions d'expropriation pour cause d'utilité publique ;<br>• contrôlant et certifiant les installations électriques ; et<br>• gérant les conflits potentiels entre les concessionnaires et les |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

| Ministère, organisme | Points saillants |
|---|---|
| | consommateurs. |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau S-31 : Documentation**

| | |
|---|---|
| **Lois, décrets, règlements et arrêtés togolais** | • Loi n° 89-22 du 31 octobre 1989 portant Code des investissements<br>• Loi n° 2000-012 du 18 juillet 2000 relative au secteur de l'électricité<br>• Décret no 2000-089/PR du 8 novembre 2000 portant définition des modalités d'exercice des activités réglementées conformément à la loi n° 2000-012 relative au secteur de l'électricité<br>• Décret no2000-090/PR du 8 novembre 2000 portant organisation et fonctionnement de l'Autorité de Réglementation du secteur de l'électricité<br>• Décret n° 2006-058 /PR du 05 juillet 2006 fixant la liste des travaux, activités et documents de planification soumis à étude d'impact sur l'environnement et les principales règles de cette étude<br>• Décret N° 2006-058 /PR du 05 juillet 2006 fixant la liste des travaux, activités et documents de planification soumis à étude d'impact sur l'environnement et les principales règles de cette étude<br>• Arrêté N°013/MERF du 1er septembre 2006 portant réglementation de la procédure, de la méthodologie et du contenu des études d'impact sur l'environnement<br>• Arrêté N°018 /MERF du 1er septembre 2006 fixant les modalités et les procédures d'information et de participation du public au processus d'étude d'impact sur l'environnement<br>• Loi n° 2008-005 du 30 mai 2008 portant Loi-cadre sur l'environnement<br>• Arrêté ministériel n°051/08/MMEE/ARSE du 7 octobre 2008 portant définition de la forme, des modalités et des conditions de déclaration, de demande et d'octroi des autorisations des installations de production, de transport et de distribution en vertu de l'Accord International portant Code Bénino-Togolais de l'Electricité du 23 décembre 2003<br>• Loi 2009-013 du 30 juin 2009 Relative aux marchés publics et délégations de service public<br>• Arrêté n° 007/MME/ARSE/2012 du 8 février 2012 portant approbation du Règlement technique de distribution de l'énergie électrique au Togo<br>• Règlement technique de distribution de l'énergie électrique, février 2012 |
| **Instruments supranationaux** | • Convention de la Commission Africaine sur l'énergie du 11 juillet 2001 ratifiée par l'Assemblée Nationale togolaise par la loi N° 2007-004 du 10 janvier 2007<br>• Protocole A/P4/1/03 sur l'énergie, adopté le 31 janvier 2003 par la CEDEAO<br>• Accord international portant Code bénino-togolais de l'électricité issu de l'accord bilatéral signé entre les Républiques du Togo et du Bénin en 1968, créant une communauté d'intérêt entre les deux États dans le domaine de l'énergie électrique, révisé en 2003 et ratifié par le Togo en août 2006<br>• Acte additionnel A/SA.2/01/08 de la CEDEAO portant création de l'ARREC |
| **Rapports antérieurs** | • Participation du secteur privé à la fourniture des infrastructures en Côte d'Ivoire : Revue et recommandation, Mathieu Meleu, CIRES, Université d'Abidjan, BAfD, Economic Research Paper No 47, 16/02/2002<br>• Situation du secteur de l'énergie électrique au Togo – Novembre 2007, Réseau International d'Accès aux Énergies Durables – (RIAED)<br>• Rapport diagnostique sur les interfaces institutionnelles et réglementaires de l'Autorité de régulation régionale du secteur de l'électricité de la CEDEAO, juillet 2008, GAF/ICEA/Serres & Associés<br>• Réalisation de l'étude d'un plan stratégique du sous-secteur de l'énergie électrique au Togo – Rapport final, décembre 2010, SOFRECO/IIC en association avec IIC (Togo)<br>• Politique nationale de l'énergie (projet) - décembre 2011, SOFRECO/IIC<br>• Revue des Politiques du Secteur de l'Énergie - Rapport No: ACS499, juin 2013, Banque Mondiale<br>• Stratégie de Croissance Accélérée et de Promotion de l'Emploi 2013-2017 du Togo (SCAPE), août 2013 |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

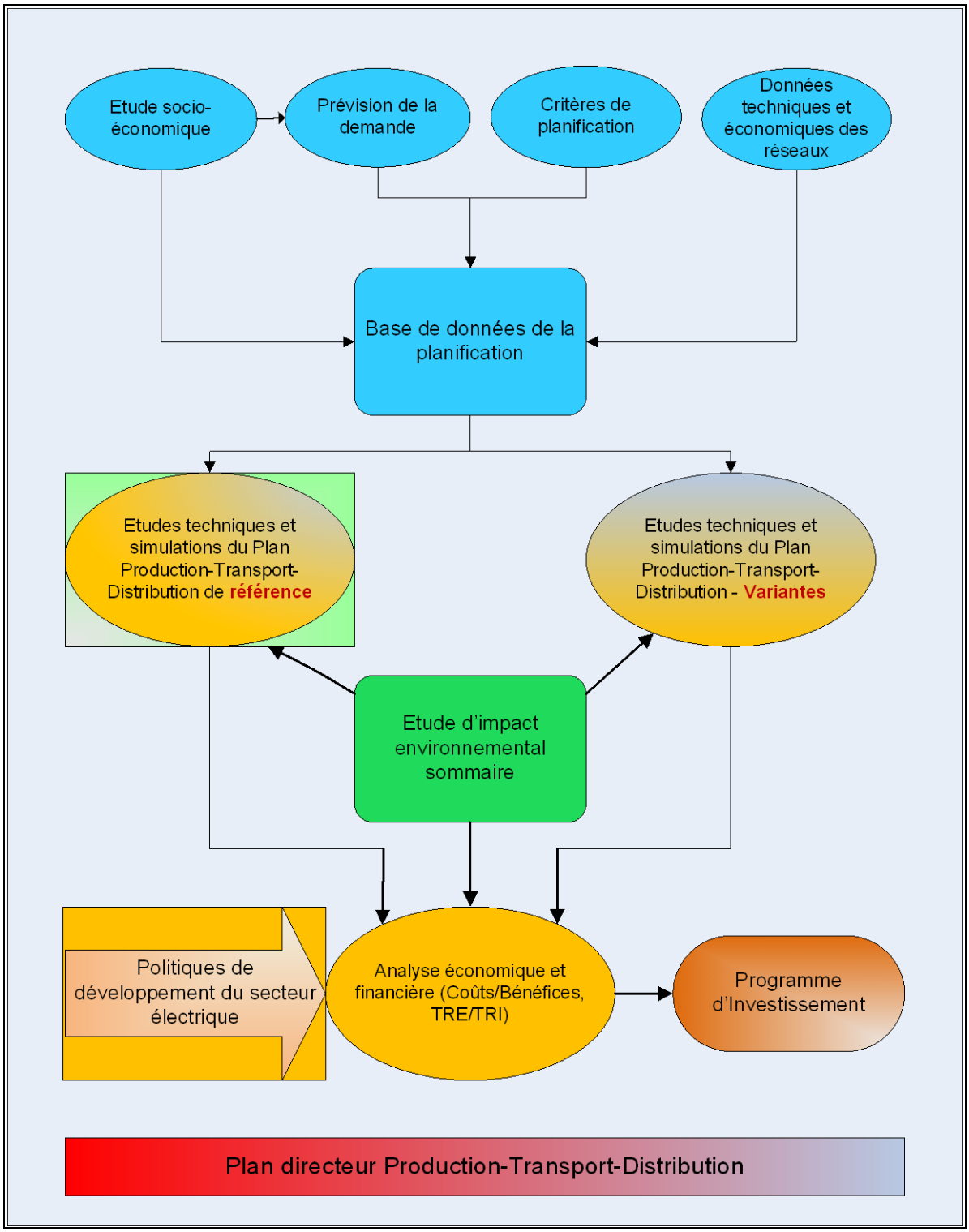
**Figure S-5 - Zone de l'étude**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

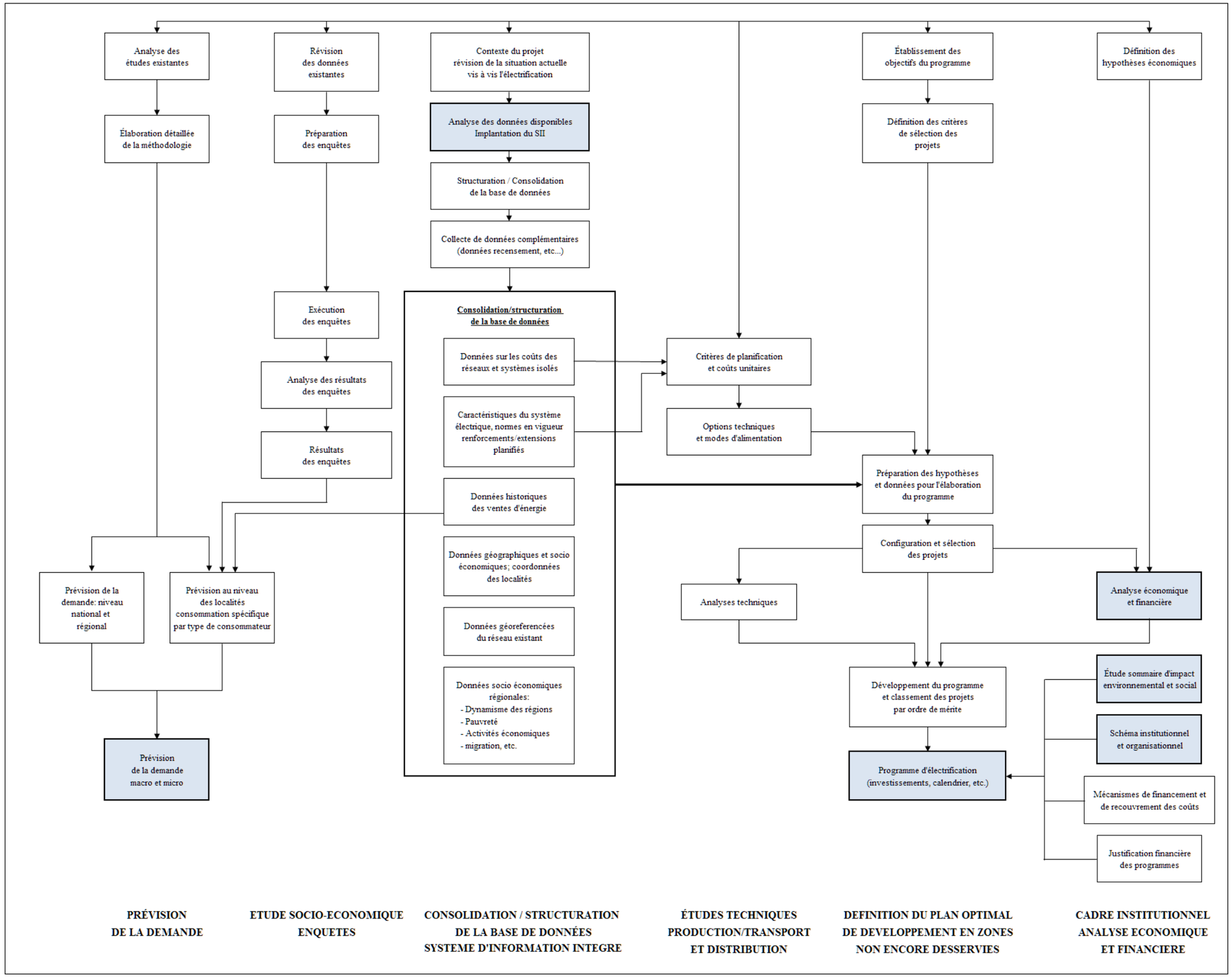
**Figure S-6 - Approche intégrée d'étude technique et économique du Plan directeur d'approvisionnement et de distribution de la CEET**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

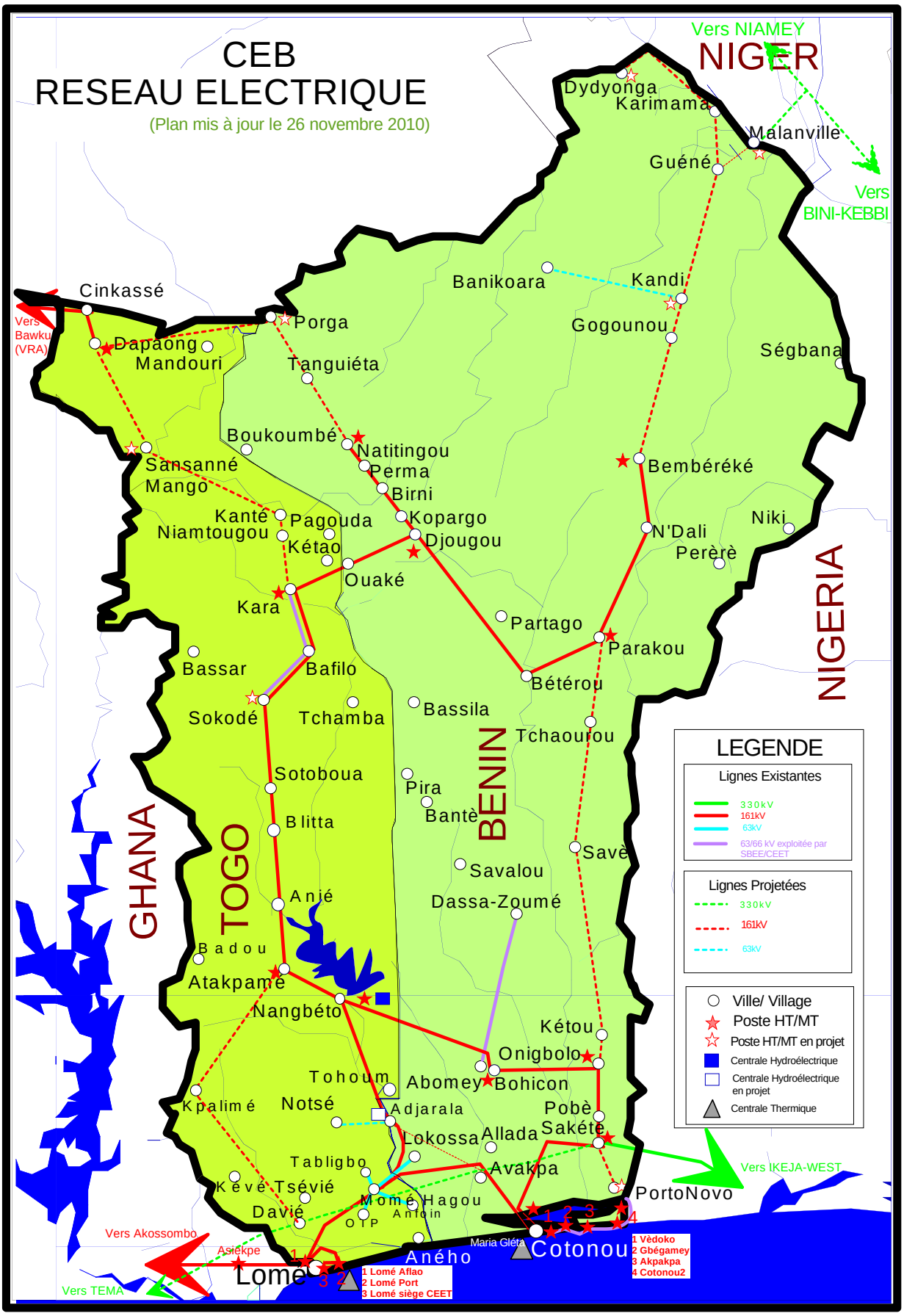
**Figure S-7 - Plan directeur - Approche méthodologique**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

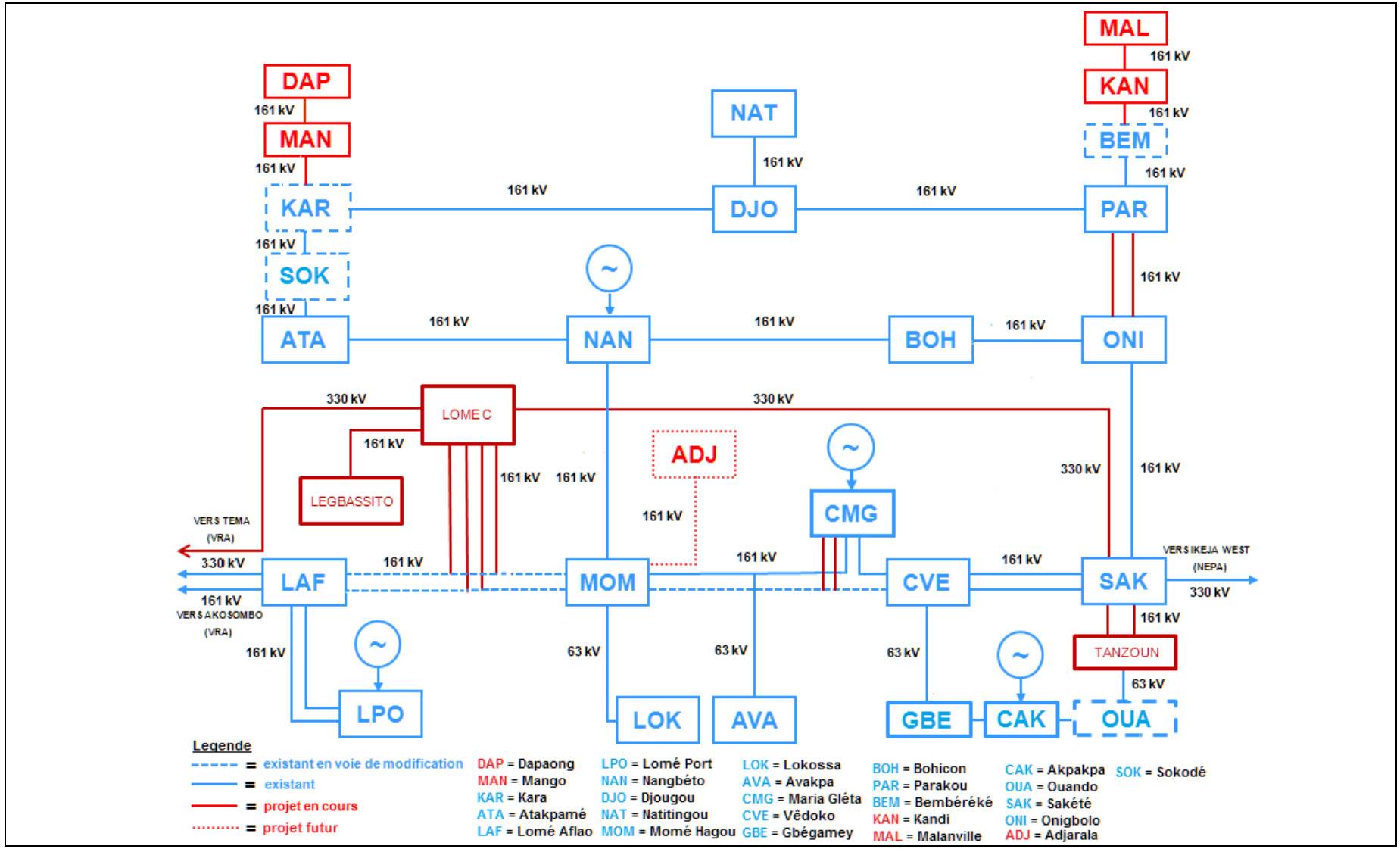
**Figure S-8 : Réseau de transport de la CEB**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

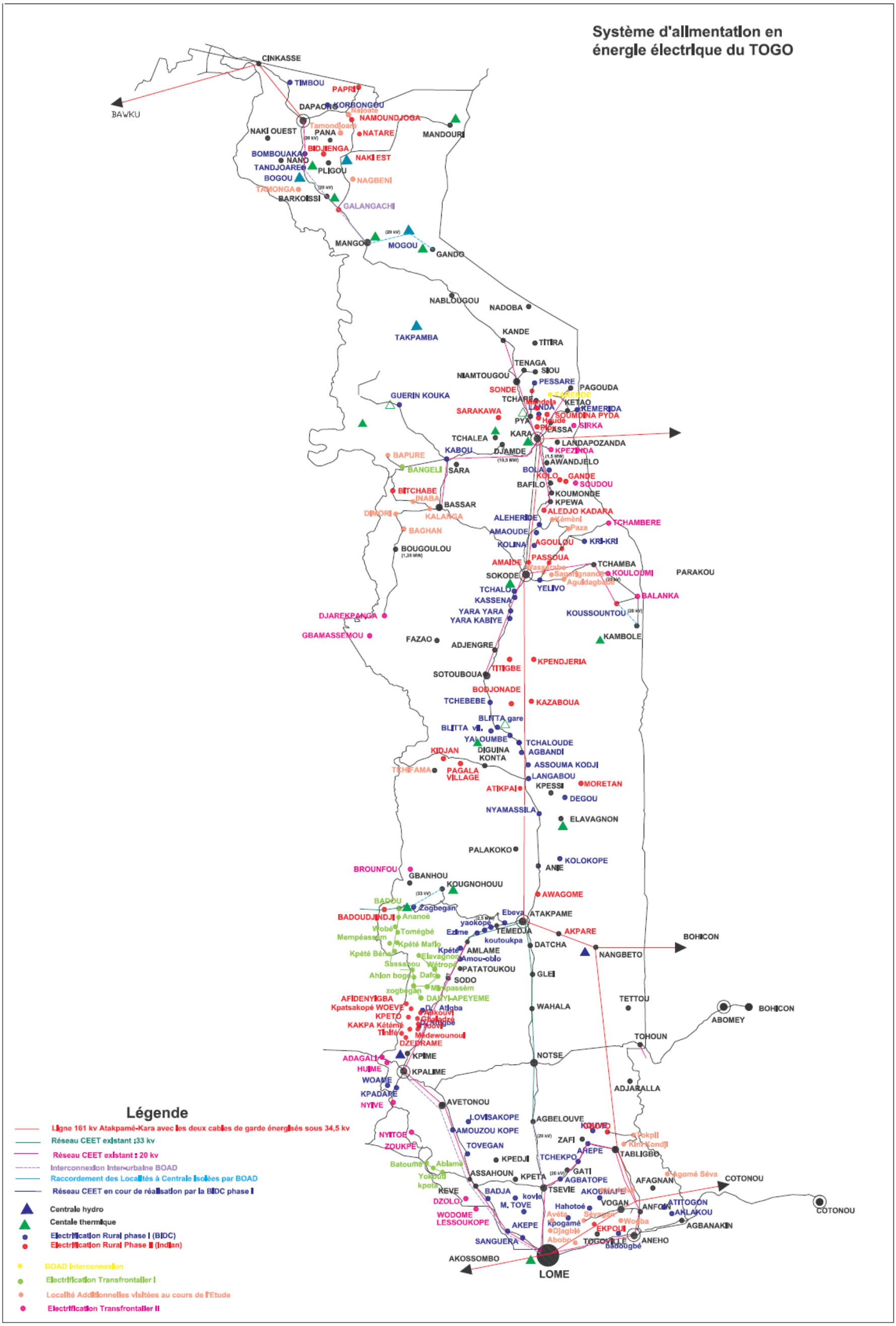
**Figure S-9 : Schéma synoptique du réseau interconnecté de la CEB (existant et futur)**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

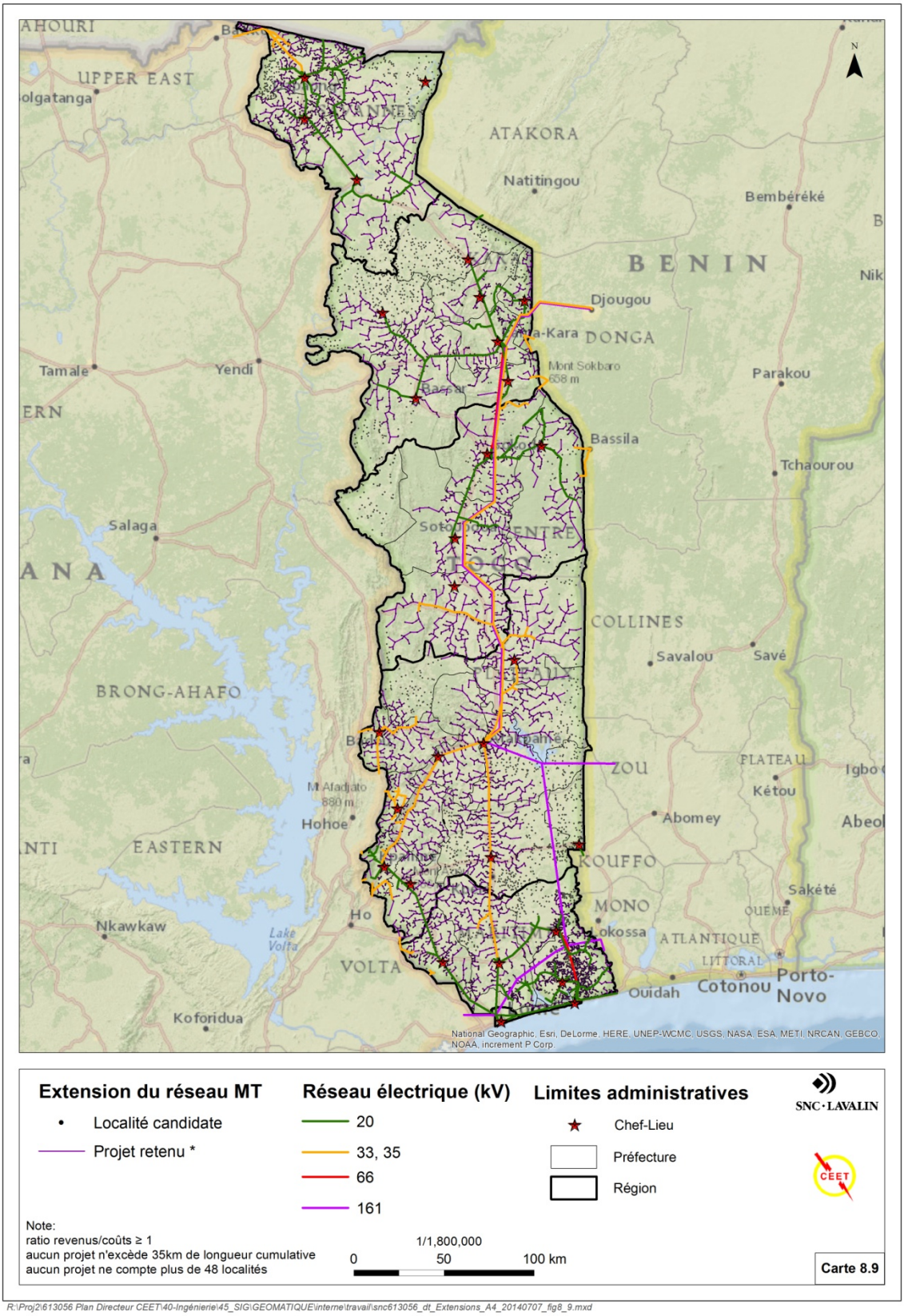
**Figure S-10 : Système d'alimentation en énergie électrique du Togo**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

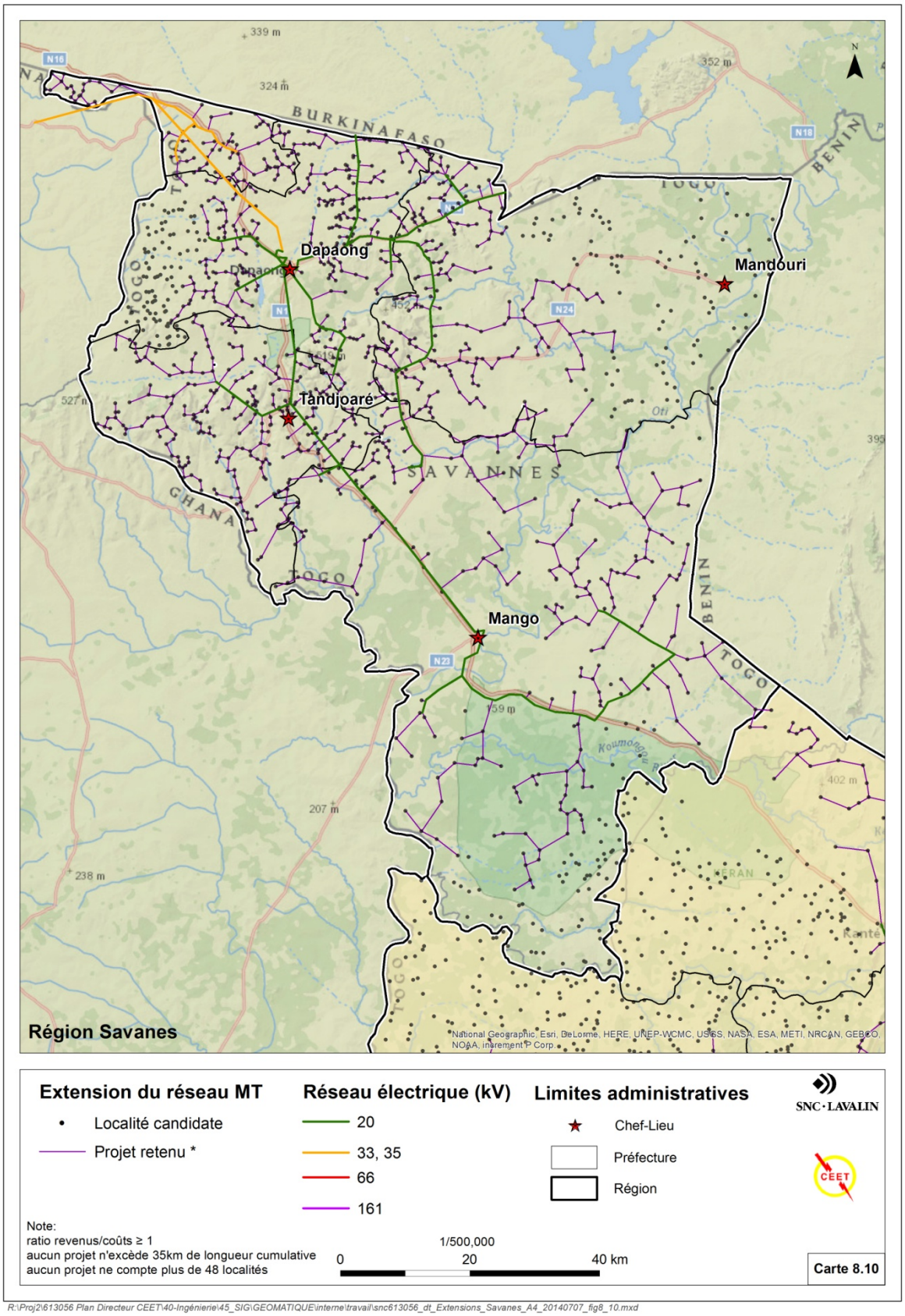
## Figure S-11: Localités présélectionnées - Niveau national





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

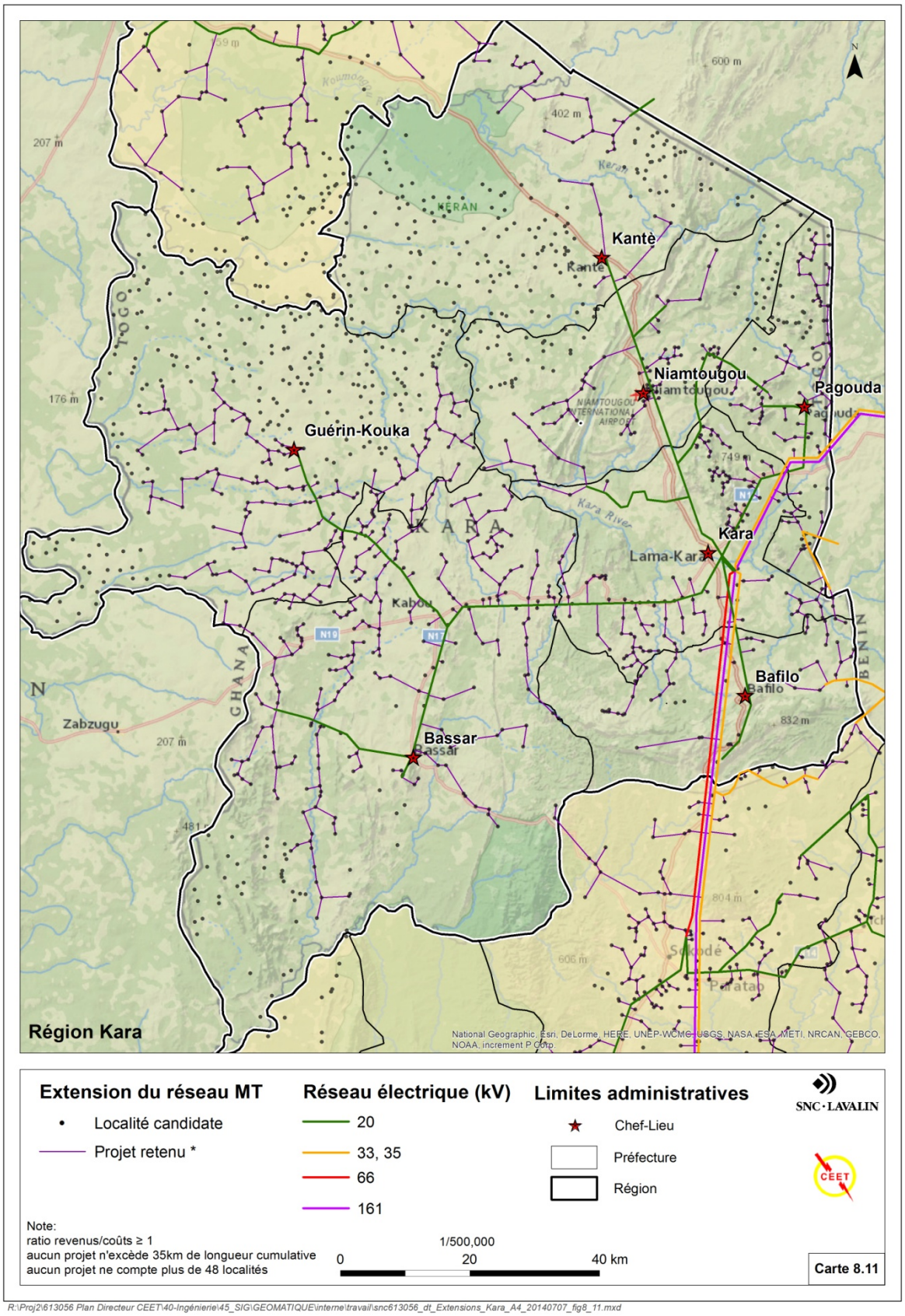
## Figure S-12: Localités présélectionnées – Région Savanes





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

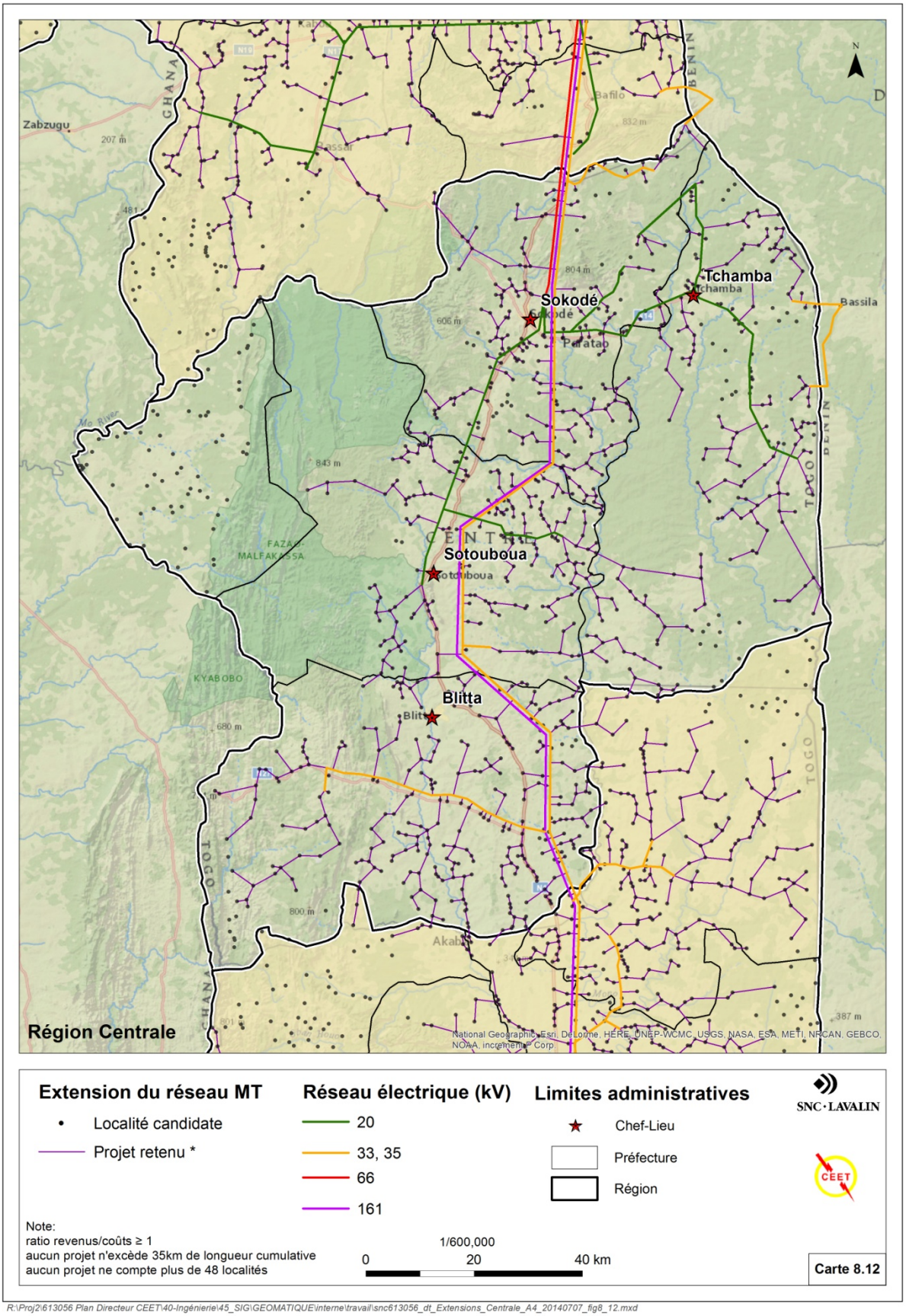
## Figure S-13: Localités présélectionnées – Région Kara





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

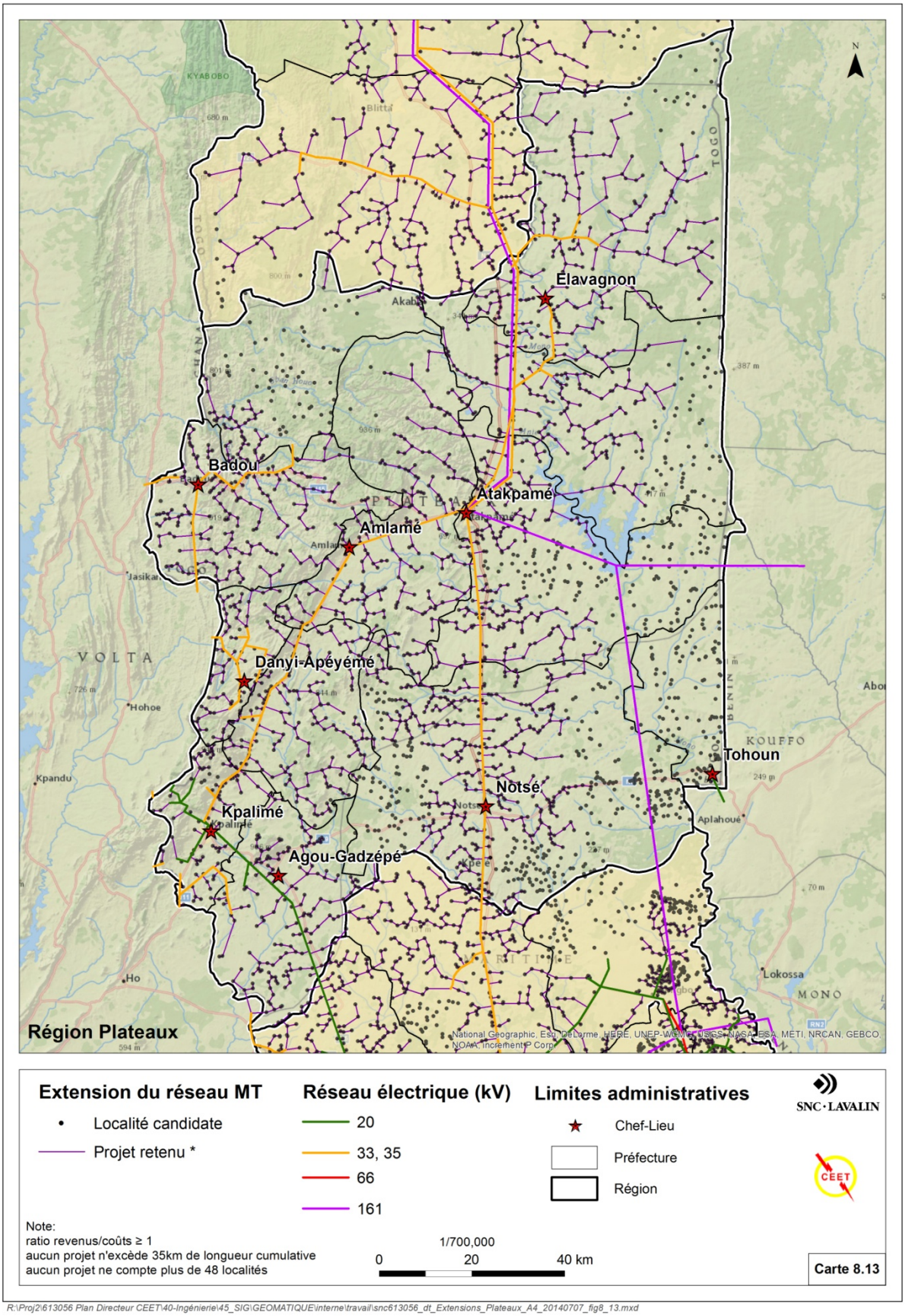
## Figure S-14: Localités présélectionnées – Région Centrale





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

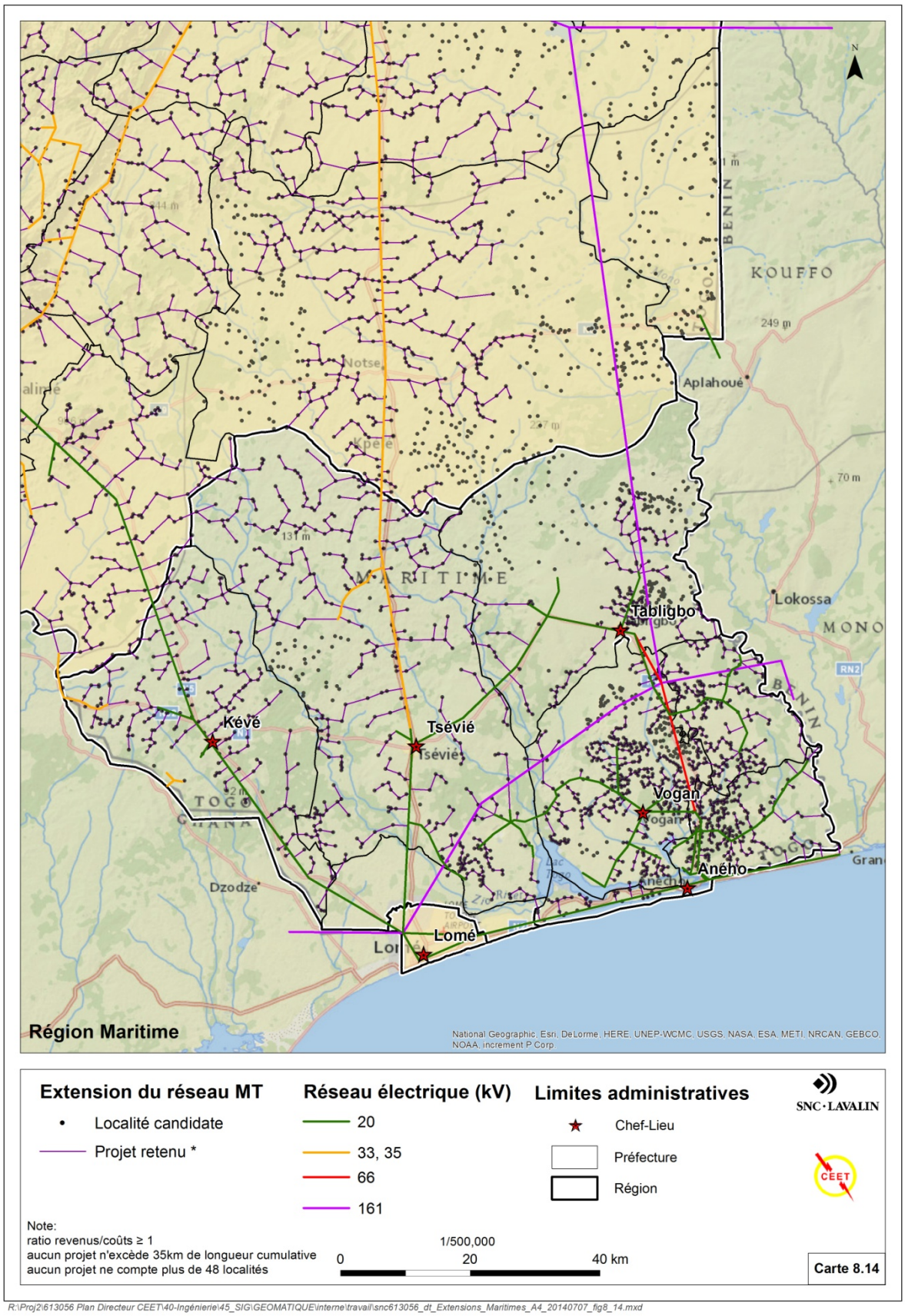
## Figure S-15: Localités présélectionnées – Région Plateaux





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

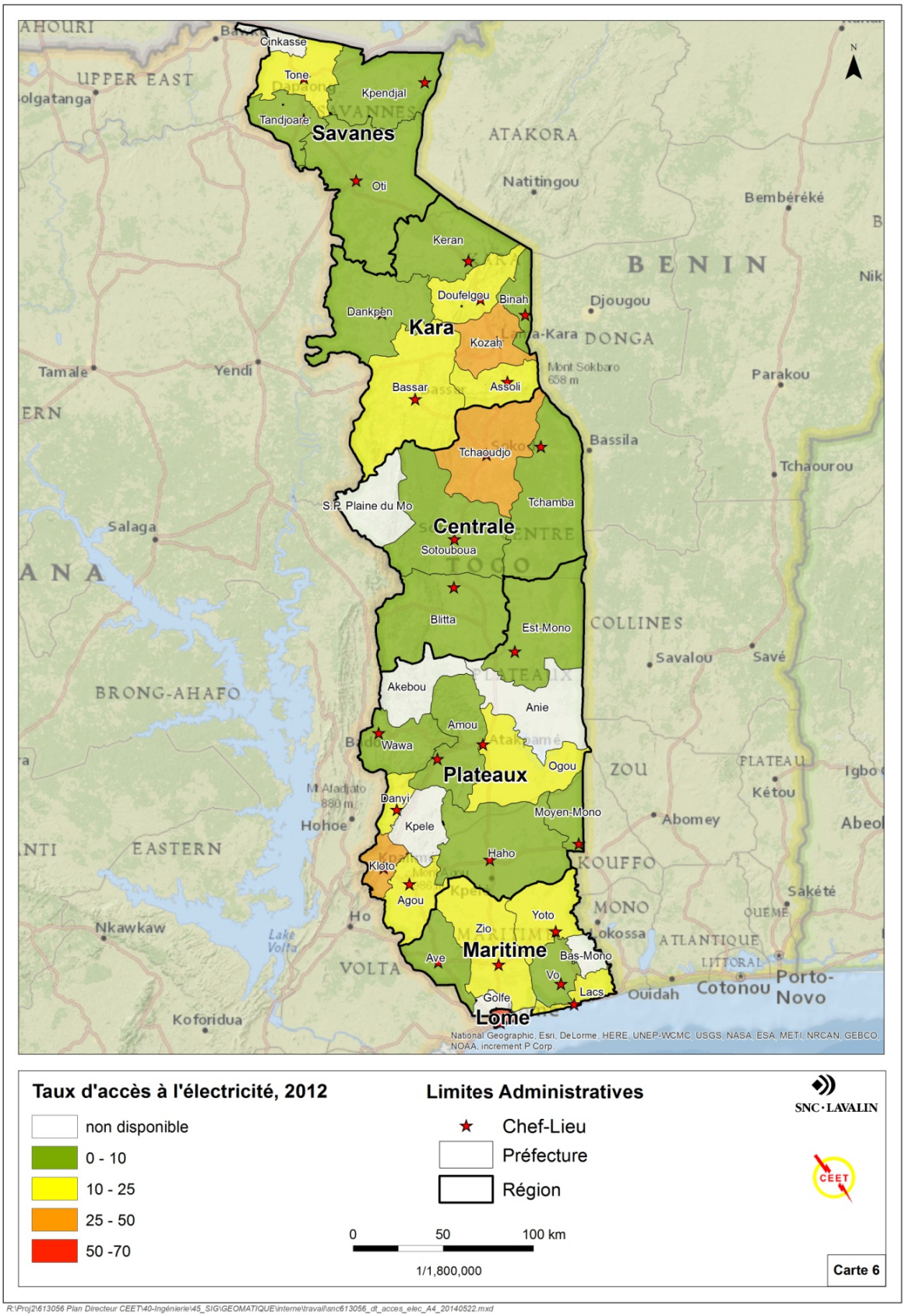
## Figure S-16: Localités présélectionnées – Région Maritime





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

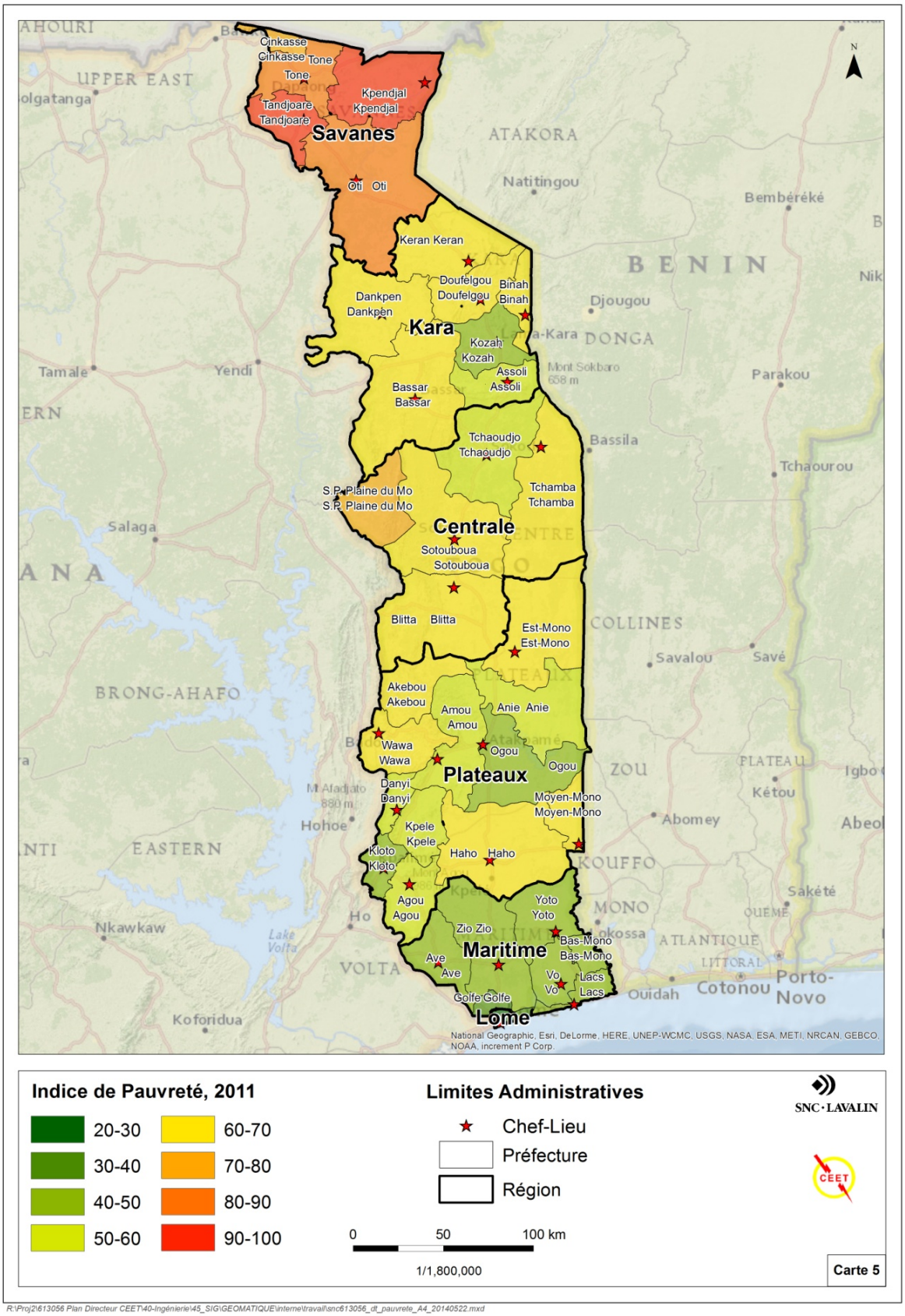
## Figure S-17: Taux d'accès à l'électricité – Année 2012




R:\Proj2\613056 Plan Directeur CEET\40-Ingénierie\45_SIG\GEOMATIQUE\interne\travail\snc613056_dt_acces_elec_A4_20140522.mxd


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

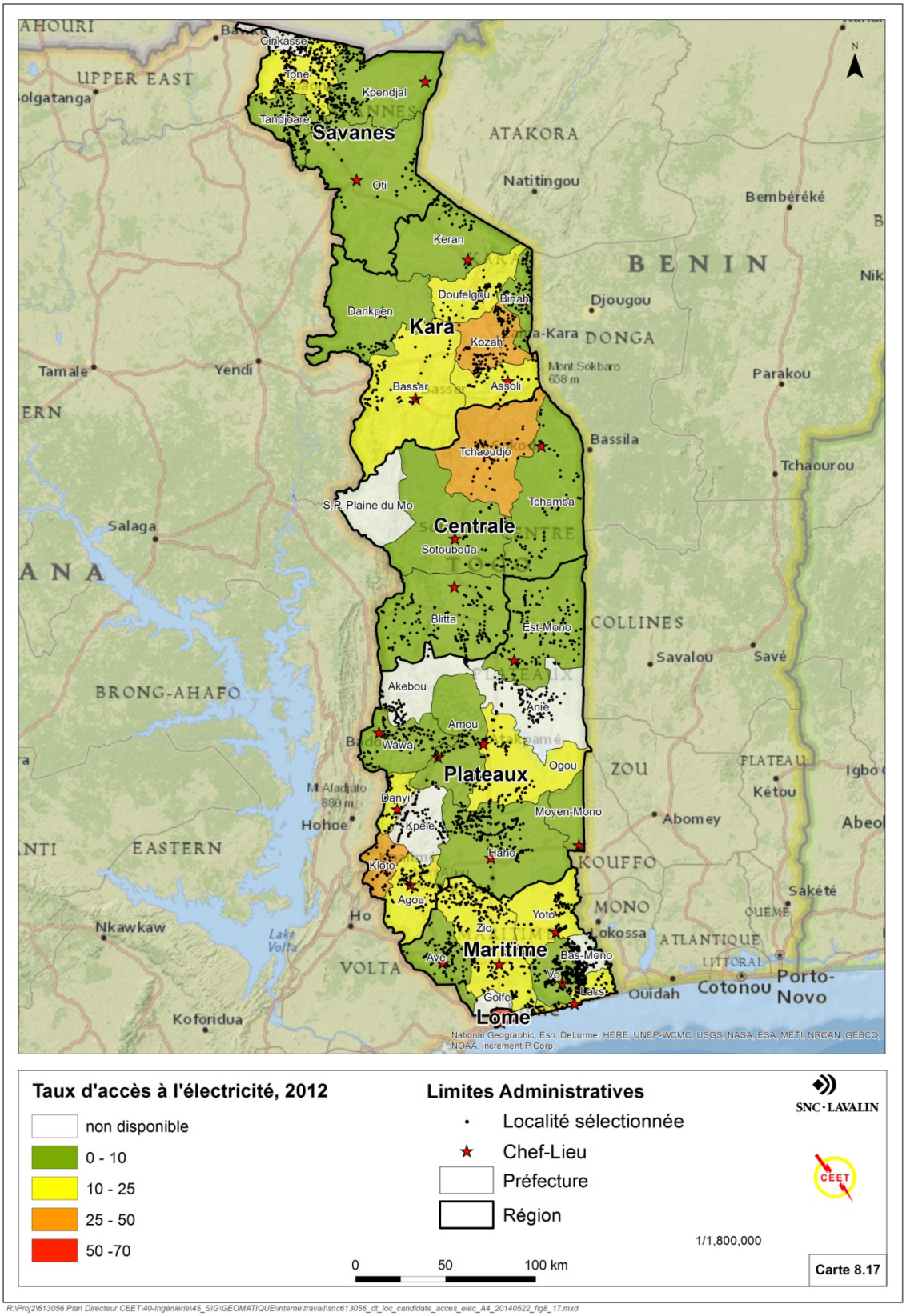
## Figure S-18: Indice de pauvreté - Année 2012





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

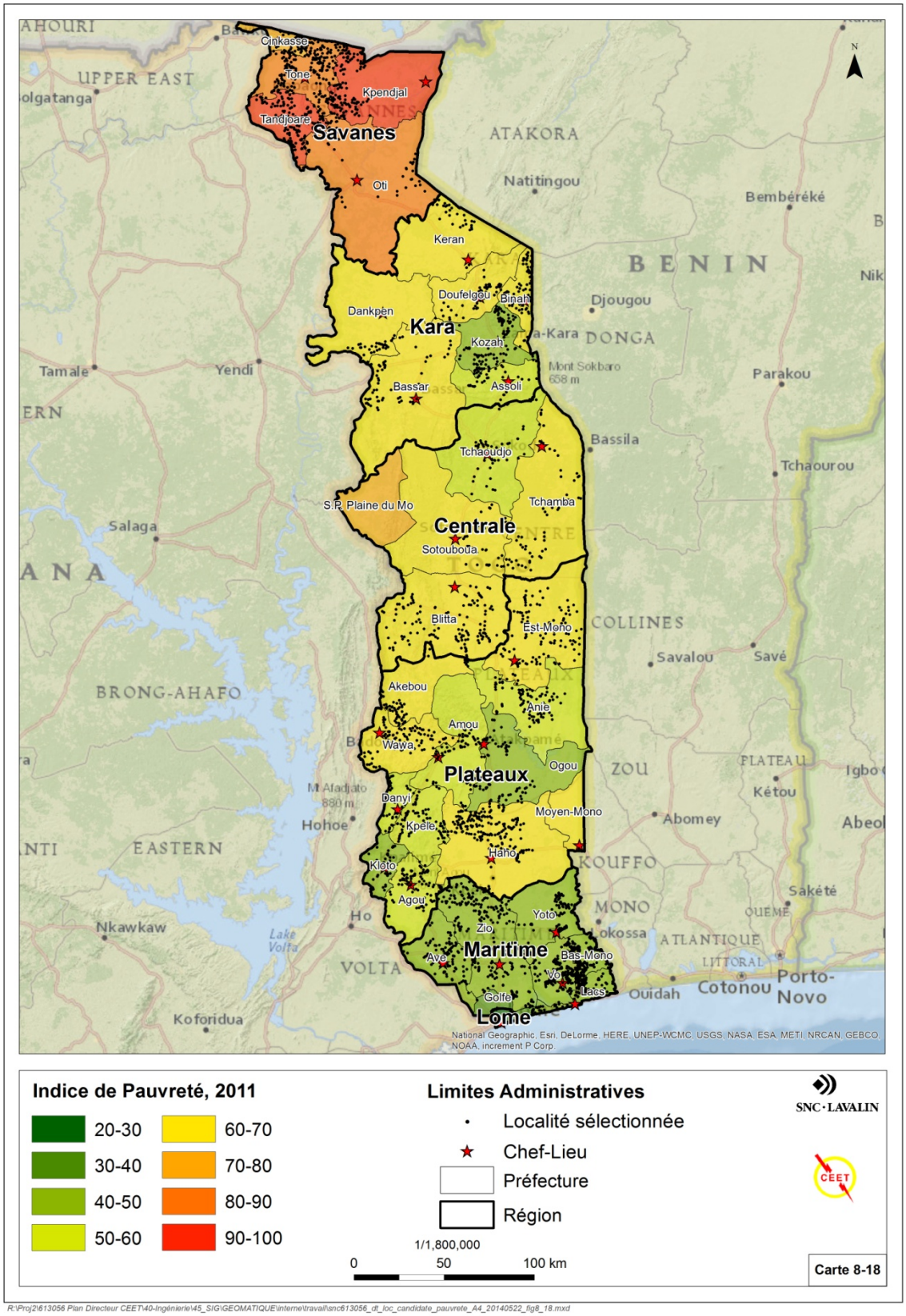
**Figure S-19: Positionnement - Localités candidates selon le taux d'accès à l'électricité**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

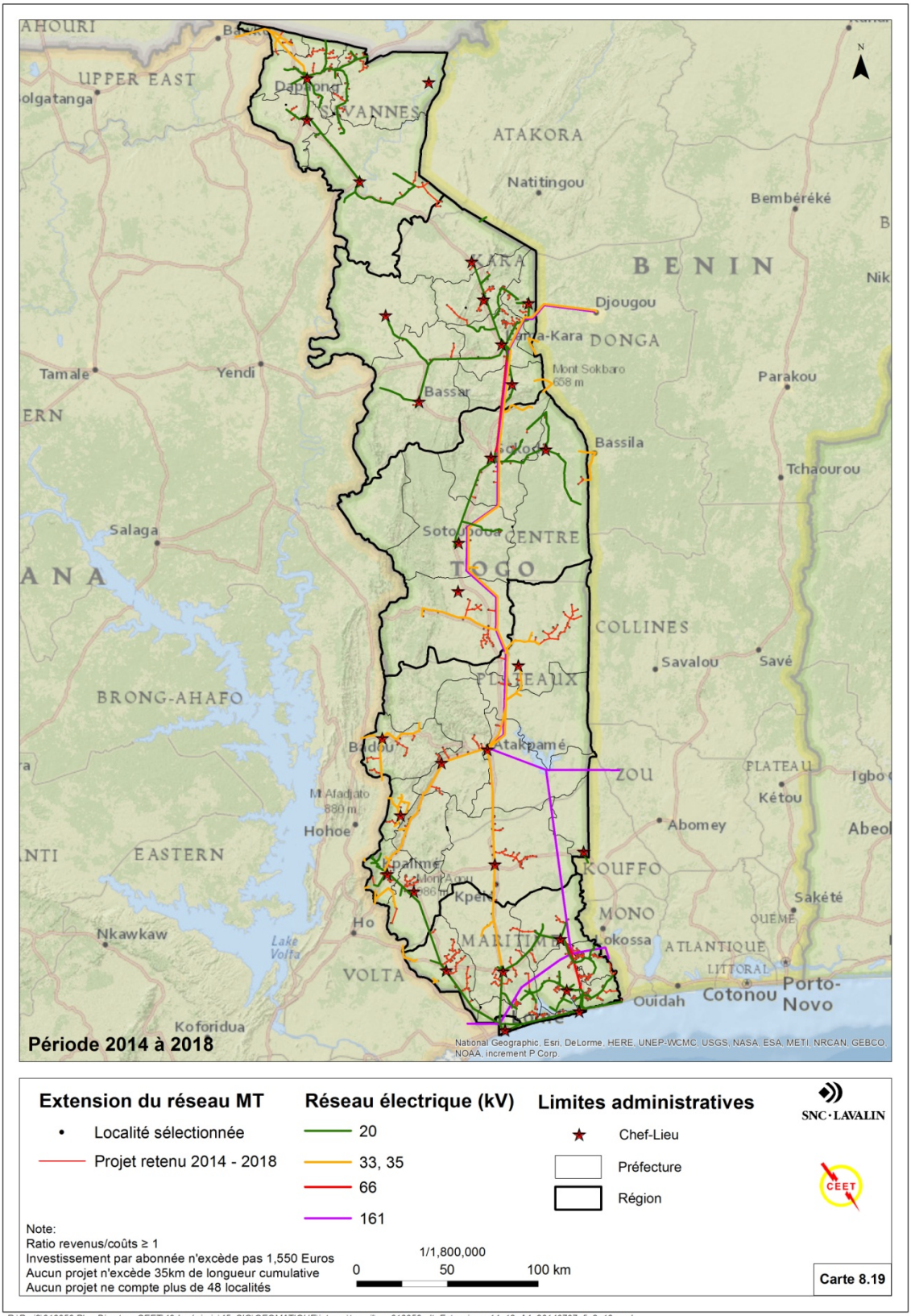
**Figure S-20: Positionnement - Localités candidates selon l'indice de pauvreté**




R:\Proj2\613056 Plan Directeur CEET\40-Ingénierie\45_SIG\GEOMATIQUE\interne\travail\snc613056_dt_loc_candidate_pauvrete_A4_20140522_fig8_18.mxd


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

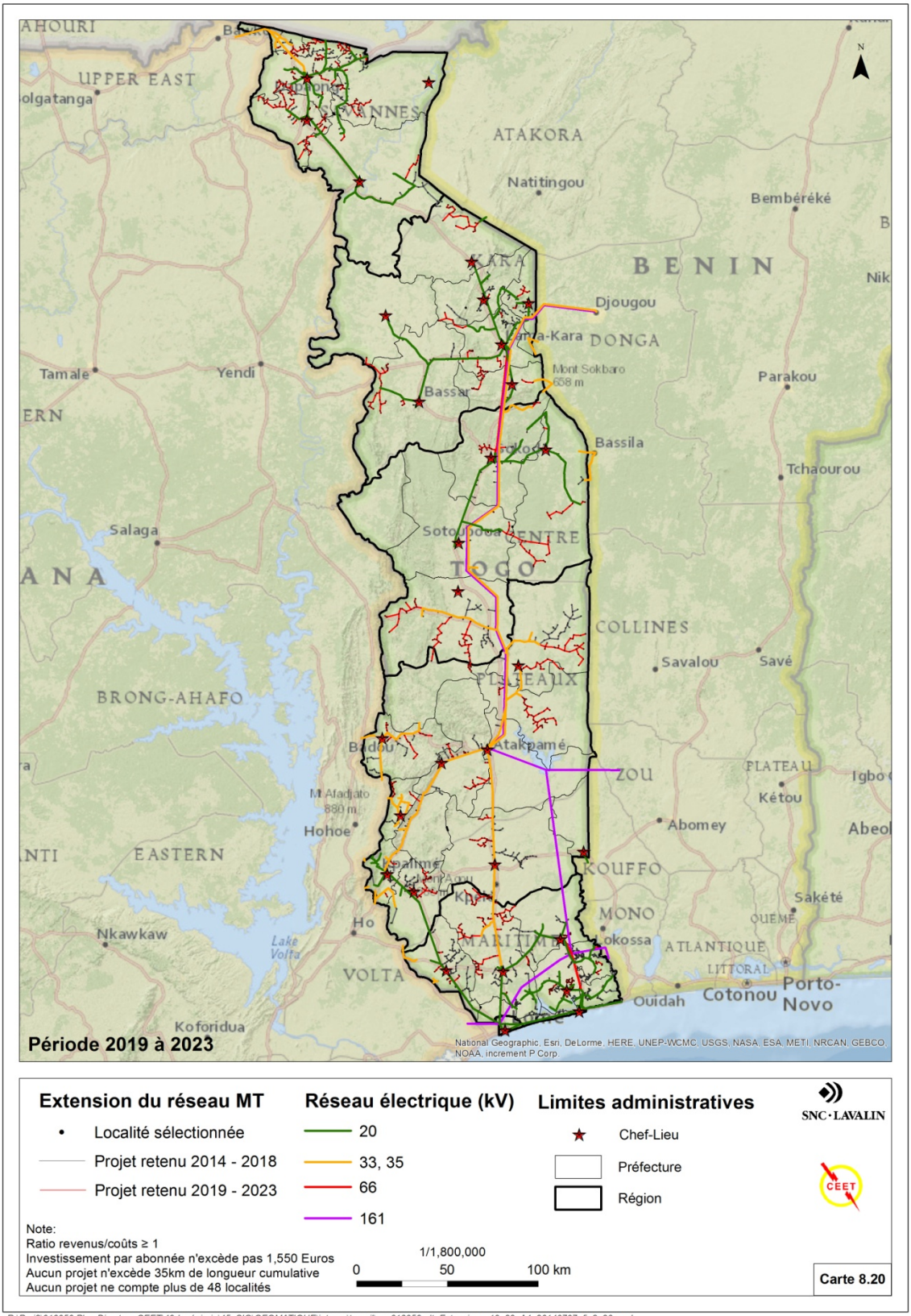
**Figure S-21: Localités sélectionnées – Sous-période 2014-2018**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

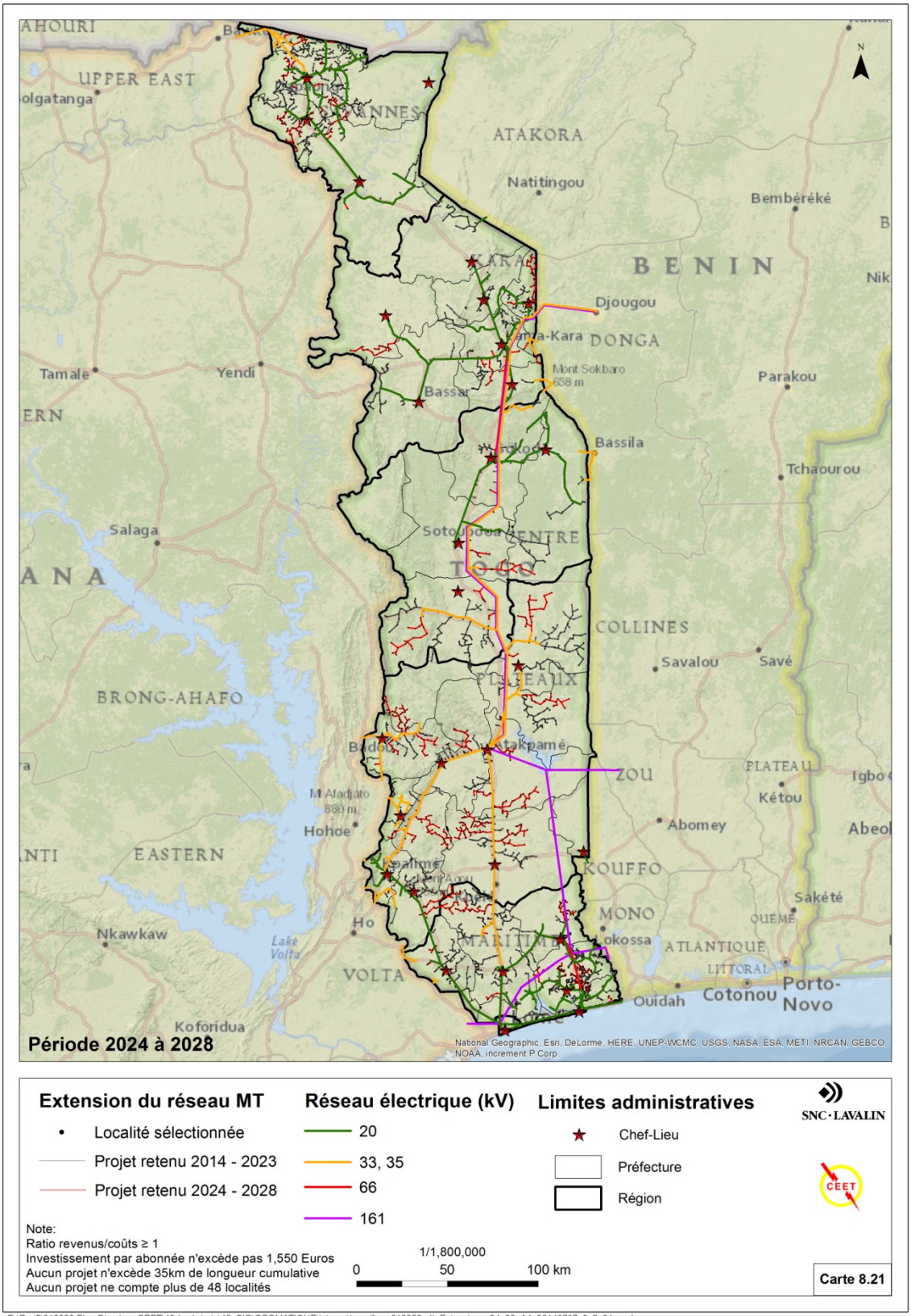
**Figure S-22: Localités sélectionnées – Sous-période 2019-2023**




R:\Proj2\613056 Plan Directeur CEET\40-Ingénierie\45_SIG\GEOMATIQUE\interne\travail\snc613056_dt_Extensions_19_23_A4_20140707_fig8_20.mxd


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

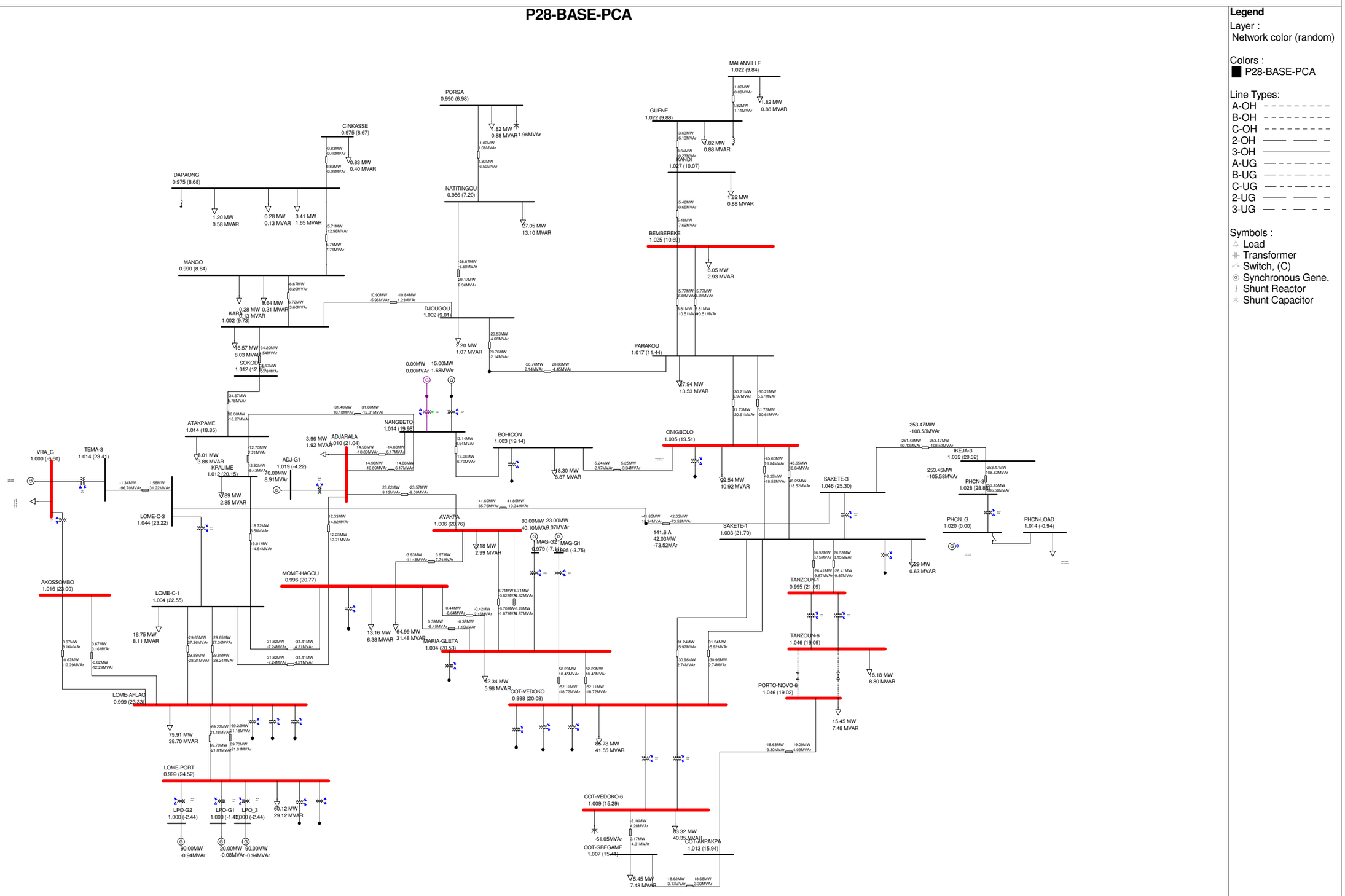
**Figure S-23: Localités sélectionnées – Sous-période 2024-2028**




R:\Proj2\613056 Plan Directeur CEET\40-Ingénierie\45_SIG\GEOMATIQUE\interne\travail\snc613056_dt_Extensions_24_28_A4_20140707_fig8_21.mxd


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

# Figure S-24: Ecoulement de puissance pour l'année 2018




**Legend**

Layer :
Network color (random)

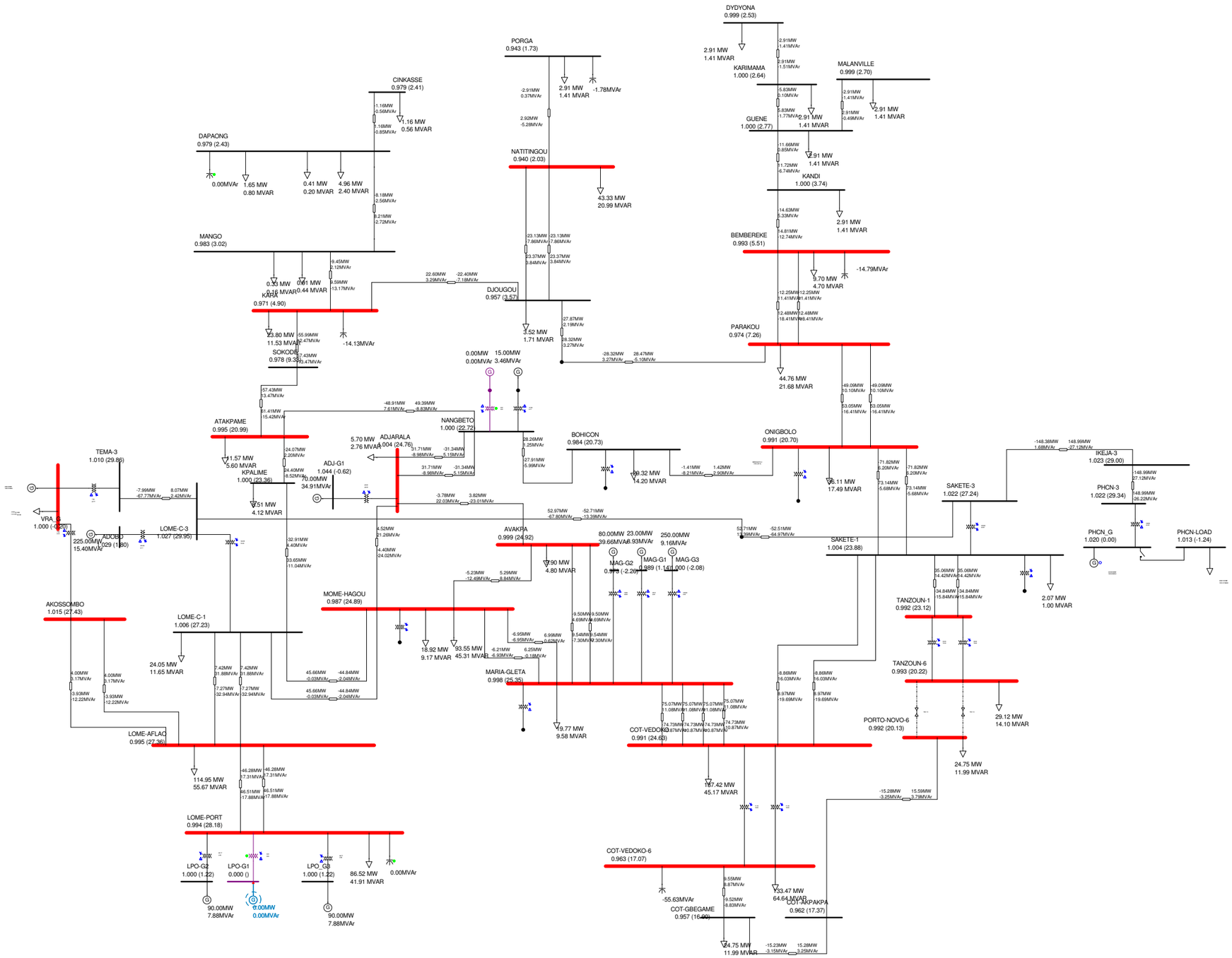
Colors :
P28-BASE-PCA

Line Types:
A-OH
B-OH
C-OH
2-OH
3-OH
A-UG
B-UG
C-UG
2-UG
3-UG

Symbols :
Load
Transformer
Switch, (C)
Synchronous Gene.
Shunt Reactor
Shunt Capacitor

# Figure S-25: Ecoulement de puissance pour l'année 2023

## P28-BASE-PCA




**Legend**

Layer :
Network color (random)

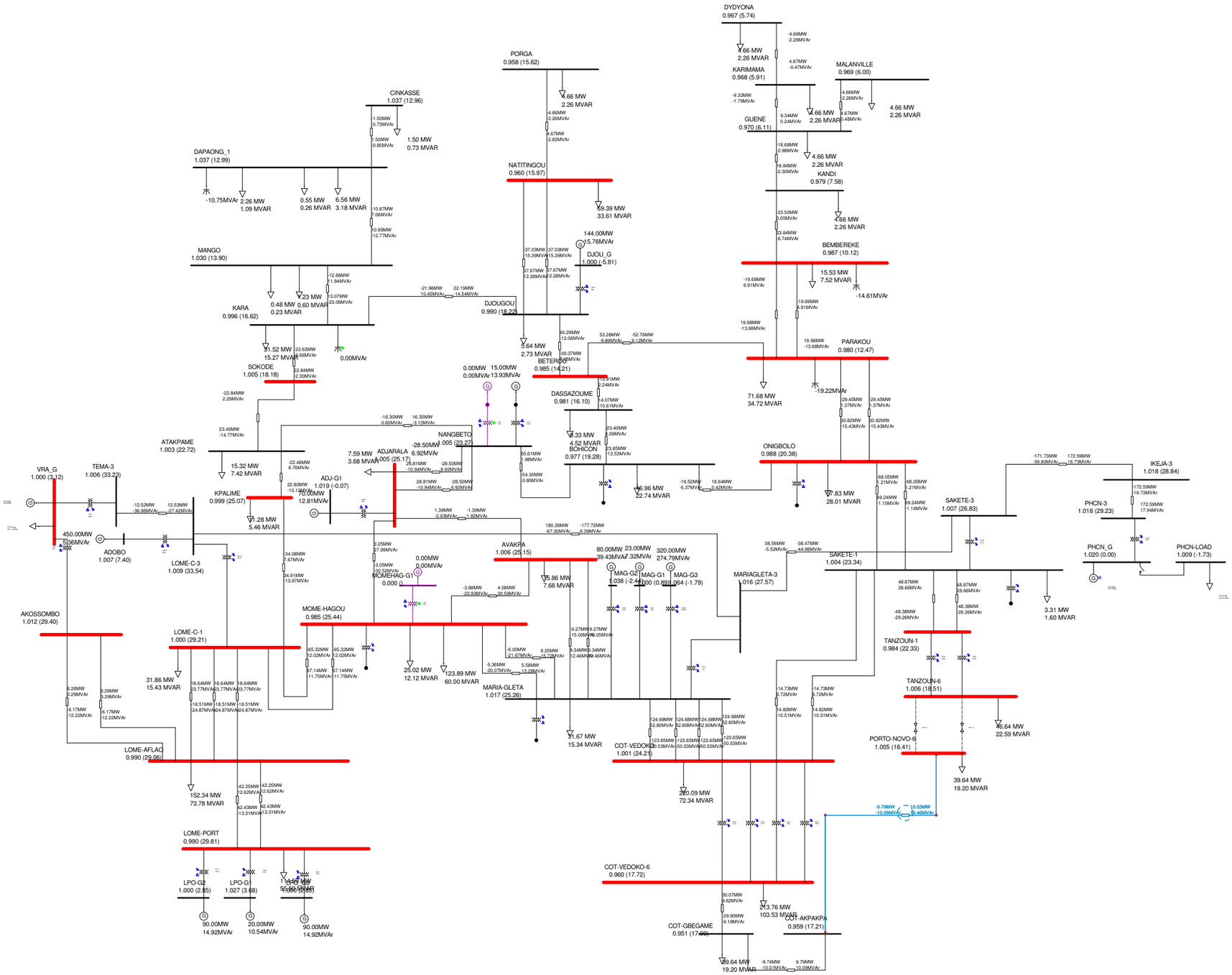
Colors :
P28-BASE-PCA

Line Types:
A-OH
B-OH
C-OH
2-OH
3-OH
A-UG
B-UG
C-UG
2-UG
3-UG

Symbols :
Load
Transformer
Shunt Capacitor
Switch, (C)
Synchronous Gene.

# Figure S-26: Ecoulement de puissance pour l'année 2028

## P28-BASE-PCA




**Legend**

Layer :
Network color (random)

Colors :
P28-BASE-PCA

Line Types:
A-OH
B-OH
C-OH
2-OH
3-OH
A-UG
B-UG
C-UG
2-UG
3-UG

Symbols :
Load
Shunt Capacitor
Transformer
Switch, (C)
Synchronous Gene.

# 1 INTRODUCTION

SNC·LAVALIN





## ÉNERGIE

TRANSPORT ET DISTRIBUTION

# 1. INTRODUCTION

## 1.1 Cadre et mandat

L'objectif global de l'étude d'élaboration d'un plan directeur de développement des infrastructures de l'énergie électrique est de doter le Togo d'une vision à long terme de développement de son réseau électrique national sur l'ensemble du territoire, indiquant les besoins hiérarchisés en infrastructures d'approvisionnement et de distribution.

## 1.2 Description du projet

De façon plus spécifique, l'objectif de cette étude est l'élaboration d'un plan d'expansion des moyens de production et de distribution d'énergie qui permettra à la Compagnie Énergie Électrique du Togo (CEET) de tabler sur une offre en électricité en adéquation avec les besoins du pays, et d'avoir des options d'expansion de son parc de production-distribution qui soient les plus économiques; le tout eu égard aux politiques nationales et aux développements macro-économiques au niveau national et, dans une certaine mesure, au niveau régional. Cet objectif se traduit par :

- **En matière d'approvisionnement:**
  - mettre en place une perspective de développement des charges par secteur d'activité (primaire, secondaire et tertiaire ou industrie, ménages et commerce); et
  - définir une stratégie de sécurisation de l'approvisionnement de la CEET en énergie électrique.
- **En matière de transport:**
  - connaître les caractéristiques du réseau électrique de transport sur le territoire national ;
  - être assuré de la viabilité technique du réseau de transport, sur le territoire national, dans sa capacité à soutenir les puissances de transit actuelles et projetées dans un horizon de 15 ans (période 2014-2028).
- **En matière de distribution:**
  - s'assurer de la viabilité technique du réseau de distribution dans sa capacité, à soutenir les puissances de transit actuelles et projetées dans un horizon de 15 ans;
  - limiter les perturbations du réseau par l'élaboration d'une politique de qualité de fourniture;
  - définir une structure du réseau à long terme: consistance et positionnement des postes sources HTB/HTA, structure des ouvrages HTA à l'aval de ces postes sources;
  - disposer d'un outil de planification et de gestion des ouvrages;
  - définir les besoins d'investissements en infrastructures de réseau avec une hiérarchisation des investissements nécessaires.

## 1.3 Objectif du Plan directeur

Selon les termes du contrat signé le 8 avril 2013, entre la CEET et SNC-Lavalin, la réalisation de cette étude s'est déroulée selon deux (2) phases.

La Phase I de l'étude a consisté essentiellement en une phase diagnostique et les principales activités de cette phase ont concerné:

- le relevé des données existantes et planifiées (à moyen et long terme) sur les systèmes de production, transport et distribution d'énergie électrique;


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- l'analyse de la situation existante et élaboration de la base de données de planification. Cette étape, préalable à la planification, permettra de bien définir les priorités en matière de renforcement des réseaux électriques; les données de modélisation des réseaux de production et transport; ainsi que la formulation de critères et d'hypothèses de planification;
- l'établissement d'une prévision de la demande;
- la définition d'un plan optimal de développement des zones non encore desservies; ainsi que
- l'évaluation des besoins en infrastructures de réseau avec une hiérarchisation des investissements nécessaires.

La Phase II de l'étude a, quant à elle, consisté en la préparation du plan directeur du développement des infrastructures CEET sur une période de 15 ans. Les principales activités de cette phase ont concerné:

- l'analyse économique et financière;
- la justification financière des programmes d'investissement ;
- le transfert de technologie et la formation.

## 1.4 Zone du projet

La zone d'étude du projet couvre l'ensemble du territoire togolais à savoir les cinq (5) régions administratives (Maritime, Plateaux, Centrale, Kara et Savanes).

De façon plus spécifique, l'étude a concerné :

- les localités dont l'électrification pourrait être effectuée à des coûts relativement bas, du fait de la proximité d'un réseau existant ou d'un axe susceptible d'être développé sur la période d'étude;
- les localités non encore électrifiées, mais ayant un potentiel de demande significatif du fait de l'importance de leur population ou de leur rôle administratif;
- toute autre localité dont le niveau de développement apparent justifie une électrification.

La Figure 1-1, donnée à la page 1-5, illustre la zone d'étude.

## 1.5 Approche méthodologique

L'agencement des différentes activités des deux phases mentionnées précédemment, pour mener à bien le développement du plan directeur d'approvisionnement et de distribution pour la CEET (horizon 2028), est présenté de façon générale sur la Figure 1-2 (page 1-6).

L'étude a débuté par une collecte de données, sur terrain, pour construire la base de données autour de laquelle a été planifié le plan de développement. Les résultats de cette activités sont consignés dans le document intitulé *Rapport de démarrage (613056-47ER-1000)*. La base de données, ainsi constituée, a servit de support à :

(i) la préparation de la prévision de la demande;
(ii) la préparation des enquêtes socio-économiques;
(iii) l'établissement de critères technico-économiques de planification ainsi que les coûts des ouvrages. La description de la situation existante du parc de production, transport et distribution a permis de définir et de valider les données techniques et économiques des réseaux électriques et d'asseoir la base de leur renforcement;
(iv) la modélisation des réseaux de production, transport et distribution reflétant la situation actuelle des réseaux;
(v) la définition d'un plan optimal de développement des zones non encore desservies; ainsi que
(vi) l'évaluation des besoins en infrastructures de réseau avec une hiérarchisation des investissements nécessaires.


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

Le document intitulé *Rapport intérimaire (613056-47ER-2000)* regroupe l'ensemble des conclusions des activités menées précédemment.

L'approche méthodologique pour l'exécution des diverses activités menées pour l'élaboration du plan de développement est illustrée sur la Figure 1-3 (page 1-7).

## 1.6 Contenu du rapport et structure du plan directeur de développement

Le présent rapport regroupe les conclusions des 2 phases du projet et tient compte des commentaires et amendements, transmis par la CEET en avril et mai 2014, sur le Rapport intérimaire. Il constitue, dans sa version provisoire, le *Plan directeur de développement des infrastructures CEET (613056-47ER-3000)* et se décompose, essentiellement, comme suit:

La présente section (Section1) décrit le cadre et mandat du projet, c'est à dire son contexte, ainsi que ces principaux objectifs. L'approche méthodologique y est aussi présentée.

La section 2 présente l'étude du schéma organisationnel et institutionnel du secteur de l'énergie au Togo et présente, sur la base d'une revue critique des récentes reformes, des schémas institutionnels et réglementaires propres à favoriser la réalisation de projets d'électrification rurale.

La section 3 dresse un inventaire des moyens de production, transport et distribution d'énergie électrique (existants et planifiés à moyen et long terme) au Togo.

La section 4 présente les données relatives à la prévision de la demande au niveau du Togo ainsi que les principaux résultats de l'étude des prévisions globales et désagrégées des ventes d'énergie, de la consommation d'énergie et de la puissance de pointe. Dans le cadre de cette section, il est aussi présenté : les résultats des enquêtes socio-économiques menées dans le but de recueillir et d'identifier les activités économiques dominantes dans les villages; l'usage des sources d'énergie; les attentes des ménages en termes de services électriques ainsi que la volonté et la capacité de payer l'électricité.

La planification des réseaux passe d'abord par la détermination d'un ensemble de critères sur lesquels seront basés la conception des scénarios d'extension et d'évaluation technico-économiques des diverses options susceptibles d'être développées pour la fourniture, le transport et la distribution de l'électricité sur le réseau interconnecté et les réseaux isolés. Dans ce sens, les critères actuellement en vigueur à la CEET ont été passés en revue, validés et reformulés selon les cas. Les sections 5 et 6 présentent respectivement, un récapitulatif des critères techniques de planification et paramètres économiques retenus ainsi que les coûts unitaires des ouvrages concernés.

Les données et hypothèses retenues et consignées dans les sections précédentes ont constitué un intrant essentiel à l'élaboration et au développement du plan directeur des infrastructures CEET et concernent :

**Paramètres réseaux de transport/distribution:**

- **Limites de tension en conditions normales d'exploitation et en situation d'urgence**
- **Niveaux de charge des équipements en conditions normales (régime permanent) d'exploitation et régime d'urgence**
- **Caractéristiques techniques des équipements de transport et distribution**
- **Frais d'exploitation et entretien fixes/variables**

**Paramètres réseau de production:**

- **Fiabilité (LOLP) ou critère d'énergie non desservie**
- **Consommation spécifique ou pouvoir calorifique des combustibles**
- **Programme de maintenance**
- **Durée de vie utile et année de déclassement des unités de production existantes**
- **Frais d'exploitation et entretien fixes/variables**
- **Caractéristiques techniques des centrales engagées avec leur séquence de mise en service**


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Paramètres techniques et économiques:**

- **Prévision de la demande**
- **Prévisions du prix des différents combustibles**
- **Taux d'actualisation économique**
- **Taux de change**
- **Coût de l'énergie non desservie**
- **Coûts unitaires des ouvrages**
- **Coûts typiques d'investissement et de maintenance des différentes technologies de production**

Les sections 7, 8 et 9 présentent respectivement les plans de développement en matière d'approvisionnement (production), distribution et transport. Elles décrivent, d'une part, les ressources qui devront être mises en place pour satisfaire la demande prévue et, d'autre part, définissent les besoins en équipements nécessaires pour assurer la sécurité de l'alimentation en électricité et l'extension du réseau électrique de transport relié au plan de production et de distribution.

La section 10 présente l'analyse économique ainsi que la justification financière des programmes d'investissement.

La section 11 rappelle les principales exigences, au niveau national et international, en matière d'environnement et de développement durable. Les grands enjeux associés aux solutions candidates sont décrits ainsi que leurs principaux avantages et inconvénients.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

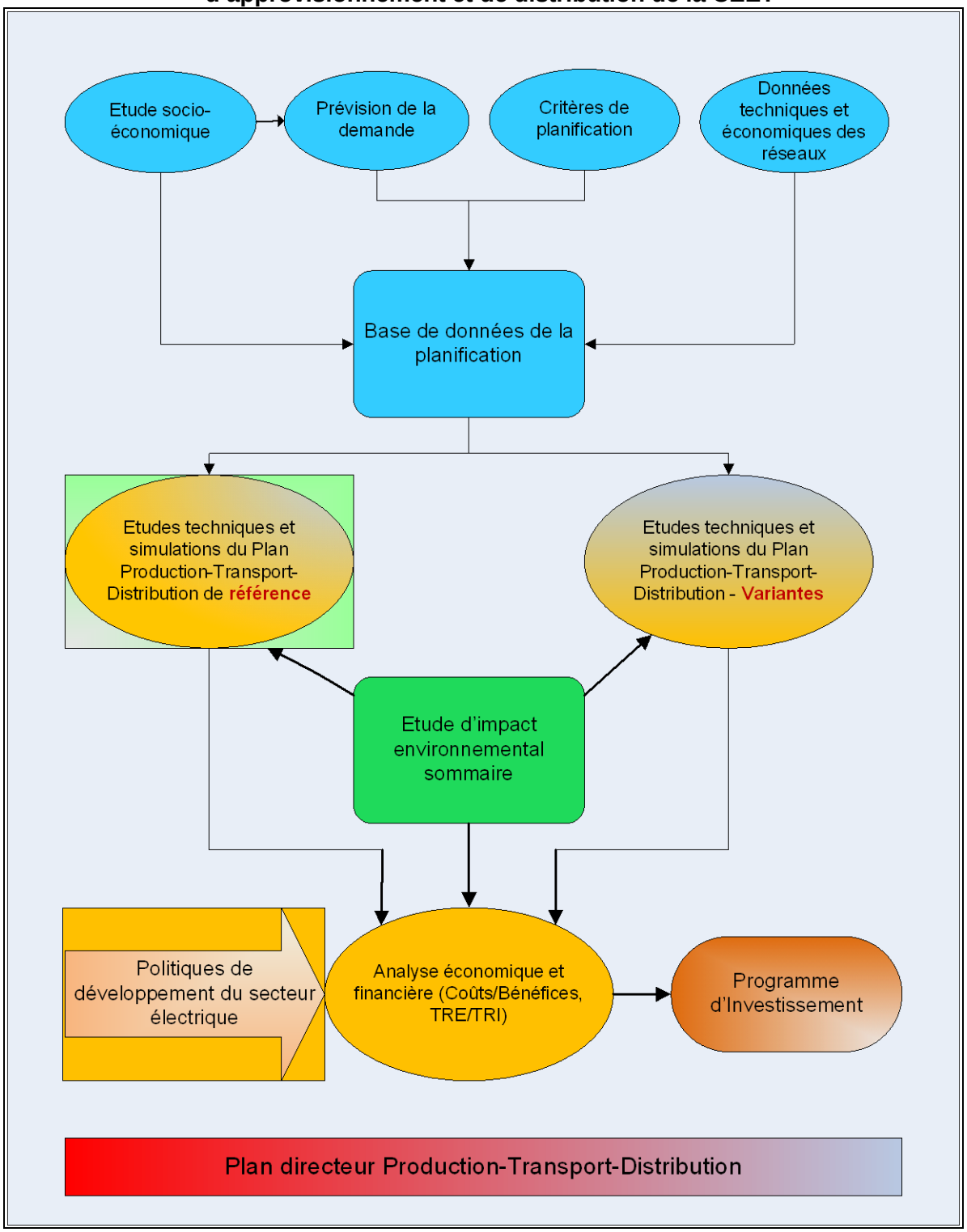
**Figure 1-1 - Zone de l'étude**




RÉGIONS ① CENTRALE ② KARA ③ MARITIME ④ PLATEAUX ⑤ SAVANES


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

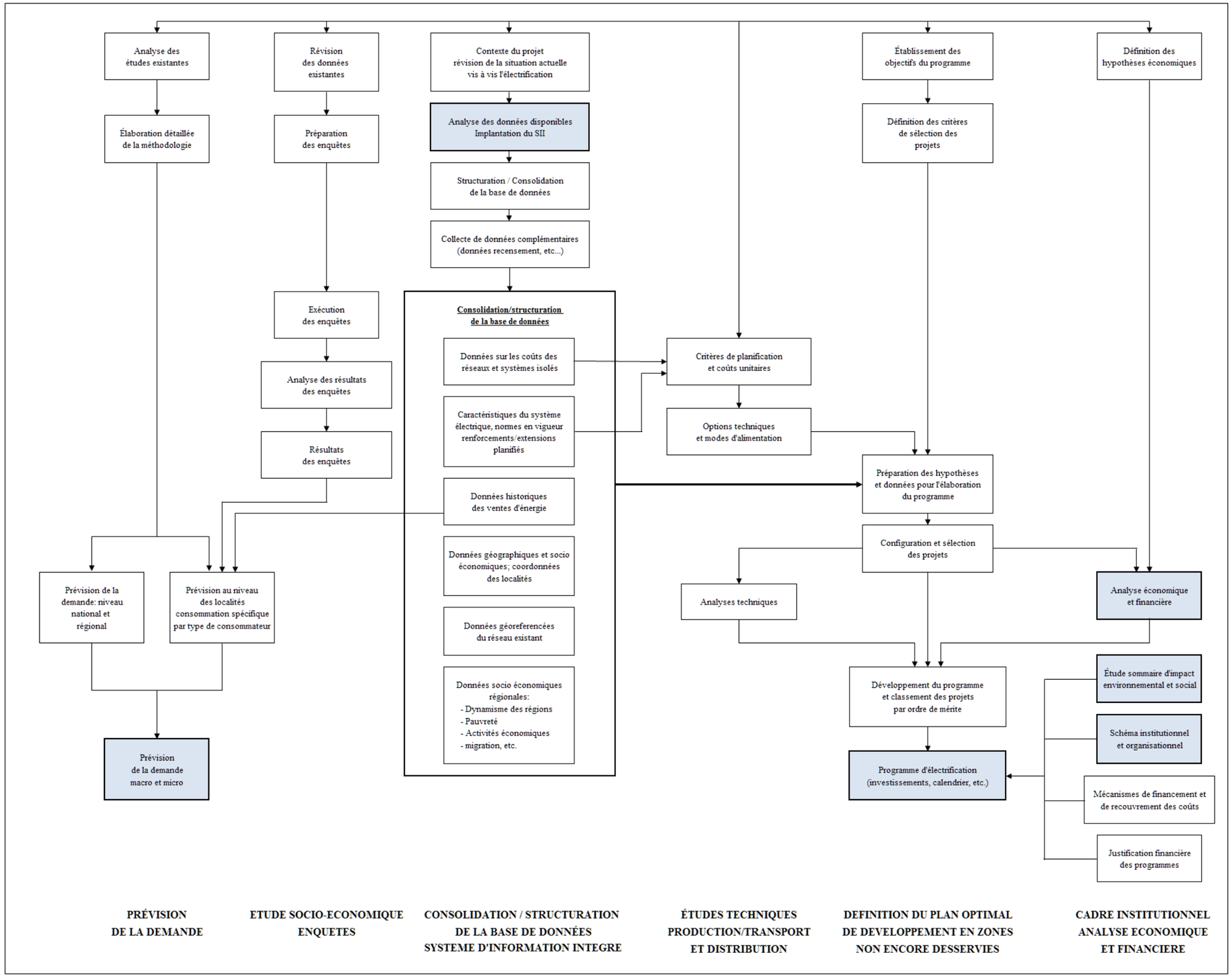
**Figure 1-2 - Approche intégrée d'étude technique et économique du Plan directeur d'approvisionnement et de distribution de la CEET**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Figure 1-3 - Plan directeur - Approche méthodologique**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

# 2 SCHEMA INSTITUTIONNEL ET ORGANISATIONNEL

SNC·LAVALIN





## ÉNERGIE

TRANSPORT ET DISTRIBUTION

# 2. SCHEMA INSTITUTIONNEL ET ORGANISATIONNEL

La présente Étude du cadre institutionnel du secteur de l'énergie électrique du Togo s'inscrit dans le cadre du Projet d'élaboration du plan directeur du développement des infrastructures d'énergie électrique du Togo développé pour la Compagnie Énergie Électrique du Togo.

Elle répond aux exigences énoncée aux Termes de référence de mai 2012 et, plus particulièrement, à ceux précisés à l'Article 1.1 – Étude du cadre institutionnel de la Section C- Champ des Services de ces Termes de référence.

## 2.1 Objectifs de l'étude du cadre institutionnel et schéma d'analyse

Les objectifs de l'étude du cadre institutionnel sont de :

- présenter et définir l'environnement politique, légal et institutionnel, qui aura un impact direct ou indirect sur la mise en œuvre du Plan Directeur du Développement des Infrastructures de l'Énergie Électrique du Togo ; et de
- proposer, sur la base d'une revue critique des récentes réformes, un ou des schémas institutionnels et réglementaires propres à favoriser la réalisation de projets d'électrification rurale compatibles avec les réalités socioculturelles du Togo et respectueux des objectifs de développement durable.

En conformité avec les exigences énoncée aux Termes de référence de mai 2012, il a été adopté un schéma d'analyse qui considère tout d'abord le Cadre politique et institutionnel du sous-secteur de l'électricité togolais, pour ensuite considérer son Cadre organisationnel.

## 2.2 Principaux documents de référence

Le présent rapport s'appuie sur les principaux textes qui régissent le cadre institutionnel du sous-secteur de l'électricité du Togo, c'est-à-dire l'organisation, le développement du réseau électrique et l'exercice des activités réglementées, soit :

- la **loi 2000-012** du 18 juillet 2000, relative au secteur de l'électricité votée et promulguée à la suite des réformes profondes entreprises dans ce secteur par le gouvernement à partir de 1996 dans le cadre du processus de désengagement de l'Etat du secteur productif, principalement complétée par :
  - le **Décret N°2000-89/PR** du 8 novembre 2000, portant définition des modalités d'exercice des activités réglementées, conformément à la loi N°2000-012 relative au secteur de l'électricité ;
  - le **Décret N°2000-90/PR,** du 8 novembre 2000, portant organisation et fonctionnement de l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Électricité (ARSE).

Il s'appuie ensuite sur les lois, décrets et ordonnances qui régissent la réalisation et l'exploitation des infrastructures du réseau électrique, à savoir, principalement ;

- la **Loi 2008-005**, du 30 mai 2008, portant loi-cadre sur l'Environnement, complétée par :
  - le **Décret N° 2006-058 /PR**, du 05 juillet 2006 fixant la liste des travaux, activités et documents de planification soumis à étude d'impact sur l'environnement et les principales règles de cette étude.
- la **Loi 2009-013**, du 30 juin 2009 relative aux marchés publics et délégations de service public.

Les textes suivants, d'une portée supranationale, serviront aussi de référence :

- **Convention de la Commission Africaine sur l'énergie** du 11 juillet 2001, ratifiée par l'Assemblée Nationale togolaise par la loi N° 2007-004 du 10 janvier 2007 ;


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- **Protocole A/P4/1/03 sur l'énergie,** adopté le 31 janvier 2003 par la CEDEAO[1] ;
- L'**Accord international portant Code bénino-togolais de l'électricité** issu de l'accord bilatéral signé entre la République du Togo et la République du Bénin en 1968, créant une communauté d'intérêt entre les deux Etats dans le domaine de l'énergie électrique, révisé en décembre 2003 et ratifié en **juillet 2006 ;**
- **Acte additionnel A/SA.2/01/08** de la CEDEAO portant création de l'ARREC[2].

Le cadre institutionnel du secteur de l'énergie électrique du Togo a fait l'objet de plusieurs études au cours des dernières années. Comme, il serait contre-productif de les reprendre, l'analyse des lois, décrets, etc. cités plus haut s'appuiera sur les études jugées comme les plus pertinentes, à savoir :

- **Situation du secteur de l'énergie électrique au Togo** – Novembre 2007, **Réseau International d'Accès aux Energies Durables (RIAED)**
- **Rapport diagnostique sur les interfaces institutionnelles et réglementaires de l'Autorité de Régulation Régionale du Secteur de l'Electricité de la CEDEAO**, juillet 2008, GAF/ICEA/SERRES & Associés
- **Réalisation de l'étude d'un plan stratégique du sous-secteur de l'énergie électrique au Togo** – Rapport final, décembre 2010, SOFRECO en association avec IIC (Togo)
- **Politique nationale de l'énergie** (projet) - décembre 2011, SOFRECO en association avec IIC (Togo)
- **République Togolaise - Revue des Politiques du Secteur de l'Énergie** - Revue du Sous-secteur de l'Électricité - Rapport No: ACS499, juin 2013, Banque mondiale, Région Afrique

## 2.3 Cadre politique et institutionnel

### 2.3.1 Présentation du cadre politique et institutionnel du sous-secteur de l'électricité togolais

#### 2.3.1.1 Synthèse des lois, décrets et règlements togolais qui encadrent le secteur de l'électricité

Comme noté précédemment, le secteur de l'électricité togolais est principalement encadré par les lois et décrets suivants :

- la loi 2000-012 du 18 juillet 2000 relative au secteur de l'électricité ;
- le décret N°2000-89/PR du 8 novembre 2000 ;
- le Décret N°2000-90/PR du 8 novembre 2000.

**Loi 2000-012 du 18 juillet 2000 relative au secteur de l'électricité**

Cette loi a été votée et promulguée à la suite des réformes profondes entreprises dans ce secteur par le gouvernement à partir de 1996 dans le cadre du processus de désengagement de l'État du secteur productif.

Elle s'applique aux activités de production, de transport et de distribution d'énergie électrique, y compris les activités d'importation et d'exportation, exercées sur le territoire national de la République Togolaise, mais exclut de son champ d'application les activités, les équipements, les infrastructures et installations électriques sur le territoire de la République Togolaise qui appartiennent à, ou qui sont exploités par, toute institution de

[1] CEDEAO : Communauté Économique des États de l'Afrique de l'Ouest
[2] ARREC : Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Électricité de la CEDEAO


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

coopération bilatérale ou multilatérale créée conformément aux accords internationaux conclus par la République Togolaise avant son entrée en vigueur.

En conséquence, la Communauté Électrique du Bénin (CEB) échappe à toute législation nationale et n'est soumise qu'aux dispositions du Code bénino-togolais de l'électricité. Notons toutefois, ce code indique que les opérations nécessaires à la réalisation d'installations de production d'électricité sont déclarées d'utilité publique par l'État compétent et que les opérations d'expropriation et d'indemnisation nécessaires au développement sont poursuivies conformément aux lois du pays.

L'objet de la loi 2000-012 était donc de définir :

- la politique générale d'organisation du secteur de l'électricité ;
- le cadre juridique au sein duquel sont exercées les activités réglementées sur le territoire national de la république togolaise et, notamment, la mise en place de modalités de contrôle et de règles de concurrence appropriées à l'exercice par les exploitants de leur mission de service public ;
- les modalités de participation des entreprises privées au secteur de l'électricité et notamment le régime de propriété et d'usage des installations électriques situées sur le territoire national de la république togolaise et des biens affectés à leur exploitation;
- les attributions et responsabilités des institutions de la République Togolaise et des autres organismes et intervenants du secteur de l'électricité.

Cette loi a libéralisé la production de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire, sous réserve que, lorsque les activités de production sont exercées à des fins de fourniture d'énergie électrique, elles sont exploitées dans le cadre d'une mission de service public. Ainsi, la production est soumise aux exigences du service public et l'exploitation doit passer par la conclusion d'une convention de concession entre l'État et les personnes publiques, comme privées, exploitant ces activités.

## L'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Électricité

De plus, tout particulièrement, la Loi 2000-012 créait, à son article 9, l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Électricité (l'***ARSE***), « *un établissement public doté de la personnalité morale de droit public et de l'autonomie financière* » avec pour mandat principal d'assister le ministre chargé de l'énergie dans la gestion des activités du secteur et de mettre en œuvre l'activité de réglementation et de régulation du secteur de l'électricité.

Les missions de l'ARSE sont donc de :

- participer à l'évaluation des projets et à la supervision des appels d'offres nationaux et internationaux pour la conclusion de conventions de concession, la construction de nouvelles installations électriques et la modification d'installations électriques existantes ;
- proposer au ministre chargé de l'énergie des projets de normes et de formules destinées à réguler les activités réglementées, ou relatifs à toute autre question concernant le secteur de l'électricité, et plus particulièrement dans le domaine des tarifs pratiqués par les concessionnaires et les exploitants, de la qualité de l'énergie électrique fournie, du cahier des charges et des normes de sécurité ;
- procéder aux vérifications et investigations nécessaires, et mettre en œuvre tous les pouvoirs qu'elle détient aux fins de certifier la conformité des installations électriques aux normes de sécurité et aux normes techniques applicables ainsi que le respect des dispositions de la loi par les concessionnaires et exploitants ;


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- mettre en œuvre des procédures de conciliation et d'arbitrage pour régler les litiges éventuels entre les intervenants du secteur de l'électricité[3].

Toutefois, notons qu'en matière d'interconnexions des réseaux électriques, l'ARSE doit suivre les règles imposées par l'ARREC, tout comme doivent le faire les exploitants des réseaux électriques du Togo.

À ceci peuvent être ajoutés les rôles, fonctions et pouvoirs de l'ARSE qui sont de :

- réglementer les activités liées à la production, le transport et la distribution de l'électricité, et de
- surveiller les opérations des distributeurs d'électricité afin de s'assurer que les consommateurs aient une continuité et une qualité de fourniture d'électricité dans des conditions réglementaires.

À cet égard, l'ARSE est tenue d'établir chaque année, à l'attention du ministre chargé de l'énergie, un rapport qui rend compte, dans les domaines qu'elle contrôle, de son activité, du respect de leurs obligations par les opérateurs, des performances techniques, économiques et financières du secteur de l'électricité ainsi que de l'évolution de la mise en œuvre de la politique générale d'organisation du secteur de l'électricité[4].

Comme souligné dans le Plan stratégique de décembre 2010 (SOFRECO), l'adoption de la Loi N° 2000-012 du 18 juillet 2000 et de son décret d'application N°2000- 089/PR du 08 novembre 2000 constituait une avancée notable permettant d'assurer le développement du sous-secteur de l'électricité, tout en présentant un certain nombre de **points d'insuffisance** portant notamment sur :

- l'électrification des zones rurales ou financièrement défavorisées ;
- l'exploitation des énergies renouvelables ;
- la nécessité d'assurer le transfert de technologie dans le domaine énergétique ;
- le sort qu'il convient de réserver aux excédents de production réalisée à titre privé notamment dans le cadre d'une exploitation industrielle ;
- l'obligation d'assurer une transparence des prix par la publication et la large diffusion des règlements tarifaires en vigueur ;
- la notion de client éligible et le seuil d'éligibilité.

Enfin, en matière environnementale, la loi N° 2000-012 édicte diverses obligations, notamment à sa section III, et au chapitre IV portant sur les règles d'usage des actifs et des biens immobiliers.

La loi N°2000-012 est complétée, tout d'abord, par le **décret N°2000-89/PR** du 8 novembre 2000 portant définition des modalités d'exercice des activités réglementées, conformément à la loi N°2000-012 relative au secteur de l'électricité ;

Le décret N°2000-89/PR définit principalement les modalités d'exercice des activités réglementées prévues par la loi N° 2000-12 relative au secteur de l'électricité. Il précise les modalités d'obtention des autorisations d'exploitation, celles relatives aux candidatures, demandes d'octroi et octroi d'une concession pour l'une des activités réglementées, c'est-à-dire les activités de production, de transport et de distribution d'énergie électrique, y compris les activités d'importation et d'exportation, en plus de préciser le droit de regard de l'ARSE en matière de déclaration d'utilité publique en vue d'expropriation reliée à une de ces activités.

[3] L'ARSE a mis en place ces procédures aux termes de ses Décisions 005 (Arbitrage) et 006 (Conciliation) du 9 mars 2004.

[4] Présentation de l'ARSE à http://arse.tg/beta/index.php?page=simple&idscat=4



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Il est à noter que le décret N°2000-89/PR prévoit que de normes techniques d'exploitation devant s'appliquer aux activités réglementées peuvent être soumises à l'ARSE et n'en fait pas, conséquemment, une obligation.

Par contre, l'ARSE est tenue, c'est-à-dire obligée, « d'encourager à travers le développement d'un code du réseau, d'un code de la distribution et d'un code de la production, ou de toute autre manière qu'elle considérera appropriée » le développement de normes et codes de conduite industriels.

- Nous nous questionnons à savoir pourquoi l'adoption de normes techniques d'exploitation ne devrait pas être soumise à un impératif au moins équivalent à celui du développement de normes et codes de conduite industriels.

La loi N°2000-012 est complétée par le **décret N°2000-90/PR** du 8 novembre 2000 portant organisation et fonctionnement de l'Autorité de réglementation du secteur de l'électricité (ARSE).

Ce dernier décret, donne notamment à l'ARSE des pouvoirs de contrôle et d'investigations des concessionnaires et exploitants. Il l'autorise également à faire appel aux services de l'État dont le concours lui paraît nécessaire à l'accomplissement de ses missions, mais avec l'accord des ministres intéressés. Enfin, il dote l'ARSE de l'autonomie financière et précise quelles ressources lui sont attribuées pour assurer cette autonomie.

Ces trois instruments constituent encore présentement, au début de 2014, l'encadrement principal national du secteur de l'électricité togolais.

Il faut aussi signaler l'**Arrêté ministériel No 051/08/MMEE/ARSE** qui établit que les autorisations des installations de production, de transport et de distribution en vertu du Code Bénino-Togolais de l'Électricité sont octroyées par l'ARSE, et qui précise la forme, des modalités et des conditions de déclaration, de demande et d'octroi des autorisations.

Notons que ce régime d'autorisation ne s'applique que lorsque la puissance totale installée excède 500kVA aux bornes des installations de production. Les installations de puissance égale ou inférieure à 500kVA sont, pour leur part, soumises à un régime de déclaration.

Enfin, en 2012, le Ministère des Mines et de l'Énergie a adopté un **Règlement technique de Distribution** destiné à fixer, ou à développer les règles administratives, techniques, juridiques et financières de fourniture de l'énergie électrique, y compris les règles déjà énoncées par la Loi, le Contrat de Performance, ainsi que tout autre document régissant le Service Public de Distribution. Le domaine d'application du Règlement Technique de Distribution est celui prévu par la Loi 2000-012 du 18 juillet 2000 relative au secteur de l'électricité.

Le Règlement technique de Distribution précise notamment les conditions de qualité avec lesquelles la Compagnie Énergie Électrique du Togo (CEET) doit servir les clients, via les critères de performance de la gestion technique et commerciale de la clientèle. Il encadre aussi les relations contractuelles que la CEET doit avoir avec ses abonnés via les contrats de fourniture d'énergie électrique en basse et moyenne tension.

Pour leur part, la réalisation et l'exploitation des infrastructures est principalement encadrée par la Loi 2008-005 du 30 mai 2008 portant Loi-cadre sur l'Environnement et, plus particulièrement, par le Décret N° 2006-058 /PR du 05 juillet 2006. Ces instruments juridiques sont examinés plus loin.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

D'autres lois et décrets encadrent la réalisation et l'exploitation des infrastructures. Ils sont examinés en détail au Chapitre 9.2 Revue du cadre d'évaluation environnementale des projets d'énergie électrique, du Plan stratégique du sous-secteur de l'énergie électrique au Togo produit par SOFRECO en décembre 2010[5].

En ce qui concerne le **Droit foncier**, notons tout particulièrement que lorsque la libération de terres en vue de l'installation de projets d'énergie électrique requiert un **processus d'expropriation judiciaire**, celui-ci peut être entamé directement, sans passer d'abord par une procédure à l'amiable, ou peut se faire après échec de la procédure à l'amiable. Sommairement, le processus consiste à faire intervenir les services compétents de l'administration qui se baseront sur les lois de la République pour exproprier les terres. Un projet de déclaration d'utilité publique sera alors soumis par le Ministère de l'Économie et des Finances à l'Assemblée Nationale qui statue, approuve le projet de déclaration d'utilité publique le cas échéant, et l'envoie à la Présidence de la République qui autorise et déclare le projet d'utilité publique sur le territoire du Togo.

L'**expropriation pour cause d'utilité publique** s'opère ensuite par l'autorité de justice. Le Tribunal de Première Instance de la localité où se trouvent les terres objet d'expropriation, est le seul compétent pour prononcer l'expropriation. Sommairement, on peut signaler que la procédure d'expropriation judiciaire est très longue et varie entre 12 et 18 mois. Toutefois, elle a le mérite de garantir l'acquisition des terres sur le plan juridique au sens du droit moderne.

Cependant, comme noté précédemment, que pour ce qui concerne des projets d'installations électriques au Togo, le cadre réglementaire s'étend aussi au **Code bénino-togolais de l'électricité**. Celui-ci indique que les opérations nécessaires à la réalisation d'installations de production d'électricité sont **déclarées d'utilité publique** par l'État compétent. Ce code indique également que les opérations d'expropriation et d'indemnisation nécessaires sont poursuivies conformément aux lois du pays. Celles-ci mentionnent notamment un juste et préalable dédommagement en cas de déclaration d'utilité publique portant atteinte au droit de propriété

Une description détaillée du processus est présentée à la sous-section traitant du droit foncier au chapitre 9.2 du Plan stratégique du sous-secteur de l'énergie électrique au Togo (SOFRECO).

Comme déjà noté, alors que l'organisation, le développement du réseau électrique et l'exercice des activités réglementées sont encadrés par les lois et décrets que nous venons d'analyser, la réalisation et l'exploitation des **infrastructures** sont, pour leur part, encadrées par les instruments légaux suivants.

## Loi 2008-005 du 30 mai 2008 portant Loi-cadre sur l'Environnement

Cette loi fixe le cadre juridique général de gestion de l'environnement au Togo.

Cette Loi est sous la responsabilité du Ministère chargé de l'Environnement soit, depuis février 2012, le Ministère de l'Environnement et des Ressources Forestières (MERF) et vise à :

- préserver et gérer durablement l'environnement ;
- garantir, à tous les citoyens, un cadre de vie écologiquement sain et équilibré ;

[5] Notamment :
- La loi N°2008-009 du 19 juin 2008 portant code forestier;
- La loi N°2007- 011 du 13 mars 2007 relative à la décentralisation et aux libertés locales;
- Le code minier institué par la loi 96-004/PR du 26 février 1996;
- Le code des hydrocarbures institué par la loi 99-003 du 24 février 1999;
- Le droit foncier.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- créer les conditions d'une gestion rationnelle et durable des ressources naturelles pour les générations présentes et futures ;
- établir les principes fondamentaux destinés à gérer, à préserver l'environnement contre toutes les formes de dégradation afin de valoriser les ressources naturelles, de lutter contre toutes sortes de pollutions et nuisances ;
- améliorer durablement les conditions de vie des populations dans le respect de l'équilibre avec le milieu ambiant.

Notamment, la loi 2008-00 portant Loi-cadre sur l'Environnement :

- institue un cadre normalisé de gestion des aires protégées, c'est-à-dire des zones géographiques délimitées sur terre ou en mer, nommément désignée, réglementée et gérée par des moyens appropriés et spécialement vouée à la conservation de la diversité biologique, des ressources naturelles ou culturelles associées ;
- institue un contrôle de la qualité de l'environnement via des normes de qualité de l'environnement fixées par décret en conseil des ministres ;
- met en place un processus d'audit environnemental qui sert à apprécier, de manière périodique l'impact que tout ou partie de la production ou de l'existence d'une entreprise génère ou est susceptible, directement ou indirectement, de générer sur l'environnement ;
- établit que, si l'audit environnemental est obligatoire et relève de la responsabilité de l'entreprise ou de l'unité de production. il est par ailleurs initié par le ministre chargé de l'environnement ;
- stipule que l'État peut octroyer, sous forme de prêts, subventions ou avantages fiscaux, des aides aux entreprises et établissements qui s'engagent à réduire progressivement les pollutions, nuisances et autres dégradations que génèrent leurs systèmes de production selon des procédés techniques de gestion durable et à des échéances convenues.

La Loi 2008-005 portant Loi-cadre sur l'Environnement crée divers organismes qui ont un rôle dans le développement du réseau électrique, à savoir :

- la **Commission nationale du développement durable** qui est l'organe de concertation chargé de suivre l'intégration de la dimension environnementale dans les politiques et stratégies de développement.

  Cette Commission, qui est rattachée au ministère chargé de l'environnement, veille au respect et à la mise en œuvre des conventions internationales relatives à l'environnement ratifiées par le Togo, élabore la stratégie nationale de développement durable et suit sa mise en œuvre.

- l'**Agence Nationale de Gestion de l'Environnement (ANGE)** qui sert d'institution d'appui à la mise en œuvre de la politique nationale de l'environnement.

  À ce titre, l'ANGE est notamment chargée de la promotion et la mise en œuvre du système national des évaluations environnementales, des études d'impact, des évaluations environnementales stratégiques et des audits environnementaux.

- le **Fonds National de l'Environnement (FNE),** destiné au financement de la politique nationale de l'environnement.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

## Décret N° 2006-058 /PR du 05 juillet 2006

*Fixant la liste des travaux, activités et documents de planification soumis à **étude d'impact sur l'environnement** et les principales règles de cette étude*

Le décret N° 2006-058/PR, bien qu'antérieur à la loi 2008-00 fixe la liste des travaux, activités et documents de planification soumis à une étude d'impact sur l'environnement et précise les principales règles de cette étude.

Selon l'article 6 dudit décret, sont soumis à étude d'impact sur l'environnement (*EIE*), les projets publics, privés ou communautaires d'importance majeure. Le Tableau III en Annexe du décret identifie les barrages hydroélectriques et les infrastructures énergétiques, en général, comme devant faire l'objet d'EIE. Le Tableau III précise aussi, dépendant de l'ampleur du projet, quel type d'EIE, simplifiée ou approfondie, sera exigée. Par exemple, une centrale hydroélectrique pouvant produire plus de 10 MW devra faire l'objet d'une **EIE approfondie**, tandis qu'une centrale produisant entre 1 et 10 MW ne devra faire l'objet que d'une **EIE simplifiée**[6].

L'article 7 du décret précise de plus que toute autorisation, approbation ou tout agrément pour la réalisation des projets visés à l'article 6 du décret par une autorité publique, est conditionnée par l'obtention préalable d'un **certificat de conformité environnementale** délivré par le ministre chargé de l'environnement, après une évaluation favorable du rapport d'étude d'impact sur l'environnement soumis par le promoteur.

Le décret N° 2006-058/PR est complété par l'**Arrêté N°013/MERF** du 1er septembre 2006 portant réglementation de la procédure, de la méthodologie et du contenu des études d'impact sur l'environnement, et par l'**Arrêté N°018 /MERF** fixant les modalités et les procédures d'information et de participation du public au processus d'étude d'impact sur l'environnement.

Le décret N° 2006-058/PR et les Ordonnances sont présentés plus en détail à la sous-section traitant du Cadre réglementaire national en matière d'EIE au chapitre 9.2 du Plan stratégique du sous-secteur de l'énergie électrique au Togo cité auparavant.

## Loi 2009-013 du 30 juin 2009
## Relative aux marchés publics et délégations de service public

Enfin, en ce qui a trait à la réalisation des infrastructures, il importe aussi de signaler la **Loi 2009-013 du 30 juin 2009** Relative aux marchés publics et délégations de service public qui fixe les règles régissant la passation, le contrôle et la régulation des marchés publics et délégations de service public en République Togolaise.

Aux termes de la Loi 2009-013, les délégations de service public comprennent les régies intéressées[7], les affermages[8] ainsi que les concessions de service public[9], qu'elles incluent ou non l'exécution d'un ouvrage.

[6] Tel que le Tableau III est rédigé, du moins dans sa version publiée au Journal Officiel de la République Togolaise du 5 juillet 2006, à la page 12, une centrale qui serait classée 10 MW tomberait entre deux chaises. Ceci aurait intérêt à être corrigé.

[7] La **régie intéressée** constitue un mode de gestion du Service public dans lequel une collectivité va faire assurer le fonctionnement d'un service public par un délégataire tiers.

[8] L**'affermage** est un type de contrat de délégation d'exploitation. En France, il existe en droit civil et en droit public.

[9] La **concession de service public** est une des formes de contrat que peut prendre une délégation de service public. Elle se distingue de l'affermage par la prise en charge par le concessionnaire (souvent une société privée) non seulement des frais d'exploitation et d'entretien courant mais également des investissements. Le concessionnaire se rémunère directement auprès de l'usager par une redevance fixée dans le contrat de concession


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

La Loi 2009-013 Relative aux marchés publics et délégations de service public met ainsi en place un cadre institutionnel qui repose sur le principe de la séparation des fonctions de passation, de contrôle et de régulation des marchés publics et délégations de service public. À leur tour, les règles de passation des marchés mises en place par la Loi 2009-013 Relative aux marchés publics et délégations de service public reposent sur les principes de concurrence, de liberté d'accès à la commande publique, d'égalité de traitement des candidats, d'économie et d'efficacité du processus d'acquisition et de transparence des procédures.

Spécifiquement, la loi 2009-013 s'applique aux marchés publics et délégations de service public passés par les personnes morales suivantes, désignées sous le terme «**autorité contractante**» :

- l'État, les établissements publics à caractère administratif, les collectivités territoriales décentralisées ;
- les établissements publics à caractère industriel et commercial, les organismes, agences ou offices, créés par l'État ou les collectivités territoriales décentralisées pour satisfaire des besoins d'intérêt général, dotés ou non de la personnalité morale, dont l'activité est financée majoritairement par l'État ou une personne morale de droit public ou qui bénéficient du concours financier ou de la garantie de l'État ou d'une personne morale de droit public ;
- les sociétés nationales ou les sociétés à capitaux publics dont le capital est majoritairement détenu par l'État ou une autre personne morale de droit public ;
- les associations formées par une ou plusieurs de ces personnes morales de droit public.

Aux termes de la loi 2009-013, un marché public est défini comme tout contrat écrit, conclu à titre onéreux, passé conformément à ses dispositions, par lequel un entrepreneur, un fournisseur, ou un prestataire de services s'engage envers une autorité contractante soit à réaliser des travaux, soit à fournir des biens ou des services moyennant un prix.

Une délégation de service public, signifie pour sa part tout contrat par lequel une autorité contractante confie la gestion d'un service public relevant de sa compétence à un délégataire dont la rémunération est liée ou substantiellement assurée par les résultats de l'exploitation du service.

Les seuils d'application sont définis par décret pris en Conseil des ministres.

Au niveau national, la **Direction Nationale de Contrôle des Marchés Publics** du Ministère de l'Économie et des Finances, a en charge le contrôle a priori et a posteriori des procédures de passation des marchés publics et délégations de service public mises en œuvre par toute autorité contractante, selon les modalités et les seuils déterminés par voie réglementaire. Elle s'assure que les organes de contrôle interne établis au sein des autorités contractantes ont les capacités et les moyens suffisants pour assurer le contrôle de régularité des procédures de passation.

De plus, la loi 2009-13 a créé l'**Autorité de Régulation des Marchés**, responsable de la définition des politiques en matière de marchés publics et de délégations de service public et des stratégies de renforcement des capacités et ayant notamment pour mission d'assurer le règlement des différends relatifs aux procédures d'attribution des marchés publics et délégations de service public et de sanctionner les contrevenants, le cas échéant.

Enfin, dans un contexte supranational, il est utile de noter que l'Autorité de régulation des Marchés Publics est l'organe de liaison de la Commission de l'UEMOA[10] dans le domaine

[10] UEMOA : Union Économique et Monétaire Ouest Africaine dont font partie le Bénin, le Burkina Faso, la Côte d'Ivoire, la Guinée Bissau, le Mali, le Niger, le Sénégal et le Togo. Elle a pour mission la réalisation de l'intégration économique des États membres, à travers le renforcement de la compétitivité des activités


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

des marchés publics, assurant ainsi une vision régionale cohérente des règles de passation de marchés publics et de délégation de services public.

2.3.1.2 Synthèse des lois, décrets et règlements internationaux principaux qui encadrent le secteur de l'électricité – Interactions entre la Communauté Électrique du Bénin (CEB) et la Compagnie d'Énergie Électrique du Togo (CEET)

Comme souligné au Chapitre 6.2 du Plan stratégique du sous-secteur de l'énergie électrique au Togo, l'essentiel des engagements internationaux de l'État togolais se rapportent aux institutions régionales et sous régionales dont le Togo est membre, à savoir l'Union Africaine (UA), la Communauté Économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO), l'Union Économique et Monétaire Ouest Africaine (UEMOA) et la Communauté Électrique du Bénin (CEB).

Au Togo, outre l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Électricité (ARSE), deux structures ont en charge la gestion du secteur de l'électricité, à savoir, la Communauté Électrique du Bénin (CEB) et la Compagnie d'Énergie Électrique du Togo (CEET).

**La Communauté Électrique du Bénin (CEB)**

La CEB est un organisme international à caractère public qui a pour missions essentielles de :

- réaliser et d'exploiter selon les règles appliquées par les sociétés industrielles et commerciales, les installations de production, de transport d'énergie électrique pour les besoins des deux États du Bénin et du Togo;
- conclure, en cas de besoin, avec les pays voisins des deux États, des accords relatifs à l'importation, à l'exportation et au transit de l'énergie électrique.

Comme indiqué ci-après, sa création, en 1968, allait entrainer un recentrage des activités de la CEET qui devint alors, essentiellement, une entreprise de distribution d'électricité.

Dans ce cadre, la CEB s'approvisionne auprès de la Volta River Authority (VRA) au Ghana, de la Compagnie Ivoirienne d'Électricité (CIE) en Côte d'Ivoire et depuis le 13 février 2007 auprès de la Transmission Company of Nigeria (TCN). La CEB exploite, de plus, sa production propre (Nangbéto sur le Mono ainsi que des turbines à gaz (TAG) au Bénin et au Togo).

Enfin, la CEB s'approvisionne auprès de la société de production **ContourGlobal Togo SA**. En 2102 près de 9% de la demande en énergie du réseau interconnecté de la CEB (y compris les pertes et sans les productions propres de la CEET et de la SBEE) qui était de l'ordre de 2 275 538 GWh, soit 200 874 GWh, furent fournis par ContourGlobal Togo SA[11].

La société ContourGlobal Togo S.A., est un producteur indépendant qui a signé avec la République Togolaise une convention de concession pour la réhabilitation, l'extension et l'exploitation de la Centrale Thermique de Lomé (CTL). Cette « *Convention de concession pour la réhabilitation, l'extension et l'exploitation de la Centrale Thermique de Lomé (CTL)* » fut signée le 19 octobre 2006 pour une durée de vingt-cinq (25) ans[12].

Notons que toute la production de la Centrale ContourGlobal Togo S.A. est livrée à la CEET en vertu d'un contrat d'achat/vente autorisé par le décret n° 2007-057/PR du 14 mai 2007. Cette livraison s'effectue via le réseau de transport de la CEB[13].

économiques dans le cadre d'un marché ouvert et concurrentiel et d'un environnement juridique rationalisé et harmonisé.

[11] Rapport Système 2012 – CEB,- 2.1 - Approvisionnements en énergie (importations et production)

[12] http://www.arse.tg/?page_id=346

[13] Rapport annuel 2012 CEET



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

## La Compagnie d'Énergie Électrique du Togo (CEET)

Pour sa part, la CEET est une société d'État à caractère industriel et commercial placée sous la tutelle du ministère en charge de l'énergie. Son capital social est de six cent trente millions (630 000 000) de francs CFA souscrit en totalité par l'État.

À l'origine, la CEET avait pour objet toutes les activités concernant directement ou indirectement la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire national. Depuis 1968, suite à la création de la Communauté Électrique du Bénin (CEB), Société appartenant au Bénin et au Togo, les activités de la CEET se sont recentrées sur la distribution de l'énergie électrique au Togo. Elle a aussi pour mission de participer à l'exécution de la politique du Gouvernement pour la recherche, la production et l'utilisation des ressources énergétiques.

En plus du cadre légal présenté à la section a) Présentation du cadre politique et institutionnel du sous-secteur de l'électricité togolais, le secteur électrique est donc également soumis aux textes suivants, d'une portée supranationale :

- **Convention de la Commission Africaine sur l'énergie** du 11 juillet 2001, ratifiée par l'Assemblée Nationale togolaise par la loi N° 2007-004 du 10 janvier 2007 ;
- **Protocole A/P4/1/03 sur l'énergie**, adopté le 31 janvier 2003 par la CEDEAO ;
- L'**Accord international portant Code bénino-togolais de l'électricité** issu de l'accord bilatéral signé entre la République du Togo et la République du Bénin en 1968, créant une communauté d'intérêt entre les deux Etats dans le domaine de l'énergie électrique, révisé en 2003 et ratifié par le Togo en août 2006 ;
- **Acte additionnel A/SA.2/01/08** de la CEDEAO portant création de l'ARREC.

### Convention de la Commission Africaine sur l'énergie du 11 juillet 2001

Les États membres de l'Organisation de l'Unité Africaine (OUA) ont adopté cette Convention en 2001, reconnaissant que les graves pénuries d'énergie dans un grand nombre de pays africains ont entravé pendant plusieurs années leurs efforts de développement industriel, malgré l'énorme potentiel énergétique classique et des gisements importants de sources d'énergie nouvelles et renouvelables.

Son objet premier est de créer au sein de l'OUA une Commission Africaine de l'Énergie, l'AFREC[14], qui a notamment pour mission de promouvoir :

- le développement de l'utilisation de l'énergie pour promouvoir et appuyer un développement économique et social rapide, éliminer la pauvreté, combattre la désertification et améliorer les conditions et la qualité de la vie dans les Etats membres ;
- la coopération dans le domaine énergétique entre les Etats membres, en particulier par le développement en commun des ressources énergétiques, et par l'identification et la promotion de projets d'envergure régionale et/ou sous régionale ;
- le développement et utilisation durables et écologiquement rationnels de l'énergie.

Le Togo a adhéré à cette Convention aux termes de la loi N° 2007-004 du 10 janvier 2007.

Cette adhésion a intégré la Convention dans l'ordonnancement juridique togolais et oblige les autorités gouvernementales togolaises à prendre les mesures nécessaires au développement du secteur de l'énergie notamment, par :

- la mise en place des investissements dans la recherche et le développement des énergies renouvelables ;

[14] AFREC : African Energy Commission


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- la réhabilitation et la construction des infrastructures électriques ;
- le renforcement de la capacité des intervenants du sous-secteur de l'électricité et leur formation continue ;
- le développement des échanges et transits commerciaux de biens et services énergétiques avec les autres Etats membres, en particulier en identifiant et en levant les obstacles;
- le développer et l'utilisation de normes et procédures communes en matière d'énergie;
- la mise en place de mécanismes nécessaires à l'exploitation et à l'utilisation des ressources énergétiques du Togo de manière optimale et dans un souci de complémentarité.

**Protocole A/P4/1/03 de la CEDEAO sur l'énergie, adopté le 31 janvier 2003**

Ce Protocole établit un cadre juridique destiné à promouvoir une coopération à long terme dans le domaine de l'énergie, et fondé sur la complémentarité et les avantages mutuels en vue d'augmenter l'investissement dans le secteur de l'énergie et de développer le commerce de l'énergie dans la région de l'Afrique de l'Ouest.

Il s'appuie sur la prémisse que les Parties Contractantes œuvrent en vue de promouvoir l'accès aux marchés internationaux des matières et produits énergétiques et des équipements liés à l'énergie à des conditions commerciales et, de manière générale, de développer un marché ouvert et concurrentiel de l'énergie.

Il stipule tout particulièrement, que :

- chaque Partie Contractante œuvre en vue de lutter contre les distorsions de marché et les entraves à la concurrence dans les activités économiques du secteur de l'énergie ;
- chaque Partie Contractante s'assure que, dans les limites de sa juridiction, elle a et applique les dispositions législatives nécessaires et appropriées pour faire face à tout comportement anticoncurrentiel unilatéral et concerté dans les activités économiques du secteur de l'énergie ;
- chaque Partie Contractante prend les mesures nécessaires pour faciliter le transit des matières et produits énergétiques en conformité avec le principe de libre transit et sans distinction quant à l'origine, la destination ou la propriété de ces matières et produits énergétiques ni discrimination quant à une formation des prix faite sur la base de telles distinctions, de même que sans imposer de manière non justifiée des retards, des restrictions ou des taxes, et que
- dans le cas où les équipements de transport d'énergie existants ne permettent pas un transit de matières et produits énergétiques, cette Partie n'opposera aucun obstacle à l'établissement de nouvelles capacités, sauf dans l'hypothèse où elle peut prouver que cet établissement de nouvelles capacités met en péril la sécurité, l'efficacité des systèmes énergétiques existants y compris sa sécurité d'approvisionnement.

Par l'adoption de ce Protocole, les États de la CEDEAO entendent donc développer un marché de l'énergie ouvert et concurrentiel par la promotion de l'accès aux marchés internationaux des matières et produits énergétiques, et des équipements liés à l'énergie.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

> ➢ Toutefois, les prescriptions du Protocole A/P4/1/03 ne sont pas encore toutes transcrites dans le droit interne togolais. En effet, depuis la ratification du Protocole le 23 décembre 2003 par l'Assemblée Nationale, le Code des investissements de 1989[15] n'a pas encore été mis à jour pour prendre en compte le sous-secteur de l'électricité[16], et encore moins sa spécificité, et le marché togolais de l'électricité n'est pas encore totalement libéralisé.

**Accord international et Code bénino-togolais de l'électricité, août 2006**

Le Code Bénino-Togolais de l'Électricité a pour objet de définir :

- le cadre juridique, réglementaire et technique au sein duquel sont exercées les activités de production, de transport et de distribution ainsi que les activités d'importation et d'exportation de l'énergie électrique sur l'ensemble des territoires du Bénin et du Togo ;
- les institutions et autres acteurs intervenant dans le secteur sur l'ensemble des territoires des deux États, leurs attributions et responsabilités ainsi que les modalités de leur intervention ;
- les buts, l'organisation, les missions, les pouvoirs, les droits et obligations de la Communauté Électrique du Bénin (CEB), instrument commun mis en place par les deux États tel que précisé dans l'Accord international portant Code bénino-togolais de l'électricité du 23 décembre 2003.

Il établit notamment :

- que le secteur de l'énergie électrique sur le territoire des deux Etats comprend les activités de production, de transport et de distribution ainsi que toutes autres activités connexes, et
- que les activités de production, de transport, de distribution et d'importation de l'énergie électrique pour le besoin du public sur l'ensemble des territoires des deux États constituent une mission de service public placée sous la responsabilité exclusive des deux États.

Le Code permet toutefois que ces activités soient confiées par les États à toute personne de droit public ou privé au moyen d'accord ou de convention (concession ou autres) dans les conditions fixées Code.

Rappelons[17] aussi que toutes les opérations nécessaires à la réalisation d'installations de production, de transport ou de distribution de l'énergie électrique par toute personne de droit public ou privé intervenant dans le secteur dans un but de service public sont, à la demande de celle-ci, déclarées d'utilité publique par l'État compétent tant en ce qui concerne l'acquisition des terrains ou leur occupation temporaire, les droits de passage, l'utilisation des voies publiques ou privées, qu'en ce qui concerne les servitudes de toutes natures. Les modalités de déclaration d'utilité publique sont fixées dans les conventions de concession relatives aux activités.

En ce qui concerne la CEB, les modalités de déclaration d'utilité publique prévue à l'article L17 du Code sont fixées par la législation du pays sur le territoire duquel les opérations ont lieu, soit le Togo en ce qui concerne la présente étude.

[15] Loi N° 89-22 du 31 octobre 1989.

[16] Notamment, le secteur de l'électricité n'y est pas identifié comme un secteur dans lequel une entreprise pourrait obtenir les avantages qui sont prévus au Code, par exemple l'exonération d'une quote-part de bénéfices pour le calcul de l'impôt sur les sociétés, dans les conditions qui y sont définies.

[17] Section 5.1.a) – Loi 2000 du 18 juillet 2000 relative au secteur de l'électricité, supra.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Comme signalé auparavant, les opérations d'expropriation et d'indemnisation requises sont poursuivies conformément aux lois du Togo, tant en ce qui concerne les personnes de droit public ou privé que la CEB.

Enfin, sont exclus du champ d'application du Code, la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique destinée aux télécommunications qui demeurent soumis aux lois de leurs pays respectifs.

#### 2.3.1.3 Problématiques du Code bénino-togolais de l'électricité

Dans le Plan stratégique de décembre 2010, SOFRECO relève les problématiques suivantes quand au Code bénino-togolais de l'électricité :

***Avantages tirés de l'institution du Code bénino-togolais de l'électricité***

*Comme le montrent à suffisance tous les accords internationaux auxquels le Togo est partie, les problèmes d'énergie que connaissent les pays africains ne peuvent être réglés efficacement que si les États se mettent ensemble pour trouver les solutions idoines.*

*De ce fait, l'adoption d'une réglementation commune entre le Togo et le Bénin est une initiative inédite qui permet aux deux États de mutualiser leurs moyens pour réaliser les investissements nécessaires dans la mise en place des infrastructures électriques.*

***Insuffisances du Code bénino-togolais de l'électricité***

*Les principaux inconvénients relevés dans le Code bénino-togolais sont relatifs à l'exclusivité de transport et d'importation accordée à la CEB ainsi qu'à la confusion des différentes branches d'activités de la CEB et à la structuration dudit code.*

***Inconvénients liés à l'exclusivité accordée à la CEB***

*Conformément aux dispositions de l'article L5 du Code bénino-togolais de l'électricité, la CEB « reçoit sur l'ensemble des territoires des deux États, l'exclusivité d'exercer les activités de transport, d'importation, d'acheteur unique pour les besoins des deux États.*

*A titre exceptionnel et dérogatoire, la Communauté Électrique du Bénin (CEB) peut déléguer localement et pour une durée déterminée, son droit exclusif de transport d'énergie électrique à toute personne de droit public ou privé. Le bénéficiaire de cette délégation est appelé transporteur délégué. »*

*Cette disposition est contraire aux engagements pris par les États Togolais et Béninois à travers le Protocole A/P4/1/03 signé à Abuja le 28 mai 2003 par la Conférence des Chefs d'États de la CEDEAO. En effet, les autorités togolaises et béninoises se sont engagées à :*

- œuvrer en vue de lutter contre les distorsions de marché et les entraves à la concurrence dans les activités économiques du secteur de l'énergie ;
- s'assurer que, dans les limites de leur juridiction, elles ont et appliquent les dispositions législatives nécessaires et appropriées pour faire face à tout comportement anticoncurrentiel unilatéral et concerté dans les activités économiques du secteur de l'énergie.

*Par ailleurs, il convient de préciser que la mise en place d'un marché libre devrait en principe favoriser les investissements dans le secteur de l'électricité et améliorer les services fournis aux différents utilisateurs de l'énergie électrique. Par contre, les inconvénients du marché libéralisé devront être atténués par une réglementation rigoureuse mise en place par des régulateurs indépendants dotés de moyens suffisants.*

***Inconvénients liés à la confusion des branches d'activités de la CEB***

*Les activités de transporteur exclusif et de producteur de la CEB ne sont pas séparées mais sont plutôt gérées ensemble par les organes de la CEB, sans même une distinction sur le plan comptable.*

*Cette situation ne permet pas de faire clairement ressortir le rôle joué par chacune de ces branches dans l'exploitation de la CEB. Une séparation comptable, voire la gestion par deux*


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

*(02) sociétés distinctes, permettrait d'avoir une meilleure lisibilité sur la rentabilité de ces branches et de prendre les mesures idoines pour leur amélioration.*

***Inconvénients liés à la structuration du Code bénino-togolais de l'électricité***

*Le Code bénino-togolais révisé le 23 décembre 2003 est structuré en trois (03) parties :*

- Législation ;
- Règlement d'application ; et
- Arrêtés d'application.

*Cette structuration présente l'avantage d'avoir un document unique constituant la réglementation applicable au regard des activités de la CEB.*

*Cependant, elle ne favorise pas la flexibilité et la réactivité dont les dispositions réglementaires ont besoin pour assurer leur efficacité. En effet, il serait plus contraignant de suivre les procédures de signature et de ratification de l'accord international pour modifier des dispositions techniques qui peuvent se trouver désuètes à cause notamment des évolutions technologiques. Il est donc possible de rendre le Code bénino-togolais plus efficace en le limitant seulement aux parties législation et règlement d'application.*

**Acte additionnel A/SA.2/01/08 de la CEDEAO portant création de l'ARREC**

L'ARREC est une institution spécialisée de la CEDEAO, dotée de la personnalité juridique, qui a pour fonctions principales de :

- créer et assurer le maintien des conditions de développement du marché régional et des infrastructures régionales de transport d'énergie ;
- surveiller le fonctionnement du marché régional en veillant notamment à prévenir et sanctionner les pratiques anticoncurrentielles ;
- régler les différends entre les acteurs via la médiation, la conciliation et l'arbitrage ;
- appuyer et assister les régulateurs nationaux.

L'ensemble des États signataires, dont le Bénin et le Togo[18], de même que les personnes morales de droit privé ou de droit public intervenant dans le marché régional, sont soumis à la juridiction de l'ARREC, en matière d'échanges transfrontaliers d'énergie électrique, à travers le réseau de transport, qu'elles aient ou non leur siège sur le territoire de l'un des États membres. À ce titre, elle est dotée du pouvoir d'autoriser, d'approuver ou de contrôler les activités des différents acteurs du marché régional de l'électricité.

Elle peut aussi initier des enquêtes, faire réaliser des audits, prendre toute mesure d'injonction ou toute mesure conservatoire ou de sauvegarde, et sanctionner les manquements et violations des règles régissant les échanges transfrontaliers d'énergie électrique.

Comme noté plus haut, les règles posées par l'ARREC en matière d'interconnexion des réseaux électriques s'imposent donc à l'ARSE ainsi qu'aux exploitants des réseaux électriques du Togo.

> ➢ Conséquemment, pour éviter des conflits entre les deux institutions et favoriser l'adoption de règles uniformes entre les pays de la CEDEAO, il est primordial d'instaurer une synergie d'action entre l'ARREC et les autorités nationales de régulation du secteur de l'électricité, dont l'ARSE.

[18] Font aussi partie de CEDEAO les pays où s'approvisionne la CEB, soit la Côte d'Ivoire, le Ghana et le Nigéria.


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

### 2.3.2 Analyse des rôles des ministères et organismes impliqués dans la préparation des lois, décrets et règlements dans le secteur électricité[19]

#### 2.3.2.1 Ministère des Mines et de l'Énergie (MME)

Le ministre chargé de l'énergie, en l'occurrence le Ministre des Mines et de l'Énergie, exerce les attributions définies à l'article 6 de la Loi 2000 012 du 18 juillet 2000 relative au secteur de l'électricité. La Loi 2000 12 du 18 juillet précise de plus que, dans la mesure où cela est utile ou nécessaire, le ministre chargé de l'énergie exerce lesdites attributions conjointement avec le concours d'autres membres du Gouvernement investis de responsabilités dans le secteur de l'électricité.

Dans ce cadre, le MME est le seul Ministère directement impliqué dans la préparation des lois, décrets et règlements qui régissent le secteur de l'électricité.

Il est notamment chargé de formuler et revoir périodiquement la politique générale d'organisation du secteur de l'électricité, plus particulièrement au regard des politiques suivantes :

- la politique tarifaire relative aux activités de fourniture d'énergie électrique ;
- la politique d'électrification rurale, urbaine et périurbaine ;
- la politique relative aux ressources énergétiques à partir desquelles est produite l'énergie électrique ;
- la politique relative à l'approvisionnement et au stockage des combustibles utilisés pour la production d'énergie électrique, notamment aux fins d'assurer la continuité et la régularité de la fourniture d'énergie électrique ;
- la politique relative à la recherche et au développement des aspects du secteur de l'électricité revêtant une importance particulière pour la République Togolaise ;
- la politique en matière de protection de l'environnement et de développement des sources d'énergie renouvelable.

En regard, plus particulièrement de la dernière politique, il est cependant pertinent de rappeler que d'autres Ministères, tels le Ministère de l'Environnement et des Ressources Forestières (MERF) et le Ministère de l'Économie et des Finances (MEF), via la Direction Nationale de Contrôle des Marchés Publics sont aussi impliqués dans la réalisation des infrastructures du réseau. Nous avons examiné auparavant les zones d'intervention de ces deux ministères dans ce cadre. On peut donc conclure que le MRF, de même que le MEF seraient « *d'autres membres du Gouvernement investis de responsabilités dans le secteur de l'électricité* ».

Ces trois acteurs ont de toute évidence à collaborer pour assurer un développement du réseau et une desserte de l'électricité qui soit techniquement et financièrement optimale ainsi que respectueuse de l'environnement et des objectifs de développement durable.

Le MME est responsable des activités du secteur de l'énergie, et notamment de celles du sous-secteur de l'électricité. Plus précisément, en ce qui concerne plus particulièrement ce sous-secteur, la Direction Générale de l'Énergie (DGE) qui fait partie du MME, est chargée de :

- participer à l'élaboration et à la mise en œuvre de la politique applicable à l'électricité;
- suivre la mise en œuvre du programme d'investissement ;
- préserver les actifs de l'État ;

[19] Revue des Politiques du Secteur de l'Énergie - Revue du Sous-secteur de l'Électricité - Rapport No: ACS499, juin 2013, Banque mondiale, Région Afrique, pp.25-26


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- effectuer les études et les contrôles nécessaires pour assurer la fiabilité des sources d'énergie et la sécurité des équipements ;
- définir et proposer des mesures de maîtrise de l'énergie et des technologies énergétiques ayant fait leurs preuves ; et
- faire office de conseiller énergétique de l'administration centrale, des collectivités locales et des investisseurs.

Pour sa part, au sein de la DGE, la Direction de la planification est chargée de :

- veiller à la fiabilité de l'approvisionnement en énergie ;
- réaliser les études et évaluations nécessaires à l'approvisionnement énergétique du pays ;
- évaluer les ressources en énergie primaire ;
- gérer la base de données sur l'énergie et préparer les bilans énergétiques ;
- promouvoir les énergies renouvelables et la gestion rationnelle de l'énergie ; et
- promouvoir le remplacement des sources d'énergie, en particulier biomasse.

Il est aussi à signaler que la DGE gère le système d'information énergétique (SIE) qui rassemble et analyse toutes les données énergétiques et l'information socioéconomique pertinente.

Enfin, en ce qui concerne la **Communauté Électrique du Bénin**, le MME, de concert avec le ministère en charge de l'énergie électrique au Bénin, est chargé de :

- formuler et réviser périodiquement la politique sectorielle en matière d'énergie électrique ;
- prendre toutes dispositions administratives et réglementaires concourant à compléter ou préciser le Code Bénino-Togolais de l'Électricité ;
- contribuer à l'élaboration des schémas directeurs de production et de transport de l'énergie électrique pour l'ensemble des territoires du Togo et du Bénin ;
- approuver ou modifier les structures et les règlements tarifaires ;
- conclure des conventions, concession ou autres, conformément aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur dans chaque pays.

#### 2.3.2.2 Analyse des rôles de l'Autorité responsable de la Réglementation du secteur de l'électricité (ARSE)

Les rôles de l'ARSE ont été examinés plus haut, sous la section couvrant la Loi 2000 012 du 18 juillet 2000 relative au secteur de l'électricité.

Ajoutons ici que l'ARSE a été créée en juillet 2000 pour aider et conseiller le Ministre des Mines et de l'Énergie dans la gestion du sous-secteur de l'électricité en :

- Participant à la définition et à l'application de la réglementation du sous-secteur ;
- Évaluant et supervisant les mécanismes de passation des marchés ;
- Donnant des avis sur les propositions et les décisions concernant les tarifs ;
- donnant des avis sur le développement des infrastructures énergétiques ;
- Donnant des avis sur les questions d'expropriation pour cause d'utilité publique ;
- Contrôlant et certifiant les installations électriques ; et
- Gérant les conflits potentiels entre les concessionnaires et les consommateurs.

Il est à noter que la CEB applique sa propre réglementation supranationale, définie dans le code bénino-togolais de l'électricité, et n'est pas régie par l'ARSE. En ce qui concerne les


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

tarifs de l'électricité, la CEET et la CEB présentent leurs demandes d'augmentation aux autorités. Il incombe alors à l'ARSE d'en examiner le bien-fondé et de les soumettre aux analyses financières nécessaires.

#### 2.3.2.3 Identification des relations avec les institutions responsables pour les autres secteurs de l'économie

Le sous-secteur de l'électricité entretient, évidemment, des relations avec tous les secteurs de l'économie : environnement, industrie, finances, travail, etc.

Nous ne croyons pas utile ici d'énumérer et d'examiner tous ces liens et relations. Toutefois, on peut signaler que trois principaux ministères jouent un rôle essentiel dans le secteur, à savoir :

- le ministère en charge de l'économie et des finances qui s'occupe de la recherche des financements des projets du secteur et par lequel l'État finance des projets d'investissement publics (PIP) ;
- le ministère en charge de l'énergie (Mines, Énergie et Eau) qui met en œuvre la politique du gouvernement dans le secteur, oriente et coordonne les initiatives prises dans le domaine ;
- le ministère en charge de l'environnement et des ressources forestières qui met en œuvre la politique du gouvernement pour la réglementation, le suivi et le contrôle de l'exploitation des forêts, pour la production et la distribution des combustibles ligneux (bois de chauffe et charbon de bois).

Un lien que nous devons aussi particulièrement signaler est celui avec l'**Autorité de Régulation des Marchés**, aux termes de la Loi 2009-013 du 30 juin 2009 Relative aux marchés publics et délégations de service public. Cette relation a été examinée plus haut sous la section traitant spécifiquement de ladite Loi 2009-013.

Rappelons surtout que l'Autorité de Régulation des Marchés est l'organe de liaison de la Commission de l'UEMOA dans le domaine des marchés publics, et que l'ARSE a pour fonction d'évaluer et de superviser les mécanismes de passation des marchés.

Rappelons aussi que l'Autorité de Régulation des Marchés a notamment pour tâche de s'assurer que les organes de contrôle interne établis au sein des autorités contractantes, dont la CEET, ont les capacités et les moyens suffisants pour assurer le contrôle de régularité des procédures de passation.

### 2.3.3 Évaluation de la nécessité du redressement du secteur d'électricité

La CEET est responsable de la distribution. Dans ce cadre, en collaboration avec, et appuyé par, les autres acteurs du secteur, ses objectifs principaux devraient être les suivants :

#### 2.3.3.1 Accroître l'accès à l'électricité en zone rurale

Sauf pour ce qui est des villes et chefs-lieux principaux, à savoir Lomé, Kloto, Tchaoudjo et Kozah, le taux d'accès à l'électricité dépasse rarement les 15%[20].

Il s'agit là d'un objectif clé du gouvernement en vue de favoriser le développement. Différentes décisions devront donc être prises sur l'organisation institutionnelle à retenir, la politique à appliquer et les modifications à apporter au cadre réglementaire.

Il faudra analyser les avantages et inconvénients des différents niveaux de service et modes de prestation à la lumière de l'acquis des autres pays, et prendre des décisions sur un ou

[20] Rapport Annuel d'activités 2012 CEET, p.26 – Tableau « Taux d'accès à l'électricité par préfecture »


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

plusieurs modèles, qui verront peut-être la création d'une agence ou d'un fonds de l'électrification rurale, ou d'un fonds énergétique.

Il faudra aussi décider du ou des modèles à appliquer et élaborer toute une série de textes et documents d'application. Tout particulièrement, à cet égard, il faudra :

- accroitre les possibilités de participation du secteur privé, notamment par un recours accrus à des producteurs indépendants, au travers d'appels d'offres lancés en collaboration avec l'ARSE qui a déjà, pour sa part, mission de participer à l'évaluation des projets et à la supervision des appels d'offres nationaux et internationaux pour la conclusion de conventions de concession, la construction de nouvelles installations électriques et la modification d'installations électriques existantes ;
- collaborer avec le gouvernement et la CEB quant à l'établissement des tarifs et aux ajustements tarifaires pouvant favoriser une pénétration accrue, mais demeurant financièrement viable ;
- développer des programmes particuliers pour les zones où la viabilité commerciale demeurera difficile à atteindre.

En effet, l'importance d'une desserte efficace en électricité pour favoriser le développement n'est plus à questionner, et elle doit être favorisée, même au prix d'un soutien de l'État. Toutefois, sa viabilité commerciale éventuelle doit toujours demeurer un objectif.

Enfin, La seule référence que nous ayons trouvée à un semblable programme au Togo était sur le site République Togolaise, en date du 22 octobre 2013, à la rubrique Les défis à relever, où, après avoir constaté que « en dépit d'un accroissement de 27% de la consommation totale d'énergie observée entre 2000 et 2008, les études conduites révèlent que 95% de l'énergie électrique est consommée par la population vivant en milieu urbain (alors que) plus de 60% de la population vit en milieu rural » on signale que « le gouvernement venait d'attaquer la phase 2 d'un vaste programme d'électrification rurale »[21] visant à corriger cette débalance.

Toutefois il n'a pas été trouvé de référence à une structure dédiée ! Cependant, dans le document **Stratégie de Croissance Accélérée et de Promotion de l'Emploi 2013-2017**[22], on déclare qu'afin de lutter durablement contre la pauvreté qui touche beaucoup plus les zones rurales, l'électrification rurale sera particulièrement accompagnée par l'adoption d'une stratégie d'électrification rurale, la création d'une agence nationale d'électrification rurale et la mise en place d'un fonds d'électrification rurale.

On y précise aussi que la réalisation du programme d'électrification du pays devrait permettre de répondre aux besoins en consommation d'énergie électrique et améliorer l'accès des populations aux services publics d'électricité, la faisant passer de 23% en 2010 à 40% en 2017 et 42% en 2020. Pour le milieu rural, le taux d'accès sur cette période passerait respectivement de 5% à 16% puis à 18%.

Le programme, et la structure spécialisée, mis en place au Rwanda, à savoir le Projet de réhabilitation d'urgence du réseau électrique[23], pourraient utilement être étudiés à cet effet, même s'ils ont été mis en place dans un contexte fort différent. Ce projet de réhabilitation, réalisé avec le support de la Banque Mondiale, avait pour objets de réduire les coupures d'électricité et de développer les capacités des institutions énergétiques du Rwanda. Il a contribué à jeter les bases de la réorientation du secteur de l'électricité et à mettre fin aux

[21] Cf. http://www.republicoftogo.com/Toutes-les-rubriques/Politique/Les-defis-a-relever
[22] SCAPE : Stratégie de Croissance Accélérée et de Promotion de l'Emploi 2013-2017 du Togo, août 2013, à la p. 75. - http://www.dsrptogo.tg/IMG/pdf/SCAPE_2013-2017_version_finale.pdf
[23] Cf.http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/ACCUEILEXTN/NEWSFRENCH/0,,contentMDK:23047785~pagePK:64257043~piPK:437376~theSitePK:1074931,00.html


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

délestages qui étaient extrêmement préjudiciables pour l'économie nationale. Il a permis de financer des améliorations dans plusieurs domaines essentiels, soit :

- la réduction des coupures d'électricité ;
- l'élaboration d'un cadre énergétique révisé visant à promouvoir la participation du secteur privé ;
- la remise en état du réseau de transport et de distribution d'électricité.

Pour prendre quelques autres exemples le Mali, le Sénégal et le Cameroun, ont mis en place des agences et des fonds d'électrification rurale. D'autres pays, comme l'Éthiopie, ont chargé leur compagnie nationale d'électricité de mettre en œuvre le programme d'électrification rurale.

Un rôle de cette nature, avec des objectifs idoine à la situation du Togo, pourrait être dévolu à l'ARSE, mais une structure dédiée nous apparaitrait plus appropriée.

En terminant, en cas de concession accordée à des intérêts privés, le contrat de concession devrait, de façon explicite, imposer l'obligation de service universel, c'est à dire obliger le concessionnaire à :

- fournir l'électricité à toute personne qui en fait la demande ;
- fournir le service de manière continue, régulière et permanente ;
- fournir l'électricité au moindre coût à tous les usagers.

Ceci supposerait la mise en place d'un mécanisme de financement, couplant subvention et crédit, au service de la politique nationale d'électrification et, notamment, il pourrait s'avérer indiqué d'ajouter un montant destiné à financer l'électrification en zone rurale dans les factures adressées aux usagers.

#### 2.3.3.2 Accroître le recours aux énergies renouvelables

Cet objectif pourrait être jumelé au précédent.

En effet, des zones rurales plus isolées pourraient avantageusement être desservies en électricité, que ce soit par une utilisation judicieuse de la biomasse, compatible avec les objectifs de développement durable, le recours à l'énergie solaire ou éolienne ou, lorsque viable, l'utilisation de la force hydraulique avec des mini ou des micros centrales[24], au prix d'un soutien de l'État s'il le faut.

Il est cependant à signaler que les différentes technologies utilisant ces formes d'énergie ont fait leur apparition au Togo dans les années 80 avec l'introduction de quelques systèmes solaires thermique et photovoltaïque et des unités expérimentales de biogaz.

Toutefois, des politiques tarifaires incitatives et des mécanismes d'incitation pour la promotion des énergies renouvelables et de l'électrification rurale hors réseau seront requis.

À cet effet, il faudra accroître le rôle de l'ARSE de façon à ce qu'elle couvre les énergies renouvelables et l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité.

Il pourrait donc être indiqué de promouvoir ces énergies renouvelables, dans le cadre de la stratégie de diversification du Gouvernement togolais. À cette fin, il faudra probablement définir un ensemble bien déterminé de principes tarifaires et de modalités d'application (rachat de l'électricité produite à partir de l'énergie considérée et autres approches), de régimes et d'incitations budgétaires et comptables, etc.

[24] Il n'existe pas de définition universelle du terme « petite centrale hydroélectrique ». Selon les définitions locales, ce terme peut couvrir des capacités nominales de quelques kilowatts à 50 mégawatts ou plus. Quelque fois, les projets de 100 kW à 1 MW sont appelés « mini-centrales » et les projets de moins de 100 kW, « microcentrales ». Cf. http://www.riaed.net/IMG/pdf/MicroCentrale-Hydraulique.pdf


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Il serait aussi avisé de promouvoir l'efficacité énergétique, plus particulièrement en ce qui concerne l'électricité, à l'aide de différents mécanismes d'incitation à l'appui des investissements et des opérations du secteur privé, et d'autres méthodes budgétaires en faveur des entités du secteur public.

#### 2.3.3.3 Accroître la participation du secteur privé

L'article 23 de la Loi no 2002-012 relative au secteur de l'électricité ne renvoie qu'à des « conventions de concession » (art. 11.1 (a)).

Par ailleurs, l'exploitation d'installations de production n'appartenant pas au domaine public, réalisée localement, à partir de sources agréées par la République togolaise et qui ne poursuit pas un objectif de fourniture de l'énergie électrique, est autorisée conformément aux dispositions du code Bénino-Togolais et de la loi 2000-012[25].

Aussi, toute personne désirant exploiter des installations électriques d'une puissance supérieure ou égale à 500 kVA utilisées pour ses seuls besoins et non destinées à la fourniture d'énergie électrique doit, avant tout début d'exploitation, obtenir une autorisation d'exploitation auprès de l'Autorité de Réglementation. (Article L14 du Code et l'Article 22 de la Loi 2000 -012)[26]

La délivrance de cette autorisation est soumise au paiement d'un droit dont le montant est fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie.(Arrêté N°22/08/MME du 23 Avril 2008)

Pour intervenir dans le secteur de l'énergie électrique au Togo, il faut pour tout producteur indépendant :

- conclure une convention de concession avec l'État à l'issue d'une procédure d'appel à la concurrence ;
- signer un contrat d'achat-vente d'énergie électrique avec la Communauté Electrique du Bénin (CEB) ou le distributeur partout où la CEB n'est pas présente ou, le cas échéant, avec un tiers dans les pays voisins. (Article L8 du Code et Articles 23 et 24 de la loi 2000-012) ;
- obtenir une autorisation auprès de l'Autorité de Réglementation, avant tout début d'exploitation.

La délivrance de cette autorisation est soumise au paiement d'un droit dont le montant est fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie. (Arrêté N°22/08/MME du 23 Avril 2008).

Toutefois, aucun producteur indépendant ne peut prétendre à l'exclusivité de la fourniture de l'énergie électrique à la CEB[27].

D'autres formules, dont pourraient notamment profiter de nouveaux mécanismes d'électrification rurale, ont été appliquées dans d'autres pays. Notons particulièrement les montages BOOT[28] accompagné d'un PPA[29] avec ou sans « Take or Pay ». Notons toutefois que, si le PPA avec la clause "Take of Pay", garantit un marché pour la vente de l'électricité produite par un producteur autonome, il crée moins d'incitation pour que la production se fasse de façon plus efficace. En outre, il crée une très faible pression concurrentielle sur les autres producteurs[30].

---

[25] Cf. Règles applicables à la production d'énergie électrique – Auto production, à http://www.arse.tg/?page_id=377

[26] Cf. Règles applicables à la production d'énergie électrique - Pour les auto-producteurs, ibid

[27] Cf. Règles applicables à la production d'énergie électrique - Pour les producteurs indépendants d'énergie électrique (IPP), ibid.

[28] BOOT : (Build Own Operate Transfer) Construire, Posséder, Exploiter, Transférer

[29] PPA : (Power Purchase Agreement) Contrat d'achat d'électricité

[30] Cf. Participation du secteur privé à la fourniture des infrastructures en Côte d'Ivoire : Revue et recommandation, Mathieu Meleu, CIRES, Université d'Abidjan, BAfD, Economic Research Paper No 47,16/02/2002, page 14.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Il ne faudra toutefois pas oublier que les réseaux électriques sont composés d'éléments qui constituent de vrais monopoles naturels et d'éléments qui, eux, peuvent être concurrentiel.

Les réseaux électriques sont toutefois formés de composantes qui, tout en étant indissociables, peuvent et doivent être traités de façons différentes, selon leurs caractéristiques propres.

[31]On peut ainsi représenter les réseaux comme formés de six composantes, sur deux plans, dans une matrice 3x2 :

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Plan Commercial** | PRODUCTION | TRANSPORT | DISTRIBUTION |
| **Plan Technique** | PRODUCTION | TRANSPORT | DISTRIBUTION |

**Sur le plan technique**, c'est à dire en ce qui concerne les installations physiques ("*wires operation*"), on peut faire les constats suivants :

- **la production n'est pas un monopole naturel** - plusieurs personnes, sur un même territoire, peuvent construire et opérer des équipements de production ;
- **le transport est un monopole naturel** - il n'apparaît pas utile que plusieurs personnes construisent et exploitent des réseaux de transport, en compétition l'un avec l'autre, sur un même territoire. Par ailleurs, rien n'empêche la construction d'une ligne de transport par des intérêts privés dans la mesure où cette ligne jouira d'un monopole territorial ;
- **la distribution est un monopole naturel** - il n'apparaît pas utile que plusieurs personnes construisent et exploitent des réseaux de distribution, en compétition l'un avec l'autre, sur un même territoire. Par ailleurs, rien n'empêche la construction d'un réseau de distribution par des intérêts privés dans la mesure où cette ligne jouira d'un monopole territorial.

**Sur le plan commercial**, c'est à dire en ce qui concerne les transactions commerciales effectuées au moyen des installations physiques, on peut faire les constats suivants :

- **la production n'est pas un monopole naturel** - plusieurs personnes, sur un même territoire, peuvent faire le commerce de l'électricité produite par les équipements de production ;
- **le transport n'est pas un monopole naturel** - l'accès à ce réseau peut être ouvert à tous, de façon non-discriminatoire ;
- **la distribution n'est pas un monopole naturel** - l'accès à ce réseau peut être ouvert à tous, de façon non-discriminatoire.

Enfin, comme indiqué plus loin, il est préférable de considérer l'électricité comme un produit manufacturé, plutôt que comme une ressource stratégique. Ceci en permet un commerce beaucoup plus libre et, potentiellement, plus lucratif.

Les formes éventuelles de la participation du privé devront donc se conformer à cette bivalence. La Loi 2002-012 relative au Secteur de l'électricité le permet mais sous forme de concessions seulement[32], sauf en ce qui concerne les installations postérieures à l'entrée en vigueur de la Loi qui, elles, peuvent « *être cédées en pleine propriété à des personnes privées.* »

[31] L'organisation et le développement des secteurs électriques de l'Asie du sud-est, IEPF, 1997, p. 63.
[32] Cf. Chap. III – Régime juridique du Secteur de l'Électricité


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

Rappelons aussi[33] que, conformément aux dispositions de l'article L5 du Code bénino-togolais de l'électricité, la CEB reçoit sur l'ensemble des territoires des deux États, l'exclusivité d'exercer les activités de transport, d'importation, d'acheteur unique pour les besoins des deux États.

A titre exceptionnel et dérogatoire, la Communauté Electrique du Bénin (CEB) peut déléguer localement et pour une durée déterminée, son droit exclusif de transport d'énergie électrique à toute personne de droit public ou privé. Le bénéficiaire de cette délégation est appelé transporteur délégué.

Par ailleurs, comme le signale SOFRECO dans son Plan stratégique de décembre 2010, à la page 104 :

- *« La CEB est un acteur particulier du secteur de l'électricité et n'est pas soumise aux mêmes règles que les autres acteurs nationaux. Elle n'est soumise qu'aux dispositions de l'accord international instituant le code bénino-togolais qui lui accorde un certain nombre de privilège notamment l'exclusivité d'exercer les activités de transport, d'importation, d'acheteur unique de l'électricité. Au plus fort de la crise énergétique, les autorités togolaises ont néanmoins, par décret n° 2007-057/PR du 14 mai 2007, autorisé la signature d'un contrat d'achat/vente entre la CEET et la société de production ContourGlobal Togo SA. »*

Il est ajouté que « *Cette situation démontre la nécessité de procéder à des réaménagements afin de donner aux acteurs du sous-secteur de l'électricité les moyens nécessaires pour faire face aux mutations régionales et internationales qui sont en cours. »*

Cette disposition du Code bénino-togolais de l'électricité, donnant en principe à la CEB l'exclusivité d'exercer les activités de transport, d'importation et d'acheteur unique pour les besoins du Togo et du Bénin, est contraire aux engagements pris par les États Togolais et Béninois à travers le Protocole A/P4/1/03 signé à Abuja le 28 mai 2003 par la Conférence des Chefs d'États de la CEDEAO. En effet, les autorités togolaises et béninoises se sont engagées à :

- œuvrer en vue de lutter contre les distorsions de marché et les entraves à la concurrence dans les activités économiques du secteur de l'énergie ;
- s'assurer que, dans les limites de leur juridiction, elles ont et appliquent les dispositions législatives nécessaires et appropriées pour faire face à tout comportement anticoncurrentiel unilatéral et concerté dans les activités économiques du secteur de l'énergie.

Cette disposition serait aussi contraire à l'esprit, sinon à la lettre, de la Loi 2009-013 du 30 juin 2009 relative aux marchés publics et délégations de service public.

En effet, bien que cette Loi n'inclue pas la CEB dans son champ d'application, elle est postérieure à la dernière révision du Code bénino-togolais de l'électricité. Or, elle met en place un cadre institutionnel qui repose sur le principe de la séparation des fonctions de passation, de contrôle et de régulation des marchés publics et délégations de service public et représente donc ainsi une évolution du droit qui promeut les principes de concurrence, de liberté d'accès à la commande publique, d'égalité de traitement des candidats, d'économie et d'efficacité du processus d'acquisition et de transparence des procédures.

[33] Cf. Problématiques du Code bénino-togolais de l'électricité, Inconvénients liés à l'exclusivité accordée à la CEB, **Plan stratégique de décembre 2010**, SOFRECO, (op. cit.)


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

### 2.3.4 Établissement des tarifs et ajustements tarifaires

Une question de première importance dont doit rapidement se saisir le Gouvernement togolais, avec le concours de la CEET et peut-être de la CEB, est celle qui a trait à l'établissement des tarifs et aux ajustements tarifaires[34].

La mauvaise performance des entreprises publiques en Afrique a abouti à différents programmes de réformes en vue de redresser ce secteur. On peut identifier trois composantes de ces programmes[35] :

- la **privatisation** qui se caractérise par le transfert total ou partiel de la responsabilité de l'offre des infrastructures aux entreprises privées selon différentes modalités ;
- la **politique de la concurrence** qui s'opère à travers la libéralisation des prix et la liberté d'entrée dans certains segments de la filière ; et enfin
- la r**églementation** qui consiste essentiellement au contrôle des segments monopoles naturels, tels qu'identifiés ci-avant, afin d'éviter les abus, préserver la qualité et améliorer l'efficacité globale du secteur.

Comme déjà signalé, l'électricité a longtemps été considérée comme une ressource naturelle et stratégique dont le commerce devait être fortement encadré et réglementé par les états. Toutefois, depuis plus de deux décennies, dans les pays industrialisés, ce paradigme a été remplacé par un nouveau aux termes duquel l'électricité est désormais considérée comme un produit manufacturé. Ce produit peut alors être un objet de commerce entre des personnes physiques ou morales jouissant de pleine capacité. Il aussi être une source de retombées économiques importantes pour l'ensemble de l'économie.

Considérer l'électricité comme un produit manufacturé plutôt que comme une ressource stratégique en permet donc un commerce beaucoup plus libre et, on l'espère, plus lucratif.

Par ailleurs, ceci ne signifie pas qu'aucun contrôle ne doit être exercé sur ce commerce. Ça signifie seulement que le contrôle devra être exercé là où il est utile et nécessaire qu'il soit exercé!

En effet, bien que l'électricité soit un produit manufacturé, il demeure que ce produit possède une caractéristique unique : il ne peut être stocké de façon commode et économique et doit conséquemment être produit au moment même où il est consommé.

De plus, il n'existe pas de substituts pratiques ou satisfaisants à plusieurs des usages de l'électricité.

Enfin, la plupart des clients des compagnies d'électricité sont, dans les faits, des consommateurs "captifs" qui possèdent, individuellement, peu ou pas de pouvoir de négociation.

Conséquemment, d'une part, en ce qui concerne les usages "captifs" et les consommateurs "captifs", l'électricité continue d'être considérée comme un service essentiel, même si ce service essentiel est rendu par un produit manufacturé.

[34] Les tarifs d'électricité sont présentement fixés par **l'Arrêté interministériel n°019/MME/MEF/MPR-PDAT/MCPSP du 26 novembre 2010 portant fixation des tarifs de vente de l'énergie électrique au Togo**. On peut en consulter un résumé sur le site du MME, à http://www.mme.tg/?page=complexe&idscat=69. On ne peut toutefois le consulter ni sur le site du MME ni sur le site de l'ARSE. On ne peut non plus le trouver sur le site Lois, Règlements et Jurisprudence du Togo à http://www.legitogo.gouv.tg/, la dernière version du Règlement tarifaire y datant du 7 février 1984 (Arrêté interministériel 2/MTPMERH). Il est pour le moins étonnant que ce document ne soit pas disponible dans son intégralité.

[35] Cf. Participation du secteur privé à la fourniture des infrastructures en Côte d'Ivoire : Revue et recommandations, Mathieu Meleu, CIRES, Université d'Abidjan, BAfD, Economic Research Paper No 47, op.cit.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Ceci crée une obligation de servir, à la charge du distributeur d'électricité, c'est à dire une obligation de planifier et d'investir de façon à assurer ce service essentiel, en tout temps, en quantité et en qualité. En contrepartie, ce distributeur doit jouir du droit de pouvoir récupérer les investissements nécessaires effectués pour assurer ce service essentiel[36].

Ceci crée par ailleurs, à la charge des gouvernements, l'obligation de s'assurer que les consommateurs "captifs" ne se feront pas imposer des tarifs indus par le distributeur pour les usages "captifs" et que le distributeur ne pourra, via ces tarifs, que récupérer les investissements prudemment réalisés.

Enfin, pour les usages non-captifs, l'électricité devrait être traitée comme tout autre produit manufacturé et pouvoir être objet de commerce.

Dans cette optique, la réglementation37, en accord avec les tendances actuelles exprimées dans les pays industrialisés concernant une réglementation moins lourde et des gouvernements plus efficaces, devra donc de plus en plus être concentrée là où elle est vraiment nécessaire, c'est à dire se concentrer sur la fixation des tarifs et conditions pour les usages « captifs » par les consommateurs « captifs », et assurer qu'il n'y a pas de subventions croisées (« *cross-financing* ») au détriment de ces consommateurs « captifs ».

Une politique transparente de tarification de l'électricité devra donc être mise en œuvre par l'ARSE en collaboration avec la CEET, et le cas échéant par d'éventuels opérateurs privés, dans certaines zones rurales.

L'ARSE devra aussi imposer l'obligation d'assurer une transparence des prix, notamment par la publication et la large diffusion des règlements tarifaires en vigueur.

### 2.3.5 Proposition des zones d'amélioration des relations avec les institutions responsables pour les autres secteurs de l'économie en vue de favoriser le redressement du secteur d'électricité

L'Economic Research Paper No47 de la BAfD[38], propose des voies d'amélioration intéressantes.

L'auteur y expose que la raison principale de la contre-performance du secteur électrique en Afrique a toujours été la trop forte interférence de l'État à travers ses agents qui n'ont pas été souvent bienveillants. Ce constat milite donc en faveur du régulateur indépendant. Mais pour éviter qu'il soit capturé par les entreprises qui sont en général très puissantes dans le secteur concerné, il faut asseoir un système qui l'oblige à rendre comptes aux trois groupes d'acteurs : le gouvernement, les firmes et les consommateurs. Le schéma approprié serait une institution qui donne une indépendance affirmée au régulateur à travers une assez grande autonomie. Après on définit une modalité particulière pour aliéner quelque peu cette indépendance, par exemple l'obligation de faire rapport sur une base régulière au Ministre responsable, ou l'imposition d'un audit externe régulier de sa gestion.

Le premier problème qui n'est pas spécifique à l'Afrique mais qui probablement y est plus accentué, concerne les difficultés liées à l'asymétrie d'information. La régulation est clairement un problème d'agence. Les entreprises régulées disposeront toujours des

[36] Que ce soit via une tarification basée sur ces investissements (« *Cost based* ») ou via une tarification basée sur des incitations (« Incentive based »).

[37] Évidemment il n'est fait état ici que de la réglementation du commerce de l'électricité. La réglementation des moyens de production, de transport et de distribution d'électricité est une chose complètement différente et ne fait pas du tout l'objet des présents commentaires. Il appert suffisant de dire ici que, lorsque ces moyens (c'est à dire Centrales, Lignes de transport, Circuits de distribution, etc.) ont été dûment autorisés, et dans la mesure où ils sont exploités à l'intérieur des limites ainsi autorisées, en particulier sur les plans de l'environnement et de la fiabilité, le commerce de l'électricité produite, transportée et distribuée devrait être réglementé le moins possible.

[38] Participation du secteur privé à la fourniture des infrastructures en Côte d'Ivoire : Revue et recommandations, Mathieu Meleu, CIRES, Université d'Abidjan, BAfD, Economic Research Paper No 47, op.cit.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

meilleures informations concernant les instruments de régulation que le régulateur. Pour capter une partie de la rente informationnelle des entreprises, le régulateur devra imager des mécanismes qui les incitent à utiliser dans l'intérêt général, les avantages informationnels dont elles disposent, l'on sait que les mécanismes sont difficiles à trouver en pratique. Un autre moyen pour extraire la rente informationnelle des entreprises est de réduire l'asymétrie d'information. Le régulateur peut contraindre l'entreprise à lui révéler les informations nécessaires à sa mission, par exemple à travers les clauses contenues dans l'octroi des licences ou des contrats de concession.

C'est à ce niveau que se pose le second problème majeur des régulateurs en Afrique. Il s'agit du problème d'autorité ou du pouvoir du régulateur à faire respecter les règles par les entreprises régulées. En effet très souvent dans le secteur des infrastructures, les entreprises régulées sont des entreprises étrangères qui ont le soutien de leur pays d'origine, économiquement et politiquement puissant. Si dans l'exécution de sa mission légitime, le régulateur rentre en conflit avec les intérêts des entreprises, celles-ci peuvent faire appel aux autorités politiques de leurs pays. Les problèmes de régulation sortent alors du champ économique pour se déporter sur le terrain politique.

Eu égard à ces constats, il convient dont que l'ARSE puisse soit jouir d'un pouvoir d'enquête et de coercition qui lui permettront d'obtenir l'information requise pour mener à bien son mandat, soit disposer de canaux de communications et d'échange d'information, institutionnels, formels et informels, avec les autres institutions responsables pour les autres secteurs de l'économie (Commerce, Économie, Finances, Technologie, etc.) de façon à pouvoir disposer d'une vue complète des entreprises régulées.

Pour que l'ARSE puisse faire preuve d'objectivité vis-à-vis des entités publiques (CEET, CEB, etc.) ou privées (producteurs indépendants, éventuellement petites entreprises de distribution en zone rurale, etc.) et contribuer utilement au redressement du secteur de l'électricité, il faudra donc lui donner plus d'autonomie et renforcer ses compétences. Il conviendrait plus particulièrement de renforcer le rôle qu'elle joue en ce qui concerne la pertinence de la politique et des niveaux tarifaires, et la supervision de la bonne application des accords signés avec les opérateurs, dont le contrat de performance de la CEET.

Également, pour assurer que le Régulateur s'acquitte bien de sa mission, il est recommandé d'imposer l'audit externe régulier de sa gestion.

Enfin, en ce qui concerne plus spécifiquement les autres acteurs responsables du secteur, Il conviendrait que le pays renforce ses institutions dans le cadre de l'organisation existante :

- en renforçant les capacités de planification, de suivi des projets et de gestion financière de la CEET ; et
- en développant la capacité de planification et les compétences financières de la Direction de la planification du MME ;

Notamment, le Système d'Information Énergétique (SIE) géré par la DGE rassemble et analyse toutes les données énergétiques et l'information socioéconomique pertinentes. Il serait donc important que le SIE soit doté des ressources nécessaires pour l'accomplissement de sa tâche.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

## 2.4 Cadre organisationnel

### 2.4.1 Évaluation de la capacité du secteur de l'électricité à assurer le contrôle et la surveillance des travaux et formulation des actions requises pour améliorer les performances[39]

Le Règlement technique de Distribution, qui fixe les règles administratives, techniques, juridiques et financières de fourniture de l'énergie électrique, et qui précise notamment les conditions de qualité avec lesquelles la Compagnie Énergie Électrique du Togo (CEET) doit servir les clients, constitue un outil de base qui devrait aider la CEET à fixer les cibles idoines en matière de contrôle et de surveillance des travaux.

Toutefois, pour habiliter la CEET à assumer pleinement son rôle dans le cadre réglementaire actuel, à la fois national et supranational, il serait désirable que la CEET soit propriétaire des infrastructures de distribution au Togo, et assume l'entière responsabilité de l'activité de distribution et, selon les besoins, de production à partir de ses propres installations ou de celles des producteurs indépendants d'électricité avec lesquels elle a passé contrat.

Également, pour améliorer les résultats de la CEET, il conviendrait d'envisager la mise en place d'un contrat de gestion ou de services d'assistance technique axés sur la gestion de la performance technique et commerciale avec des objectifs et cibles bien définis. Un auditeur indépendant pourrait être engagé pour contrôler périodiquement les résultats obtenus.

De plus, il faudrait envisager la transformation du rôle de la CEB et la révision du Code bénino-togolais de l'électricité. Il existe en effet des décalages entre le cadre réglementaire actuel, surtout en ce qui concerne la CEB, et les engagements pris par le Togo, et le Bénin, envers la CEDEAO et l'UEMOA. Bien que tous les aspects du marché régional de l'électricité ne soient pas encore connus en détail, puisqu'ils ne sont pas finalisés, il conviendrait que le Togo n'attende pas pour agir.

Dans le cadre des engagements régionaux du Togo, il est recommandé :

- que la CEB devienne une compagnie d'électricité régionale, sans droits d'exclusivité ;
- qu'elle devienne propriétaire et exploitant des infrastructures de transport des deux États et de certaines infrastructures de production communes40 ;
- qu'elle soit chargée du dispatching sur le réseau de transport bénino-togolais ;
- que des producteurs d'électricité opèrent au Togo ou dans les pays de la CEDEAO en bénéficiant, sans discrimination, du libre accès à l'infrastructure de transport de la CEB, dans les conditions prévues par le traité de la CEDEAO et soient en mesure de passer des contrats directement avec les sociétés de distribution ou avec des clients importants.

Ces actions permettraient, d'une part, de clairement définir les zones d'intervention respectives de la CEET et de la CEB, ce qui, d'autre part, serait de nature à responsabiliser ces deux Compagnies, notamment en matière de contrôle et de surveillance des travaux.

Cela pourrait être réalisé en plusieurs phases. La phase I pourrait être conduite comme suit :

- suppression de la disposition du Code bénino-togolais faisant de la CEB l'acheteur unique, ce qui permettrait l'entrée sur le marché de producteurs indépendants d'électricité opérant au niveau national ou sous régional ;

[39] Nous reprenons ici à notre compte les recommandations du Rapport No: ACS499 de la Banque Mondiale - **Revue des Politiques du Secteur de l'Énergie**, juin 2013, III D. Principales tâches à accomplir et recommandations - Structure du sous-secteur de l'électricité, op.cit.

[40] Centrale hydraulique de Nangbeto et future centrale hydraulique d'Adjarala.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- transfert à la CEET des actuels clients industriels de la CEB, ce qui permettrait à la CEB de se concentrer sur le développement des infrastructures de production et de transport;
- confirmation que, dans le cadre de projets régionaux de production, comme la centrale hydraulique d'Adjarala, la CEB sera l'acheteur ;
- autorisation donnée à la CEET, aux producteurs indépendants et aux autres producteurs excédentaires d'exporter l'électricité sur le réseau de distribution de la CEB et de la vendre aux sociétés de distribution et aux clients importants ; les études tarifaires proposées pour la CEB et la séparation des comptes correspondant aux infrastructures et aux dépenses de production, de ceux liés au transport (voir ci-dessous) devront être réalisées pour que les frais de transport puissent être déterminés de façon équitable et transparente ;
- séparation des comptes des activités de production et de transport de la CEB afin d'établir clairement les coûts de distribution et de définir les prix du transport pour le réseau de la CEB ; et
- préparation des réglementations applicables, telles qu'un code du réseau de transport, dans le respect des principes de la CEDEAO, etc.

Quel que soit le scénario retenu, la CEB devra dissocier/séparer son activité de production de son activité de transport, et tenir des comptes distincts pour ces deux activités. Cela sera indispensable pour déterminer les frais de transport sur le réseau de la CEB.

En ce qui concerne l'ARSE, devant l'expansion du sous-secteur de l'électricité et la multiplication des acteurs nationaux et régionaux, il conviendra de la réformer et de la renforcer pour :

- la rendre plus autonome du ministère chargé de l'énergie, par exemple, en précisant que les responsables de la réglementation sont « désignés » par le Président de la République, qu'ils ne peuvent être des fonctionnaires, etc. ;
- veiller à ce qu'elle fasse preuve d'objectivité vis-à-vis des entités publiques telles la CEET et la CEB, ou privées tels les producteurs indépendants et, éventuellement, les petites entreprises de distribution en zone rurale, ainsi que vis-à-vis des entités nationales ou régionales ;
- qu'elle soit habilitée à examiner régulièrement la situation financière de la CEB et des entités réglementées ;
- qu'elle puisse faire des propositions en ce qui concerne l'application des accords et les tarifs de l'électricité ; et enfin
- élargir son rôle de façon à ce qu'elle couvre les énergies renouvelables, l'électrification rurale et l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité.

Pour sa part, dans le document **SCAPE** d'août 2013, le Gouvernement expose que, récemment, il a poursuivi l'assainissement de la situation financière de la CEET et, qu'à cet effet, il a procédé à l'ajustement des tarifs de l'électricité pour tenir compte des coûts de revient pour la CEET et contribuer à préserver sa viabilité financière. Il expose aussi que d'autres importantes réformes ont été mises en place notamment l'apurement des arriérés de l'État, des collectivités locales, des hôtels étatiques et des entités publiques à budget autonome envers la CEET. Par ailleurs, il a lancé un audit organisationnel de la CEET dans l'objectif d'augmenter la performance de la compagnie et d'assurer un approvisionnement régulier du pays en électricité. Enfin, un contrat de performance (2009-2013) entre la CEET et le Gouvernement a été finalisé et est en cours d'exécution, tandis que le Directeur


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Général de la CEET a été recruté à la suite d'un appel à candidature, avec un cahier de charges bien précis. [41]

### 2.4.2 Besoins d'assistance dans le contexte institutionnel

Dans sa **Revue des Politiques du Secteur de l'Énergie**, juin 2013, la Banque mondiale signale que, pour répondre aux objectifs de la politique et de la stratégie énergétiques, en particulier en matière d'élargissement de l'accès à l'énergie et de rattrapage du retard pris ces dernières années en matière d'investissement, et faire en sorte que le sous-secteur se développe en temps utile et au moindre coût, un programme d'investissement très ambitieux a été monté.

Ce programme d'investissement fera intervenir différents acteurs : la Compagnie d'électricité nationale du Togo (CEET), la Communauté électrique du Bénin (CEB) et d'autres entités. La coordination de cet effort d'investissement (préparation, mobilisation des financements, mise en œuvre) demandera des compétences et des ressources.

Il conviendrait donc que le Ministère de l'Énergie évalue les capacités et les ressources financières de sa Direction de la planification en vue de l'élaboration et de l'exécution de ce programme.

### 2.4.3 Contexte de la coopération internationale financière et technique[42]

2.4.3.1 Identification de l'apport souhaité des structures locales de financement et de soutien technique.

Les programmes d'investissement des différents partenaires (comme ceux de la CEET et de la CEB), les autres investissements dans la région (notamment ceux dans le cadre du programme du Système d'interconnexion électrique ouest-africain (WAPP[43]), et les investissements du secteur privé, surtout dans la production, jouent un rôle important dans le sous-secteur de l'électricité au Togo.

Le programme quinquennal d'investissement de la CEET (2010-2015) d'un montant hors taxes de 91,1 milliards de francs CFA (182 millions de dollars) aux prix de 2011 (hors taxes) comporte les deux grands volets suivants :

- 74,1 milliards de francs CFA (148 millions de dollars) pour améliorer l'accès à l'électricité et la qualité du service, en renforçant et en développant les réseaux de distribution dans tout le pays ; l'investissement dans la distribution, l'activité principale de la CEET, représente 81 % du programme de la compagnie ;
- 17 milliards de francs CFA (34 millions de dollars) – hors taxes –, soit 19 % de ce programme, pour la réhabilitation des centrales hydrauliques existantes et la mise en valeur de deux nouveaux sites. Il est prévu que ce programme d'investissement soit financé à 95 % par les bailleurs de fonds et à 5 % par la CEET (4,5 milliards de francs CFA).

Selon la Banque Mondiale :

- la plupart des investissements dans la production devraient être assurés par la CEB ou le secteur privé ;
- le renforcement et l'expansion du réseau de transport devraient être assurés en très grande partie par le WAPP et la CEB ; et
- l'horizon actuel du programme d'investissement de la CEET est de cinq ans.

[41] Cf. Énoncé à la page 8
[42] Cf. Revue des Politiques du Secteur de l'Énergie, juin 2013, op.cit.
[43] WAPP : West African Power Pool.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Comme il n'existe pas de plan directeur pour arrêter des décisions et des priorités d'investissement à long terme dans la production et le transport, la CEET et les autorités devront rapidement se saisir de ces questions.

#### 2.4.3.2 Identification de l'apport souhaité des sources nationales et internationales de financement et de soutien technique

La Banque mondiale estime que le programme d'investissement de la CEET, qui porte essentiellement sur la distribution, devrait atteindre 91 milliards de francs CFA (182 millions de dollars) aux prix de 2011, et être financé à 95 % par des sources multilatérales (BOAD, BIDC, Banque mondiale, etc.) et bilatérales.

En particulier, l'investissement total nécessaire pour la centrale d'Adjarala de 147 MW est estimé à 380 millions de dollars. Des négociations sont en cours avec des organismes de financement multilatéral et bilatéral pour mobiliser les ressources nécessaires en vue d'une mise en service en 2018.

Or, le sous-secteur de l'électricité au Togo souffre d'un sous-investissement chronique qui a créé un fossé entre l'offre et la demande, et s'est traduit par une dégradation de la qualité du service.

La mise en œuvre du programme national et régional d'investissement à l'appui du sous-secteur de l'électricité au Togo devra donc faire intervenir toute une série d'investissements dans la production, le transport et la distribution, qui seront réalisés par différents acteurs nationaux et régionaux : CEET, CEB (dont investissements du WAPP), secteur privé et nombreux bailleurs de fonds.

Une part importante des financements, soit environ 95 %, devra être mobilisée de façon multilatérale et bilatérale, et auprès du secteur privé. La plupart des investissements dans le transport devraient être mobilisés par l'intermédiaire de la CEB et du Système d'interconnexion électrique ouest-africain (WAPP), en faisant largement appel au secteur privé. Le Togo devra trouver environ 20-25 MW par an, c'est-à-dire 100-125 MW sur cinq ans, dans l'hypothèse d'un accroissement de 8 % de la demande – le scénario de base –, ce qui risque d'être problématique et coûteux. La demande d'électricité risque aussi d'augmenter plus rapidement si la croissance économique s'accélère, ce qui compliquerait encore plus le financement des investissements et mettrait à rude épreuve les capacités de mise en œuvre.

Pour optimiser ses chances de mobilisation des financements nécessaires, exécuter son programme d'investissement dans les délais prévus et contrôler les risques de dégradation de la qualité des services, la Banque mondiale recommande que le Togo, sous la conduite de son ministère en charge de l'électricité, s'attaque simultanément aux problèmes à court, moyen et long terme.

- À court terme, il est proposé d'intervenir dans les domaines suivants :
  - Priorités d'investissement. Il conviendrait que les autorités et la CEET placent les investissements à réaliser par ordre de priorité, en privilégiant très probablement les investissements dans le renforcement des capacités de production et de transport régional. Les critères d'établissement de ces priorités devraient être les suivants : importance de l'investissement, accès aux ressources et complexité des problèmes de mobilisation, probabilité d'une mise en service en temps voulu et risques de dérapage, cohérence avec les plans à moyen/long terme de la CEB et du WAPP, impacts financiers sur la CEET et sur le budget de l'État, etc.
  - Examiner immédiatement avec la CEET et la CEB les possibilités cohérentes de production et de transport sur trois-cinq ans, arrêter un scénario de base et des solutions de remplacement pour faire en sorte que le Togo puisse acquérir une capacité de production suffisante, et élaborer des plans (techniques et financiers) de rechange. La Direction de la planification du MME, avec le concours de


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

consultants, devrait être chargée de présenter un plan réalisable dans les six mois. Le plan à court terme devrait porter sur les aspects techniques (sources de production, investissements dans le transport), le financement et les impacts financiers (cela pouvant avoir une incidence sur les finances de la CEET).

- Certains des investissements et financements devant être réalisés par le secteur privé, notamment dans le transport. Le Togo devrait immédiatement réévaluer et très probablement moderniser son dispositif de PPP pour attirer les investisseurs, en levant les principaux obstacles à l'investissement et en préparant des contrats types et des textes d'application. Ce dispositif PPP renforcé devrait aussi s'appliquer aux investissements dans les énergies renouvelables et l'électrification rurale hors réseau ne relevant pas du mandat de la CEET. Un don du Fonds de conseil en infrastructure publique-privée (*PPIAF*[44]) pourrait être utilisé pour financer ce travail.
- Comme on l'a vu plus haut, le Togo devra aussi rapidement résoudre les problèmes liés à l'équilibre financier du sous-secteur à moyen/long terme, à la politique tarifaire et aux tarifs pratiqués par la CEET. L'étude financière et tarifaire envisagée devrait aussi servir à évaluer ce que devraient être des prix abordables et à élaborer un tarif en conséquence. Elle devrait aussi être liée à l'analyse financière et au travail de modélisation à effectuer par la CEB.
- Renforcer les institutions existantes et fournir les ressources voulues, c'est à dire les ressources financières et managériales requises pour la préparation des projets et leur exécution, pour faire en sorte que les projets prévus dans le programme d'investissement soient préparés dans les délais convenus.
- Constituer un Groupe d'étude et le doter des moyens nécessaires pour évaluer et gérer les problèmes de production d'électricité examinés plus haut.

- À moyen/long terme, il est proposé d'intervenir dans les domaines suivants :
  - De concert avec la CEB (et le WAPP), élaborer un plan directeur de référence organisant le développement des capacités de production et de distribution sur 20 ans, et décider des investissements (en règle générale dans la production) qui pourraient être financés par le secteur privé, et de ceux qui le seraient par les bailleurs de fonds.
  - De concert avec la CEB, mettre en place les outils de planification et de modélisation financière nécessaires à la gestion technique et financière du sous-secteur.

Notons qu'en 2010 la CEET avait organisé en collaboration avec l'État, la CEB et ContourGlobal, une réunion des bailleurs de fonds pour la recherche de financement en vue de la réalisation de son programme d'investissements[45].

Cette réunion avait pour objectifs principaux :

- Le financement des projets de la réhabilitation et de l'extension du réseau de distribution d'énergie électrique ;
- Les démarches en vue de l'inscription de la Centrale ContourGlobal comme centrale sous régionale en vue de faire bénéficier la capacité de cette centrale aux pays de la sous-région qui en auront besoin.

[44] PPIAF : *Public-Private Infrastructure Advisory Facility* à http://www.ppiaf.org/
[45] Cf. Rapport annuel 2010 CEET


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

## 2.5 Conclusions

Tout au long du texte, plusieurs points d'insuffisance ont été identifiés, et de multiples recommandations ont été soumises. Celles jugées les plus importantes sont résumées et regroupées ci-après.

### 2.5.1 La Communauté Électrique du Bénin et la Compagnie d'Énergie Électrique du Togo

L'environnement politique, légal et institutionnel, qui aura un impact direct ou indirect sur la mise en œuvre du Plan Directeur du Développement des Infrastructures de l'Énergie Électrique du Togo, est principalement caractérisé par la présence sur le territoire du Togo de deux entreprises ayant en charge la gestion du secteur de l'électricité, une nationale, chargée essentiellement de la distribution, la Compagnie d'Énergie Électrique du Togo, ou CEET, l'autre binationale, à caractère public, chargée de l'approvisionnement et du transport, la Communauté Électrique du Bénin, ou CEB.

La présence sur un même territoire et dans un même secteur de ces deux entreprises, de même que l'encadrement juridique et institutionnel, tant national que supranational y afférent, fait que les opérateurs du secteur électrique du Togo sont soumis à une multitude d'intervenants, ceci ne permettant pas de définir clairement les zones d'intervention respectives de la CEET et de la CEB, et de pleinement responsabiliser ces deux entreprises.

Il faudra donc envisager de transformer leurs rôles de façon à habiliter tant la CEET que la CEB à assumer pleinement leurs missions respectives dans le cadre réglementaire actuel, à la fois national et supranational, et de les responsabiliser le plus possible. Tout particulièrement, il faudrait envisager la transformation du rôle de la CEB et la révision du Code bénino-togolais de l'électricité. Pour notamment éliminer les décalages entre le cadre réglementaire actuel, surtout en ce qui concerne la CEB, et les engagements pris par le Togo, et le Bénin, envers la CEDEAO et l'UEMOA. À cet égard, il conviendrait que le Togo n'attende pas pour agir.

Généralement, à cet égard, il est recommandé :

- que la CEB devienne une compagnie d'électricité régionale, sans droits d'exclusivité ;
- qu'elle devienne propriétaire et exploitant des infrastructures de transport des deux États et de certaines infrastructures de production communes ;
- qu'elle soit chargée du dispatching sur le réseau de transport bénino-togolais ;
- de supprimer la disposition du Code bénino-togolais faisant de la CEB l'acheteur unique, ce qui permettrait l'entrée sur le marché de producteurs indépendants d'électricité opérant au niveau national ou sous régional ;
- de confirmer que, dans le cadre de projets régionaux de production, comme la centrale hydraulique d'Adjarala, la CEB sera l'acheteur ;
- de séparer des comptes des activités de production et de transport de la CEB afin d'établir clairement les coûts de distribution et de définir les prix du transport pour le réseau de la CEB ; et,
- de préparer des réglementations applicables, telles qu'un code du réseau de transport, dans le respect des principes de la CEDEAO.

En ce qui concerne plus particulièrement la CEET, il est aussi recommandé :

- de rendre la CEET propriétaire des infrastructures de distribution au Togo ;
- de lui confier l'entière responsabilité de l'activité de distribution et, selon les besoins, de production à partir de ses propres installations ou de celles des producteurs indépendants d'électricité avec lesquels elle a passé contrat.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- de lui transférer les actuels clients industriels de la CEB, ce qui permettrait à la CEB de se concentrer sur le développement des infrastructures de production et de transport ;
- de donner autorisation à la CEET, aux producteurs indépendants et aux autres producteurs excédentaires d'exporter l'électricité sur le réseau de distribution de la CEB et de la vendre aux sociétés de distribution et aux clients importants ; et,
- d'envisager la mise en place d'un contrat de gestion ou de services d'assistance technique axés sur la gestion de la performance technique et commerciale avec des objectifs et cibles bien définis.

Notons que selon le document Stratégie de Croissance Accélérée et de Promotion de l'Emploi 2013-2017, le Gouvernement du Togo poursuit l'assainissement de la situation financière de la CEET et, qu'à cet effet, il a déjà procédé à l'ajustement des tarifs de l'électricité pour tenir compte des coûts de revient pour la CEET et contribuer à préserver sa viabilité financière. Aussi, un contrat de performance (2009-2013) entre la CEET et le Gouvernement a été finalisé et serait maintenant en cours d'exécution.

### 2.5.2 L'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Électricité

Parallèlement, en ce qui concerne l'ARSE, il conviendra de la réformer et de la renforcer pour :

- la rendre plus autonome du ministère chargé de l'énergie, par exemple, en précisant que les responsables de la réglementation sont « désignés » par le Président de la République, qu'ils ne peuvent être des fonctionnaires, etc. ;
- veiller à ce qu'elle fasse preuve d'objectivité vis-à-vis des entités publiques telles la CEET et la CEB, ou privées tels les producteurs indépendants et, éventuellement, les petites entreprises de distribution en zone rurale, ainsi que vis-à-vis des entités nationales ou régionales ;
- qu'elle soit habilitée à examiner régulièrement la situation financière de la CEB et des entités réglementées ;
- qu'elle puisse faire des propositions en ce qui concerne l'application des accords et les tarifs de l'électricité ; et, enfin
- élargir son rôle de façon à ce qu'elle couvre les énergies renouvelables, l'électrification rurale et l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité.

De façon spécifique, et pour éviter que l'ARSE soit capturée par des entreprises qui sont souvent très puissantes dans le secteur concerné, il faut asseoir un système qui l'oblige à rendre comptes aux trois groupes d'acteurs du secteur, soit le gouvernement, les firmes et les consommateurs. Le schéma approprié serait une institution qui donne une indépendance affirmée à l'ARSE à travers une assez grande autonomie ainsi que les moyens pour contrebalancer des problèmes tels l'asymétrie d'information par rapport aux entreprises régulées et la difficulté d'exercer son autorité et son pouvoir à faire respecter les règles par les entreprises régulées. Tout particulièrement, à cet égard, il conviendrait que l'ARSE puisse jouir des pouvoirs d'enquête et de coercition qui lui permettraient d'obtenir l'information requise pour mener à bien son mandat.

En contrepartie, pour assurer que l'ARSE s'acquitte bien de sa mission, il est recommandé d'imposer l'audit externe régulier de sa gestion.

Rappelons que, selon le document Stratégie de Croissance Accélérée et de Promotion de l'Emploi 2013-2017, le Gouvernement a lancé un semblable audit organisationnel de la CEET dans l'objectif d'augmenter la performance de la compagnie et d'assurer un approvisionnement régulier du pays en électricité.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Enfin, les règles posées par l'ARREC en matière d'interconnexion des réseaux électriques s'imposent à l'ARSE ainsi qu'aux exploitants des réseaux électriques du Togo.

Conséquemment, pour éviter des conflits entre les deux institutions et favoriser l'adoption de règles uniformes entre les pays de la CEDEAO, il est primordial d'instaurer une synergie d'action entre l'ARREC et les autorités nationales de régulation du secteur de l'électricité, dont l'ARSE.

### 2.5.3 Cadre légal

#### 2.5.3.1 National

L'adoption de la Loi N° 2000-012 du 18 juillet 2000 et de son décret d'application N°2000-089/PR du 08 novembre 2000 constituait une avancée notable permettant d'assurer le développement du sous-secteur de l'électricité, tout en présentant un certain nombre de points d'insuffisance portant notamment sur :

- l'électrification des zones rurales ou financièrement défavorisées ;
- l'exploitation des énergies renouvelables ;
- la nécessité d'assurer le transfert de technologie dans le domaine énergétique ;
- le sort qu'il convient de réserver aux excédents de production réalisée à titre privé notamment dans le cadre d'une exploitation industrielle ;
- l'obligation d'assurer une transparence des prix par la publication et la large diffusion des règlements tarifaires en vigueur ;
- la notion de client éligible et le seuil d'éligibilité.

Aussi, il faudrait rendre impérative l'adoption de normes techniques d'exploitation, de la même façon que l'ARSE est tenue « *d'encourager à travers le développement d'un code du réseau, d'un code de la distribution et d'un code de la production, ou de toute autre manière qu'elle considérera appropriée* » le développement de normes et codes de conduite industriels le développement de normes et codes de conduite industriels.

#### 2.5.3.2 Supranational

En ce qui concerne le Code Bénino-Togolais, l'adoption d'une réglementation commune entre le Togo et le Bénin est une initiative inédite qui permet aux deux États de mutualiser leurs moyens pour réaliser les investissements nécessaires dans la mise en place des infrastructures électriques.

Ses principaux inconvénients sont relatifs à l'exclusivité de transport et d'importation accordée à la CEB ainsi qu'à la confusion des différentes branches d'activités de la CEB et à la structuration dudit Code. Ces inconvénients font l'objet des recommandations soumises ci-avant sous la rubrique traitant de la Communauté Électrique du Bénin, plus précisément en ce qui concerne le statut de la CEB, de la séparation de comptes de l'entreprise, la préparation d'un code du réseau de transport et la création d'un marché de l'électricité ouvert au Togo.

Sur ce dernier plan, il faudrait transcrire dans le droit interne togolais les prescriptions du Protocole A/P4/1/03 sur l'énergie, qui ont pour objectif de développer un marché de l'énergie ouvert et concurrentiel par la promotion de l'accès aux marchés internationaux des matières et produits énergétiques, et des équipements liés à l'énergie. En effet, depuis la ratification du Protocole le 23 décembre 2003 par l'Assemblée Nationale, le Code des investissements de 1989 n'a pas encore été mis à jour pour prendre en compte le sous-secteur de l'électricité, et encore moins sa spécificité, de sorte que le marché togolais de l'électricité n'est pas encore totalement libéralisé.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

### 2.5.4 Varia

#### 2.5.4.1 Accès à l'électricité en zone rurale

Il s'agit là d'un objectif clé du gouvernement en vue de favoriser le développement.

Différentes décisions devront donc être prises sur l'organisation institutionnelle à retenir, la politique à appliquer et les modifications à apporter au cadre réglementaire.

Il serait particulièrement recommandé de mettre en place une structure spécialisée pour la gouvernance de l'électrification rurale et la promotion de combustibles domestiques plus efficients. C'est d'ailleurs une des recommandations qu'on retrouve dans le document Stratégie de Croissance Accélérée et de Promotion de l'Emploi (2013-2017).

Plusieurs exemples de structures semblables existent déjà en Afrique, notamment au Rwanda, au Mali, au Sénégal et au Cameroun, tandis que d'autres pays, comme l'Éthiopie, ont chargé leur compagnie nationale d'électricité de mettre en œuvre le programme d'électrification rurale.

Par ailleurs, en cas de concession accordée à des intérêts privés, le contrat de concession devrait, de façon explicite, imposer l'obligation de service universel, c'est à dire obliger le concessionnaire à :

- fournir l'électricité à toute personne qui en fait la demande ;
- fournir le service de manière continue, régulière et permanente ;
- fournir l'électricité au moindre coût à tous les usagers.

Ceci supposerait la mise en place d'un mécanisme de financement, couplant subvention et crédit, au service de la politique nationale d'électrification et, notamment, il pourrait s'avérer indiqué d'ajouter un montant destiné à financer l'électrification en zone rurale dans les factures adressées aux usagers.

#### 2.5.4.2 Recours aux énergies renouvelables

Des zones rurales plus isolées pourraient avantageusement être desservies en électricité, que ce soit par une utilisation judicieuse de la biomasse, compatible avec les objectifs de développement durable, le recours à l'énergie solaire ou éolienne ou, lorsque viable, l'utilisation de la force hydraulique avec des mini ou des micros centrales, au prix d'un soutien de l'État s'il le faut.

Des politiques tarifaires incitatives et des mécanismes d'incitation pour la promotion des énergies renouvelables et de l'électrification rurale hors réseau seront alors requis.
Aussi, comme déjà souligné, il faudra accroître le rôle de l'ARSE de façon à ce qu'elle couvre les énergies renouvelables et l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité.

Aux fins de promouvoir le recours aux énergies renouvelables, il faudra probablement définir un ensemble approprié de principes tarifaires et de modalités d'application (rachat de l'électricité produite à partir de l'énergie considérée et autres approches), de régimes et d'incitations budgétaires et comptables, etc.

Il sera aussi avisé de promouvoir l'efficacité énergétique, plus particulièrement en ce qui concerne l'électricité, à l'aide de différents mécanismes d'incitation à l'appui des investissements et des opérations du secteur privé, et d'autres méthodes budgétaires en faveur des entités du secteur public.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

2.5.4.3 Accroître la participation du secteur privé

Les réseaux électriques sont composés d'éléments qui constituent de vrais monopoles naturels et d'autres éléments qui, eux, peuvent être concurrentiel. Les formes éventuelles de la participation du privé devront donc se conformer à cette bivalence.
La Loi 2000/012 Relative au Secteur de l'électricité permet la participation du secteur privé mais sous forme de concessions seulement, sauf en ce qui concerne les installations postérieures à l'entrée en vigueur de la Loi qui, elles, peuvent « *être cédées en pleine propriété à des personnes privées.* ». Donc, dans l'objectif d'accroître la participation du secteur privé, il faudrait amender la Loi pour permettre des formules de participations tels les montages BOOT accompagné d'un PPA avec ou sans « take or pay ».

Par ailleurs, la CEB reçoit sur l'ensemble des territoires du Togo et du Bénin, l'exclusivité d'exercer les activités de transport, d'importation, d'acheteur unique pour les besoins des deux États. Cette disposition du Code bénino-togolais de l'électricité est contraire aux engagements pris par les États Togolais et Béninois à travers le Protocole A/P4/1/03 sur l'énergie signé à Abuja le 28 mai 2003 par la Conférence des Chefs d'États de la CEDEAO.
Elle pourrait aussi être contraire à l'esprit, sinon à la lettre, de la Loi 2009-013 du 30 juin 2009 relative aux marchés publics et délégations de service public, laquelle met en place un cadre institutionnel qui repose sur le principe de la séparation des fonctions de passation, de contrôle et de régulation des marchés publics et délégations de service public.

Comme déjà signalé, il serait recommandé de supprimer la disposition du Code bénino-togolais faisant de la CEB l'acheteur unique, ce qui permettrait l'entrée sur le marché de producteurs indépendants d'électricité opérant au niveau national ou sous régional.

2.5.4.4 Établissement des tarifs et ajustements tarifaires

Jusqu'à il y a deux décennies, l'électricité a été considérée comme une ressource naturelle et stratégique dont le commerce devait être fortement encadré et réglementé par le législateur. Toutefois, depuis lors, dans les pays industrialisés, ce paradigme a été remplacé par un nouveau aux termes duquel l'électricité est désormais considérée comme un produit manufacturé. Ce produit peut dès lors être un objet de commerce entre des personnes physiques ou morales jouissant de pleine capacité. Il aussi être une source de retombées économiques importantes pour l'ensemble de l'économie.

Considérer l'électricité comme un produit manufacturé plutôt que comme une ressource stratégique en permet donc un commerce beaucoup plus libre et, on l'espère, plus lucratif.
Par ailleurs, ceci ne signifie pas qu'aucun contrôle ne doit être exercé sur ce commerce. Ça signifie seulement que le contrôle devra être exercé là où il est utile et nécessaire qu'il soit exercé!

Une politique transparente de tarification de l'électricité devra donc être mise en œuvre par l'ARSE en collaboration avec la CEET, et le cas échéant par d'éventuels opérateurs privés, dans certaines zones rurales. Cette réglementation devra être concentrée là où elle est vraiment nécessaire, c'est à dire sur la fixation des tarifs et conditions pour les usages « captifs » par les consommateurs « captifs », d'une part, et assurer qu'il n'y a pas de subventions croisées (« *cross-financing* ») au détriment de ces consommateurs « captifs », d'autre part.

L'ARSE devra aussi imposer l'obligation d'assurer une transparence des prix, notamment par la publication et la large diffusion des règlements tarifaires en vigueur.

Enfin, comme noté plus haut, bien que les tarifs d'électricité soient présentement fixés par l'Arrêté interministériel n°019/MME/MEF/MPR-PDAT/MCPSP du 26 novembre 2010 portant fixation des tarifs de vente de l'énergie électrique au Togo, on ne peut qu'en consulter un **résumé** sur le site du MME, à http://www.mme.tg/?page=complexe&idscat=69.


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

On ne peut le consulter intégralement ni sur le site du MME ni sur le site de l'ARSE. On ne peut non plus le trouver sur le site Lois, Règlements et Jurisprudence du Togo (à http://www.legitogo.gouv.tg/), la dernière version du Règlement tarifaire étant celle du 7 février 1984 (Arrêté interministériel 2/MTPMERH).

Un document de cette nature devrait être disponible dans son intégralité.

#### 2.5.4.5 Besoins d'assistance dans le contexte institutionnel

Il est recommandé que le Ministère de l'Énergie évalue les capacités et les ressources financières de sa Direction de la planification en vue de l'élaboration et de l'exécution du programme d'investissement mis en place par la Banque mondiale pour répondre aux objectifs de la politique et de la stratégie énergétiques, en particulier en matière d'élargissement de l'accès à l'énergie et de rattrapage du retard pris ces dernières années en matière d'investissement, et faire en sorte que le sous-secteur se développe en temps utile et au moindre coût.

Également, pour optimiser ses chances de mobilisation des financements nécessaires, exécuter son programme d'investissement dans les délais prévus et contrôler les risques de dégradation de la qualité des services, il est recommandé que le Togo, sous la conduite de son ministère en charge de l'électricité, s'attaque simultanément aux problèmes à court, moyen et long terme. Tout particulièrement il devra réévaluer et très probablement moderniser, son dispositif de PPP, en plus de préparer des contrats types et des textes d'application. Ces actions devraient être de nature à favoriser la venue des investisseurs, en levant les principaux obstacles institutionnels à l'investissement.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

# 3 INVENTAIRE ET DIAGNOSTIC DES RESEAUX EXISTANTS

SNC·LAVALIN





## ÉNERGIE

TRANSPORT ET DISTRIBUTION

# 3. INVENTAIRE ET DIAGNOSTIC DES RESEAUX EXISTANTS

La présente section a pour objectif de faire une mise à jour de l'inventaire des installations nationales et de porter un diagnostic quant à l'état et aux conditions d'exploitation actuels.

Les ouvrages décrits, dans les paragraphes qui suivent, ont été définis à partir des informations recueillies au cours de missions de collecte de données, effectuées, dans le cadre de projets menés par SNC-Lavalin au Togo, entre 2010 et 2012 au profit de la Communauté Électrique du Togo (CEB) ainsi qu'en 2013 au profit de la CEET, soient:

- du 26 juillet au 6 août 2010 dans le cadre du projet intitulé *Études de faisabilité, d'avant projet détaillé et élaboration du Dossier d'Appel d'Offres pour la ligne 161kV Kara-Mango-Dapaong et du poste de Sokodé* (marché No. 085/CEB/DG/ DED/DAP/SATS/2010) ;
- du 3 au 18 mai 2012, dans le cadre du projet intitulé *Etude de l'exploitation en bouclage du réseau Sud de la CEB* (marché No. 006/CEB/DG/DED/DAP/SAT /2012) ;
- du 15 juillet au 1 août 2013 dans le cadre du projet du *Plan Directeur du développement des infrastructures d'Energie Electrique du Togo* (marché No. 06/PRMP/DG/CEET/2013).

Au cours des missions de 2010 et 2012, avaient été visités tous les ouvrages relatifs aux moyens de production, de transport et de distribution nécessaires pour les études de faisabilité et de modifications/conceptions des lignes et des postes afférents. Au cours de la visite de 2013, les réunions tenues autant avec les cadres techniques de la CEET que ceux de la CEB, ont permis l'actualisation de certaines de ces données, avec pour buts :

- la mise à jour sommaire de l'inventaire des réseaux existants : centrales, lignes HT, lignes MT, postes de transformation HT/MT, etc. dans le but d'établir l'ossature du réseau électrique (réseau de référence) autour duquel une certaine électrification pourrait se développer;
- l'évaluation de la condition de l'équipement électrique en place et commentaires sur leur vie résiduelle;
- la caractérisation des taux de charge moyens à la pointe sur les départs MT et les postes MT/BT, la puissance moyenne installée, la longueur du réseau BT par abonné, le nombre d'abonnés par transformateur MT/BT, etc.

Les figures, données à la fin de la section, présentent, respectivement, le cheminement géographique du réseau de transport à haute tension de la CEB (voir Figure 3-4, page 3-19), le schéma synoptique du réseau interconnecté (voir Figure 3-5, page 3-20) de la CEB ainsi qu'une vue d'ensemble du système d'alimentation en énergie électrique du Togo (voir Figure 3-6, page 3-21).

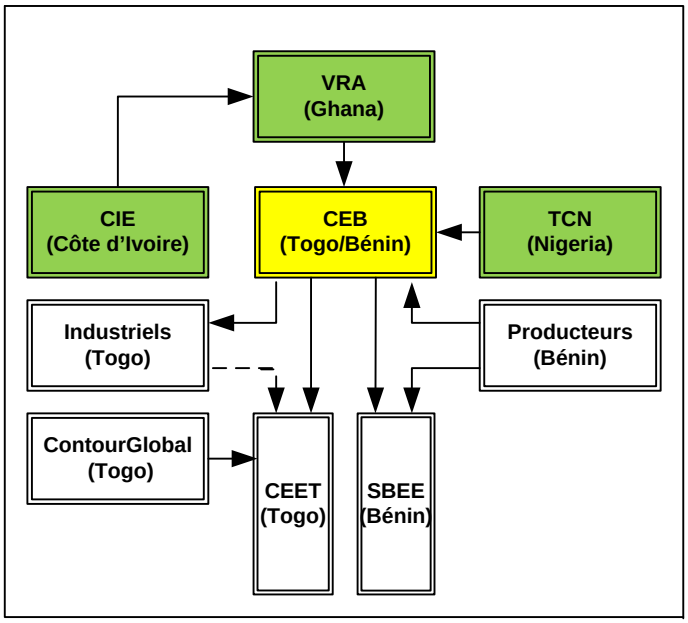
## 3.1 Réseau de production

La production et le transport d'énergie électrique au Togo sont sous la responsabilité de la Communauté Électrique du Bénin (CEB), une entité nationale bilatérale entre le Bénin et le Togo, dont le siège principal est au Togo. Les principaux réseaux de production-transport du Togo appartiennent à la CEB qui en assure leur développement et entretien.

Au niveau du Togo, le mode actuel d'approvisionnement en électricité est tel qu'illustré sur le schéma suivant.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Figure 3-1 : Mode d'approvisionnement**




L'énergie fournie au réseau togolais provient en majeure partie de la CEB et le restant de la production propre de la CEET à partir de ses centrales thermiques. La fourniture d'énergie par la CEB provient, quant à elle, des importations des pays limitrophes (Ghana, Nigéria, Côte d'Ivoire et marginalement du Niger) et de sa production propre grâce à la centrale de Nangbéto et des turbines à gaz de Lomé et Maria Gléta au Bénin.

Les tableaux qui suivent donnent le détail de la puissance installée, selon les parcs de production de la CEET et de la CEB. A cette capacité disponible pour satisfaire à la consommation en électricité du Togo, et dans le but d'éviter des délestages, le Togo peut faire appel à un complément de l'ordre de 50 à 70 MW à partir des importations de la CIE-VRA (50 MW en provenance de l'interconnexion Côte d'Ivoire/Ghana) et de la WACEM (20 MW) en ultime recours, cependant.

**Tableau 3-1: Parc de la CEET**

| Centrale | Puissance installée | | Puissance disponible | Date de mise en service | Combustible |
|---|---|---|---|---|---|
| | MVA | MW | | | |
| Lomé-Port | 6 x 18,5(*) | 100 | 90 | 2010 | Gaz naturel/ diesel/fuel lourd |
| | 14 x 1,2 | 14 | 14 | 2008 | Diesel |
| Lomé-Siège | 2 x 10 | 14.7 | 7 | 1979 | Diesel |
| Kara | | 16 | 4 | - | Diesel |
| Sokodé | | 4 | 1,5 | - | Diesel |
| Kpimé | 2x0,78 | 1,5 | 1,5 | 1963 | Hydro |

Note : (*) Exploités par la Société ContourGlobal Togo S.A.

**Tableau 3-2: Parc de la CEB**

| Centrale | Puissance installée | | Puissance disponible | Date de mise en service | Combustible |
|---|---|---|---|---|---|
| | MVA | MW | | | |
| Lomé-Port | 1 x 27,8 | 25 | 20 | 2008 | Gaz dual fuel (jet A1 et gaz naturel) |
| Maria Gléta | 1 x 27,8 | 25 | 20 | 2008 | Gaz dual fuel (jet A1 et gaz naturel) |
| | 2 x 11,1 | 20 | 20 | - | |
| | 6 x 11,1 | 60 | 60 | 2014 | |
| Nangbéto | 2 x 35 | 65 | 65 | 1987 | Hydro |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Tel qu'indiqué dans le tableau suivant, l'énergie appelée par le réseau du Togo a été principalement couverte, au cours des dernières années, par les importations effectuées de la CEB. Cette situation explique les problèmes de déficit récurrent que connait le pays en cas de défaillance d'une source d'importation.

**Tableau 3-3: Production (MWh) et appel de puissance de pointe (MW) – 2006-2012**

| Année | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Achats (MWh)** | **479 867** | **516 146** | **611 069** | **690 205** | **758 882** | **837 718** | **887 255** |
| Achat CEB | 479 363 | 515 587 | 610 466 | 689 657 | 710 531 | 769 709 | 677 389 |
| Achat IFG-Togo | 503 | 510 | 554 | 548 | 673 | 839 | 841 |
| Contour Global | - | - | - | - | 47 679 | 67 171 | 209 024 |
| Autres achats | - | 49 | 49 | - | - | - | - |
| **Production brute (MWh)** | **71 264** | **41 701** | **30 031** | **22 810** | **40 621** | **11 534** | **14 334** |
| **Achats + Production (MWh)** | **551 131** | **557 847** | **641 100** | **713 015** | **799 503** | **849 253** | **901 589** |
| **Puissance de pointe (MW)** | **78** | **99** | **111** | **118** | **130** | **140** | **163** |

Dans le passé, l'importation d'énergie électrique du Ghana, de la Côte d'Ivoire et du Nigéria représentait entre 65 et 70% des besoins en électricité du Togo. Suite à un déficit hydrologique, à l'absence ou au retard des programmes de construction de nouveaux moyens de production (projets régionaux de production, projet hydraulique d'Adjarala, Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest, etc.), et à l'augmentation du nombre de clients, la crise énergétique a frappé toute la région. D'autre part, la vétusté des moyens de production des sociétés d'électricité ajoutée à celle des réseaux de la compagnie nationale de distribution CEET entraîne de nombreux incidents avec coupure de la clientèle. Au Togo, l'énergie non-distribuée (END), en 2009, a atteint 'environ 70 GWh ce qui représentait plus de 10 % de l'énergie facturée par la CEET. Ceci constitue non seulement une importante perte de chiffre d'affaires pour la CEET, mais également un coût important pour l'économie togolaise. Il est à signaler, cependant, qu'avec l'arrivée de la production de ContourGlobal, la situation s'est notablement améliorée. En 2011 et 2012, l'END s'est établie à moins de 10 GWh.

Afin de diversifier les sources d'approvisionnement (risque hydrologique important pour les usines hydroélectriques du Mono, risque de rupture d'alimentation du gaz en provenance du Nigeria, risque de défaillance d'un des pays fournisseurs d'électricité : Côte d'Ivoire, Ghana et Nigeria), le Togo envisage la construction à moyen terme de centrales à charbon.

Début 2011, la capacité garantie de production pour satisfaire la consommation électrique du Togo est passée à 180 MW, grâce à l'arrivée des 100 MW de ContourGlobal en IPP à Lomé en 2010. En attendant le gaz naturel en provenance du Nigéria (transporté vers le Ghana en desservant le Bénin et le Togo) à travers le Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest, la centrale de ContourGlobal utilise comme combustible du fuel lourd (HFO). L'hydroélectricité est la deuxième source pour la production d'électricité dans le pays, et contribue à environ 18% de la capacité totale installée et dédiée au Togo.

Toutes les agglomérations du réseau Sud sont alimentées par le réseau de transport de la CEB. Les centrales de Kara et Sokodé alimentent le réseau interconnecté Nord. Les localités isolées sont alimentées par des groupes électrogènes, dont les puissances installées varient de 40 à 300 kVA, assurant une alimentation de 12 heures par jour. De façon générale, toutes ces centrales isolées sont dans un état vétuste et ne disposent pas de puissance garantie pour assurer une continuité de fonctionnement en cas d'avarie. Elles ne couvrent pas non plus la totalité des besoins de consommation des localités desservies.


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

## 3.2 Réseau de transport HT

Le réseau de transport à haute tension (voir Figure **3-4**, page 3-19 ) comprend des lignes à 161 kV ainsi que des lignes à 63 kV et 66 kV. Le réseau de transport à 330 kV, lorsque finalisé, interconnectera les réseaux du Nigeria, du Bénin, du Togo et du Ghana.

Actuellement, l'ossature du réseau interconnecté de transport est la ligne double terne à 161 kV qui part du poste Akossombo au Ghana pour aboutir à Sakété au Bénin. Une ligne de transport à 161 kV relie Momé Hagou à Nangbéto. De ce poste, sont issues deux (2) lignes à 161 kV, l'une alimentant Atakpamé et la région des plateaux au Togo et l'autre, de construction récente, alimentant Bohicon au Bénin et ayant permis le raccordement de la région du Zou au réseau interconnecté.

Les réseaux de transport à 63 et 66 kV qui se trouvent au Togo sont exploités par la Compagnie d'Énergie Électrique du Togo (CEET). Le réseau 63 kV issu de Momé Hagou alimente Tabligbo, Anfoin et Hahotoé (OTP) au Togo ainsi que Lokossa au Bénin. Le réseau 66 kV comprend les lignes servant à l'alimentation du poste Sokodé (région du Centre) à partir de Kara (région de Kara). Le réseau de transport à 63 kV qui se trouve au Bénin est exploité par la Société Béninoise d'Énergie Électrique (SBEE). Il comprend les lignes servant à l'alimentation du poste Ouando (Porto-Novo) à partir de Cotonou (Vêdoko) et du poste de Dassa (dans le nord du Zou) à partir de Bohicon.

La CEB est actuellement reliée au réseau TCN (Nigeria) par la ligne simple terne à 330 kV Ikeja-Sakété (70 km). Elle sera reliée au réseau VRA (Ghana) par la ligne à 330 kV Tema-Lomé C. Lorsque finalisée, l'interconnexion des réseaux de la VRA, de la CEB et de la TCN sera assurée par une ligne à 330 kV reliant Volta (Ghana) à Sakété (Bénin) via Lomé C (Togo). Sa longueur totale sera de l'ordre de 330 km.

## 3.3 Postes de transformation HT/MT

Actuellement, les deux (2) principaux postes d'alimentation de la CEB, du réseau interconnecté togolais, sont les postes 161 kV Momé Hagou et Nangébto. De ces postes partent les lignes de transport qui alimentent les principaux postes de transformation HT/MT raccordés au réseau interconnecté du Togo et situés à Lomé (Lomé Aflao et Lomé Port), Tabligbo, Hahotoé, Anfoin ainsi qu'Atakpamé et Kara dans le nord du pays.

Avec l'arrivée programmée de la ligne d'interconnexion à 330 kV, en provenance de Sakété au Bénin, il est aussi prévu la mise en service de 2 nouveaux postes sur le territoire togolais, à savoir le poste 330/161/20 kV Lomé C à Davié et le poste 161/20 kV de Légbassito.

### 3.3.1 Poste 161/63 kV de Momé Hagou

Le poste 161/63 kV de Momé Hagou est alimenté en coupure par la ligne à 161 kV en provenance d'Akossombo (Ghana) via Lomé. Ce poste est équipé de deux transformateurs de 50 MVA chacun alimentant un jeu de barres à 63 kV desquels partent les lignes à 63 kV alimentant Tabligbo, Anfoin et Hahotoé au Togo ainsi que Lokossa au Bénin. Le réseau à 63 kV de Hahotoé alimente de façon privée l'Office Togolais des Phosphates (OTP).

Momé Hagou est un poste qui a évolué avec le temps, depuis sa mise en service en 1979, deux travées 63 kV ont été installées en 1982 et le poste 161 kV avec deux jeux de barres implémentés en 1986.

Momé Hagou, est un poste stratégique qui fait le lien avec Lomé Aflao, Nangbéto et Maria Gléta (Bénin). Dans le cadre du projet, le remplacement des équipements vétustes est envisagé.


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

a) Schéma unifilaire

La barre 161 kV est arrangée en configuration double barre avec disjoncteur de couplage. Momé Hagou reçoit les lignes 161 kV L120 et L130 de Lomé Aflao, les lignes L220 et L230 de Maria Gléta ainsi que la ligne L410 de Nangbéto.

Les transformateurs de puissance 161/63 kV, 30/40/55 MVA TA et TB assurent présentement une redondance n-1 sans marge pour la croissance de la charge. Pour répondre à la croissance de la charge, la CEB a envisagé l'installation d'un troisième transformateur de puissance qui permettrait de garantir une puissance ferme de 110 MVA en condition n-1.

La Figure 3-7 (page 3-22) illustre le schéma unifilaire actuel du poste 161/63 kV Momé Hagou.

b) Appareillage

Au niveau de l'appareillage, les principales observations sont :

- les équipements installés en 1982 et 1986 se trouvent en bonnes conditions d'opération;
- les disjoncteurs CB150 et CB170 (ASEA) avec chambre de coupure à l'huile ont leur mécanisme d'opération bloqués, ce qui oblige le chargement du ressort de façon manuelle. L'état de ces disjoncteurs est douteux du point de vue performance;
- les transformateurs de puissance 161/63/20 kV ont été installés en 1979 et sont apparemment en bonne condition;
- l'appareillage 63 kV se trouve aussi dans une condition d'exploitation acceptable; cependant des pièces de rechange doivent être disponibles pour le remplacement des composants en panne.

c) Commande et protection

Au niveau commande et protection, les principales observations concernent les relais de protection qui sont de technologie analogique et fonctionnels. Cependant, dans le cadre d'un projet en cours à la CEB, une analyse sera effectuée pour déterminer l'installation de nouveaux relais différentiels de ligne en utilisant la fibre optique.

d) Équipements CEET

Au poste Momé Hagou, il n'y a aucune installation propre à la CEET. Les lignes 63 kV Anfoin, OTP et Cimao alimentent des postes industriels.

e) Travaux en cours ou projetés par la CEB

Le schéma unifilaire présenté à la Figure 3-8 (page 3-23) illustre l'agencement futur du poste 161/63 kV Momé Hagou suite aux travaux, en cours ou projetés par la CEB, pour la mise à niveau de ce poste.

### 3.3.2 Poste 10,3/166 kV de Nangbéto

La centrale hydroélectrique de Nangbéto, située dans la région des Plateaux à l'est d'Atakpamé, est équipée de deux (2) groupes de 35 MVA. Chacun de ces groupes est raccordé au réseau interconnecté par un transformateur élévateur de 35,5 MVA. De ce poste sont issues les lignes à 161 kV alimentant les postes Bohicon au Bénin et Atakpamé au Togo.

Le poste ainsi que la centrale hydroélectrique de Nangbéto ont été mis en service en 1987. Ce poste est en bon état et bien entretenu.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

a) Schéma unifilaire

La barre 161 kV est arrangée en configuration double barre avec disjoncteur de couplage. Nangbéto reçoit les lignes 161 kV simple circuit d'Atakpamé (L420), Momé Hagou (L410) et Bohicon (L430) au Bénin. A la Figure 3-9 (page 3-24) est illustré le schéma unifilaire du poste d'évacuation à 161 kV de la centrale Nangbéto.

b) Appareillage

L'appareillage HT du poste est en bon état, et actuellement aucun équipement n'est à remplacer. Les seuls problèmes concernent essentiellement ceux relatifs aux moteurs des mécanismes d'opération qui sont en panne.

c) Commande et protection

Au niveau commande et protection, les principales observations sont :

- les relais de protection sont de technologie analogique et sont fonctionnels. Une analyse devra être effectuée pour déterminer l'installation de nouveaux relais différentiels de ligne en utilisant la fibre optique;
- les protections d'alternateurs ne seront pas remplacées.

d) Équipements CEET

Au poste Nangbéto, il n'y a aucune installation propre à la CEET.

e) Travaux en cours ou projetés par la CEB

Ce poste est en bon état et ne nécessite aucun travail majeur de mise à niveau.

### 3.3.3 Poste 161/20 kV Lomé-Aflao

Le poste 161/20 kV Lomé Aflao, alimenté en coupure, est le plus important poste haute tension du Togo. En effet, c'est le poste où transitent les principales lignes à 161 kV alimentant le réseau interconnecté du Togo et du Bénin, c'est-à-dire les arrivées des lignes d'interconnexion avec le Ghana et les départs des lignes d'interconnexion avec le Bénin.

La construction du poste 161/20 kV Lomé Aflao date de l'année 1973. En 1985 ainsi qu'en 2005, plusieurs équipements ont été remplacés et certaines travées ajoutées. Il s'agit d'un poste extérieur à isolement dans l'air avec jeux de barres 161 kV en boucle :

- quatre travées de ligne 161 kV, Akossombo (L100 et L110), Momé Hagou (L120 et L130) et Lomé Port (L140 et L150); et
- trois travées de transformateur 161/20 kV.

a) Schéma unifilaire

Le schéma unifilaire du poste actuel 161/20 kV de Lomé Aflao est illustré à la Figure **3-10** (page 3-25).

La configuration de la barre 161 kV est en boucle, ce qui permet de maintenir la continuité de service, même en cas de panne d'un disjoncteur ou d'un sectionneur.

Le poste 161/20 kV est équipé de deux transformateurs de 50 MVA (T1 et T2) ainsi que d'un transformateur de 35 MVA (T3) chacun alimentant un jeu de barres à 20 kV (situés au poste Lomé A) desquels partent les départs vers le réseau de distribution de Lomé et de sa


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

périphérie (Zone A). Les transformateurs de puissance 161/20 kV assurent une redondance n-1, deux sur trois unités totalisant une puissance disponible de 85 MVA.

La charge actuelle du réseau de distribution de la CEET est de l'ordre de 80 MVA, donc une très faible marge de puissance est disponible; cependant, avec la construction du nouveau poste 161/20 kV de Légbasito (voir Figure 3-5, page 3-20 et Figure 3-16 page 3-31), une partie de la charge de distribution sera transférée vers ce poste ce qui devrait permettre de réduire la demande à Lomé Aflao pour un certain nombre d'années; dans l'immédiat il n'est pas besoin d'augmenter la capacité de transformation du poste 161/20 kV Lomé Aflao.

L'appareillage 20 kV installé dans le poste Lomé Aflao de la CEB, a été originalement conçu pour faire de la distribution primaire. Suite à la séparation des installations entre la CEET et la CEB, cet appareillage n'est plus nécessaire dans sa configuration actuelle.

b) Appareillage

Au niveau de l'appareillage, les principales observations sont :

- disjoncteurs à grand volume d'huile avec mécanisme d'opération hydraulique : en plus de problèmes chroniques de fuite d'huile et de manque de pièces de rechange, ce type d'appareillage ne répond plus aux exigences d'exploitation et de fiabilité;
- deux disjoncteurs SF6 doivent être remplacés à cause des problèmes liés au système d'opération pneumatique, le manque de pièces de rechange ainsi que l'état douteux de ces appareils;
- l'appareillage 20 kV du côté CEB, nécessite d'être réaménagé pour améliorer la fiabilité du poste. Certains équipements ont été enlevés, le schéma est complexe et doublement redondant en termes de permutation de barres;
- le transformateur actuel 161/20 kV T3 (35 MVA) est prévu être remplacé pour une unité de 30/40/50 MVA.

c) Commande et protection

Au niveau commande et protection, les principales observations sont :

- l'opération à partir du centre de conduite fonctionne partiellement, l'exploitation du poste se fait depuis le panneau synoptique localisé dans la salle de commande et par opération locale manuelle;
- certaines protections de ligne et de transformateurs ont été remplacées, les relais électromécaniques de ligne et transformateurs 161 kV, encore en place, devront aussi être remplacés;
- les protections défaillantes des départs 20 kV ainsi que celles du côté 20 kV des transformateurs de puissance doivent être remplacées;
- des problèmes d'opération des protections de maximum de courant des transformateurs et des déclenchements intempestifs dus à la capacité du transformateur T3 sont fréquents.

d) Équipements du poste CEET

Au niveau des équipements du poste CEET, les principales observations sont :

- l'appareillage 20 kV de la CEET a de nombreuses déficiences, tels que le manque de pièces de rechange (plusieurs disjoncteurs sont hors-service);
- les relais de protection analogiques, sans temps inverse avec élément de maximum de courant de phase et homopolaire sans élément instantané, ne semblent plus adéquats;
- protection non sélective – lors de défauts phase-terre sur le réseau de distribution 20 kV, les protections de départ de ligne n'opèrent pas correctement, certains types de


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

défauts vont même déclencher le disjoncteur d'arrivée 20 kV et dans certains cas, le disjoncteur 161 kV du transformateur de puissance. Une analyse plus approfondie devrait permettre d'identifier si le problème est à attribuer au matériel ou au réglage des relais de protection.

e) Travaux en cours, projetés et/ou identifiés

Le schéma unifilaire présenté à la Figure 3-11, page 3-26 illustre l'agencement futur du poste 161/20 kV Lomé Aflao suite aux travaux en cours, projetés et/ou identifiés, notamment par SNC-Lavalin dans le cadre du projet d'exploitation en bouclage du réseau sud de la CEB. Le nouveau schéma unifilaire proposé consiste à disposer d'un minimum d'appareillage de manœuvre, dans la cour de la CEB, de manière à simplifier le mode d'opération et augmenter la fiabilité.

Au niveau des installations de la CEET (Lomé A), les travaux concernent le démantèlement et réaménagement de l'appareillage 20 kV ainsi que la récupération de l'appareillage de la Rame 2 pour servir comme pièces de rechange pour l'appareillage de la Rame 1 et la Rame 3.

### 3.3.4 Poste 161/20 kV Lomé Port

Le poste 161/20 kV Lomé Port est raccordé, en dérivation, au poste Lomé Aflao à partir d'une ligne double terne issue de ce dernier. Ce poste 161/20 kV est équipé de deux transformateurs (1x25 MVA+1x35 MVA) qui alimentent la zone B de la ville de Lomé (Lomé B).

La construction du poste 161/20 kV Lomé Port date de l'année 1979. En 2005, 2009 ainsi qu'en 2010, plusieurs équipements ont été remplacés et certaines travées ajoutées.

a) Schéma unifilaire

Le schéma unifilaire actuel du poste 161/20 kV de Lomé Port est illustré sur la Figure **3-12**, page 3-27. Ce poste extérieur, à isolement dans l'air en configuration à double barre, comprend :

- deux travées de ligne 161 kV (L140 et L150) pour le raccordement avec Lomé Aflao;
- deux travées de transformateur (T5 et T6) 161/20 kV pour l'alimentation du poste de distribution de la CEET;
- deux travées de transformateur (T1 et T2) pour le branchement de deux turbines à gaz appartenant à l'IPP Contour Global;
- trois travées de transformateur (T4 T9 et T10) qui sont hors service;
- une travée de transformateur (T12) pour le branchement d'une turbine à gaz appartenant à la CEB; ainsi
- qu'une travée de couplage.

Les transformateurs de puissance 161/20 kV T5 et T6 sont de 25 et 35 MVA de capacité respectivement. Étant donné que la charge de la CEET dépasse la puissance du plus petit transformateur, soit 25 MVA, les deux transformateurs T5 et T6 n'assurent pas une redondance n-1.

Pour la distribution de la CEET, le poste 161/20 kV est équipé de deux transformateurs de 25-35 et 20-25 MVA (T5 et T6 respectivement) chacun alimentant un jeu de barres à 20 kV de l'appareillage sous enveloppe métallique de la CEET, desquelles sont issues les départs vers le réseau de distribution de Lomé et de sa périphérie.

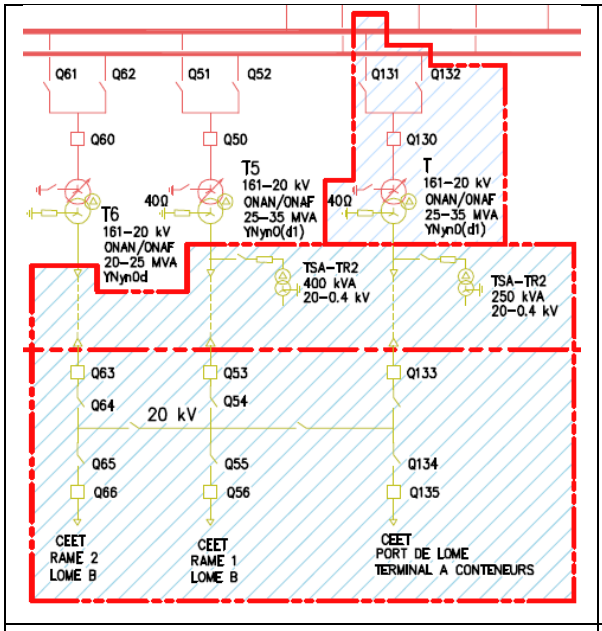
Les transformateurs T5 et T6, alimentant la zone B de la ville de Lomé, sont directement raccordés au poste 20 kV de la CEET sans éléments intermédiaires de coupure et de


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

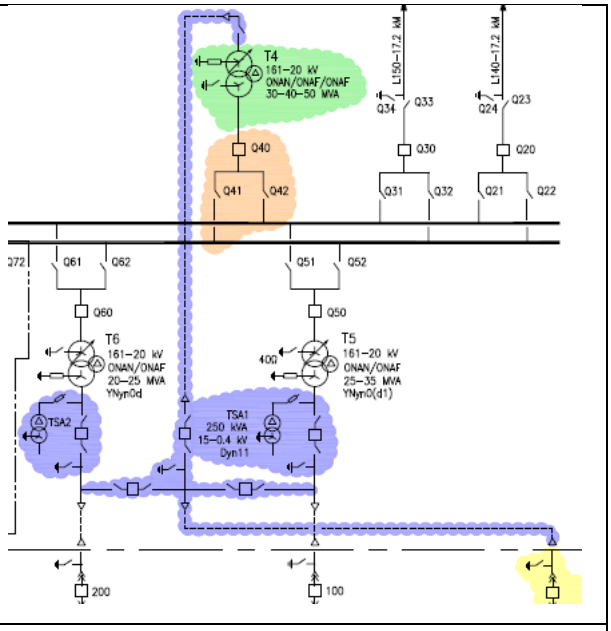
protection. L'alimentation des services auxiliaires du poste de la CEB se fait à partir du poste 20 kV de la CEET. Dans le cadre du projet, les circuits de départ 20 kV des transformateurs T5 et T6 seront équipés avec des éléments de coupure ainsi que de nouveaux transformateurs de services auxiliaires, pour que le poste de la CEB fonctionne de façon autonome.

Dans le cadre des projets de la CEB, il est prévu l'installation d'un nouveau transformateur de puissance 161/20 kV de 35 MVA pour l'alimentation du nouveau terminal du port de Lomé. L'agencement, actuellement, retenu par la CEB pour accommoder l'installation de ce dernier nécessite l'ajout d'une travée supplémentaire. Par contre, l'éventuel démantèlement du transformateur hors service T4 (configuration suggérée par SNC Lavalin) permettrait l'installation du nouveau transformateur sur la même fondation. Dans ce contexte, l'appareillage de coupure 161 kV, en place, devra aussi être remplacé dans sa totalité (sectionneurs 161 kV d'aiguillage Q41 et Q42 ainsi que disjoncteur 161 kV Q40). Le schéma qui suit illustre les configurations en question.

**Figure 3-2 : Poste Lomé Port – Configurations d'installation**




Configuration CEB




Configuration suggérée par SNC-Lavalin

Il est à noter que quelque soit la configuration retenue, étant donné les contraintes d'alimentation existantes avec les transformateurs T5 et T6 et celles du nouveau terminal du port de Lomé, la taille du nouveau transformateur, sa tension de court court-circuit ainsi que son mode d'opération en parallèle (2 ou 3) devront être choisis pour répondre aux problèmes de redondance et limiter le courant de court circuit, côté 20 kV, à au plus 25 kA (toutes contributions au défaut, en provenance d'autres équipements, incluses).

b) Appareillage

Au niveau appareillage, la principale observation concerne les transformateurs 161/20kV T5 (35 MVA) et T6 (25 MVA) qui alimentent la zone B de la ville de Lomé (Lomé B) et qui sont directement raccordés au poste 20 kV de la CEET sans protection et sans éléments intermédiaires de coupure. La CEB envisage d'installer de nouveaux disjoncteurs sur les deux artères de départ 20 kV qui alimentent le poste de distribution de la CEET.

c) Commande et protection

Au niveau commande et protection, les principales observations sont :


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- le centre de conduite de Lomé n'a aucun contrôle sur le poste Lomé Port. Les opérations de routine sont effectuées par l'opérateur local en suivant les instructions du centre de conduite;
- certaines protections de ligne et de transformateurs ont été remplacées, les anciens relais électromécaniques de ligne et transformateurs 161 kV, encore en place, devront être remplacés.

d) Équipements du poste CEET

Au niveau des équipements du poste CEET, les principales observations sont :

- les relais de protection analogiques, sans temps inverse avec élément de maximum de courant de phase et homopolaire sans élément instantané, ne semblent plus adéquats;
- protection non sélective – lors de défauts phase terre sur le réseau de distribution 20 kV, les protections de départ de ligne n'opèrent correctement, certains types de défaut vont même déclencher le disjoncteur d'arrivé 20 kV et dans certains cas, le disjoncteur 161 kV du transformateur de puissance. Une analyse plus approfondie devrait permettre d'identifier si le problème est à attribuer au matériel ou au réglage des relais de protection;
- l'alimentation c.a. des auxiliaires du poste se fait à partir du poste 20 kV de la CEET au lieu d'être autonome;
- les travées T4, T9 et T10 sont hors service, les équipements des disjoncteurs sont dysfonctionnels et les sectionneurs nécessitent des réparations de remise en état. En cas en réutilisation future de ces travées, des travaux de remise en état devront être effectués;
- les travées T5 et T6 sont destinées à l'alimentation du poste de distribution de la CEET; les équipements sont relativement en bonne condition d'opération.
- le consignateur d'état devant enregistrer l'état instantané du poste, aux fins d'exploitation et de sécurité, n'est pas installé;
- l'armoire de synchronisation équipée de synchroscopes pour la gestion des opérations de couplage de l'ensemble du poste (aiguillage de tension à coupler, permission d'enclenchement, affichage des tensions à coupler, couplage de tension, etc.) n'est plus opérationnelle;
- la protection différentielle du transformateur 161/20 kV T6 (25 MVA) n'est plus opérationnelle;
- la tranche comptage 20 kV pour les transformateurs T5 et T6 se situent dans le poste 20 kV de la CEET.

e) Travaux

Le schéma unifilaire présenté à la Figure **3-13** (page 3-28) illustre l'agencement futur du poste 161/20 kV Lomé Port suite aux travaux en cours, projetés et/ou identifiés, notamment par SNC-Lavalin dans le cadre du projet d'exploitation en bouclage du réseau sud de la CEB dont :

- Le démantèlement du transformateur T4 existant et de ces équipements associés;
- afin d'assurer les contraintes d'alimentation du nouveau terminal du Port de Lomé, il est prévu la fourniture et l'installation d'un nouveau transformateur de puissance 161/20kV T4 (30/40/50 MVA). La configuration pour le poste Lomé Port, telle qu'indiquée sur la Figure 3-13 préconise l'installation d'un transformateur (30/40/50 MVA) en lieu et place du transformateur existant T4 qui est hors service. Contrairement à l'option CEB, dans cet agencement, l'ajout d'une travée supplémentaire pour accommoder le nouveau transformateur n'est pas nécessaire.


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

- installation des éléments de coupure et de transfert sur les circuits 20 kV des transformateurs T5 et T6 qui comprendra l'installation d'un disjoncteur et de deux sectionneurs d'isolement;
- installation de deux transformateurs de services auxiliaires de 250 kVA chacun, incluant ces sectionneurs-fusible et le raccordement par câble isolé;
- installation de l'appareillage sous enveloppe métallique 20 kV Rame 4 dans le poste de la CEET.

### 3.3.5 Poste 330/161 kV de Lomé C

Dans le cadre du projet d'interconnexion à 330 kV, il est prévu de construire à Davié (site situé à 30 km à l'extérieur de la ville de Lomé) un nouveau poste 330/161 kV qui permettra d'assurer le raccordement de la nouvelle ligne à 330 kV au réseau de Lomé. Ce poste (Lomé C), alimenté en coupure d'artère à partir de la ligne 330 kV Sakété (Bénin)-Volta (Ghana) sera construit avec une configuration à double jeu de barres et sera équipé, initialement, avec un seul transformateur 330/161/20 kV de 200 MVA. Ce poste sera aussi raccordé, en coupure d'artère, à la ligne 161 kV double terne existante entre Momé Hagou et Lomé Aflao.

Le schéma synoptique du réseau interconnecté, tel qu'illustré à la Figure 3-5 (page 3-20) ainsi que le schéma unifilaire du réseau 161 kV Lomé-Atakpamé, montré à la Figure 3-14 (page 3-29), indiquent la localisation relative de ce poste ainsi que la façon dont il sera inclus au réseau de transport existant et futur. Le schéma unifilaire prévu pour le nouveau poste 330/161 kV de Lomé C est illustré sur la Figure 3-15 (page 3-30).

Dans ce nouveau poste, il n'est prévu aucune installation propre à la CEET.

### 3.3.6 Poste 161/20 kV de Légbassito

Avec l'arrivée programmée de la ligne d'interconnexion à 330 kV, en provenance de Sakété au Bénin, il est aussi prévu de construire à Légbassito, situé à 16 km du poste Lomé C, un nouveau poste 161/20 kV. Ce poste, alimenté en antenne par une ligne double terne 161 kV à partir de Lomé C, sera construit avec une configuration à double jeu de barres et sera équipé, en phase initiale, d'un seul transformateur 161/20 kV de 50 MVA qui alimentera 2 travées de lignes 20 kV.

Le schéma synoptique du réseau interconnecté, tel qu'illustré à la Figure 3-5 (page 3-20) ainsi que le schéma unifilaire du réseau 161 kV Lomé-Atakpamé, montré à la Figure 3-14 (page 3-29), indiquent la localisation relative de ce poste ainsi que la façon dont il sera inclus au réseau de transport existant et futur. Le schéma unifilaire prévu pour le nouveau poste 161/20 kV de Légbassito est illustré sur la Figure 3-16 (page 3-31).

Dans ce nouveau poste, il est prévu la construction d'une installation propre à la CEET et qui abritera de l'équipement 20 kV (cellules sous enveloppe métallique destinées au réseau de distribution). Cette nouvelle installation permettra le transfert et la reprise d'une partie de la charge, actuellement alimentée à partir du poste 161/20 kV Lomé Aflao.

### 3.3.7 Poste 161/20/34,5 kV Atakpamé

Le poste Atakpamé est alimenté à partir de Nangbéto par une ligne monoterne 161 kV. Ce poste est équipé d'un transformateur 161/20 kV de 12,5 MVA, de cellules de distribution à 20 kV et 33 kV.

Le schéma unifilaire du poste 161/20/34,5 kV d'Atakpamé est illustré sur la Figure 3-17 (page 3-32).


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

### 3.3.8 Poste 161/66/20 kV Sokodé

Le nouveau poste Sokodé 161/66/20 kV, avec une configuration à double jeu de barres, sera équipé de deux travées d'autotransformateurs 161/66/20 kV de 20/20/7 MVA. La ligne 66 kV Sokodé - Kara existante ainsi que celle à 161 kV Atakpamé-Kara seront interrompues afin d'insérer, en coupure d'artère, le nouveau poste Sokodé. Une ligne 20 kV double circuit, d'environ 6 km, est également prévue être implantée afin d'assurer le raccordement à la Centrale Sokodé (4 MW).

Le schéma synoptique du réseau interconnecté, tel qu'illustré à la Figure 3-5 (page 3-20) ainsi que le schéma unifilaire du réseau 161 kV Sokodé-Dapaong, montré à la Figure 3-18 (page 3-33), indiquent la localisation relative de ce poste ainsi que la façon dont il sera inclus au réseau de transport existant et futur. Le schéma unifilaire prévu pour l'extension du poste 161/66/20 kV de Sokodé est illustré sur la Figure 3-19 (page 3-34).

### 3.3.9 Poste 161/20/34,5 kV Kara

Le poste Kara existant, en opération depuis 2007, est configuré à simple jeu de barres et est alimenté, à partir d'Atakpamé, par une ligne monoterne 161 kV. Ce poste est actuellement équipé de deux transformateurs 161/20/34,5 kV de 20/16/7 MVA. Deux arrangements 34,5 kV, à simple jeu de barres, assurent la distribution par câbles de garde isolés le long des lignes 161 kV vers les postes Djougou/Parakou et Sokodé. Ce poste sert aussi à évacuer la production de la Centrale Kara (16 MW).

Dans le cadre du programme de renforcement et d'extension du réseau de la CEB dans la région nord du Togo, il est prévu l'installation d'un second jeu de barres ainsi que l'ajout d'une travée de ligne 161 kV pour alimenter le poste Mango. La nouvelle ligne 161 kV issue de Kara et prévue jusqu'à Dapaong sera équipée de câbles de garde isolés fonctionnant en 34.5 kV pour l'électrification rurale.

Le schéma synoptique du réseau interconnecté, tel qu'illustré à la Figure 3-5 (page 3-20) ainsi que le schéma unifilaire du réseau 161 kV Sokodé-Dapaong, montré à la Figure 3-18 (page 3-33), indiquent la localisation relative de ce poste ainsi que la façon dont il est inclus au réseau de transport existant et futur. Le schéma unifilaire prévu pour l'extension du poste 161/20/34,5 kV de Kara est illustré sur la Figure 3-20 (page 3-35).

### 3.3.10 Poste 161/20 kV Mango

Dans le cadre du programme de renforcement et d'extension du réseau de la CEB dans la région nord du Togo, le poste Mango sera construit avec une configuration à double jeu de barres. Il sera alimenté à 161 kV à partir de la ligne en provenance de Kara et équipé de deux transformateurs 161/20 kV de 16/20 MVA chacun qui alimenteront deux travées de lignes 20 kV. Ce poste sert aussi à évacuer la production de la Centrale Mango (750 kW).

Le schéma synoptique du réseau interconnecté, tel qu'illustré à la Figure 3-5 (page 3-20) ainsi que le schéma unifilaire du réseau 161 kV Sokodé-Dapaong, montré à la Figure 3-18 (page 3-33), indiquent la localisation relative de ce poste ainsi que la façon dont il sera inclus au réseau de transport existant et futur.

Le schéma unifilaire prévu pour le poste 161/20 kV de Mango est illustré sur la Figure Figure 3-21 (page 3-36).

### 3.3.11 Poste 161/20/34.5 kV Dapaong

Le poste actuel de Dapaong est un poste 34,5/20/5,5 kV alimenté à partir du réseau ghanéen au travers d'une ligne 161 kV opérée à 34,5 kV. Ce poste comporte une travée 20 kV alimentée par un transformateur de 5 MVA.


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

Dans le cadre du programme de renforcement et d'extension du réseau de la CEB dans la région nord du Togo, il est prévu la construction d'un nouveau poste. Ce nouveau poste sera construit avec une configuration à double jeu de barres. Il sera alimenté à 161 kV à partir de la ligne en provenance de Mango et sera équipé de deux travées de transformateurs de puissance 161/22/34,5 kV de 20/20/7 MVA.

Le schéma synoptique du réseau interconnecté, tel qu'illustré à la Figure 3-5 (page 3-20) ainsi que le schéma unifilaire du réseau 161 kV Sokodé-Dapaong, montré à la Figure 3-18 (page 3-33), indiquent la localisation relative de ce poste ainsi que la façon dont il sera inclus au réseau de transport existant et futur.

Le schéma unifilaire prévu pour le nouveau poste 161/20/34,5 kV de Dapaong est illustré sur la Figure 3-22 (page 3-37).

### 3.3.12 Poste 63/20 kV Tagligbo

Ce poste, alimenté à partir d'une ligne provenant du poste Momé Hagou, alimente la ville de Tabligbo ainsi que l'usine WACEM (cimenterie) au travers de deux transformateurs de 35 MVA chacun.

### 3.3.13 Poste 63/20 kV Anfoin

Ce poste, en exploitation depuis 1982, est alimenté à partir d'une ligne 63 kV en provenance du poste Momé Hagou. De ce poste, partiellement réhabilité en 2002 et 2009, sont issus des départs 20 kV qui alimentent, au travers d'un transformateur 63/20 kV de 16,6 MVA, les localités de Vogan et Aného au Togo et d'Hilla Condji située au Bénin.

Dans le cadre du projet de renforcement et de fiabilisation du réseau de transport de la CEB, il est envisagé la modification du poste avec une configuration à double jeu de barres 63 kV, la fourniture et l'installation d'une nouvelle travée de ligne 63 kV, l'installation d'un second transformateur 63/20 kV de 16 MVA et la construction d'un nouveau bâtiment de commande.

## 3.4 Réseaux de distribution MT et BT

Le système de distribution de l'énergie électrique de la CEET compte 2 principaux réseaux interconnectés Sud et Nord. Le tableau qui suit indique, pour l'année 2012, le nombre de postes MT ainsi que la longueur des lignes de distribution aux niveaux des réseaux d'alimentation du pays.

**Tableau 3-4: Réseau de distribution MT et BT**

| Réseau | Postes MT/BT | Lignes MT (km) | Lignes BT (km) |
|---|---|---|---|
| Lomé | 690 | 623,83 | 1 984,22 |
| Sud | 314 | 674,53 | 855,03 |
| Nord | 270 | 749,62 | 979,23 |
| **Total** | **1 274** | **2 047,98** | **3 818,48** |

Source : Statistiques CEET - 2012

Les tensions actuellement utilisées sur le réseau MT togolais sont le 20 kV, 33 kV et 34,5 kV. La tension 20 kV est destinée essentiellement à la distribution MT urbaine, la tension 33 kV sert principalement de liaisons interurbaines tandis que le 34,5 kV est la tension de distribution issue de l'alimentation par câble de garde des lignes HT.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Le réseau de distribution MT de la CEET est érigé en technique aérienne et souterraine. Outre à Lomé, la majeure partie de celui-ci est aérien.

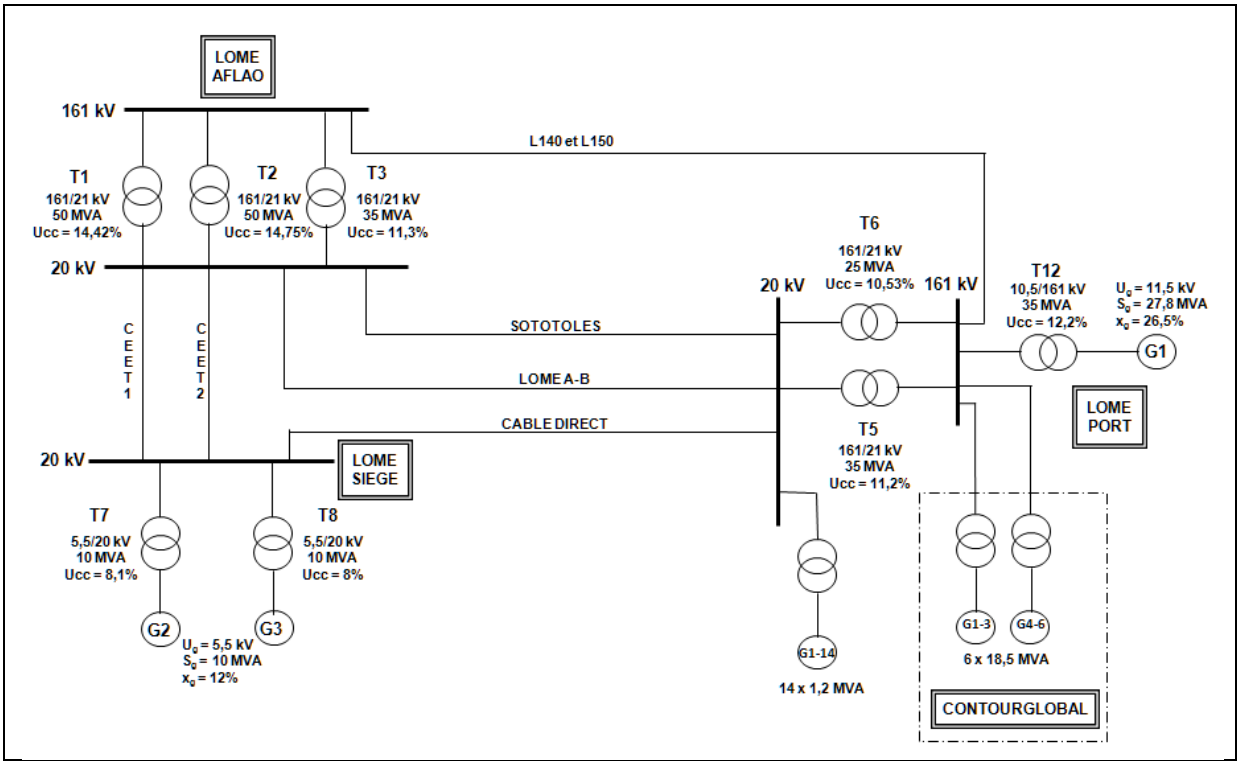
Le réseau BT de distribution est construit en câble torsadé en aérien monté sur des poteaux métalliques, béton et bois. La majorité des supports en bois ne sont pas traités et vétustes. Étant donné, l'augmentation des branchements et l'extension excessive de la longueur du réseau BT, les surcharges des transformateurs et les chutes de tension sont importantes.

Les postes MT/BT sont du type en cabine à Lomé et dans les principales villes du pays. Dans la périphérie des grandes villes et dans les autres localités, les postes MT/BT sont du type H61 (aérien).

### 3.4.1 Réseau de distribution de Lomé

Le réseau de distribution de la ville de Lomé, en majeure partie souterrain, est alimenté en 20 kV. Il comprend deux (2) postes source (Lomé A et Lomé B) ainsi qu'un poste de transit (Lomé Siège). La figure qui suit indique schématiquement le raccordement de ces postes sources.

**Figure 3-3 : Réseau de distribution de Lomé**




Le poste source Lomé A de la CEET est un poste de distribution 20 kV directement alimenté par le poste Lomé Aflao de la CEB (voir Figure 3-10, page 3-25). Il comprend 17 départs MT, dont 14 souterrains, répartis sur 3 rames. La longueur du réseau MT issu du poste totalise environ 410 km. Le poste Lomé A est raccordé au poste Lomé B et au poste Lomé Siège au travers de câbles dédiés.

Le poste Lomé B est un poste de distribution 20 kV directement alimenté par le poste Lomé Port de la CEB (voir Figure 3-12, page 3-27). Il comprend 12 départs MT, dont 10 souterrains, répartis sur 2 rames. La longueur du réseau MT issu du poste totalise environ 125 km. Le poste Lomé B est raccordé au poste Lomé B et au poste Lomé Siège au travers de câbles dédiés.

Le poste Lomé Siège (voir Figure 3-23, page 3-38) est un poste de transit 20 kV qui redistribue l'énergie reçue des postes Lomé A et Lomé B et qui, au travers d'un poste de


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

concession, dessert le siège de la CEET. Ce poste dispose de 2 groupes, de 10 MVA chacun, pouvant débiter directement sur le réseau 20 kV de Lomé afin de satisfaire le demande aux heures de pointe. Il comprend 8 départs MT répartis sur 2 rames.

Le détail du schéma d'exploitation du réseau de distribution de Lomé est illustré à la Figure 3-24 (page 3-39).

### 3.4.2 Taux d'électrification

Le tableau qui suit, donne par région, le taux d'accès à l'électricité tel qu'observé en 2012. Au niveau du pays ce taux est estimé être l'ordre de 26,3%.

**Tableau 3-5: Taux d'électrification - Année 2012**

| Région | Population | Abonnés | Taux d'électrification |
|---|---|---|---|
| Centrale | 653 464 | 10 502 | 12,9% |
| Kara | 814 294 | 15,483 | 15,2% |
| Maritime | 2 749 729 | 161 935 | 47,1% |
| Plateaux | 1 454 384 | 18 670 | 10,3% |
| Savanes | 875 935 | 8 371 | 7,7% |
| **Pays** | **6 547 806** | **214 961** | **26,3%** |

Source : Statistiques CEET - 2013

Le taux d'électrification de Lomé et de sa zone périurbaine, durant la même période, est estimé être de l'ordre de 70%.

## 3.5 Projets d'énergie électrique au Togo

Les paragraphes qui suivent répertorient les projets d'énergie électrique actuellement en cours ou envisagés, dans le domaine du développement des infrastructures et de l'électrification. Ces projets sont sous la houlette des trois principaux acteurs publics du secteur de l'électricité au Togo, à savoir le MME, la CEET et la CEB.

### 3.5.1 Projets CEET

Le répertoire des projets, sous la direction de la CEET, a été principalement puisé du dernier Rapport annuel de la CEET (année 2012) et qui date de juin 2013. Depuis, les informations fournies ici peuvent avoir été l'objet de changements — notamment en termes de leur stade d'avancement—, de même que d'autres projets se sont possiblement ajoutés à la liste. Les informations relatives à chaque projet comprennent :

- la référence : cette information fait référence à la source de financement du projet ;
- la désignation indique l'intitulé du projet ;
- l'investissement planifié (montant en millions de FCFA) ; et
- l'état d'avancement du projet : l'état d'avancement varie du stade de DAO/APD au stade d'exécution physique du projet en pourcentage (%).


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 3-6 : CEET – Liste des projets d'énergie électrique en cours**

| Référence | Désignation | Montant (MFCFA) | Etat d'avancement |
|---|---|---|---|
| BOAD3 | Réhabilitation des postes sources de Kara et de Sokodé | 1 141 | Marché signé le 04 avril 2011 pour le poste de Kara. Marché signé le 23 mars 2012 pour le poste de Sokodé. Avancement physique 70%. |
| BOAD4 | Construction de la centrale de Dapaong | 610 | DAO lancé en décembre 2011. Dépôt des offres a le 15/02/2012. Rapport d'analyse de ces offres transmis le 24 mai 2012 à la Banque BOAD pour avis de non objection. Avis de non objection de la banque transmis le 20/08/2012. Marchés signés en décembre 2012. Avancement physique 40%. |
| BOAD5 | Raccordement de nouveaux abonnés à Lomé | 5 499 | Cette composante a démarré en 2010 à la suite de la livraison du matériel de branchement. La CEET n'a pas attendu la réalisation de BOAD2 avant de commencer BOAD5. Avancement physique 75%. |
| BIDC1 | Réhabilitation du réseau MT des 4 villes et électrification rurale de 63 villages. | 6 250 | Marché MKS : Électrification de 23 localités sur 29. Marché PC : Électrification de 21 localités sur 35. Avancement physique 90%. |
| BM4 | Pose de 100 détecteurs de défaut | 118 | Travaux exécutés à 90%. |
| FDE/BOAD | Renforcement et construction des alimentations en énergie électrique au Togo | 5 000 | Le Marché pour l'élaboration de l'EIES et la mise en œuvre du PGES a été signé avec le Cabinet SEC-DE le 3 octobre 2012. DAO est en cours de validation par la Direction Nationale du Contrôle des Marchés Publics (DNCMP). Lancement prévu le début du mois de juin 2013. |
| République de l'Inde | Electrification de 39 localités rurales | 7 500 | DAO publié le 30 avril 2012 - Visite du site du 21 au 24 mai 2012 - Dépôt des offres le 26 juin 2012 - Offres analysées - Marchés attribués et projet de contrat transmis à la DNCMP le 21/12/12 pour avis. |
| Union Européenne (UE) | Électrification rurale transfrontalière - Phase II (20 villages) | 2 100 | Travaux exécutés à 70%. |
| China Exim Bank | Renforcement et extension de réseaux électriques MT/BT - Zones périurbaines de Lomé et des villes de l'intérieur | 17 000 | DAO travaux en cours. Validation des spécifications des matériels à fournir en cours. |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

La localisation des localités, faisant l'objet de projets d'électrification, est illustrée à la Figure 3-6 (page 3-21).

### 3.5.2 Projets CEB

Les projets de la CEB sont répertoriés suivant les domaines d'attribution de la CEB dans le secteur de l'énergie électrique, à savoir la production et le transport d'électricité. Il s'agit uniquement de projets de développement ou de réhabilitation d'infrastructures. Les informations sur ces projets ont été principalement puisées à partir du site internet de la CEB.

Les informations relatives à chaque projet comprennent :

- le domaine du projet ;
- l'intitulé du projet ;
- le pays d'exécution ; et
- le montant du financement requis.

**Tableau 3-7 : CEB - Liste des projets en cours de la CEB**

| Domaine | Nom du Projet | Pays | Financement |
|---|---|---|---|
| **Production** | Aménagement hydro-électrique d'Adjarala | Togo | La planification de ces actions appelle un financement d'environ de 202 milliards FCFA sur la période de 2012 à 2021. |
| | Réhabilitation de la centrale hydroélectrique de Nangbéto | Togo | |
| | Construction de centrales solaires 2 x 5 MW | Bénin | |
| | Aménagement hydroélectrique de Kétou - Dogo | Bénin | |
| | Aménagement hydro-électrique de Tététou | Togo | |
| | Nouvelles TAG CEB en cycle combiné. | Togo et Bénin | |
| **Transport** | Réhabilitation de la ligne 161 kV Lomé-Cotonou-Sakété-Onigbolo | Togo | La planification de ces actions appelle un financement d'environ 174,5 milliards de FCFA sur la période de 2012 à 2021. |
| | Renforcement et fiabilisation du réseau de transport de la CEB | Togo et Bénin | |
| | Réhabilitation et modernisation du Dispatching | Togo et Bénin | |
| | Construction de la ligne Onigbolo-Parakou et Sakété-Porto-Novo | Bénin | |
| | Construction de la ligne 161 kV Kara-Mango et Dapaong-Mango avec un poste à Sokodé | Togo | |
| | Construction de la ligne 330 kV Volta- Lomé C-Sakété et du poste de Lomé C | Togo | |
| | Construction de la ligne 161 kV Bembéréké-Malanville | Bénin | |
| | Étude et construction de la ligne 161 kV Lomé – Atakpamé | Togo | |
| | Construction de la ligne 161 kV Natitingou - Porga | Bénin | |
| | Alimentation de Mandouri (Togo) et de Matéri et Gouandé (Bénin) | Togo et Bénin | |
| | Construction de la ligne dorsale 330 kV médiane Kainji-Parakou-Kara-Yendi | Togo et Bénin | |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

### 3.5.3 Projets MME

Les projets du Ministère concernent à la fois les électrifications et les infrastructures. Initiés sous sa direction, ces projets sont généralement exécutés de concert avec les deux autres principaux acteurs du secteur de l'électricité, notamment la CEET en ce qui concerne les électrifications.

Puisés à partir du site internet du Ministère des Mines et de l'Energie[1], les projets du MME répertoriés ci-après, ne sont pas tous nécessairement distincts des projets déjà répertoriés aux paragraphes précédents (paragraphes 3.5.1 et 3.5.2) où le cas échéant des informations un peu plus détaillées ont été déjà fournies.

a) Projets en cours

- Réhabilitation et extension du réseau d'éclairage public de la ville de Lomé et ses environs (fourniture de matériels et réalisation des travaux).
- Électrification de plusieurs centres urbains et semi-urbains à travers le pays.
- Étude de plan stratégique du sous secteur de l'électricité.
- Renforcement des capacités du parc de production d'énergie :
  - Fourniture et installation d'un (01) groupes électrogènes diesels mobiles CUMMINS KTA 50-G3 de 1250 kVA ;
  - Fourniture et installation de trois (02) groupes électrogènes diesels 600 kVA.
- Électrification rurale décentralisée et connexion au réseau interconnexion nord Togo-nord Bénin :
  - Électrification des localités rurales : fourniture et montage de groupes électrogènes et de réseaux BT aériens à Ahassome, Tado, Kpekpleme et Saligbe ;
  - Fourniture et montage de groupes électrogènes et de réseaux aériens MT/BT à Agbandi, Tchifama et Yegue.

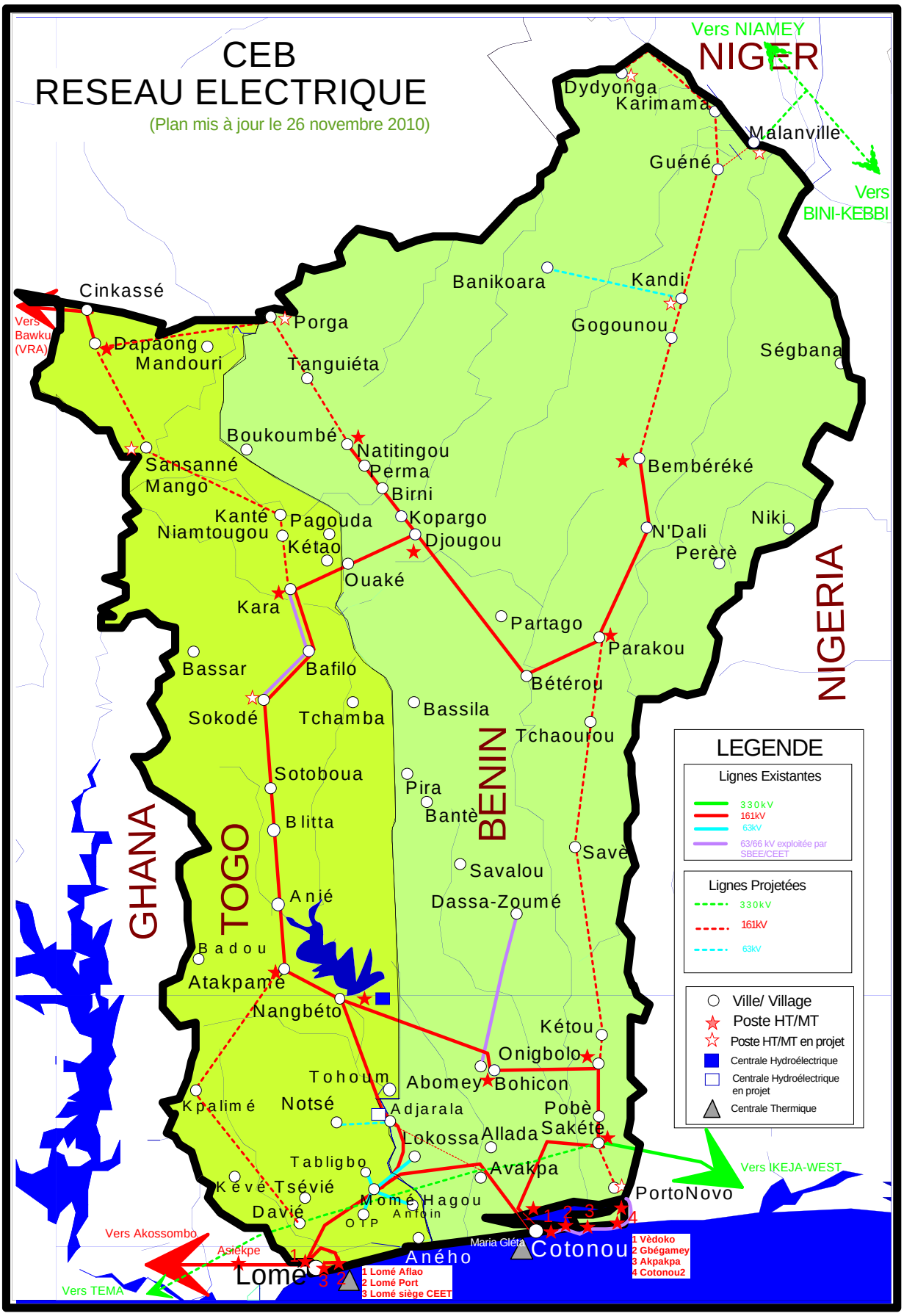
b) Autres projets (en programmation)

- Projets d'électrification en zones rurales et semi-urbaines.
- Projets d'éclairage public des rues de Lomé et des principales villes de l'intérieur
- Projets de réalisation des études de préfaisabilité et de faisabilité des micro-centrales hydroélectriques.
- Promotion et développement des énergies renouvelables (micro-hydroélectricité, énergie solaire, énergie éolienne et biocarburants).

[1] Site internet du MME (mai 2014), http://www.mme.tg/.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

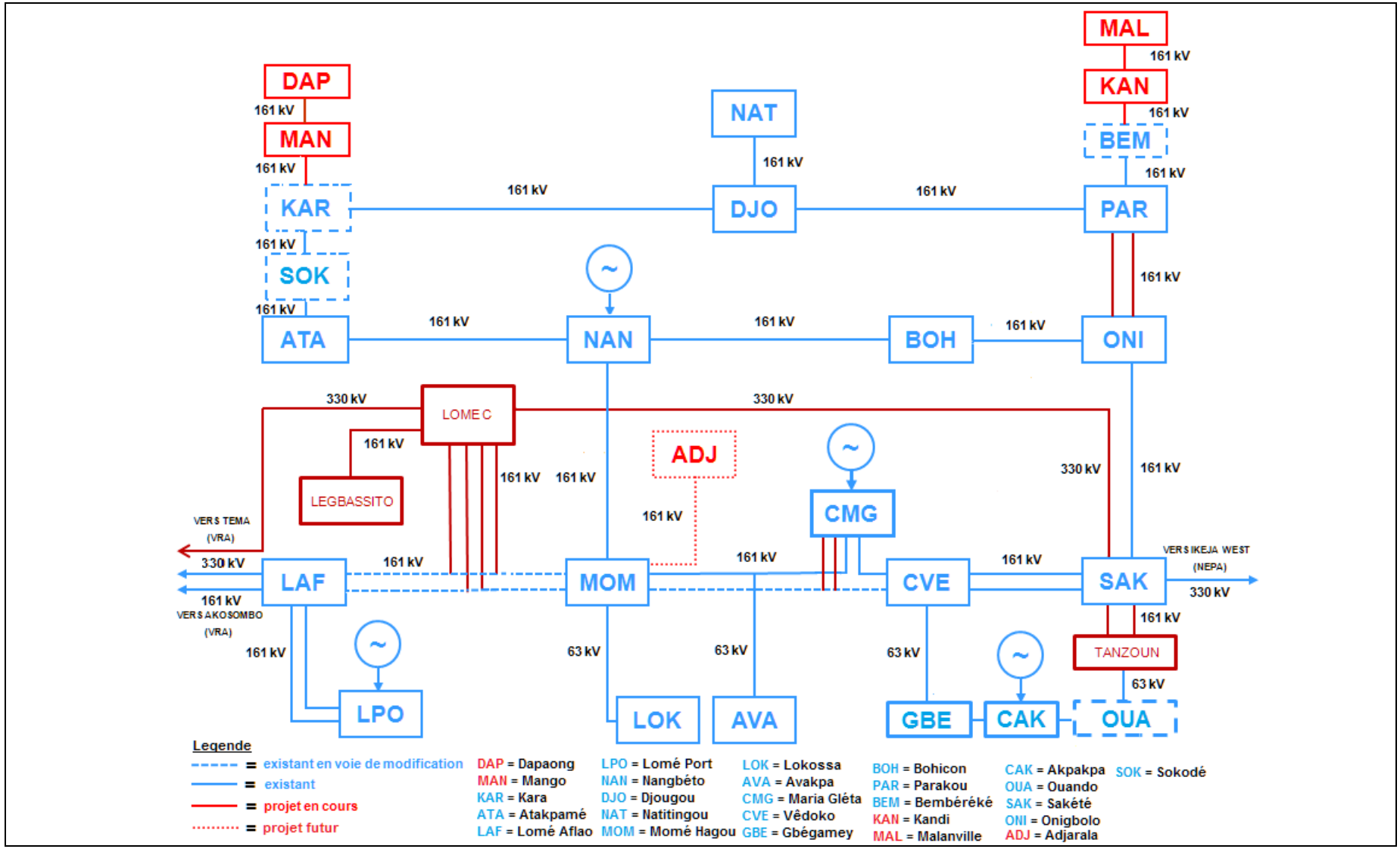
**Figure 3-4 : Réseau de transport de la CEB**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

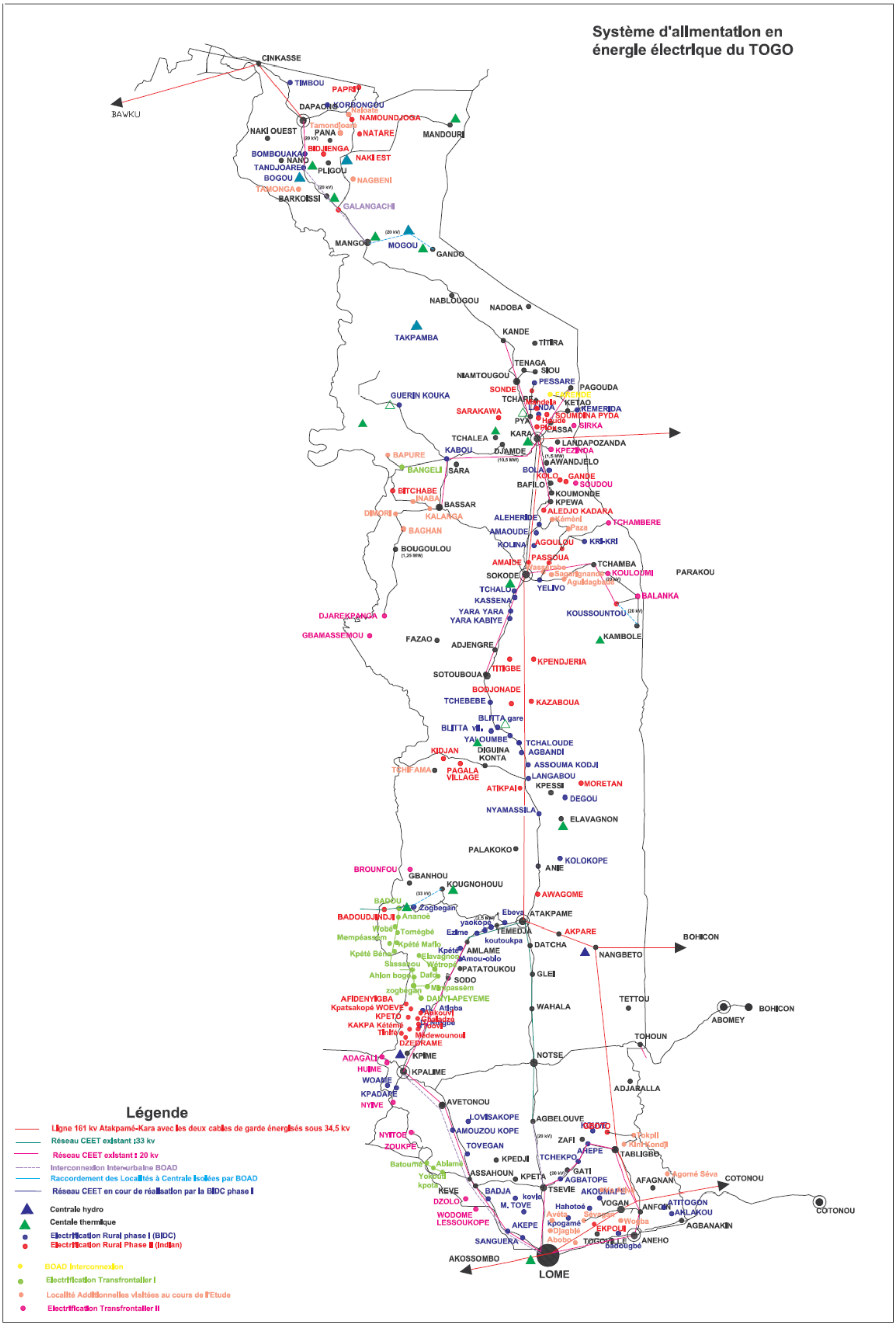
**Figure 3-5 : Schéma synoptique du réseau interconnecté de la CEB (existant et futur)**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

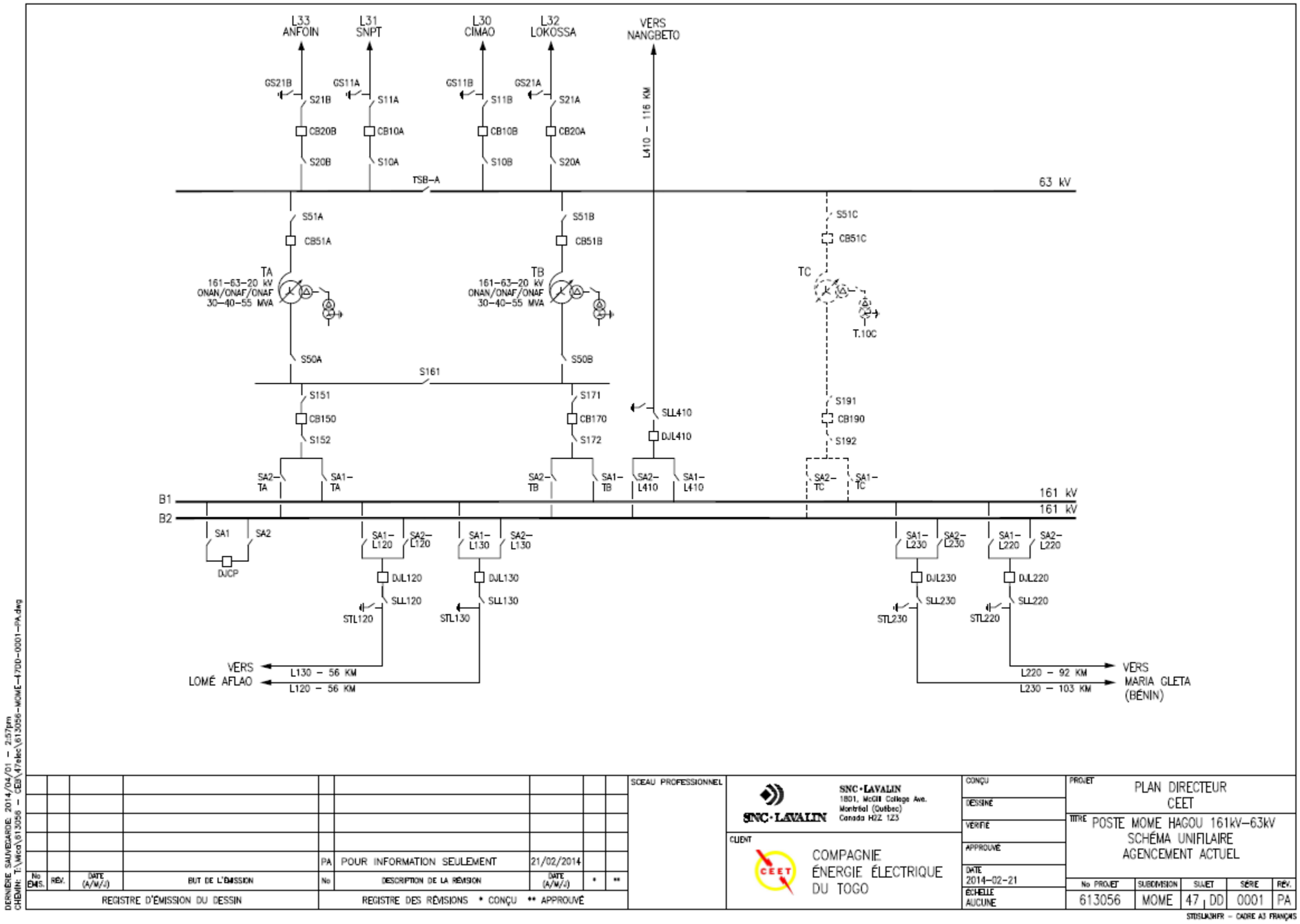
**Figure 3-6 : Système d'alimentation en énergie électrique du Togo**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

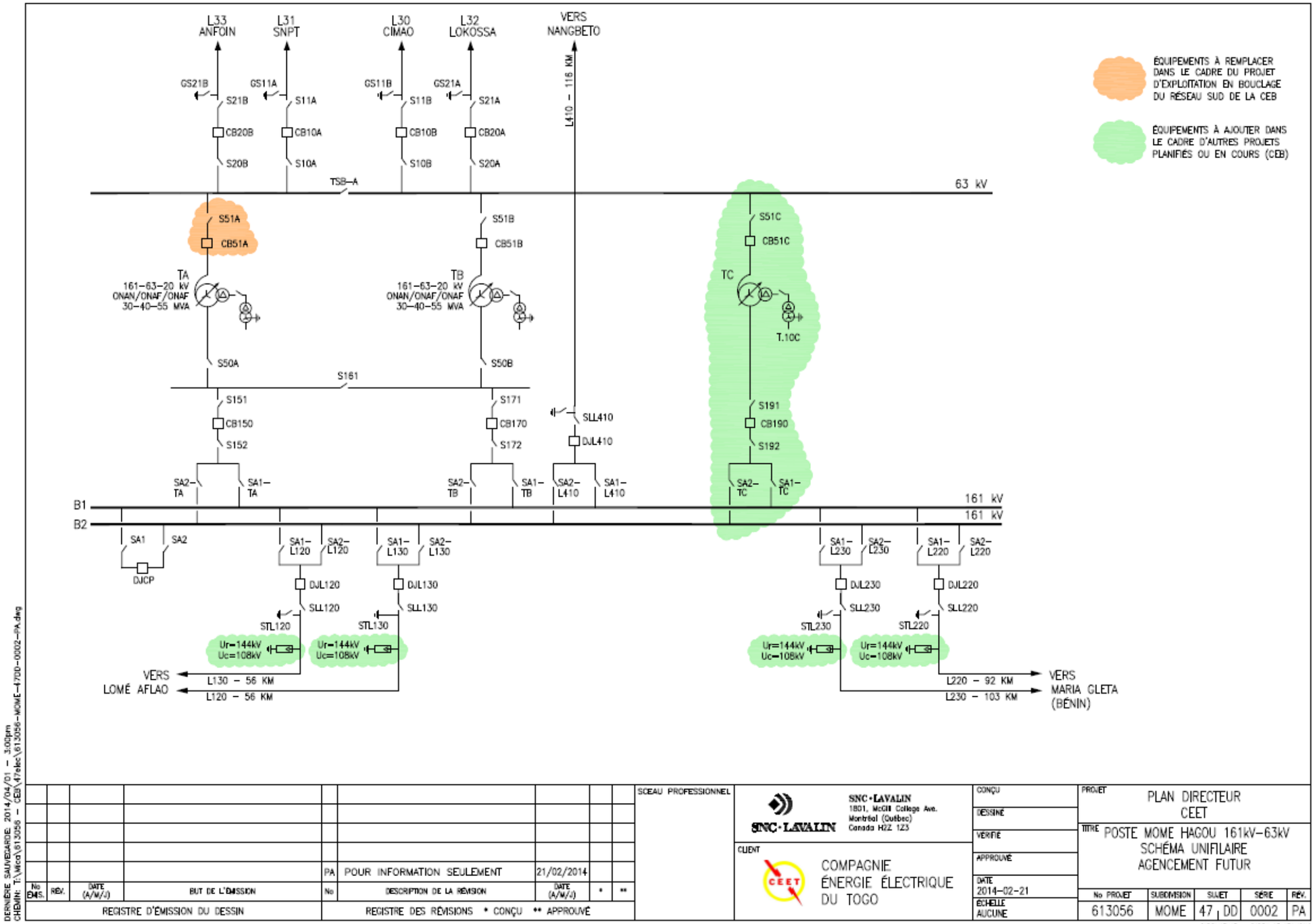
**Figure 3-7 : Poste 161/63 kV Momé Hagou – Agencement actuel**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

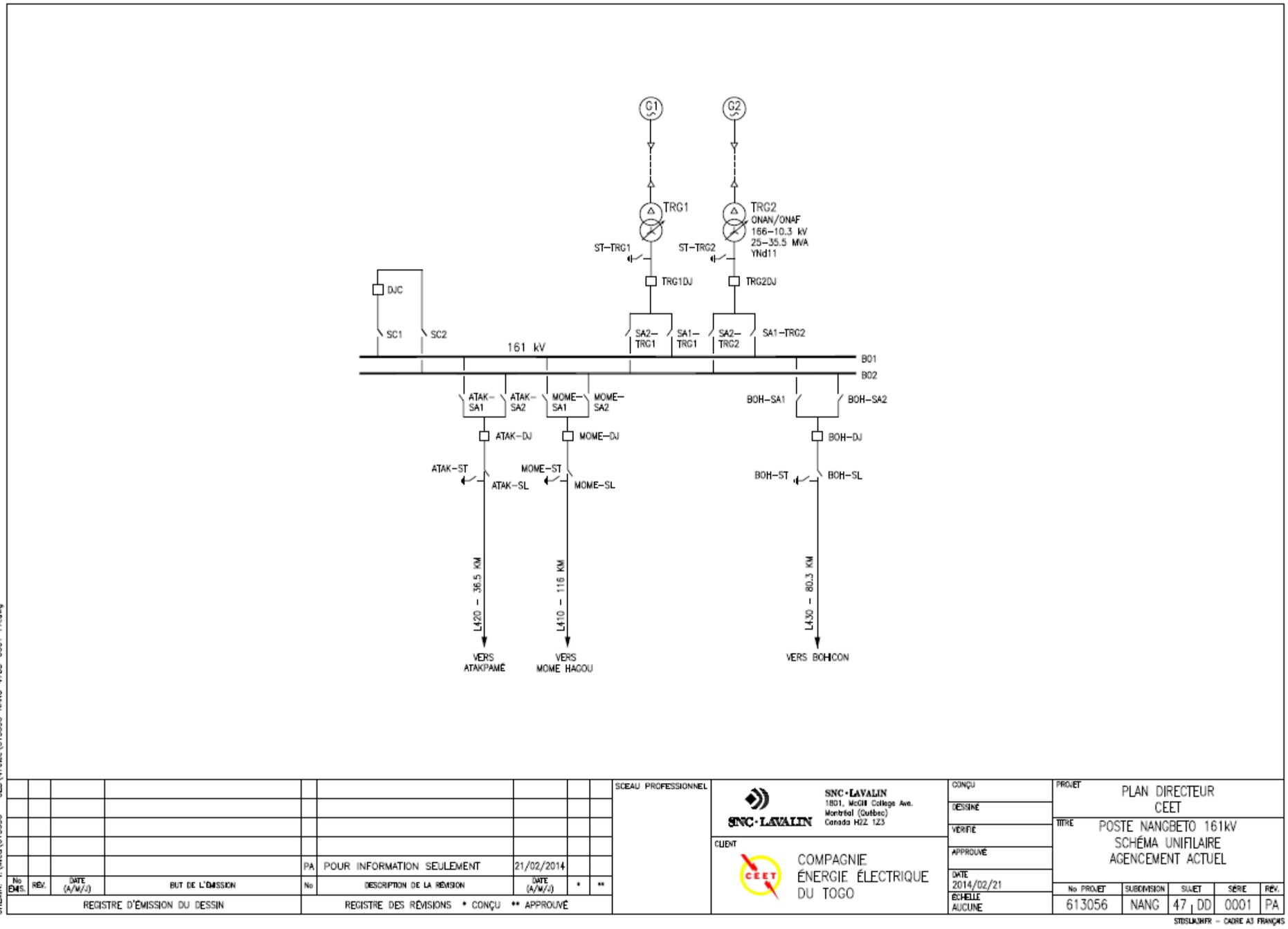
**Figure 3-8 : Poste 161/63 kV Momé Hagou – Agencement futur**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

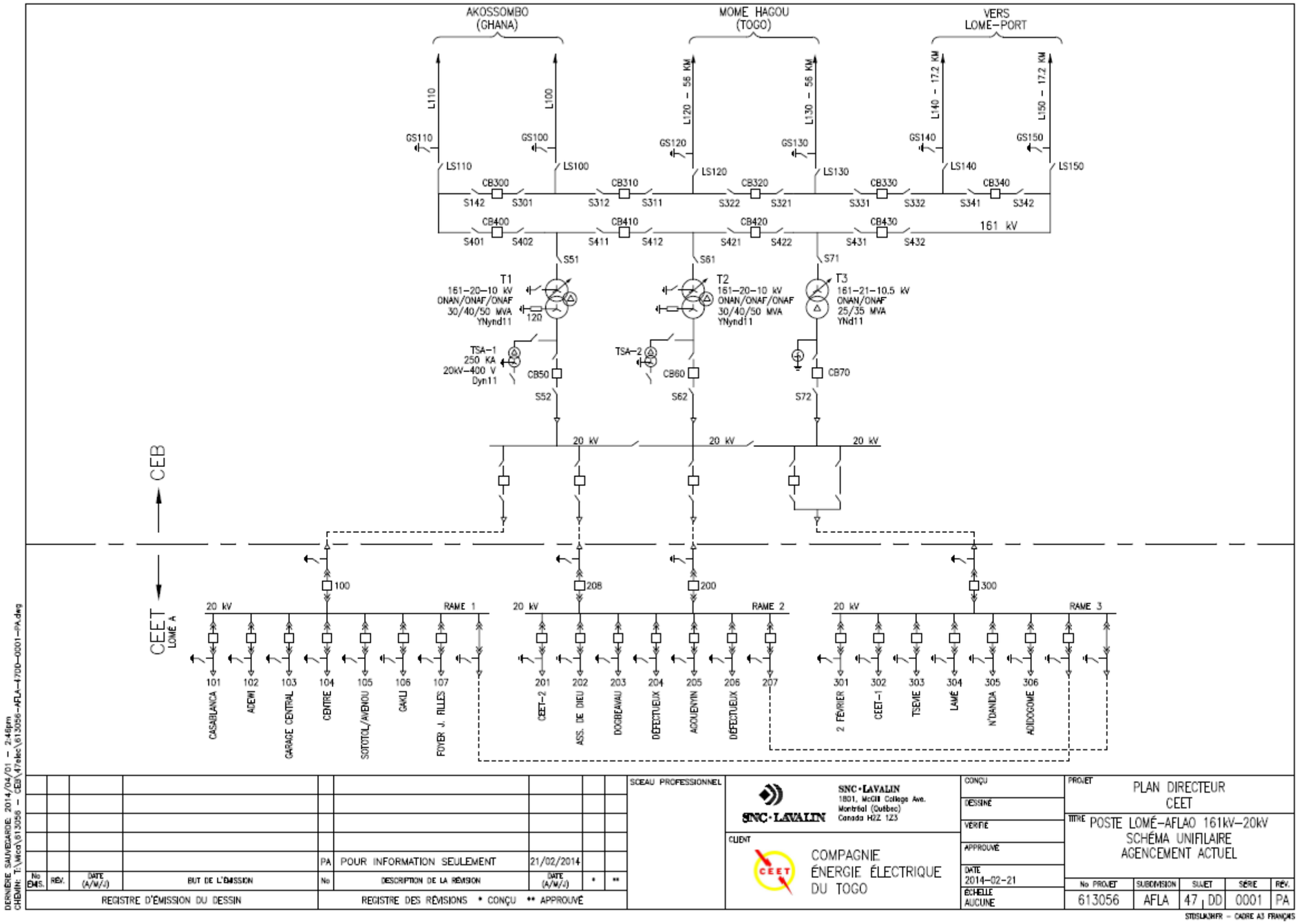
**Figure 3-9 : Poste 10.3/161 kV Nangbéto – Agencement actuel**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

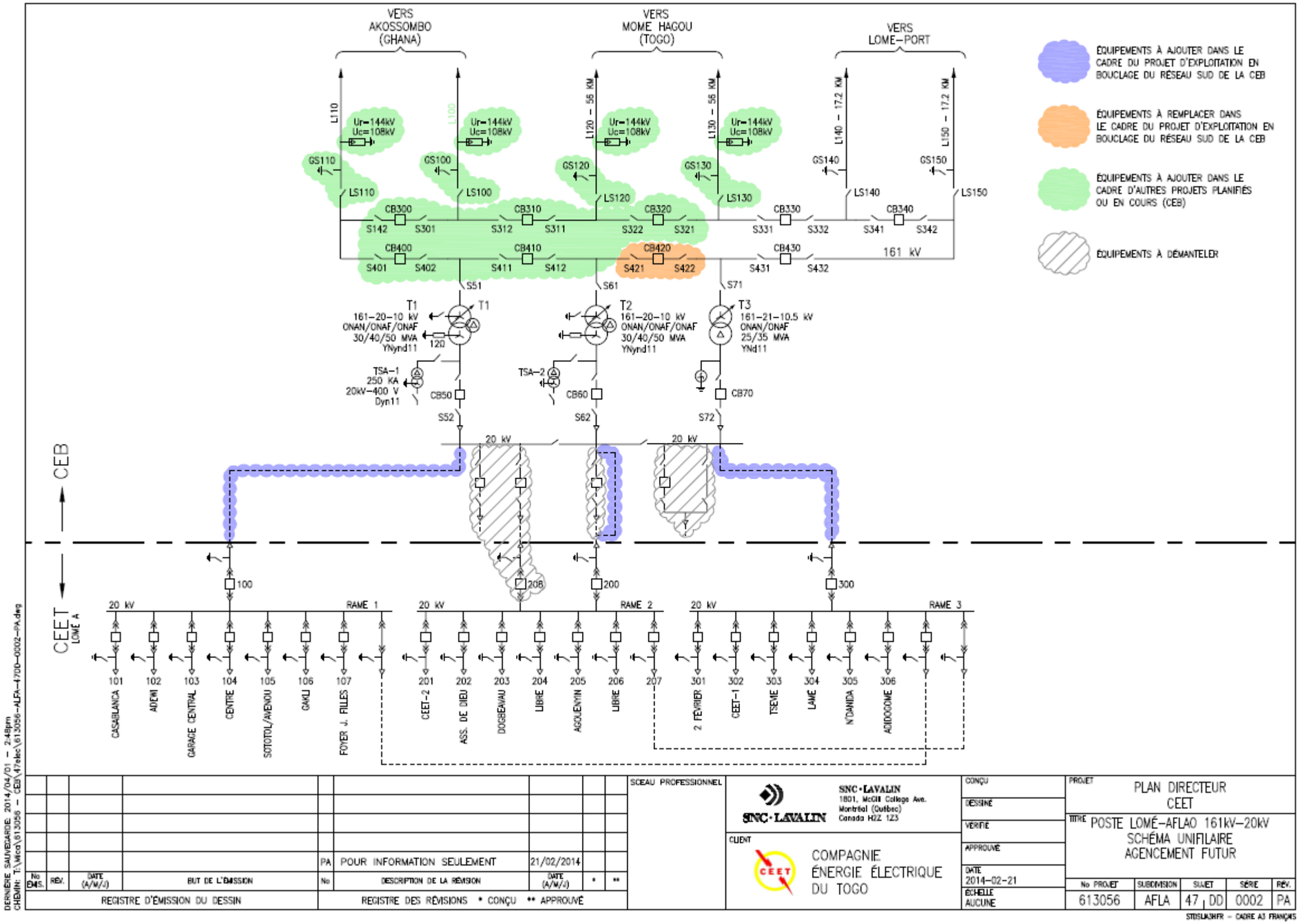
**Figure 3-10 : Poste 161/20 kV Lomé Aflao – Agencement actuel**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

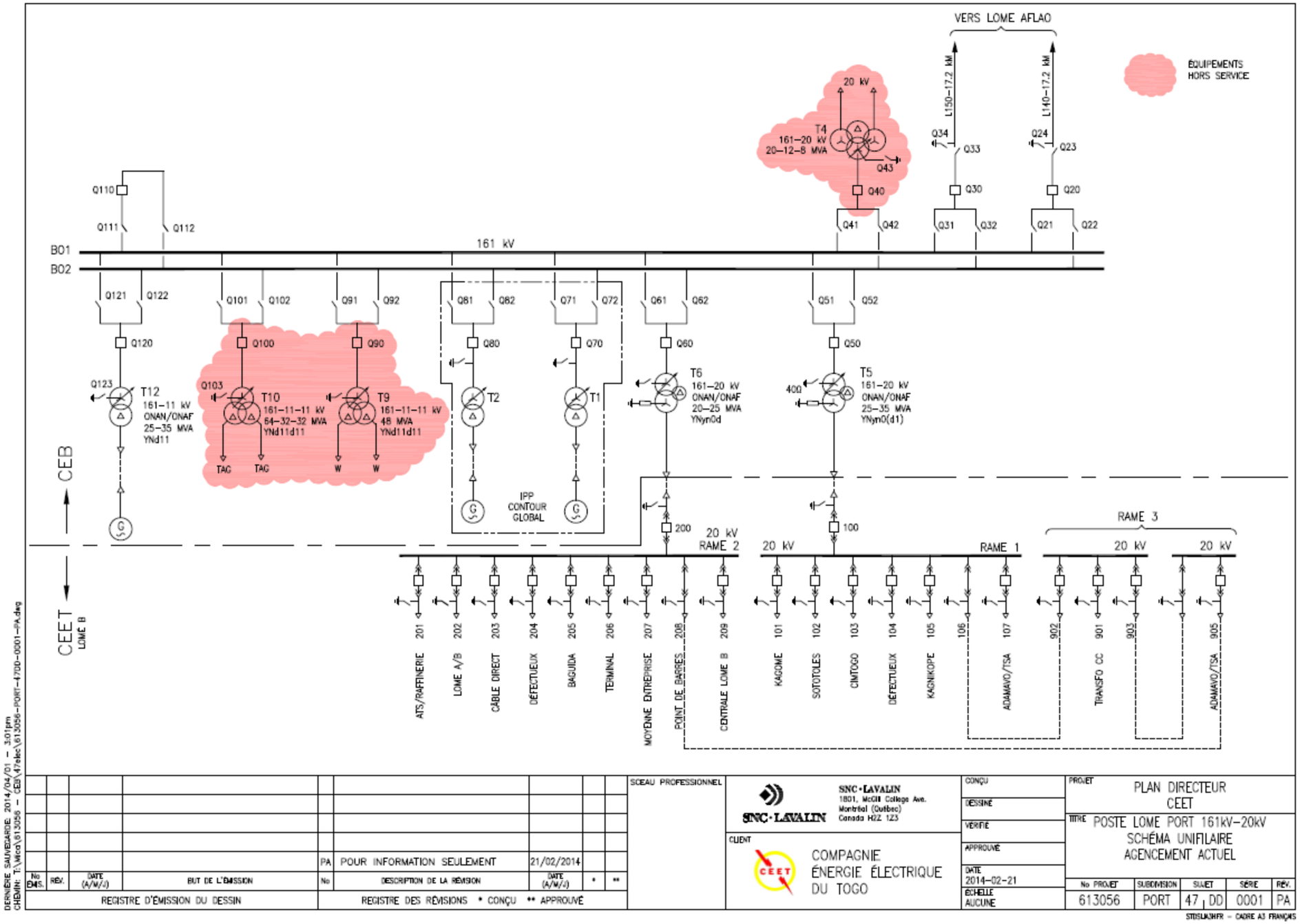
**Figure 3-11 : Poste 161/20 kV Lomé Aflao – Agencement futur**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

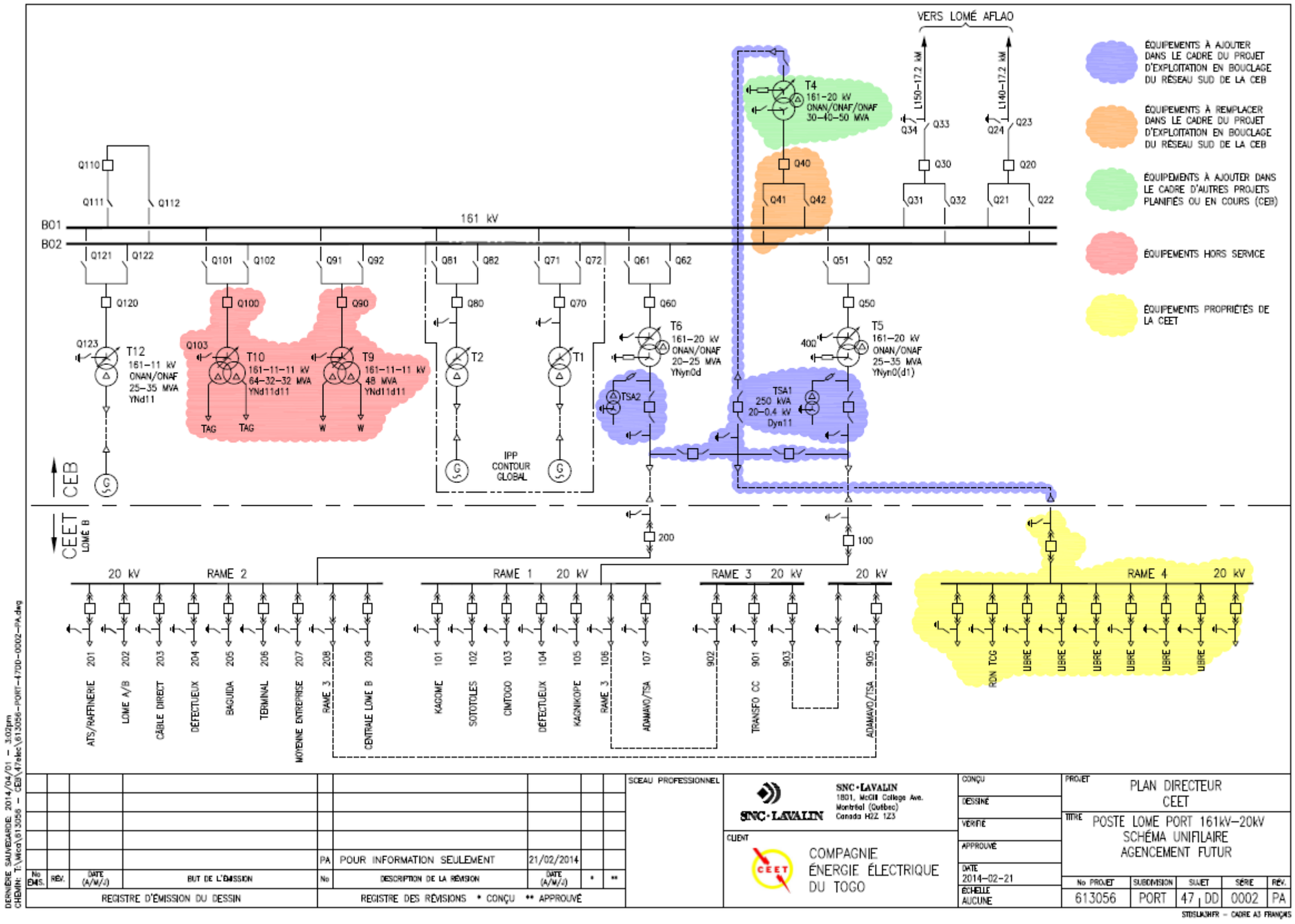
**Figure 3-12 : Poste 161/20 kV Lomé Port – Agencement actuel**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

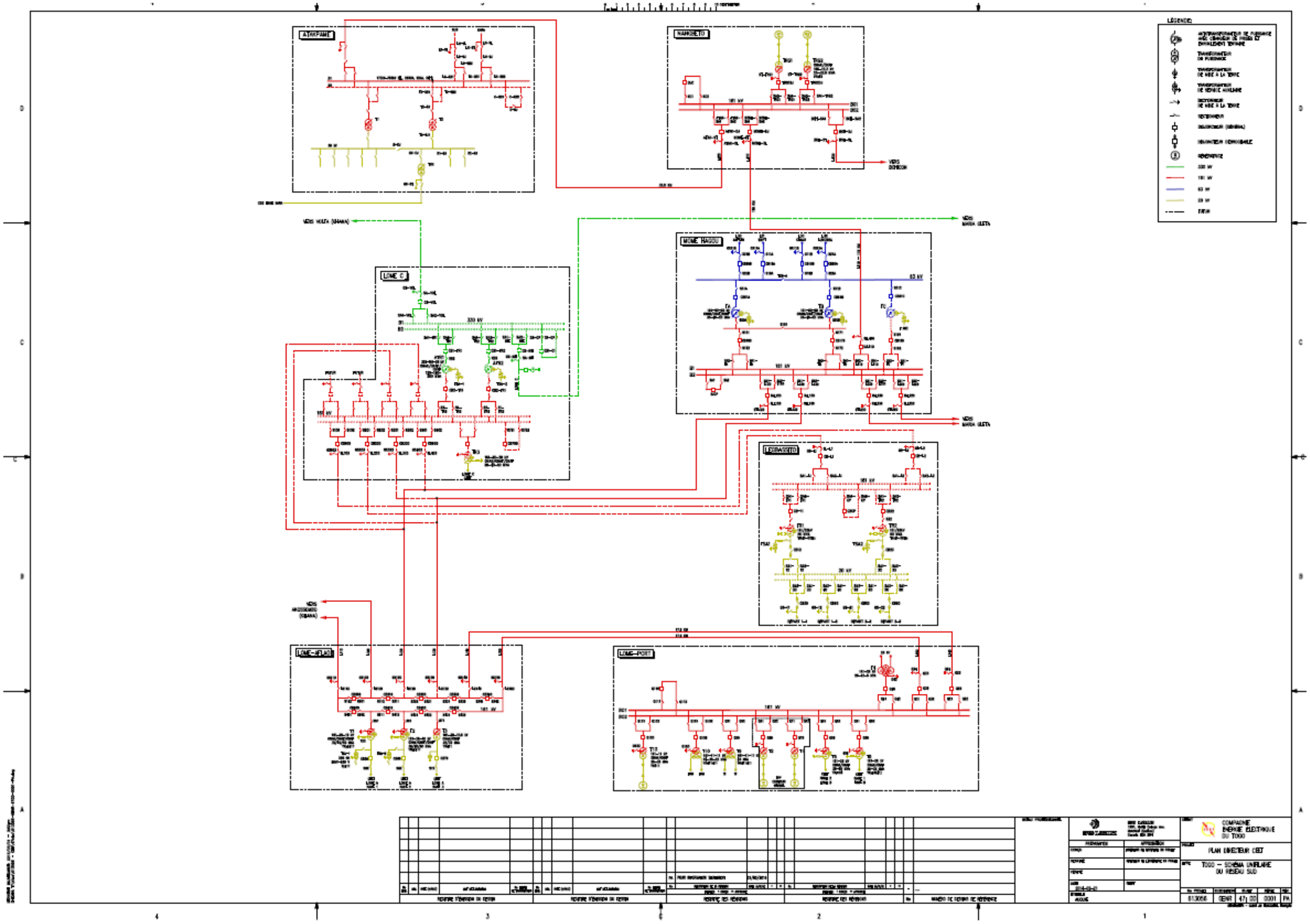
**Figure 3-13 : Poste 161/20 kV Lomé Port – Agencement futur**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

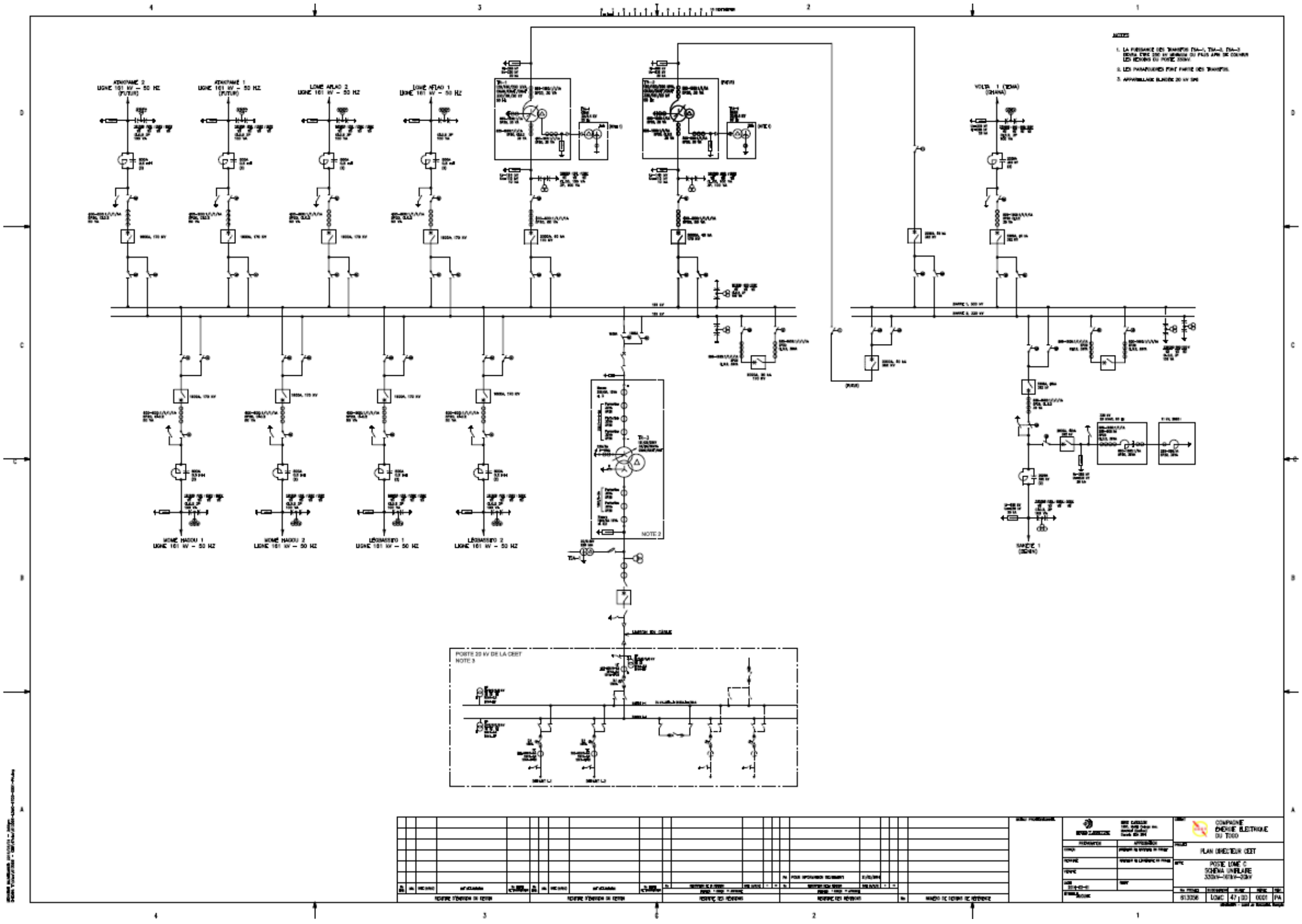
**Figure 3-14 : Schéma unifilaire du réseau 161 kV Lomé-Atakpamé – Agencement planifié**






© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

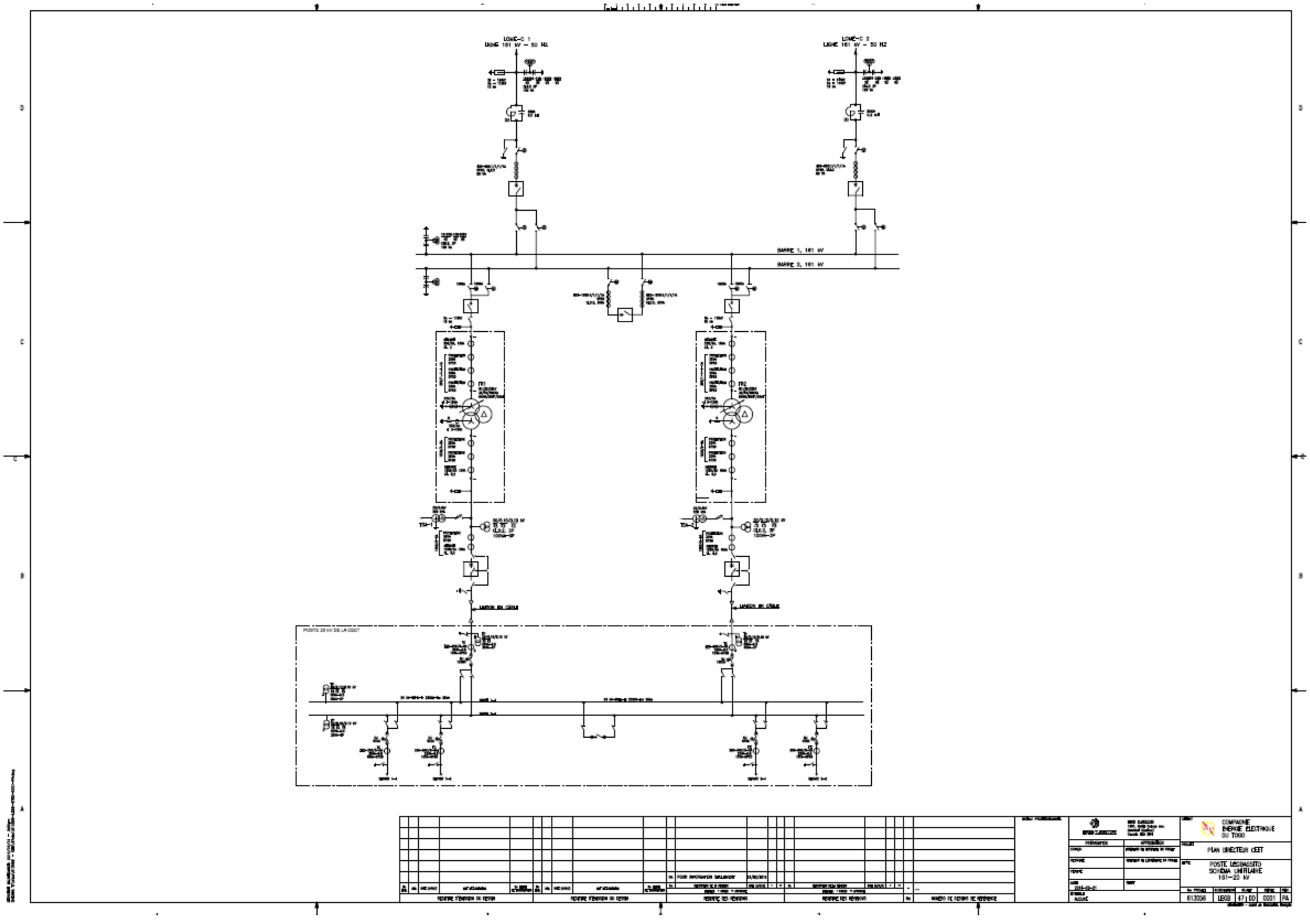
**Figure 3-15 : Poste 330/161/20 kV Lomé C – Agencement planifié**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

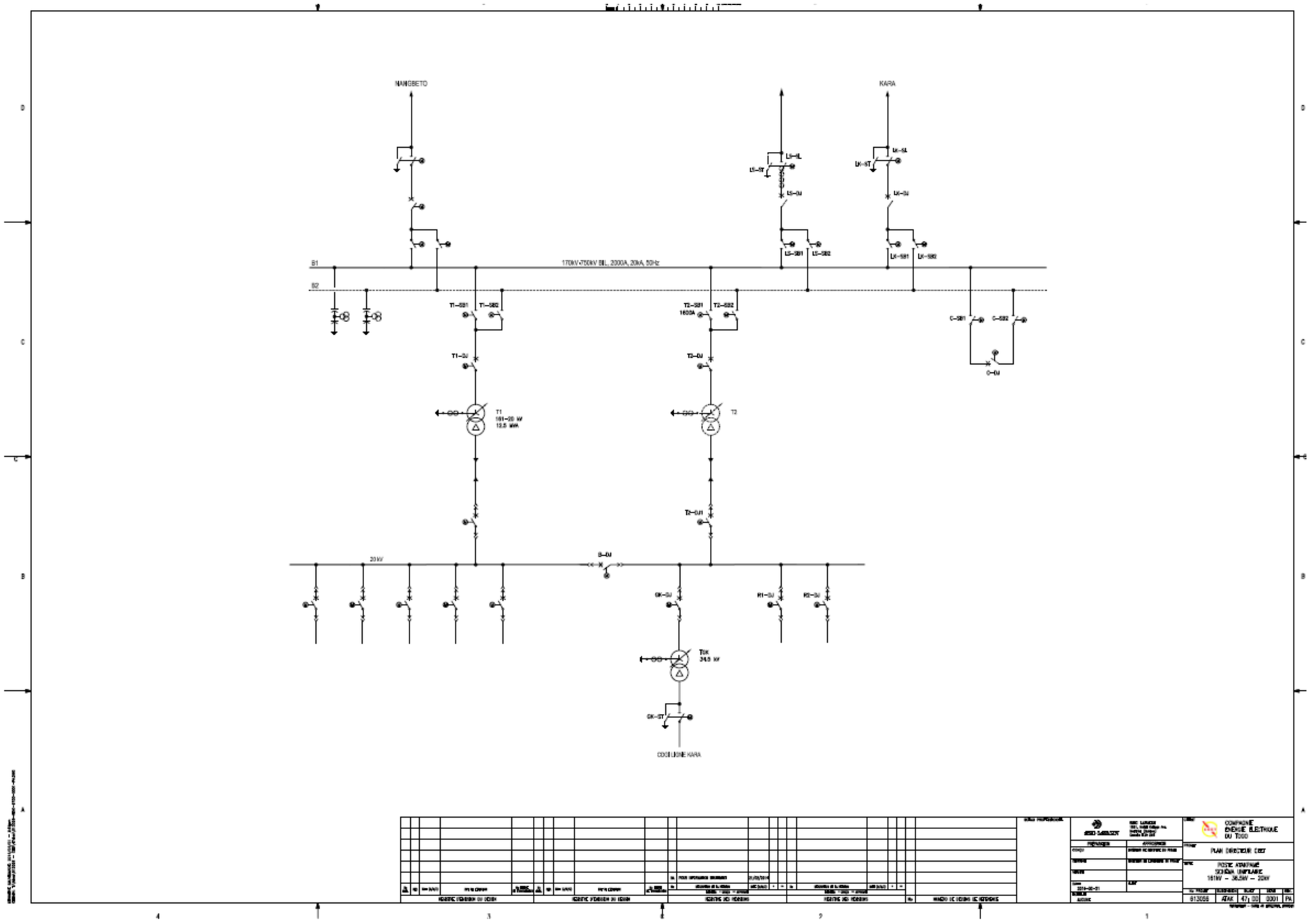
**Figure 3-16 : Poste 161/20 kV Légbassito – Agencement planifié**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

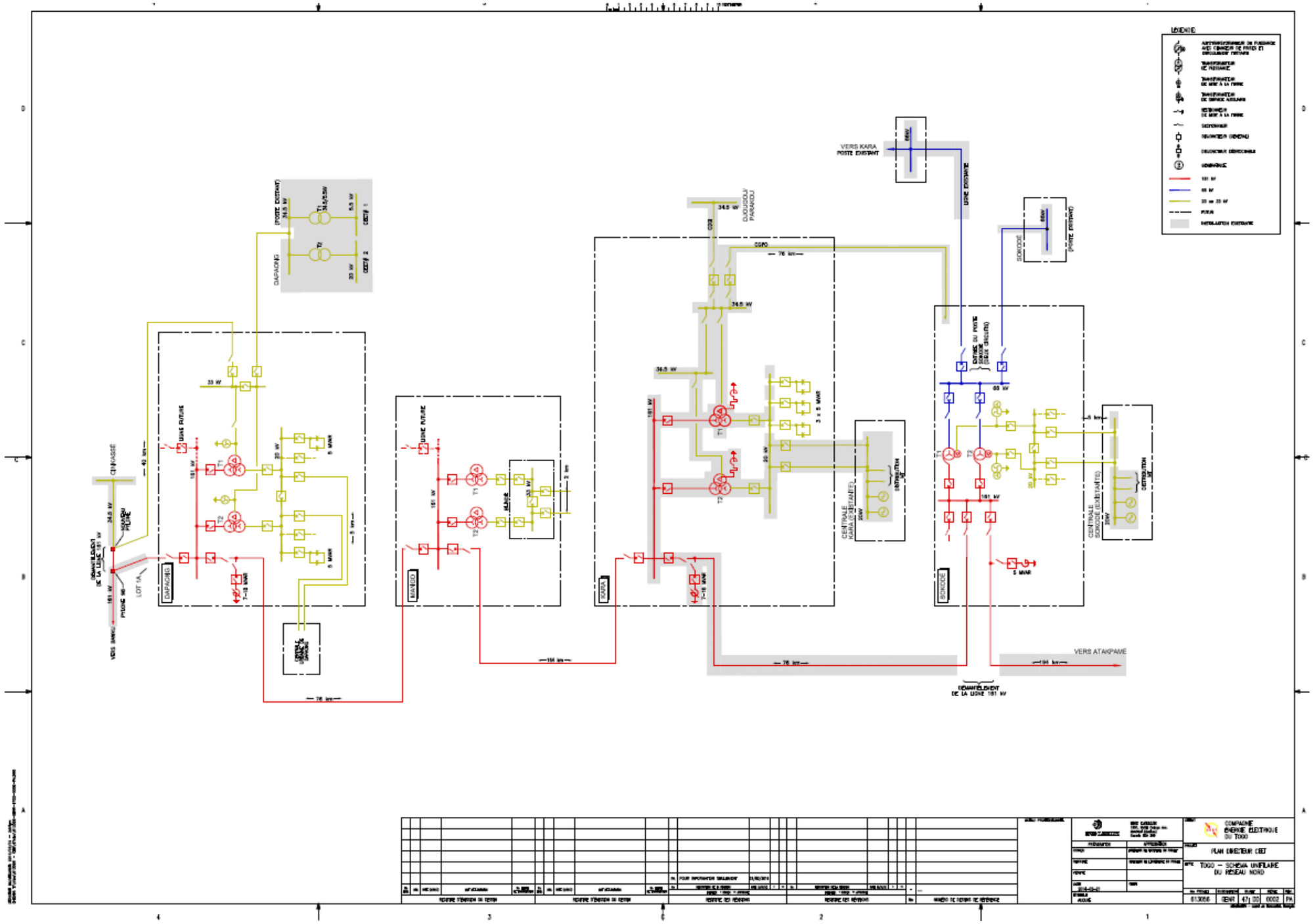
**Figure 3-17 : Poste 161/20/34,5 kV Atakpamé**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

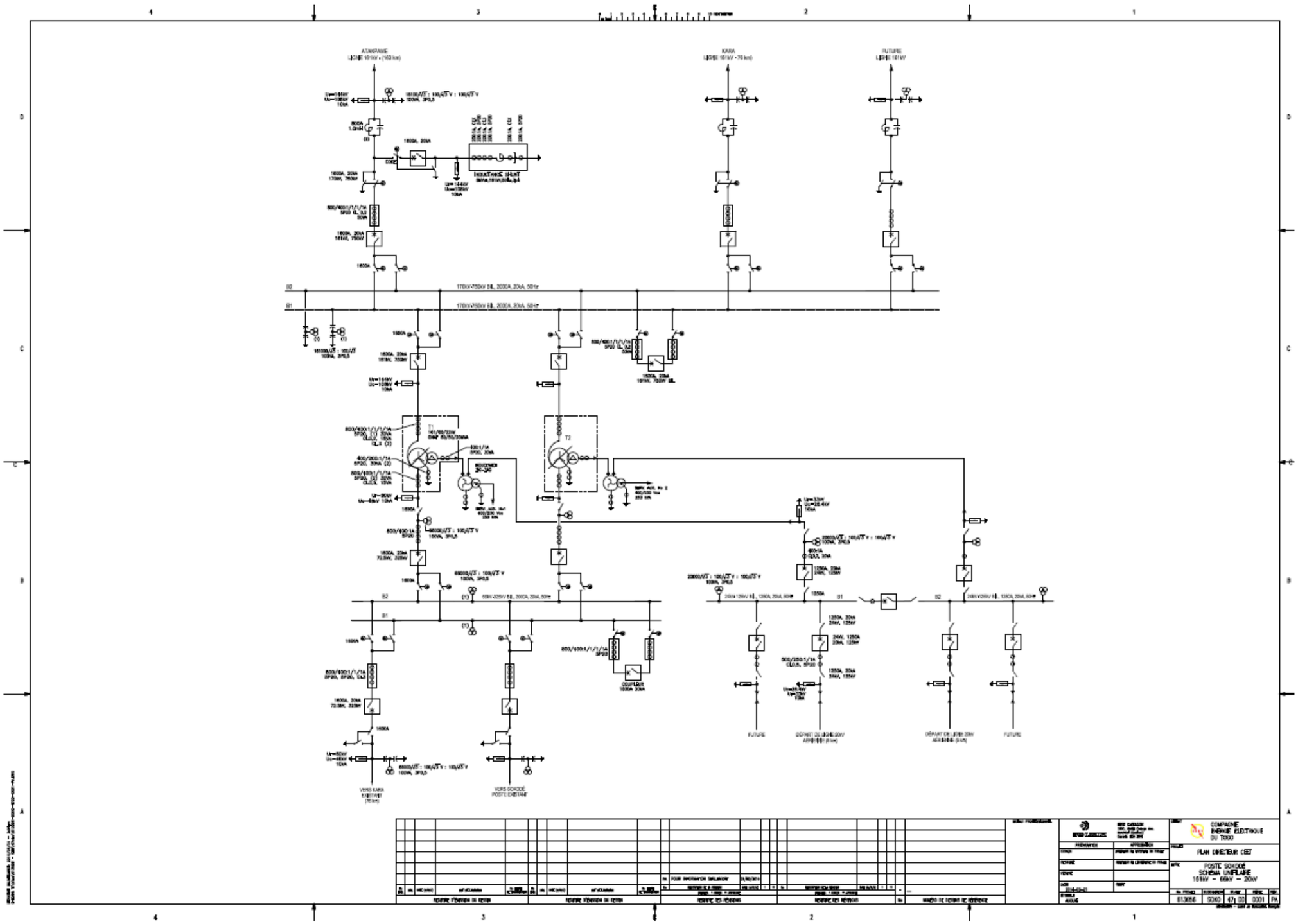
**Figure 3-18 : Schéma unifilaire du réseau 161 kV Sokodé-Dapaong– Agencement planifié**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

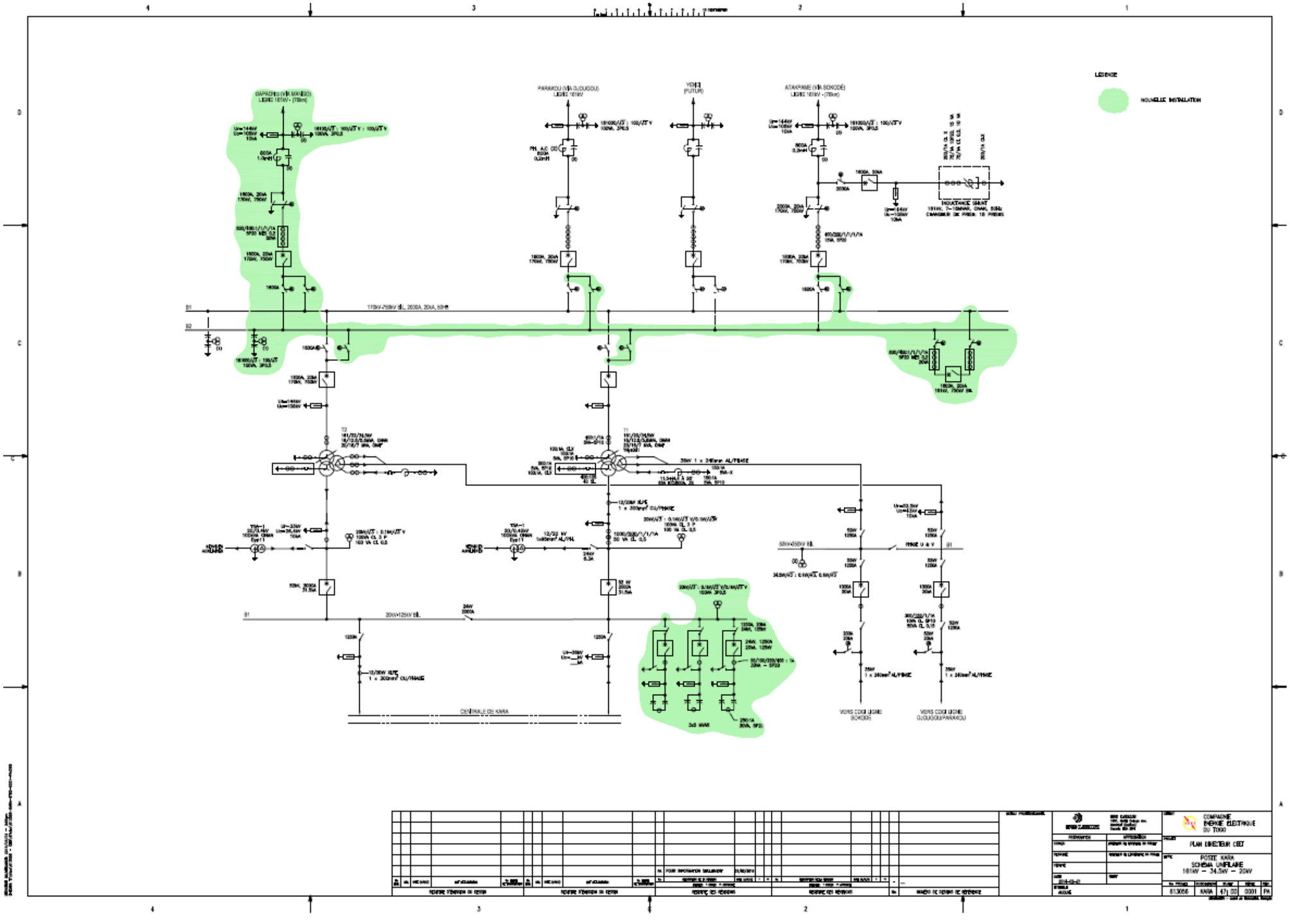
**Figure 3-19 : Poste 161/66/20 kV Sokodé – Agencement planifié**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

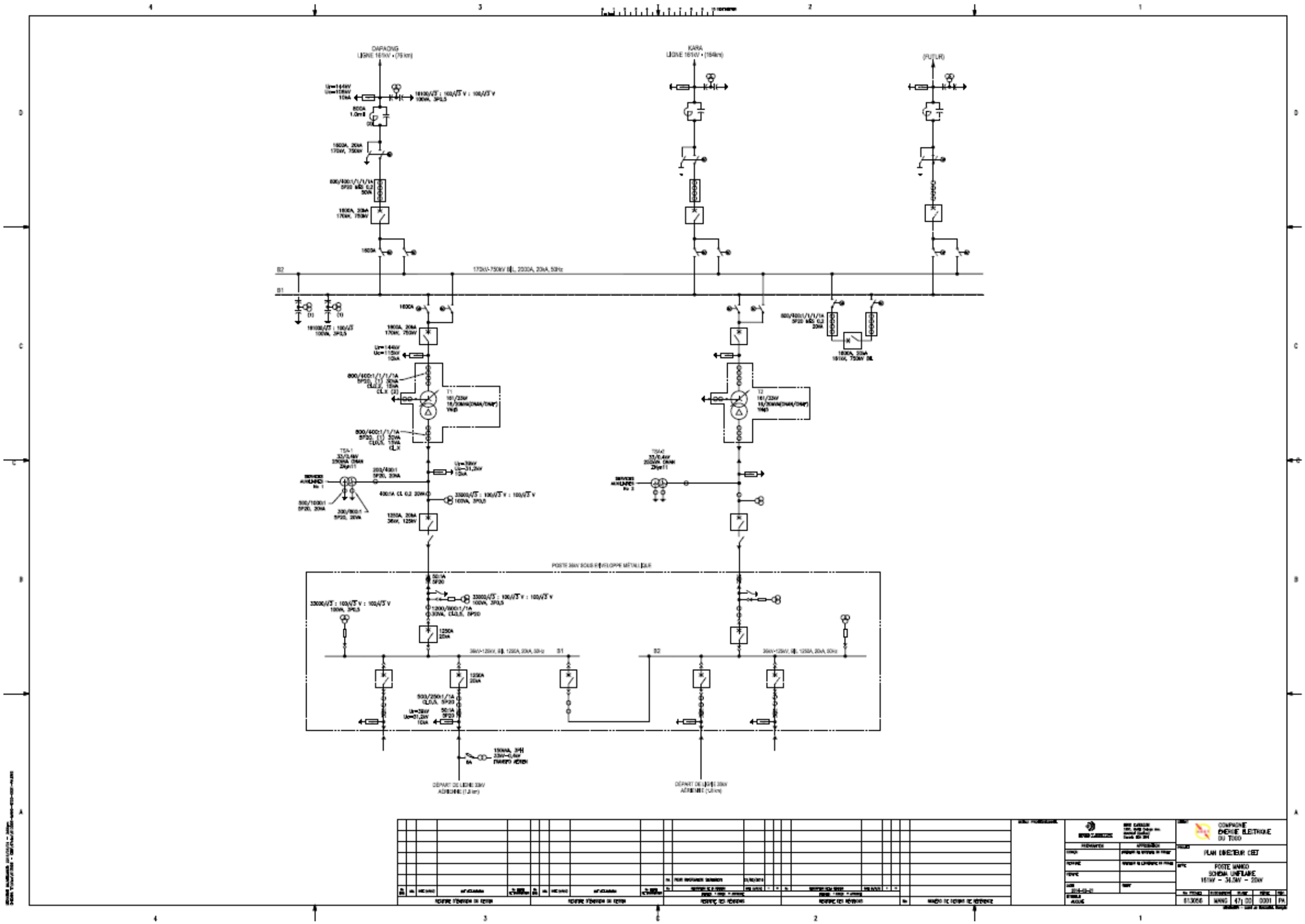
**Figure 3-20 : Poste 161/20/34,5 kV Kara – Agencement planifié**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

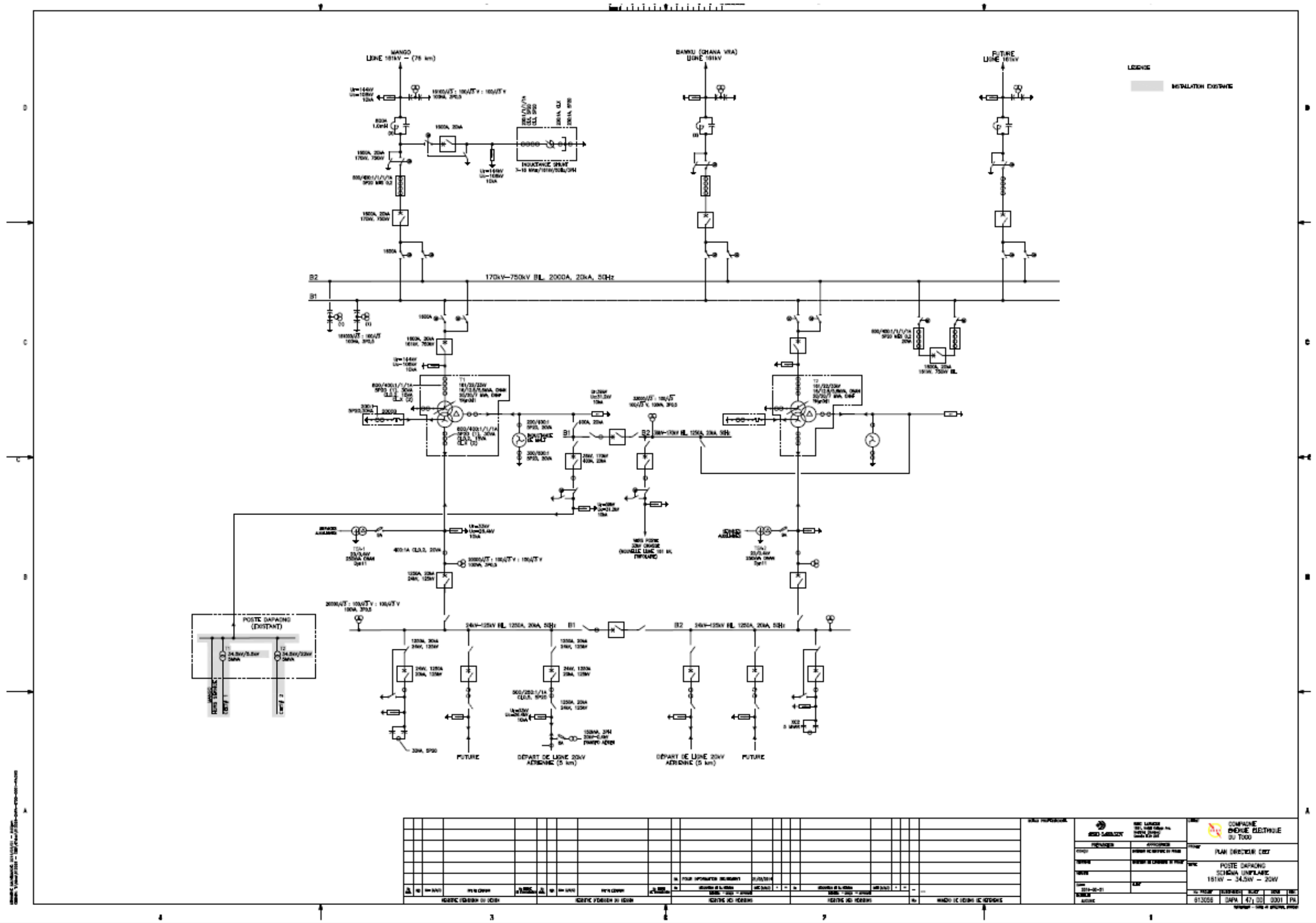
**Figure 3-21 : Poste 161/20/34,5 kV Mango – Agencement planifié**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

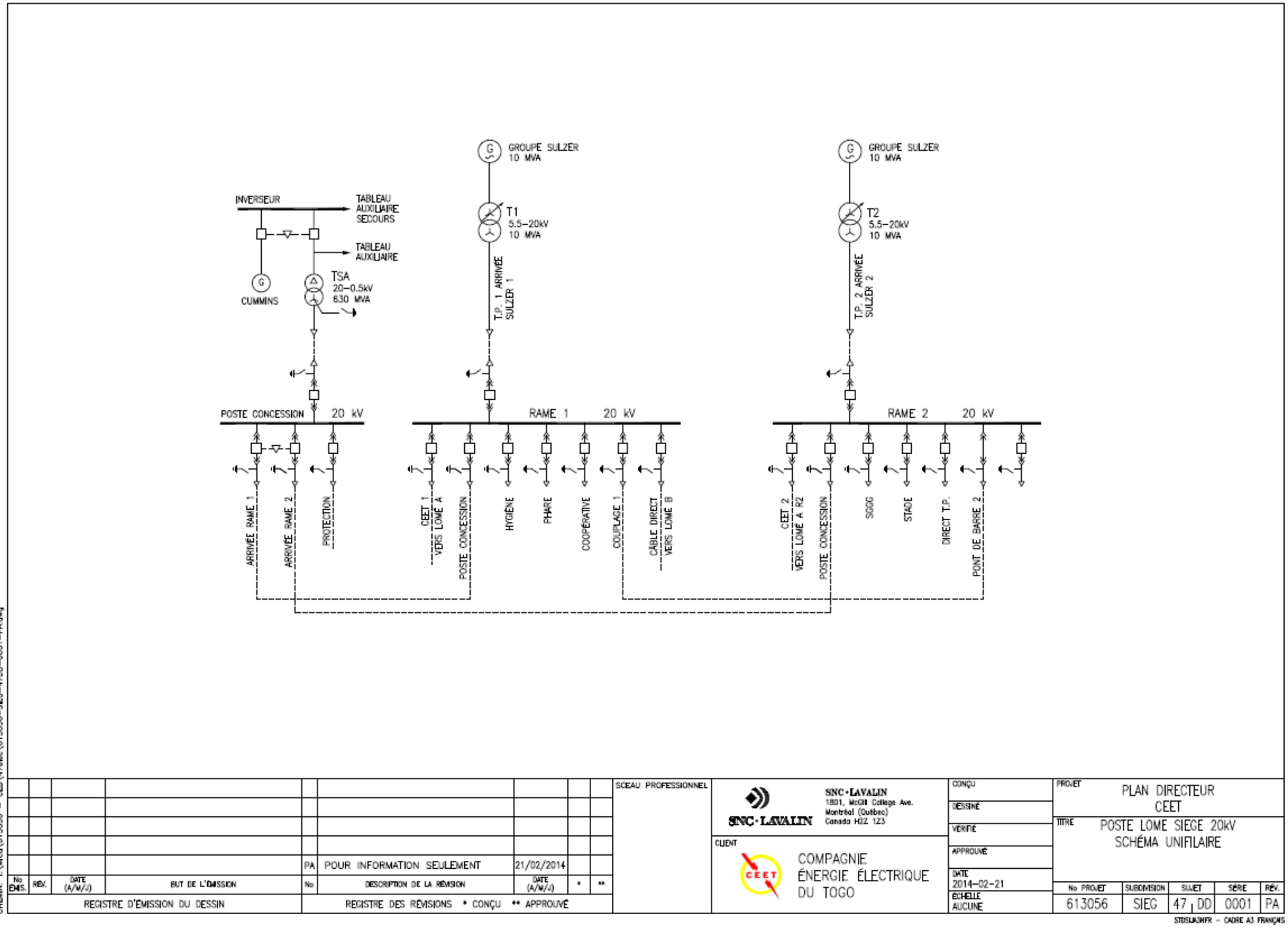
**Figure 3-22 : Poste 161/20/34,5 kV Dapaong – Agencement planifié**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Figure 3-23 : Poste 20 kV Lomé Siège**




DERNIÈRE SAUVEGARDE: 2014/04/01 – 3:02pm
CHEMIN: T:\Mtrl\613056 – CEB\47elec\613056–SEG–4700–0001–PA.dwg

| No EMIS. | RÉV. | DATE (A/M/J) | BUT DE L'ÉMISSION |
|---|---|---|---|
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | PA | 21/02/2014 | POUR INFORMATION SEULEMENT |

REGISTRE D'ÉMISSION DU DESSIN

| No | DESCRIPTION DE LA RÉVISION | DATE (A/M/J) | * | ** |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| PA | POUR INFORMATION SEULEMENT | 21/02/2014 | | |

REGISTRE DES RÉVISIONS * CONÇU ** APPROUVÉ

SCEAU PROFESSIONNEL

SNC·LAVALIN
1801, McGill College Ave.
Montréal (Québec)
Canada H2Z 1Z3

CLIENT
COMPAGNIE ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU TOGO

| | |
|---|---|
| CONÇU | |
| DESSINÉ | |
| VÉRIFIÉ | |
| APPROUVÉ | |
| DATE | 2014-02-21 |
| ÉCHELLE | AUCUNE |

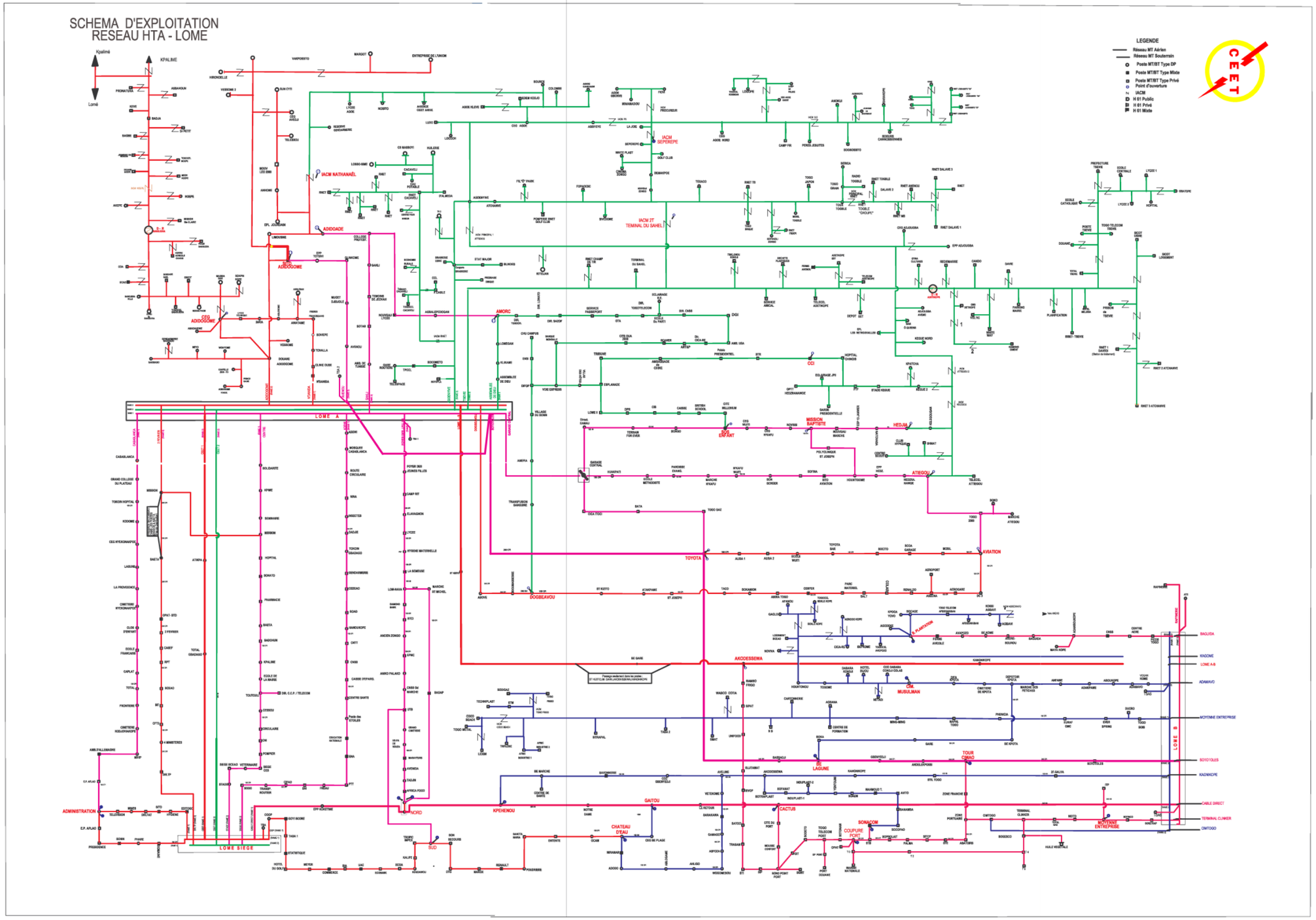
PROJET: PLAN DIRECTEUR CEET
TITRE: POSTE LOME SIEGE 20kV SCHÉMA UNIFILAIRE

| No PROJET | SUBDIVISION | SUJET | SÉRIE | RÉV. |
|---|---|---|---|---|
| 613056 | SIEG | 47 \| DD | 0001 | PA |

STDSLMJHFR – CADRE A3 FRANÇAIS


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Figure 3-24 : Schéma d'exploitation du réseau HTA de Lomé**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

# 4 PREVISION DE LA DEMANDE

SNC·LAVALIN





## ÉNERGIE

TRANSPORT ET DISTRIBUTION

# 4. PREVISION DE LA DEMANDE

La présente section traite des caractéristiques de la demande, actuelle et passée, ainsi que de la prévision des consommations à retenir pour les besoins de l'étude du Plan directeur des infrastructures de la CEET, à l'horizon 2028.

Les conclusions de cette analyse ont constitué un des intrants essentiels à la planification de la production ainsi que l'évaluation technique des réseaux de transport et de distribution. L'analyse s'est basée essentiellement sur : les données et les informations recueillies auprès de la CEET, de la CEB, des divers organismes visités et intervenants rencontrés, lors de la mission de collecte de données effectuée en juillet-août 2013 ; la consultation de données accessibles au public sur les sites d'intérêts ainsi celles extraites dans des études et rapports plus récents.

Dans le cadre de cette étude, il est aussi présenté les résultats de l'enquête socio-économique menée dans le but de recueillir et d'identifier les activités économiques dominantes dans les localités rurales, les sources d'énergie, les attentes des ménages en termes de services électriques ainsi que d'évaluer la volonté et la capacité de payer l'électricité. Il est à noter que l'enquête socio-économique a été exécutée par la Direction Générale de la Statistique et de la Comptabilité Nationale (DGSCN), à titre de sous-traitant pour le compte de SNC-Lavalin, et qu'elle s'est déroulée en janvier 2014.

## 4.1 Environnement économique et énergetique

### 4.1.1 Environnement socio-économique

La République du Togo est un État de 57 000 km², en Afrique de l'Ouest, bordé par le Ghana à l'ouest, le Bénin à l'est, le Burkina Faso au nord et l'Océan Atlantique au sud. Selon le dernier Recensement Général de la Population et de l'Habitat (RGPH) effectuée en Novembre 2010, la population s'établissait à 6,2 millions et augmentait au rythme de 2,8 % par an.

Le produit intérieur brut (PIB) par habitant, qui était de 440 $US en 2011, a augmenté d'environ 2,7 % par an en moyenne sur la période de 2008-2009. La croissance économique a commencé à redémarrer en 2009 (3,2 %), 2010 (4 %) et 2011 (4,1 %) grâce à des résultats solides dans les secteurs du clinker (23 % des exportations du pays), des métaux (20 % des exportations) et des phosphates (19 %) ainsi qu' à la stabilité politique du pays.

Près de 60 % de la population togolaise vit en zone rurale, où l'accès à des services de base, tels que la santé, l'éducation, l'eau potable et l'électricité, fait défaut. À vrai dire, 74,3% de la population rurale vit dans la pauvreté, ce qui est également le cas d'une grande partie de la population urbaine.

Les années 90 et la première moitié des années 2000 ont été marquées par des tensions politiques et sociales qui ont considérablement freiné et retardé les progrès économiques du pays et son effort de développement. Jugées libres et transparentes, les élections législatives de 2007 ont ouvert la voie au réengagement des bailleurs de fonds.

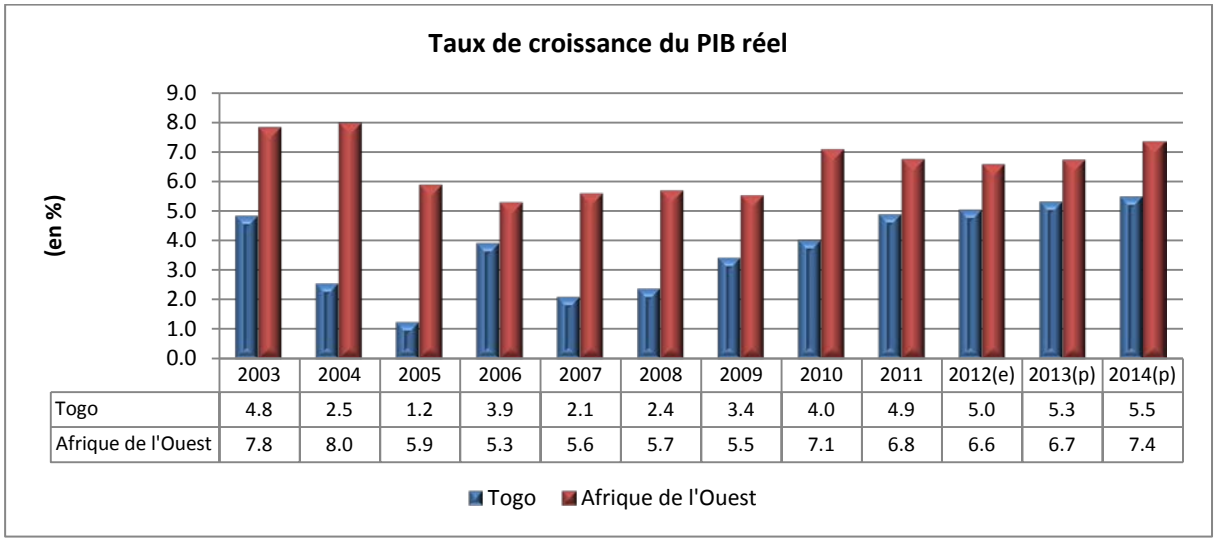
### 4.1.2 Situation socio-économique du Togo

Après 15 ans de stagnation économique (1990-2005) liée à des troubles sociopolitiques, le Togo a réussi depuis 2007 à se placer sur un sentier de croissance continue : le PIB réel devrait progresser de 5,0 % en 2012, contre 4,0 et 4,9 % en 2010 et 2011. Cependant, comme le montre la Figure 4-1, les taux de croissance réelle du PIB restent encore inférieurs à ceux de l'ensemble des pays de l'Afrique de l'Ouest, quoique les différences annuelles tendent à diminuer depuis 2011 (moins de deux points de pourcentage entre les taux de


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

croissance respectifs), indiquant une reprise avérée de l'économie togolaise.

**Figure 4-1 : Croissance de l'économie Togolaise – 2003-2014**




| | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012(e) | 2013(p) | 2014(p) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Togo | 4.8 | 2.5 | 1.2 | 3.9 | 2.1 | 2.4 | 3.4 | 4.0 | 4.9 | 5.0 | 5.3 | 5.5 |
| Afrique de l'Ouest | 7.8 | 8.0 | 5.9 | 5.3 | 5.6 | 5.7 | 5.5 | 7.1 | 6.8 | 6.6 | 6.7 | 7.4 |

Source: Perspectives économiques en Afrique, 2013. OCDE 2013. (e) = estimation; (p) = prévision.

L'abondance des ressources minières et un climat propice à l'agriculture expliquent le potentiel du pays. Les politiques contracycliques[1] mises en œuvre par le gouvernement ont en outre permis de soutenir le secteur agricole et d'instaurer un cadre macroéconomique relativement stable, caractérisé par un niveau d'inflation modéré (2,3 %) – même si l'on note une dégradation de l'équilibre budgétaire en 2012 (-3,1 %).

En 2012, selon les estimations, l'économie du Togo a bénéficié de la croissance réelle de l'ensemble des secteurs même si, avec un taux de progression de 4,1 % en 2012, le secteur primaire a fait un peu moins bien qu'en 2011 (5,1 %). Les investissements dans le BTP (bâtiments et travaux publics) et les industries extractives ainsi que les réformes engagées dans le secteur minier ont pour leur part contribué à la sensible amélioration de la performance du secteur secondaire en 2012, avec un taux de croissance estimé à 13,0 % (contre 4,5 % en 2011). La croissance du secteur tertiaire s'est elle aussi accélérée, de 1,0 % en 2011 à 4,6 % en 2012, un résultat à porter notamment au crédit de la restructuration du système bancaire, de la reprise du commerce et de la réduction des coûts de communication.

L'économie togolaise reste dominée par le secteur primaire, dont le poids dans le PIB est estimé à 38,1 % du PIB en 2012, devant le tertiaire (23,4 %) et le secondaire (20,7 %). L'agriculture y occupe toujours une place de choix, à 27,7 % du PIB en 2012, renforcée par son fort potentiel : seuls 45 % des 3,4 millions d'hectares de terres cultivables sont actuellement exploités et la diversité du climat dont jouit le pays ouvre un large éventail d'options. La faible productivité des activités agricoles freine néanmoins l'essor du secteur, liée à la petite taille des exploitations agricoles, la faible mécanisation des moyens de production, une piètre maîtrise des systèmes d'irrigation, l'enclavement des zones rurales et les obstacles pour accéder à la propriété foncière.

[1] Une politique budgétaire **contracyclique** est une politique dans laquelle l'État s'active à relancer l'économie lorsque la croissance économique est inférieure à la croissance potentielle, et à améliorer l'état de ses finances lorsque la croissance est forte.
Ainsi, durant une période de conjoncture économique mauvaise, notamment de récession économique, l'État peut mener une politique de relance, qui passe par une politique budgétaire expansionniste, c'est-à-dire l'augmentation de ses dépenses. À l'inverse, lorsque la conjoncture économique est bonne, l'État peut alors mener une politique budgétaire plus restrictive, c'est-à-dire baisser ses dépenses, et « engranger » des rentrées fiscales (ou plutôt réduire la dette publique), qui lui permettront de relancer l'économie, si la conjoncture se détériore.
Une politique contracyclique sert en quelque sorte d'amortisseur pour l'économie du pays.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Les efforts de restructuration de la filière cotonnière, notamment à travers la création de la Nouvelle société cotonnière du Togo (NSCT) en 2009, détenue à 40 % par les producteurs, ont contribué à un accroissement significatif de la production, de 161,3 %, entre 2008 et 2011. Cette tendance s'est confirmée en 2012, avec un gain supérieur à 40 %. La filière café-cacao connaît en revanche un déclin continu depuis 20 ans, qui s'explique par la baisse des cours internationaux, le vieillissement des plantations et le manque d'entretien – sans oublier les aléas climatiques.

La contribution du secteur secondaire à la croissance réelle s'est accrue en 2012, à 2,5 % (contre 0,9 % en 2011). Les industries extractives, dominées par les filières des phosphates et du clinker, apportent une contribution au PIB de 4,4 % et enregistrent une croissance réelle de 15,8 %. La création de la Société nouvelle de phosphate du Togo (SNPT) et l'élaboration d'une nouvelle stratégie de relance ont redonné des couleurs à la filière phosphates en 2012, avec une contribution de 1,5 % au PIB et une croissance réelle de 20,0 %. Les efforts du gouvernement pour améliorer le réseau routier urbain et les pistes rurales ont, en outre, favorisé la progression du BTP en 2012, à 3,8 % du PIB. Le développement des télécommunications, grâce à la baisse des prix liée aux réformes engagées et au raccordement en 2012 du Togo au réseau mondial de fibre optique, à travers le WACS (West Africa Cable System), a également profité à la croissance.

Grâce à ces améliorations du cadre macroéconomique et au dynamisme dont font preuve certains secteurs clés, les prévisions tablent sur un taux de croissance de respectivement 5,3 et 5,5 % en 2013 et en 2014. Elles se fondent également sur la poursuite des réformes visant à relancer l'activité économique ainsi que sur la mise en place d'une Stratégie de croissance accélérée et de promotion de l'emploi (SCAPE 2013-17).

Le secteur primaire devrait croître de 4,1 % en 2013 et 4,0 % en 2014, sous l'effet surtout de la bonne performance des cultures de rente, avec une progression estimée de 12,2 et 20,7 % en 2013 et 2014. Le secteur secondaire ne sera pas en reste, les prévisions tablant sur une hausse de respectivement 10,5 et 9,8 %, imputable aux industries extractives (23,8 % en 2013 et 18,4 % en 2014) et au BTP (7,5 % en 2013 et 14,4 % en 2014). Quant au secteur tertiaire, il devrait gagner 4,8 % en 2013 et 6,1 % en 2014, porté par le développement des services dans les banques et les assurances (15,5 et 13,9 % respectivement en 2013 et 2014) lié aux restructurations du secteur bancaire.

Le Togo est structurellement dépendant des apports de capitaux extérieurs, la demande intérieure étant supérieure au PIB sans interruption depuis les années 90. Sur la période 2008-11, la part de la consommation s'est élevée à près de 97 % du PIB en moyenne (dont environ 87 % pour la consommation privée). En 2012, elle devrait représenter 95,5 % du PIB, avec des taux respectifs de 83,6 et 11,9 % pour la consommation privée et la consommation publique. Un reflux devrait s'amorcer en 2013, à 92,6 %, lié au recul de la consommation privée (estimée à 81,2 % du PIB), la consommation publique restant stable, à 11,4 %. La part des investissements dans le PIB s'est accrue entre 2008 et 2012, de 17.8 à 19,8 %, tirée par l'investissement public (qui est passé de 4,7 à 10.1 % sur la même période) tandis que l'investissement privé affichait une tendance inverse (de 13,1 à 9,8 %). Les prévisions pour 2013 et 2014 tablent sur une stabilisation des investissements, autour de 20 % du PIB.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

### 4.1.3 Cadre macro-économique du Pays

Les trois paragraphes du cadre macro-économique ci-après ont été largement extraits du document sur les Perspectives économiques en Afrique, publié par l'OCDE[2] en 2013.

Les principaux indicateurs macro-économiques du Togo sont résumés au Tableau 4-1 suivant.

**Tableau 4-1 : Principaux indicateurs macro-économiques du Togo**

| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|---|---|---|---|---|
| Taux de croissance du PIB réel (%) | 4,9 | 5 | 5,3 | 5,5 |
| Taux de croissance du PIB réel par habitant (%) | 2,8 | 2,9 | 3,2 | 3,4 |
| Inflation (Indice des prix à la consommation, %) | 3,6 | 2,3 | 2,4 | 2,7 |
| Balance budgétaire (% PIB) | -1,2 | -3,1 | -3,6 | -3,9 |
| Balance courante (% PIB) | -6,4 | -6,2 | -3,9 | -4,7 |

Source : Perspectives économiques en Afrique, 2013. OCDE

#### 4.1.3.1 Politiques budgétaires

Évaluées à 22,2 % du PIB en 2012 (contre 23 % en 2011), les recettes de l'État ont légèrement diminué. La pression fiscale, estimée à 16,9 %, est en légère hausse par rapport à 2011 (16,7 %) mais toujours inférieure au seuil de 17 % fixé par l'UEMOA[3]. La situation ne devrait guère évoluer en 2013 et 2014, et rester à respectivement 16,6 et 16,5 %. Les dons reçus par le Togo ont diminué en 2012, à 3,8 % du PIB, contre 4,9 % en 2011, et ce reflux devait se poursuivre en 2013 (3,3 %), avant un léger mieux en 2014 (3,5 %). Le ratio masse salariale/recettes fiscales est passé de 35,9 % en 2011 à 34,3 % en 2012, des niveaux proches de la norme communautaire de l'UEMOA de 35 %. Les efforts du gouvernement pour rationaliser la masse salariale et maîtriser les effectifs de la fonction publique devraient entretenir cette tendance à la baisse, avec une part estimée des salaires dans le PIB de 5,5 % en 2013 et de 5,3 % en 2014, contre 5,8 % en 2012. Les dépenses courantes et les prêts nets sont estimés à 25,3 % du PIB en 2012, en légère augmentation par rapport aux 24,2 % de 2011. Cela s'explique par la hausse des dépenses courantes, à 16,7 % du PIB en 2012 (contre 15,9 % en 2011). Ce résultat, conjugué au léger repli des recettes fiscales (dons compris), contribue à creuser le déficit du solde global à -3,1 % du PIB en 2012, contre -1,2 % en 2011.

La loi des finances de 2013 prévoit une augmentation du budget de plus de 200 milliards FCFA par rapport à 2012, avec des prévisions de recettes et de dépenses de respectivement 779,8 milliards et 786,4 milliards FCFA. Les secteurs prioritaires se verront allouer 49,1 % du budget, répartis comme suit : 19,4 % pour les infrastructures routières, 13,8 % pour l'éducation, 6,6 % pour l'agriculture, 5,9 % pour la santé, 1,7 % pour l'eau et l'assainissement et 1,7 % pour le programme d'investissement public.

Les opérations financières de l'État sont présentées au Tableau 4-2 où seuls les principaux postes de recettes et de dépenses sont présentés (et donc les soldes affichés sont supérieurs aux postes présentés).

[2] OCDE : Organisation de coopération et de développement économiques.
[3] UEMOA : Union économique et monétaire ouest-africaine


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 4-2 : Opérations financières de l'Etat (Pourcentages du PIB)[4]**

| Postes | 2009 | 2010 | 2011 | 2012(e) | 2013(p) | 2014(p) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Recettes totales (avec dons) [(a)]** | **21,2** | **22,9** | **23** | **22,2** | **21,3** | **21,5** |
| Recettes fiscales | 15,3 | 15,7 | 16,7 | 16,9 | 16,6 | 16,5 |
| Dons | 4,3 | 4 | 4,9 | 3,8 | 3,3 | 3,5 |
| **Dépenses totales (et prêts nets)[(a)]** | **21,8** | **22,6** | **24,2** | **25,3** | **25** | **25,4** |
| Dépenses courantes | 15,7 | 14,7 | 15,9 | 16,7 | 16,3 | 16,6 |
| Sans les intérêts | 14,8 | 13,7 | 15,2 | 15,7 | 15,6 | 15,9 |
| Salaires | 6,3 | 5,3 | 6 | 5,8 | 5,5 | 5,3 |
| Intérêts | 0,9 | 1 | 0,7 | 0,9 | 0,7 | 0,7 |
| **Solde primaire** | **0,3** | **1,3** | **-0,5** | **-2,2** | **-2,9** | **-3,3** |
| **Solde global** | **-0,6** | **0,3** | **-1,2** | **-3,1** | **-3,6** | **-3,9** |

[(a)] : Seuls les principaux postes de recettes et de dépenses sont présentés. (e) : estimations; (p) : prévisions

### 4.1.3.2 Politiques monétaires

Les conditions monétaires au sein de l'UEMOA ont été marquées en 2012 par une baisse de 25 points de base des taux directeurs de la Banque Centrale des États d'Afrique de l'Ouest (BCEAO). Les principaux agrégats monétaires du Togo respectent les normes de l'UEMOA et l'intermédiation financière semble se renforcer avec la restructuration du système bancaire, qui a par ailleurs conduit à une hausse des dépôts de 11,4 % entre 2011 et 2012. La masse monétaire progresse, avec un taux évalué à 11,4 % en 2012, mais dans des proportions moindres qu'en 2011 (20,3 %). Le crédit intérieur a augmenté de 12,9 % par rapport à 2011 et les crédits à l'économie de 17,2 %. Quant au taux de couverture des importations, il est ressorti à 4,5 mois, pour une norme communautaire de 6 mois.

Attisée par la hausse du prix des carburants, de l'électricité et des denrées alimentaires importées, l'inflation –qui était de 1,4 % en 2010 – est passée à 3,6 % en 2011, un niveau légèrement supérieur à la norme communautaire de l'UEMOA fixée à 3,0 %. La baisse du prix des services de communication (estimée à 4,5 %) a néanmoins permis un net redressement, qui se traduit par un taux de 2,6 % en 2012. La tendance devrait se maintenir en 2013 et 2014, à respectivement 2,4 et 2,7 %.

Le marché financier est embryonnaire. Le Togo ne compte qu'une seule entreprise cotée (Ecobank Togo) à la Bourse régionale des valeurs mobilières. L'État, premier acteur togolais sur le marché régional, émet des obligations depuis 2006 et des bons du Trésor depuis 2008. Comparativement aux émissions de l'ensemble des États de l'UEMOA au titre de l'année 2012, le Togo occupe la 6ème place, avec 88 milliards FCFA sur un total de 1 409 milliards FCFA (bons et obligations).

### 4.1.3.3 Commerce

Les échanges extérieurs ont été relativement stables ces dernières années, la balance commerciale restant négative, du fait surtout de l'importance des importations de biens d'équipement, d'énergie et de denrées alimentaires. Il y a toutefois eu un léger mieux en 2012, avec un solde déficitaire de 12,6 % du PIB (contre 13,4 % en 2011), qui s'explique par la reprise des exportations de phosphates et de coton (ces dernières ayant grimpé de 111,9 %). Parallèlement, les importations ont progressé en 2012, représentant 44,4 % du PIB, contre 43,3 % en 2011.

[4] Source : Perspectives économiques en Afrique, 2013. OCDE


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

La balance commerciale devrait poursuivre son redressement en 2013, pour s'établir à -11,0 % du PIB, avant de repiquer à nouveau en 2014, à -11,5 % du PIB. La réduction du déficit commercial devrait se traduire par une amélioration du déficit des comptes courants en 2013, le solde s'établissant à -3,9 % du PIB, contre -6,2 % en 2012 et -6,4 % du PIB en 2011.

**Tableau 4-3 : Balance commerciale (en % du PIB)**

| Année | 2009 | 2010 | 2011 | 2012(e) | 2013(p) | 2014(p) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Exportations de biens (f.o.b.) | 28,5 | 30,8 | 29,9 | 31,8 | 32,9 | 33 |
| Importations de biens (f.o.b.) | 41,6 | 45,1 | 43,3 | 44,4 | 43,9 | 44,5 |
| **Balance commerciale** | **-13** | **-14,3** | **-13,4** | **-12,6** | **-11** | **-11,5** |

### 4.1.4 Environnement énergétique

La consommation totale d'énergie au Togo en 2012 est estimée à 2 056 370 tep, soit 0,31 tep par habitant, est dominée à 67% par la biomasse. Les hydrocarbures représentent 29% de la consommation annuelle d'énergie. La quote-part de l'énergie électrique dans la consommation annuelle d'énergie s'élève à 4%.

La consommation finale d'énergie se repartie essentiellement entre les ménages (64%), les transports (24 %) et les services marchands et publics (9%). L'industrie représente 3% de la consommation énergétique.

#### 4.1.4.1 Stratégie du secteur de l'énergie

La nouvelle politique de l'énergie aujourd'hui[5] envisagée prévoit de :

1. diversifier les sources d'énergie utilisées, le but étant d'accroître la sécurité énergétique. Il s'agirait de modifier les formes d'approvisionnement en électricité, en exploitant de nouvelles sources d'énergie pour remplacer les produits pétroliers importés comme le gaz naturel et de promouvoir le potentiel des bassins sédimentaires du Togo (pour la prospection de pétrole et de gaz) ;
2. mettre l'accent sur le bouquet énergétique en zone rurale, l'expansion de l'électrification rurale et la mise en valeur des énergies renouvelables ;
3. accroître la participation du secteur privé, le secteur public (principale source de financement du sous-secteur de l'électricité à ce jour) n'étant pas en mesure de financer les besoins croissants en matière d'équipements énergétiques. Cela passera toutefois par l'émergence d'un environnement et d'un cadre d'investissement favorables aux investissements du secteur privé (Section 3 de ce rapport) ;
4. actualiser le cadre réglementaire et les textes d'application ;
5. renforcer la coordination entre les différentes entités (publiques et privées, et nationales, binationales et régionales) intervenant dans le secteur de l'énergie au Togo ; et
6. garantir l'accès à des données énergétiques fiables en continuant de promouvoir le système d'information énergétique (SIE).

Le bouquet énergétique suivant est avancé pour la période 2015-2020 dans le projet de politique de l'énergie mentionné plus haut :

[5] *Politique nationale de l'énergie*, République Togolaise, document préparé par SOFRECO-IIC, 2012.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 4-4 : Sources d'énergie - Objectifs**

| Sources d'énergie | 2010 (%) | 2015 (%) | 2020 (%) |
|---|---|---|---|
| Biomasse | 71 | 55 | 40 |
| Produits pétroliers | 24,7 | 20 | 15 |
| Gaz naturel | 0 | 6,7 | 7,5 |
| GPL | 1 | 3 | 6 |
| Importations d'électricité | 3 | 3 | 6 |
| Electricité d'origine hydraulique | 0,3 | 0,3 | 1,5 |
| Charbon (usage résidentiel et production d'électricité) | 0 | 4 | 9 |
| Energies renouvelables | 0 | 6 | 11 |
| Biocarburants | 0 | 2 | 4 |
| **Total (%)** | **100%** | **100%** | **100%** |

Le taux d'électrification des ménages au Togo est estimé à 26,3% au niveau national en 2012, dont 30% en zones urbaines et 5% en zones rurales. Les objectifs d'électrification de la CEDEAO et de l'UEMOA sont très ambitieux et les besoins en financements nécessaires pour électrifier les 300 à 350 000 nouveaux clients d'ici 2015, qui s'élèvent entre 120 et 150 milliards de FCFA, sont au-dessus des capacités de financement du pays.

#### 4.1.4.2 Institutions et autres acteurs du secteur de l'énergie

Au Togo, les activités du secteur de l'énergie, et notamment celles du sous-secteur de l'électricité, relèvent du Ministère des Mines et de l'Énergie (MME). Les principaux acteurs publics et privés de ce sous-secteur sont :

- Le Ministère des Mines et de l'Energie (MME), par le biais de sa Direction Générale de l'Energie (DGE), est le Ministère directement impliqué dans la préparation des lois, décrets et règlements qui régissent le secteur de l'électricité, comme il a été expliqué à la section 2.3.2.1 (du chapitre Schéma Institutionnel et Organisationnel). Ainsi, il est notamment chargé de formuler et revoir périodiquement la politique générale d'organisation du secteur de l'électricité, plus particulièrement au regard des politiques suivantes : la politique d'électrification rurale, urbaine et périurbaine ; la politique tarifaire relative aux activités de fourniture d'énergie électrique ; la politique relative aux ressources énergétiques à partir desquelles est produite l'énergie électrique ; la politique relative à l'approvisionnement et au stockage des combustibles utilisés pour la production d'énergie électrique, notamment aux fins d'assurer la continuité et la régularité de la fourniture d'énergie électrique ; la politique relative à la recherche et au développement des aspects du secteur de l'électricité revêtant une importance particulière pour la République Togolaise ; et la politique en matière de protection de l'environnement et de développement des sources d'énergie renouvelable.
- La Compagnie d'Energie Electrique du Togo (CEET), l'entité publique responsable de la distribution de l'électricité dans le pays. Si la CEET exploite quelques équipements de production, il s'agit essentiellement d'une société de distribution qui achète son électricité à la CEB, une entité binationale, et à ContourGlobal, un producteur privé ;


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- L'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité (ARSE), créée en 2010 au sein du MME. L'ARSE a comme mandat principal d'assister le Ministre (chargé de l'énergie) dans la gestion des activités du secteur et de mettre en œuvre l'activité de réglementation et de régulation du secteur de l'électricité ;
- La Communauté Electrique du Bénin (CEB), une entité binationale codétenue par le Togo et le Bénin, créée en 1960 pour développer les infrastructures de production et de transport de l'électricité au profit de ces deux pays ; et
- Depuis 2010, ContourGlobal, un Producteur Indépendant d'Electricité (PIE), qui a mis en service, à Lomé, des unités de production diesel d'une puissance totale de 100 MW.

## 4.2 Sous-secteur de l'Electricité

### 4.2.1 Demande en électricité et évolution récente

Les données historiques couvrent essentiellement la période récente de 2003 à 2012, période où des données détaillées ont été disponibles pour la présente étude.

#### 4.2.1.1 Statistiques des ventes 2003-2012

Les détails des statistiques des ventes 2003-2012, pour chacune des cinq Régions Administratives – Maritime (sans Lomé), Plateaux, Centrale, Kara et Savane – ainsi que Lomé sont fournis dans les tableaux qui suivent.

Les ventes globales (basse tension et moyenne tension) sont passées de 376 GWh en 2003 à 695 GWh en 2012, ce qui correspond à une croissance moyenne de l'ordre de 7,1% par année. Sur la période plus récente de 2007 à 2012, la croissance moyenne est encore plus accentuée avec un taux de 9,8% par année, soulignant l'ampleur de la demande croissante d'électricité au Togo, ces dernières années. D'un autre côté, l'importance de l'énergie non-desservie (END) enregistrée par la CEET s'est améliorée entre 2009 et 2011 : passant de 71 GWh en 2009, à 12 GWh en 2010 et à 7 GWh en 2011 (cf. détails sur l'END au Tableau 4-17 de la page 4-14).

Sur cette période de 2003 à 2012, les ventes BT (basse tension) ont marqué une bien plus forte augmentation (8,2% par année) que les ventes MT (moyenne tension) avec 5,5% par année.

**Tableau 4-5 : Ventes historiques BT par région (MWh)**

| Région | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Lomé | 166 462 | 187 898 | 194 515 | 207 819 | 201 221 | 242 805 | 272 045 | 297 502 | 311 251 | 321 865 |
| Maritime (sans Lomé) | 9 169 | 10 150 | 10 987 | 12 213 | 12 389 | 14 536 | 16 942 | 19 658 | 22 020 | 24 580 |
| Plateaux | 11 561 | 12 739 | 13 813 | 14 460 | 15 275 | 18 237 | 20 377 | 21 294 | 23 530 | 26 627 |
| Centrale | 6 780 | 7 732 | 8 732 | 8 949 | 11 405 | 12 034 | 13 596 | 14 530 | 15 377 | 16 934 |
| Savane | 4 920 | 5 179 | 6 322 | 7 090 | 7 457 | 8 126 | 9 047 | 10 397 | 11 198 | 12 596 |
| Kara | 8 487 | 9 316 | 10 600 | 11 105 | 12 464 | 13 682 | 15 444 | 17 468 | 18 375 | 19 642 |
| **Total (MWh)** | **207 378** | **233 015** | **244 969** | **261 637** | **260 211** | **309 418** | **347 452** | **380 849** | **401 751** | **422 244** |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 4-6 : Ventes historiques MT par région (MWh)**

| Région | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Lomé | 145 063 | 157 213 | 158 239 | 162 321 | 156 168 | 175 063 | 193 390 | 206 142 | 211 620 | 230 911 |
| Maritime (sans Lomé) | 7 410 | 8 113 | 9 520 | 5 826 | 4 087 | 4 795 | 4 941 | 8 970 | 18 850 | 20 526 |
| Plateaux | 7 252 | 7 637 | 7 511 | 6 108 | 4 699 | 5 516 | 4 814 | 4 752 | 5 724 | 7 144 |
| Centrale | 459 | 510 | 486 | 500 | 447 | 462 | 536 | 610 | 564 | 707 |
| Savane | 806 | 857 | 905 | 974 | 1 075 | 1 244 | 1 167 | 1 257 | 1 410 | 1 510 |
| Kara | 7 872 | 8 595 | 10 025 | 10 230 | 8 421 | 9 791 | 10 948 | 12 020 | 11 674 | 11 670 |
| **Total (MWh)** | **168 862** | **182 925** | **186 685** | **185 959** | **174 897** | **196 871** | **215 796** | **233 751** | **249 842** | **272 468** |

**Tableau 4-7 : Ventes totales historiques (BT+MT) par région (MWh)**

| Région | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Lomé | 311 525 | 345 112 | 352 754 | 370 141 | 357 389 | 417 868 | 465 435 | 503 645 | 522 871 | 552 776 |
| Maritime (sans Lomé) | 16 579 | 18 263 | 20 507 | 18 039 | 16 476 | 19 331 | 21 884 | 28 628 | 40 870 | 45 106 |
| Plateaux | 18 813 | 20 376 | 21 324 | 20 568 | 19 974 | 23 752 | 25 191 | 26 046 | 29 254 | 33 772 |
| Centrale | 7 239 | 8 242 | 9 218 | 9 449 | 11 852 | 12 496 | 14 132 | 15 140 | 15 941 | 17 640 |
| Savane | 5 727 | 6 036 | 7 227 | 8 064 | 8 532 | 9 370 | 10 214 | 11 653 | 12 608 | 14 106 |
| Kara | 16 358 | 17 911 | 20 625 | 21 336 | 20 886 | 23 473 | 26 392 | 29 489 | 30 049 | 31 312 |
| **Total (MWh)** | **376 241** | **415 940** | **431 654** | **447 596** | **435 108** | **506 289** | **563 248** | **614 600** | **651 593** | **694 712** |

Lorsque les régions sont groupées — entre Lomé et 'Autres que Lomé' —, il est constaté que la dominance du taux d'accès à l'électricité dans la capitale Lomé par rapport aux autres régions est compensée par une plus grande croissance annuelle de la demande des autres régions qui ont encore beaucoup à rattraper. En effet, comme il peut être vu dans les trois tableaux ci-dessous (Tableau 4-8 à Tableau 4-10), les croissances relatives des demandes d'électricité des autres régions excèdent celles de Lomé — que ce soit dans chaque type de tension ou dans les deux tensions BT et MT confondues. Sur la période 2007-2012, les croissances sont respectivement de 9,9% en BT, 8,1% en MT et 9,1% toutes tensions confondues pour Lomé, alors qu'elles sont de 11,2% en BT, 17,3% en MT et 12,8% en BT+MT pour les Autres Régions.

**Tableau 4-8 : Ventes BT (GWh) – Lomé et Autres**

| Régions | 2003 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2003-2012 Taux moyen | 2007-2012 Taux moyen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Lomé | 166,5 | 201,2 | 242,8 | 272,0 | 297,5 | 311,3 | 321,9 | **7,6%** | **9,9%** |
| Autres que Lomé | 40,9 | 59,0 | 66,6 | 75,4 | 83,3 | 90,5 | 100,4 | **10,5%** | **11,2%** |
| **Total BT(GWh)** | **207,4** | **260,2** | **309,4** | **347,5** | **380,8** | **401,8** | **422,2** | **8,2%** | **10,2%** |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 4-9 : Ventes MT (GWh) – Lomé et Autres**

| Régions | 2003 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2003-2012 Taux moyen | 2007-2012 Taux moyen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Lomé | 145,1 | 156,2 | 175,1 | 193,4 | 206,1 | 211,6 | 230,9 | **5,3%** | **8,1%** |
| Autres que Lomé | 23,8 | 18,7 | 21,8 | 22,4 | 27,6 | 38,2 | 41,6 | **6,4%** | **17,3%** |
| **Total MT (GWh)** | **168,9** | **174,9** | **196,9** | **215,8** | **233,8** | **249,8** | **272,5** | **5,5%** | **9,3%** |

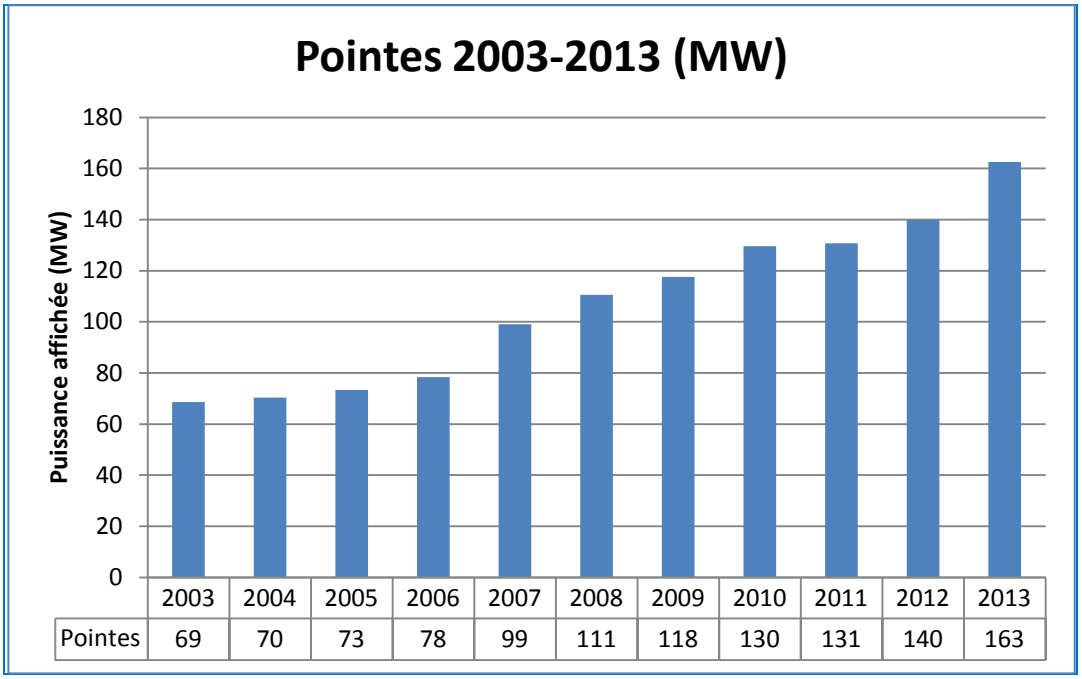
**Tableau 4-10 : Ventes totales BT+MT (GWh) – Lomé et Autres**

| Régions | 2003 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2003-2012 Taux moyen | 2007-2012 Taux moyen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Lomé | 311,5 | 357,4 | 417,9 | 465,4 | 503,6 | 522,9 | 552,8 | **6,6%** | **9,1%** |
| Autres que Lomé | 64,7 | 77,7 | 88,4 | 97,8 | 111,0 | 128,7 | 141,9 | **9,1%** | **12,8%** |
| **Total (BT+MT) (GWh)** | **376,2** | **435,1** | **506,3** | **563,2** | **614,6** | **651,6** | **694,7** | **7,1%** | **9,8%** |

4.2.1.2 Appel de puissance

L'évolution de la demande de pointe à la CEET a suivi généralement celle de la demande d'énergie (ventes). En 10 ans, la demande de pointe est passée de 69 MW à 163 MW (chiffre provisoire 2013), ce qui correspond à une croissance moyenne annuelle de l'ordre de 9,0%. Au cours des 7 dernières années, elle a plus que doublé, passant de 78 MW en 2006 à 163 MW en 2013, avec une croissance moyenne considérable de 11% par année.

**Figure 4-2: Puissance de pointe – 2003-2013**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

### 4.2.2 Structure de la clientèle

#### 4.2.2.1 Structure régionale

La prépondérance de la capitale, Lomé, par rapport aux autres régions se reflète aussi dans la structure régionale de l'électrification du pays. Le nombre de clients dans la capitale a toujours été de l'ordre de 68% à 70% du nombre total des abonnés du pays. Si la croissance annuelle moyenne du nombre des abonnés a été de 8,1% à Lomé, dans les autres régions elle a été de 10,5%. Dans les deux groupes de régions, il est à remarquer la dominance du nombre d'abonnés BT par rapport aux abonnés MT.

**Tableau 4-11 : Structure régionale des abonnés**

| Régions | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | Taux moyen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Lomé** | **98 751** | **106 113** | **112 533** | **123 377** | **138 368** | **145 928** | **8,1%** |
| Abonnés BT | 98 427 | 105 774 | 112 176 | 123 004 | 137 974 | 145 507 | 8,1% |
| Abonnés MT | 324 | 339 | 357 | 373 | 394 | 421 | 5,4% |
| *Pourcentage/Pays* | *70,1%* | *70,0%* | *69,6%* | *68,9%* | *67,9%* | *67,7%* | - |
| **Autres localités** | **42 154** | **45 585** | **49 121** | **55 785** | **65 462** | **69 589** | **10,5%** |
| Abonnés BT | 42 044 | 45 474 | 49 004 | 55 666 | 65 332 | 69 454 | 10,6% |
| Abonnés MT | 110 | 111 | 117 | 119 | 130 | 135 | 4,2% |
| *Pourcentage/Pays* | *29,9%* | *30,0%* | *30,4%* | *31,1%* | *32,1%* | *32,3%* | - |
| **Total abonnés BT** | **140 471** | **151 248** | **161 180** | **178 670** | **203 306** | **214 961** | **8,9%** |
| **Total abonnés MT** | **434** | **450** | **474** | **492** | **524** | **556** | **5,1%** |
| **Total Togo** | **140 905** | **151 698** | **161 654** | **179 162** | **203 830** | **215 517** | **8,9%** |

#### 4.2.2.2 Catégories d'abonnés

La clientèle de la CEET est classée, actuellement, selon les catégories énumérées ci-après :

- Clients privés ;
- Administration générale ;
- Sociétés d'Etat ;
- Concession CEET ;
- Collectivités locales ;
- Organismes d'Etat ;
- Client Zone Franche ;
- Contentieux commerciaux ;
- Organisations Internationales et Corps diplomatiques ;
- Clients divers.

L'évolution en termes d'effectifs de ces catégories de clients, au cours des sept dernières années (2006-2012), est fourni au tableau ci-après, où l'on remarque en BT la dominance des abonnés 'Clients privés' (résidentiels), près de 98%, ce avec une croissance annuelle moyenne de 8,3%.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 4-12 : Nombres d'abonnés BT par Catégorie**

| Catégorie BT | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | Taux moyen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Clients privés | 130 943 | 137 862 | 148 572 | 158 355 | 175 752 | 200 150 | 211 688 | **8,3%** |
| Administration générale | 1 447 | 1 495 | 1 541 | 1 688 | 1 804 | 1 860 | 1 824 | **3,9%** |
| Sociétés d'Etat | 578 | 578 | 607 | 639 | 531 | 579 | 583 | **0,1%** |
| Concession CEET | 49 | 46 | 48 | 52 | 57 | 68 | 65 | **4,8%** |
| Collectivités locales | 329 | 341 | 332 | 289 | 368 | 497 | 623 | **11,2%** |
| Organismes d'Etat | 49 | 41 | 42 | 49 | 53 | 51 | 62 | **4,0%** |
| Client Zone Franche | 28 | 24 | 22 | 20 | 19 | 16 | 17 | **-8,0%** |
| Contentieux commerciaux | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Org. Internat. et Corps dipl. | 86 | 84 | 84 | 88 | 86 | 85 | 99 | **2,4%** |
| Clients divers | | | | | | | | |
| **Abonnés BT seulement** | **133 509** | **140 471** | **151 248** | **161 180** | **178 670** | **203 306** | **214 961** | **8,3%** |

**Tableau 4-13 : Nombre d'abonnés MT par Catégorie**

| Catégorie MT | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | Taux moyen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Clients privés | 124 | 131 | 142 | 148 | 153 | 165 | 178 | 6,2% |
| Administration générale | 121 | 118 | 123 | 139 | 147 | 157 | 166 | 5,4% |
| Sociétés d'Etat | 81 | 81 | 84 | 85 | 87 | 87 | 89 | 1,6% |
| Concession CEET | 2 | 2 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 7,0% |
| Collectivités locales | 9 | 9 | 9 | 9 | 10 | 14 | 16 | 10,1% |
| Organismes d'Etat | 25 | 28 | 28 | 27 | 26 | 25 | 24 | -0,7% |
| Client Zone Franche | 33 | 38 | 36 | 38 | 39 | 45 | 50 | 7,2% |
| Contentieux commerciaux | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Org. Internat. et Corps dipl. | 27 | 27 | 26 | 26 | 27 | 28 | 30 | 1,8% |
| Clients divers | - | - | - | - | - | - | - | |
| **Abonnés MT seulement** | **422** | **434** | **450** | **474** | **492** | **524** | **556** | **4,7%** |

En termes de consommations, les catégories suivent, comme prévu, les mêmes tendances, avec en BT les 'Clients Privés' (résidentiels) en tête, avec plus de 90%, ce avec un taux de croissance moyenne annuelle de 8,2%.

**Tableau 4-14 : Consommation BT (MWh) par Catégorie**

| Catégorie BT | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | Taux moyen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Clients privés | 239 376 | 238 637 | 284 984 | 318 992 | 346 874 | 365 876 | 382 917 | 8,2% |
| Administration générale | 11 302 | 10 728 | 11 753 | 13 737 | 15 755 | 16 322 | 15 895 | 3,2% |
| Sociétés d'Etat | 4 377 | 5 213 | 7 087 | 7 973 | 9 122 | 9 788 | 10 705 | 10,4% |
| Concession CEET | 731 | 665 | 639 | 690 | 788 | 845 | 833 | 0,5% |
| Collectivités Locales | 2 763 | 2 459 | 2 150 | 2 971 | 5 218 | 5 724 | 8 519 | 33,2% |
| Organismes d'Etat | 439 | 330 | 327 | 568 | 811 | 926 | 1 071 | 12,5% |
| Client Zone Franche | 530 | 334 | 341 | 312 | 258 | 221 | 204 | -6,3% |
| Contentieux commerciaux | - | - | - | - | 1 | 8 | 0 | - |
| Org. Internat. et Corps dipl. | 1 973 | 1 709 | 2 013 | 2 084 | 1 898 | 1 894 | 2 063 | 22,4% |
| Clients divers | 145 | 136 | 125 | 126 | 124 | 145 | 37 | |
| **Total BT (MWh)** | **261 637** | **260 211** | **309 418** | **347 452** | **380 849** | **401 751** | **422 244** | **8,2%** |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 4-15 : Consommation MT (MWh) par Catégorie**

| Catégorie MT | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | Taux moyen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Clients privés | 81 874 | 79 541 | 85 468 | 87 258 | 96 941 | 111 074 | 120 158 | 4,6% |
| Administration générale | 19 898 | 20 331 | 24 006 | 32 697 | 31 956 | 32 019 | 33 085 | 9,7% |
| Sociétés d'Etat | 36 802 | 30 608 | 37 237 | 39 346 | 41 682 | 42 217 | 49 684 | 2,7% |
| Concession CEET | 1 758 | 1 394 | 873 | 1 150 | 1 986 | 427 | 458 | -9,6% |
| Collectivités Locales | 877 | 752 | 746 | 887 | 1 164 | 1 626 | 1 825 | 9,8% |
| Organismes d'Etat | 8 273 | 8 542 | 9 237 | 10 290 | 11 402 | 10 015 | 9 963 | 4,9% |
| Client Zone Franche | 22 481 | 19 988 | 24 543 | 29 000 | 31 800 | 36 022 | 40 137 | 12,9% |
| Contentieux commerciaux | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Org. Internat. et Corps dipl. | 13 995 | 13 740 | 14 761 | 15 168 | 16 820 | 16 442 | 17 158 | 3,0% |
| Clients divers | | | | | | | | |
| **Total MT (MWh)** | **185 959** | **174 897** | **196 871** | **215 796** | **233 751** | **249 842** | **272 468** | **5,5%** |

### 4.2.3 Production

La production d'électricité au Togo est marquée par une nette dominance des achats d'électricité auprès de la CEB d'abord et surtout, qui elle-même importe l'électricité, puis de ContourGlobal. Les importations par la CEB proviennent du Ghana à travers la Volta River Authority (VRA), de la Côte d'Ivoire à travers la Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE), et du Nigeria par le biais de la TCN (Transmission Company of Nigeria).

Jusqu'en 2009, l'importation d'électricité par la CEB (au moyen des réseaux interconnectés) en provenance du Nigéria et du Ghana constituait pratiquement la seule source d'achat d'électricité par la CEET avec près de 97% de l'approvisionnement en électricité 2009 (cf. Tableau 4-16, ci-dessous). La mise en service de la centrale thermique de ContourGlobal-Togo en novembre 2010 a modifié sensiblement la situation de l'offre.

En effet, la production de la Centrale ContourGlobal Togo S.A. a été de 209,02 GWh en 2012 contre 67,17 GWh en 2011, soit une augmentation de 211,18%. Il est à noter que toute la production de la Centrale ContourGlobal Togo S.A. est livrée sur le réseau de la CEB par la ligne 161 KV. L'achat d'électricité importée a été en 2011 de 91% pour tomber à 75% en 2012[6]. Les achats ont évolué avec une croissance annuelle moyenne de 11% entre 2006 et 2012.

**Tableau 4-16 : Production (MWh) – 2006-2012**

| Année | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | Taux moyen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Achats (MWh)** | **479 867** | **516 146** | **611 069** | **690 205** | **758 882** | **837 718** | **887 255** | **11%** |
| Achat CEB | 479 363 | 515 587 | 610 466 | 689 657 | 710 531 | 769 709 | 677 389 | |
| Achat IFG-Togo | 503 | 510 | 554 | 548 | 673 | 839 | 841 | |
| ContourGlobal nette | – | – | – | – | 47 679 | 67 171 | 209 024 | |
| Autres achats | – | 49 | 49 | – | – | – | – | |
| **Production brute CEET** | **71 264** | **41 701** | **30 031** | **22 810** | **40 621** | **11 534** | **14 334** | **-23%** |
| **Achats + Production (MWh)** | **551 131** | **557 847** | **641 100** | **713 015** | **799 503** | **849 253** | **901 589** | **9%** |

*Sources : Rapports annuels CEET, 2007 à 2012.*

[6] Rapport annuel 2012 de la CEET.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Il est à remarquer, toutefois, que la production intérieure CEET (hors CEB) est demeurée faible et a en fait diminué au cours des six dernières années, passant de 71 GWh en 2006 à 14 GWh en 2012.

### 4.2.4 Énergie non-distribuée (END)

L'énergie non-distribuée (END) est constituée par les incidents subis par le système, les travaux effectués et les délestages dus à l'insuffisance de la production, à la faiblesse ainsi qu'à la vétusté du système électrique. Les chiffres du tableau ci-après ont été enregistrés par la CEET durant la période 2006-2013.

**Tableau 4-17 : Énergie non-distribuée (GWh) – 2006-2013**

| Cause | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012* | 2013* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Incident | 0,89 | 0,99 | 0,97 | 40,25 | 2,86 | 5,29 | 4,53 | 9,31 |
| Travaux | 1,92 | 1,36 | 1,87 | 13,70 | 0,49 | 0,98 | 0,49 | 1,10 |
| Délestage | 11,98 | 7,11 | 10,76 | 16,59 | 8,54 | 0,24 | 0,84 | 0,87 |
| **Total (GWh)** | **14,79** | **9,46** | **13,61** | **70,54** | **11,89** | **6,52** | **5,86** | **11,28** |
| Ventes (GWh) | 448 | 435 | 506 | 563 | 615 | 652 | 695 | 784 |
| **END (% ventes)** | **3,3%** | **2,2%** | **2,7%** | **12,5%** | **1,9%** | **1,0%** | **0,8%** | **1,4%** |

Note (*) : Pour 2012 et 2013, les données sur l'END concernent l'exploitation Lomé seulement. Cependant, comme les ventes d'électricité de Lomé représentent près de 80% des ventes de la CEET (cf. Tableau 4-10 à la page 4-10, par exemple), les quantités de l'énergie non-distribuée au niveau national ne devraient pas trop s'éloigner de ces données partielles, pour ces deux années.

Les pourcentages de l'END varient considérablement d'une année à une autre, entre 1% et 12,5%, quoique depuis 2010 l'importance de l'END a considérablement diminué – coïncidant avec la mise en service de la production supplémentaire de ContourGlobal. Ces variations reflètent l'insuffisance de fiabilité du système du Togo et la moyenne annuelle de ces insuffisances devrait être plus proche de 12,5% que de 1%.

### 4.2.5 Pertes

Les pertes d'énergie (techniques et non-techniques) sont restées considérables et ont aussi augmenté en valeur absolue, passant de 121 GWh en 2007 à 164 GWh en 2012. En valeur relative, cependant, elles ont accusé une amélioration passant de 21,7% en 2007 à 18,2% en 2012.

**Tableau 4-18 : Pertes sur la période 2007-2012**

| Année | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Energie (GWh) | 121 | 133 | 138 | 163 | 163 | 164 |
| Pertes (%) | 21,7% | 20,8% | 20,6% | 20,3% | 19,2% | 18,2% |

*Sources: Rapports annuels CEET 2007 à 2012*

La division des pertes entre deux composantes — techniques et non-techniques — repose fortement sur un jugement éclairé, puisque aucune des deux ne peut être mesurée avec précision. Les pertes techniques pour les systèmes à haute tension peuvent être mesurées mais celles pour le système de distribution, — ce qui est essentiellement le cas pour la CEET — pourraient être estimées en analysant un échantillon de postes et en extrapolant les résultats sur tout le système. Les pertes non-techniques sont obtenues en prenant les


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

différences entre les pertes totales calculées et les pertes techniques estimées.

## 4.3 Méthodologie de prévision de la demande

### 4.3.1 Introduction

Cette section porte sur les démarches utilisées pour la prévision de la demande dans le cadre du Plan directeur du développement des infrastructures de la CEET. Elle commence par passer en revue les types de techniques de prévision de la demande généralement utilisées dans une telle étude de prévision à long terme, la démarche retenue est, ensuite, traitée en détails.

### 4.3.2 Techniques de prévisions de la demande

Généralement, le processus de prévision de la demande comprend six étapes :

1) collecte des données/ informations, validation et analyse de ces données;
2) formulation de la méthodologie, tenant compte des données obtenues et de la finalité des résultats requis;
3) formulation des hypothèses et paramètres;
4) application de la méthodologie adoptée;
5) contrôle et validation des résultats obtenus et ajustements; et
6) présentation des résultats obtenus.

En ce qui concerne la méthodologie à adopter dans une étude de prévision de la demande, la disponibilité et la fiabilité des données constituent l'élément principal dans le choix de la méthode. La démarche adoptée est en fait dictée par les données. Il serait maladroit de formuler, d'emblée, que telle ou telle méthode va être adoptée dans une étude de prévision de la demande, sans avoir apprécié au préalable la disponibilité et la fiabilité des données de l'étude, et sans avoir pris en compte les résultats ('outputs') requis tels qu'une désagrégation par région ou par catégorie de consommateurs, par exemple.

Trois types de techniques de prévisions de la demande sont généralement utilisés, soit :

- la méthode de la tendance en série;
- la technique économétrique; et
- la technique de l'utilisation finale.

#### 4.3.2.1 Méthode de la tendance en série

La méthode tendancielle ou extrapolation consiste à utiliser les observations passées et ordonnées (dans le temps), telles le décompte annuel du nombre de client ou la vente au secteur résidentiel, pour prédire les valeurs futures. L'extrapolation est basée sur le principe selon lequel une croissance future sera une continuation d'une tendance perceptible observée dans le passé.

Les techniques spécifiques de cette méthode comprennent l'utilisation de taux de croissance composée, ainsi que les courbes et graphes des données historiques.

Tant que les facteurs contribuant aux croissances restent stables sur une longue période, la méthode produit des résultats acceptables. Néanmoins, les facteurs influençant les croissances ne sont pas explicitement identifiés et leurs effets sur la prévision ne peuvent être isolés non plus. Cette méthode présente des limites notamment dans un contexte ou la conjoncture économique connaît une transformation majeure et/ou des changements qui affectent la demande d'électricité. En pratique, la méthode de la tendance peut être complétée avec avantage par une autre technique comme celle de l'utilisation finale par


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

exemple (décrite plus loin), pour pallier à ses insuffisances qui autrement ne captureraient pas des facteurs pouvant influencer les croissances de la demande. À titre d'exemple, les programmes d'électrification ne sont pas *a priori* capturés par la seule méthode tendancielle, pourtant ils influent bien la croissance de la demande en électricité.

En général, la technique des tendances composées est utilisée pour contourner la faiblesse associée aux techniques pures de tendances basées sur des équations exponentielles simples qui ne peuvent reconnaître les changements survenus dans le marché. Cependant, il devrait être noté que les travaux récents effectués aux USA ont indiqué que la méthode tendancielle est au moins aussi précise pour prédire les charges futures que toute autre méthode décrite ci-après.

#### 4.3.2.2 Technique économétrique

Le modèle économétrique permet de faire les prévisions globales des ventes ou de la consommation d'énergie par exemple, à partir des prévisions économiques, démographiques et autres telles que projetées par les autorités nationales et organisations internationales.

L'approche économétrique combine la théorie économique et les techniques statistiques/mathématiques pour produire des systèmes d'équations pour la prévision de l'énergie et demande. L'approche commence par estimer les relations causales, entre la consommation (la variable dépendante) et les facteurs influençant la consommation (les variables indépendantes). Les relations sont estimées en appliquant la méthode ordinaire des moindres carrés ou autres méthodes plus sophistiquées de séries à temps ou de données combinées ('pooled data'). Une fois qu'une relation (équation) est établie, en substituant les valeurs projetées des variables indépendantes dans les équations, il est obtenu les projections de la variable dépendante, telle que la consommation d'électricité.

Les variables indépendantes (ou explicatives) sont des indicateurs économiques et démographiques. Les variables typiques qui peuvent être considérées dans l'approche économétrique sont :

- revenu intérieur net réel ou PIB : responsable de la plupart mais pas de tous les changements ;
- formation de capital public brut : adopté comme étant une mesure de l'initiative du Gouvernement pour créer des emplois et stimuler l'économie nationale ;
- population : une croissance couplée avec une électrification accrue contribue à l'augmentation de la consommation électrique ;
- revenu réel par capita : utilisé comme une mesure de la volonté/capacité de payer l'électricité à un certain niveau de consommation ;
- taux de raccordement : utilisé comme mesure de l'effet de l'urbanisation, croissance économique, éducation et programmes d'électrification sur la consommation électrique ;
- prix de l'électricité : utilisé comme mesure de capacité à payer l'électricité et du niveau de consommation ;
- indices des prix à la consommation (IPC) : utilisé comme mesure des effets des changements de prix des biens et services sur la consommation d'électricité.

Les variables dépendantes (ou expliquées) peuvent être, par exemple :

- la vente d'électricité au niveau national ; ou
- les ventes par type de clients (BT, MT et HT).

Une régression est effectuée pour évaluer l'influence individuelle des variables explicatives sur la consommation d'électricité et sélectionner les variables les plus significatives. Le modèle est calibré sur une période historique pour s'assurer qu'il


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

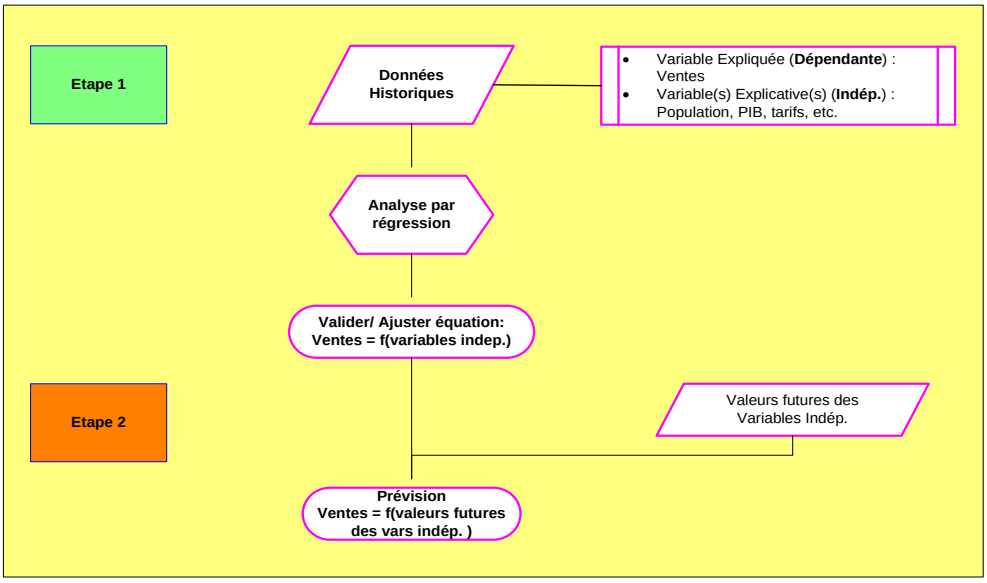
reproduit de manière satisfaisante la demande historique tout en étant statistiquement valide.

L'avantage principal de l'approche économétrique est qu'elle permet une évaluation explicite des impacts des facteurs variables tels que les prix de l'énergie, le revenu réel, la population, l'activité économique et autres variables indépendantes sur la variable dépendante qu'est la consommation d'électricité. L'approche économétrique est donc particulièrement utile pour évaluer objectivement les conséquences probables de diverses options politiques. Ceci suppose, bien entendu, que les éléments de telles options politiques ont été inclus correctement dans les variables indépendantes lors de l'élaboration du modèle de prévision économétrique.

Un inconvénient de base de l'approche économétrique est de supposer nécessairement et implicitement que les relations passées – entre les variables indépendantes (explicatives) et les variables dépendantes (expliquées) – continueront de persister dans le futur. Mais aussi, l'approche économétrique nécessite la disponibilité et fiabilité de données cohérentes sur plusieurs années historiques (habituellement sur 15 années consécutives au moins). Et surtout, afin de pouvoir appliquer le modèle (équations obtenues par régression), une projection future (jusqu'à l'horizon de l'étude) des variables indépendantes utilisées dans le modèle est nécessaire. Il est d'usage d'obtenir ces données sensibles sur la projection économique et démographique des services officiels du Gouvernement.

Schématiquement, l'approche économétrique est illustrée dans le diagramme suivant.

**Figure 4-3 : Schéma de la démarche économétrique**




### 4.3.2.3 Technique de l'utilisation finale

L'approche de l'utilisation finale est axée sur les différents emplois de l'électricité dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel. Par exemple, dans le secteur résidentiel, chaque usage majeur de l'électricité (tel que cuisson, éclairage, climatisation, réfrigération ou lessive) est identifié et la consommation d'énergie correspondante est spécifiée.

La structure de base d'un modèle de prévision basé sur l'approche de l'utilisation finale est exprimée pour chaque emploi (ou utilisation) de l'énergie par la relation simple suivante :


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

| | | |
|---|---|---|
| **Énergie pour l'emploi d'un type d'appareil** | **=** | **Nombre d'utilisateurs du type d'appareil x énergie consommée par le type d'appareil** |

Cette équation est utilisée pour chaque type d'appareil électrique dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel. Les résultats sont ensuite sommés pour obtenir les besoins en énergie.

Cette approche est très attrayante car la consommation d'énergie est directement associée aux emplois de l'électricité. Développer les modèles de l'utilisation finale suit la notion intuitive selon laquelle l'énergie est seulement un intrant intermédiaire pour obtenir un service final – chauffage, éclairage et courant.

Pour développer un modèle réel, on se concentre sur la quantité physique des équipements qui utilisent l'énergie – par exemple, le nombre projeté de laveuses de vaisselles électriques dans les ménages d'un pays donné. Donc, typiquement, les modèles commencent avec l'identité selon laquelle la consommation énergétique totale est égale à la somme des énergies consommées par chaque type d'appareil (par exemple, chauffage, climatisation, moteur industriel). Chaque énergie est calculée comme étant le produit des éléments suivants : (1) le nombre d'appareils de chaque type, (2) la puissance requise par l'appareil et (3) le taux moyen d'utilisation de l'appareil. La forme de l'équation est la suivante :

$$E = S \times N \times P \times H$$

où :

E = Consommation de l'appareil (en kWh)
S = Saturation du nombre d'appareils par client, c'est-à-dire le pourcentage
N = Nombre de clients
P = Puissance requise par l'appareil (en kW)
H = Nombre d'heures d'utilisation de l'appareil

La connaissance des détails, dans ces modèles, permet une bonne base pour imposer des facteurs externes influençant la prévision sur une base raisonnable. Par exemple, l'effet des normes d'efficacité énergétique des appareils sur les ventes d'énergie annuelles peut être évalué directement.

Pour le secteur industriel, la technique de l'utilisation finale est fonction des processus industriels mais aussi des autres sources d'énergie dont la structure des prix peut favoriser une substitution. Il est également nécessaire de comprendre comment les changements technologiques modifieront ce niveau de consommation.

Toutefois, le haut niveau de détails qui conviendrait à cette capabilité est aussi un grand désavantage de cette approche. Les modèles de l'utilisation finale nécessitent une information exhaustive sur le nombre d'emplois des types d'appareils ainsi que leur niveau d'emploi. Souvent, les modèles de l'utilisateur final tendent à être des calculs mécaniques avec des réponses à des comportements spécifiques basées sur un jugement avec des données rudimentaires.

Cette méthode, simple sur le principe, exige des enquêtes de consommation sur le terrain après un échantillonnage statistique (ou individuel pour les grosses industries) qui soit représentatif pour chacune des catégories de consommateurs. En outre, elle requiert aussi des projections du nombre d'équipements utilisés ainsi que du nombre d'utilisateurs. Elle s'avère généralement très coûteuse à réaliser en termes de ressources humaines et financières ainsi que délais.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

### 4.3.3 Sélection de l'approche méthodologique

Dans le contexte de la prévision de la demande pour le Togo, la sélection de la méthodologie à adopter a amené un certain nombre de considérations:

- Les prévisions économétriques nécessitent des données sur la performance économique qui sont fiables au niveau national et régional. Les données de base ont été disponibles, tant sur l'électricité (ventes, pertes, pointes, etc.), que sur les indicateurs économiques et sociaux (PIB par secteur à prix constants, population, projections, etc.). Cependant, les données de base sur l'électricité ont été disponibles sur une période historique assez courte, de 2003 à 2012 seulement. De même, si les données économiques historiques couvrent la période depuis l'année 1990 jusqu'à 2012, les prévisions officielles vont jusqu'à 2017 seulement. SNC-Lavalin aurait pu effectuer une projection économique au-delà de 2017 sur la base d'hypothèses raisonnables. Cependant, les données de base importantes que sont les données historiques sur l'électricité n'ont pas été disponibles sur une période suffisamment longue pour garantir une projection économétrique raisonnable.
- Puisque le mandat global de SNC-Lavalin comprend aussi un volet électrification, pour la préparation de la prévision de la demande pour les ménages dans un certain nombre de centres de charges régionaux dont la plupart ne sont pas encore électrifiés, certaines hypothèses ont été émises — comme par exemple, sur le calendrier d'électrification progressive et les consommations spécifiques de ces nouveaux ménages.

Pour ces raisons, deux approches se complémentant ont été sélectionnées :

- l'approche tendancielle ou par extrapolation a été adoptée pour les prévisions relatives aux catégories de consommateurs ;
- la méthode de l'utilisation finale a été utilisée pour tenir compte des électrifications rurales : (i) en tenant compte de l'augmentation de la population, (ii) en employant les consommations spécifiques des ménages ruraux à électrifier, et (iii) en tenant compte du fait que nonobstant les objectifs spécifiques formulés par le Gouvernement, la CEET, dans le cadre de ses activités normales procède déjà à des branchements de nouveaux abonnés (urbains ou ruraux) annuellement.

## 4.4 Hypothèses et paramètres

Cette section résume les hypothèses et paramètres utilisés dans la prévision de la demande.

### 4.4.1 Période de la prévision

L'année de base est l'année 2013 et l'horizon de la prévision est l'année 2028.

### 4.4.2 Catégorisation des clients retenues

Pour ramener la prévision à des demandes de catégories de clients dont les données de vente sont hétérogènes, les clients ont été regroupés en trois catégories de consommateurs et la prévision de la demande est effectuée selon ces trois catégories définies comme suit :

- Les Clients privés, les Contentieux et les Clients Divers ont été regroupés en **'Clients Privés et Résidentiels**' ;
- Sociétés d'Etat + Concession CEET + Client Zone Franche ont été regroupés en '**Commerce et Industries**' ;
- Administration générale + Collectivités Locales + Organismes Internationaux et Corps


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

diplomatique ont été regroupés en '**Administrations**' ;

Avec ces groupements de catégories de clients, les données historiques de vente, telles qu'indiquées au Tableau 4-14 (page 4-12) et au Tableau 4-15 (page 4-13), deviennent :

**Tableau 4-19 : Ventes BT – Catégories groupées (2003-2012)**

| Catégorie BT | 2003 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | Taux moyen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Clients Privés et Résidentiels | 188,5 | 238,8 | 285,1 | 319,1 | 347,0 | 366,0 | 383,0 | **8,2%** |
| Commerces et Industries | 5,6 | 6,2 | 8,1 | 9,0 | 10,2 | 10,9 | 11,7 | **8,7%** |
| Administrations | 13,4 | 15,2 | 16,2 | 19,4 | 23,7 | 24,9 | 27,5 | **8,4%** |
| **Total BT (GWh)** | 207,4 | 260,2 | 309,4 | 347,5 | 380,8 | 401,8 | 422,2 | **8,2%** |

**Tableau 4-20 : Ventes MT– Catégories groupées (2003-2012)**

| Catégorie MT | 2003 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | Taux moyen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Clients Privés et Résidentiels | 80,4 | 79,5 | 85,5 | 87,3 | 96,9 | 111,1 | 120,2 | **4,6%** |
| Commerces et Industries | 53,8 | 52,0 | 62,7 | 69,5 | 75,5 | 78,7 | 90,3 | **5,9%** |
| Administrations | 34,7 | 43,4 | 48,7 | 59,0 | 61,3 | 60,1 | 62,0 | **6,7%** |
| **Total MT (GWh)** | 168,9 | 174,9 | 196,9 | 215,8 | 233,8 | 249,8 | 272,5 | **5,5%** |

**Tableau 4-21 : Ventes BT+MT – Catégories groupées (2003-2012)**

| Catégorie BT et MT | 2003 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | Taux moyen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Clients Privés et Résidentiels | 268,8 | 318,3 | 370,6 | 406,4 | 443,9 | 477,1 | 503,1 | **7,2%** |
| Commerce et Industries | 59,3 | 58,2 | 70,7 | 78,5 | 85,6 | 89,5 | 102,0 | **6,2%** |
| Administrations | 48,1 | 58,6 | 65,0 | 78,4 | 85,0 | 85,0 | 89,6 | **7,2%** |
| **Total BT + MT (GWh)** | 376,2 | 435,1 | 506,3 | 563,2 | 614,6 | 651,6 | 694,7 | **7,1%** |

Quant aux nombres d'abonnés, les données historiques — telles qu'indiquées au Tableau 4-12 et au Tableau 4-13 — deviennent comme suit avec le même regroupement :

**Tableau 4-22 : Nombres d'abonnés BT – Catégories groupées (2006-2012)**

| Catégorie BT | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | Taux moyen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Clients Privés et Résidentiels | 130 943 | 137 862 | 148 572 | 158 355 | 175 752 | 200 150 | 211 688 | **8,4%** |
| Commerce et Industries | 655 | 648 | 677 | 711 | 607 | 663 | 665 | **0,6%** |
| Administrations | 1 911 | 1 961 | 1 999 | 2 114 | 2 311 | 2 493 | 2 608 | **5,4%** |
| **Total abonnés BT** | 133 509 | 140 471 | 151 248 | 161 180 | 178 670 | 203 306 | 214 961 | **8,3%** |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 4-23 : Nombres d'abonnés MT – Catégories groupées (2006-2012)**

| Catégorie MT | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | Taux moyen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Clients Privés et Résidentiels | 124 | 131 | 142 | 148 | 153 | 165 | 178 | **6,2%** |
| Commerce et Industries | 116 | 121 | 122 | 125 | 129 | 135 | 142 | **3,4%** |
| Administrations | 182 | 182 | 186 | 201 | 210 | 224 | 236 | **4,5%** |
| **Total abonnés MT** | **422** | **434** | **450** | **474** | **492** | **524** | **556** | **4,7%** |

**Tableau 4-24 : Nombres d'abonnés BT+MT – Catégories groupées (2006-2012)**

| Catégorie BT et MT | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | Taux moyen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Clients Privés et Résidentiels | 131 067 | 137 993 | 148 714 | 158 503 | 175 905 | 200 315 | 211 866 | **8.3%** |
| Commerce et Industries | 771 | 769 | 799 | 836 | 736 | 798 | 807 | **0.8%** |
| Administrations | 2 093 | 2 143 | 2 185 | 2 315 | 2 521 | 2 717 | 2 844 | **5.2%** |
| **Total abonnés BT+MT** | 133 931 | 140 905 | 151 698 | 161 654 | 179 162 | 203 830 | 215 517 | **8.3%** |

### 4.4.3 Consommations spécifiques

Selon le regroupement précédent, les consommations spécifiques, c'est-à-dire les ratios entre les consommations de la catégorie (en kWh) et leurs effectifs respectifs, sont :

**Tableau 4-25 : Consommation spécifique des clients BT (kWh/client)**

| Catégorie BT | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | Taux moyen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Clients Privés et Résidentiels | 1 829 | 1 732 | 1 919 | 2 015 | 1 974 | 1 829 | 1 809 | **-0,2%** |
| Commerce et Industries | 8 608 | 9 587 | 11 917 | 12 622 | 16 752 | 16 372 | 17 657 | **12,7%** |
| Administrations | 8 622 | 7 764 | 8 125 | 9 158 | 10 247 | 9 975 | 10 563 | **3,4%** |
| **kWh/Client BT** | **1 960** | **1 852** | **2 046** | **2 156** | **2 132** | **1 976** | **1 964** | **0,0%** |

**Tableau 4-26 : Consommation spécifique des clients MT (kWh/client)**

| Catégorie MT | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | Taux moyen |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Clients Privés et Résidentiels | 660 276 | 607 181 | 601 891 | 589 582 | 633 603 | 673 175 | 675 044 | **0,4%** |
| Commerce et Industries | 526 221 | 429 675 | 513 548 | 555 970 | 585 022 | 582 711 | 635 767 | **3,2%** |
| Administrations | 236 503 | 238 273 | 262 094 | 293 742 | 292 103 | 268 314 | 262 844 | **1,8%** |
| **kWh/Client MT** | **440 662** | **402 989** | **437 491** | **455 267** | **475 103** | **476 798** | **490 050** | **1,8%** |

### 4.4.4 Estimations de l'énergie non-distribuée

Comme il a été mentionné au Tableau 4-17 (page 4-14), les pourcentages de l'énergie non-distribuée (END) varient considérablement d'une année à une autre, entre 1% et 12,5%, entre les années 2006 et 2011, période où l'END a été mesurée. Pour l'année 2013, l'END s'est élevée à plus de 11 GWh pour la seule exploitation de Lomé. Dans la prévision de la demande, un pourcentage de 10% a été adopté pour la quantité de l'énergie non-distribuée.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

La vraie demande (en énergie), pour une année donnée, étant considérée comme étant les ventes majorées de l'énergie non-distribuée, la demande pour l'année de base (2013) est donc considérée comme la vente 2013 + 10%.

### 4.4.5 Nouvelles électrifications supplémentaires

Les nouvelles électrifications seront réalisées à deux niveaux: au niveau urbain et au niveau rural. Pour le moment, l'électrification (urbaine et rurale) revient entièrement à la CEET, en attendant la mise en place de mesures préconisées dans le cadre du Document de Politique Energétique[7] préparé en 2011. Pour faciliter l'électrification dans les zones rurales, les mesures préconisées dans ce document incluent, en particulier, la création d'une Agence Nationale d'Electrification Rurale et l'Etablissement d'un Fonds d'Electrification Rurale.

Si la mise en place de cette Agence Nationale d'Electrification Rurale est retenue, à l'instar d'autres pays de la région comme le Mali, le Sénégal ou le Cameroun, il pourra être envisagé un contexte où l'électrification rurale sera partagée entre la CEET et cette Agence, c'est à dire : la CEET continuera à réaliser de nouveaux branchements dans les villages à proximité de ses lignes existantes et l'Agence s'occupera des villages éloignés des lignes de la CEET. La DGE, elle-même, devrait assurer les fonctions d'initiateurs et de coordonnateur de toutes les activités d'électrification rurale. Comme il a été discuté au paragraphe 2.3.3.1 de la Section 2 sur le Schéma Institutionnel et Organisationnel, les fonctions d'électrification rurale devraient constituer une nouvelle structure, cette structure pouvant être :

- instaurée au sein de la CEET elle-même en étant un Département, ou une Direction à part entière ; ou bien
- s'ériger en une entité à part entière comme étant une Agence telle que mentionnée auparavant.

Pour ce qui est de l'électrification urbaine, il est aussi raisonnable de présumer qu'elle continuera à être du ressort de la CEET uniquement.

L'évolution récente du taux d'accès à l'électricité, à l'échelle du Pays, établit le taux d'accès en 2012 à 26,3% de la population[8], compte-tenu d'une augmentation annuelle de la population établie à 2,84% par le dernier Recensement Général de la Population et de l'Habitat (RGPH4) réalisé en novembre 2010.

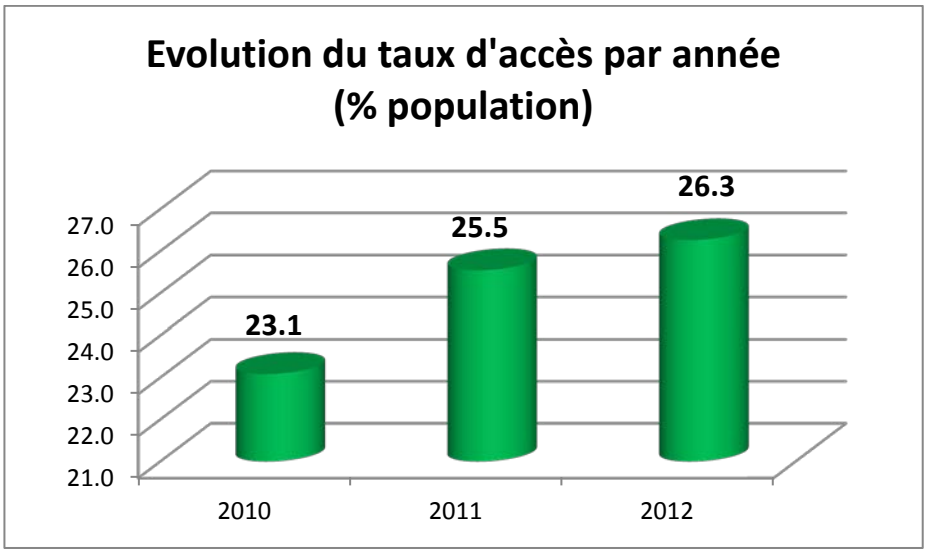
Les efforts déployés par la CEET et le MME en termes d'électrification du Pays (Figure 4-4 : Évolution du taux de desserte) affichent une croissance moyenne d'environ 6,7% par année. Ce rythme de croissance peut être considéré comme le produit des activités normales de la CEET qui effectue régulièrement de nouveaux branchements électriques dans la mesure des moyens mis à sa disposition. Cependant, à ce rythme-là, et compte tenu de la croissance annuelle de la population, l'on atteindrait une électrification d'environ 35% seulement en 2020, 43% en 2025 et 51% en 2030.

[7] *Politique nationale de l'énergie*, République Togolaise, document préparé par SOFRECO-IIC.

[8] Selon la méthode de la CEET, la « taille » d'un ménage d'un abonné d'électricité est uniformisée à huit (8) personnes, ce qui semble *a priori* supérieure aux tailles d'un ménage calculées par les Services de la Statistique dans les différentes régions par exemple. Cependant, la réalité dans les maisons branchées est que plus d'un ménage peut être généralement connecté à un branchement de la CEET. Cet état de chose a d'ailleurs été constaté lors des enquêtes socio-économiques.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Figure 4-4 : Évolution du taux de desserte**




Source : Chiffres ajustés à partir du Rapport annuel 2012 de la CEET

Dans le plus récent Contrat de Performance (signé entre la CEET et le Gouvernement[9]), il est stipulé que le taux de desserte devrait atteindre **40% en 2018**. Sans précisons au delà de cette date, et compte tenu de l'esprit du Document de Stratégie de Réduction de la Pauvreté (DSRP)[10] du Gouvernement, où « … il est envisagé à moyen terme, l'électrification progressive des villages et l'extension du réseau de télécommunication dans chaque région… », il a été admis l'hypothèse que, pour la présente étude de prévision de la demande, l'électrification à l'échelle du pays attendrait **60% en 2025** et **75% en 2030.**

Le tableau, ci-après, résume la projection des taux d'électrification qui seraient atteints dans le cadre (i) des activités normales de la CEET ; (ii) des objectifs stipulés dans le Contrat de Performance, qui couvre la période jusqu'à 2018 ; et (iii) des hypothèses émises dans la présente étude de prévision de la demande, au delà de 2018.

**Tableau 4-27 : Taux d'électrification 2014-2030**

| Année | Taux atteint au rythme actuel de la CEET | Taux atteint selon objectifs et hypothèses envisagées |
|---|---|---|
| 2014 | 28,3% | 30,0% |
| 2015 | 29,3% | 32,7% |
| 2016 | 30,4% | 35,4% |
| 2017 | 31,6% | 38,2% |
| 2018 | 32,7% | **40,0%** * |
| 2019 | 34,0% | 42,7% |
| 2020 | 35,3% | 45,5% |
| 2021 | 36,6% | 48,2% |
| 2022 | 37,9% | 50,9% |
| 2023 | 39,4% | 53,7% |

[9] Contrat de Performance du 28 avril 2014. Les signataires au nom du Gouvernement incluaient : le Ministère des Mines et de l'Energie, le Ministère de l'Economie et des Finances, le Ministère de la Planification, du Développement et de l'Aménagement du Territoire, et le Ministère du Commerce et de la Promotion du Secteur privé.

[10] DSRP-C : Document complet de Stratégie de Réduction de la Pauvreté, 2009-2011.



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

| Année | Taux atteint au rythme actuel de la CEET | Taux atteint selon objectifs et hypothèses envisagées |
|---|---|---|
| 2024 | 40,8% | 56,4% |
| **2025** | 42,4% | **60,0% **** |
| 2026 | 44,0% | 63,0% |
| 2027 | 45,6% | 66,0% |
| 2028 | 47,3% | 69,0% |
| 2029 | 49,1% | 72,0% |
| **2030** | 51,0% | **75,0% **** |

(*) Objectif du Contrat de Performance ; (**) Hypothèses retenues au delà de 2018.

### 4.4.6 Consommations spécifiques pour les nouvelles électrifications

Quant à la consommation spécifique des nouveaux abonnés ruraux, qui feront l'objet de nouvelles électrifications, il est généralement établi que les consommations rurales sont largement inférieures aux consommations urbaines. Dans la plupart des cas, les besoins d'électricité rurale sont surtout destinés à l'éclairage.

Dans la prévision de la demande liée à l'électrification en milieu rural, il a été adopté que la consommation spécifique annuelle d'un nouvel abonné rural est équivalente à la moitié de celle d'un Client Privé et Résidentiel urbain BT dont la moyenne au cours des sept dernières années (2006-2012) a été de 1 873 kWh (voir Tableau 4-25 à la page 4-21), soit environ 950 kWh pour la consommation spécifique rurale. Cette hypothèse adoptée pour la consommation spécifique rurale annuelle à 950 kWh est, en fait, corroborée par les résultats issus de l'enquête socio-économique sur la consommation énergétique (voir résumé au paragraphe 4.6.3, page 4-35 à la fin de la présente section et détails à l'Annexe B).

En effet, le montant mensuel moyen payé à la CEET, par les ménages ruraux objets de l'enquête, s'élève à 7 050 FCFA (cf. paragraphe d) de la section 4.6.3.4, à la page 4-38). Sur la base du tarif du coût[11] de l'électricité, actuellement en vigueur à la CEET, pour les consommateurs Basse Tension/Usage domestique, il peut être calculé la consommation mensuelle comme indiquée au Tableau 4-28 ci après.

[11] Arrêté Interministériel No. 019/MME/MEF/MPR.PDAT/MCPSP du 26 novembre 2010, portant fixation des tarifs de vente de l'énergie électrique au Togo – Article 1.1.A (Tarifs Basse Tension/Usage domestique/Puissance souscrite inférieure ou égale à 2,2 kVA) spécifiant que

*«… L'usage domestique de l'électricité s'entend l'utilisation de l'électricité à des fins exclusives d'habitation dans un logement.*

*A. Puissance souscrite inférieure ou égale à 2,2 kVA*

1. *Redevance puissance : 250 FCFA/kVA / mois*
2. *Energie:*
   - *Tranche sociale : 0 à 40 kWh : 63 FCFA/kWh*
   - *Tranche 1 : 41 à 200 kWh : 84 FCFA/kWh*
   - *Tranche 2 : 201 à 350 kWh : 114 FCFA/kWh*
   - *Tranche 3 : plus de 350 kWh : 120 FCFA/kWh*
3. *Autres Redevances Mensuelles*
   - *Entretien Branchement : 500 FCFA/mois*
   - *Location Compteur : 500 FCFA/mois*

*… »*


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 4-28 : Consommations spécifiques (nouvelles électrifications)**

| Détail Tarifs | Tarif CEET | Calcul (FCFA) | Consommation (kWh/mois) |
|---|---|---|---|
| **Total facture** | | **7 050** | - |
| **Puissance souscrite et autres redevances mensuelles** | | | |
| Redevance puissance (1kVA) | 250 | 7 050 – 250 = 6 800 | - |
| Location compteur | 500 | 6 800 – 500 = 6 300 | |
| Entretien branchement | 500 | 6 300 – 500 = 5 800 | - |
| **Energie** | | | |
| Tranche sociale (0 à 40 kWh) | 63 FCFA/kWh | 5 800 – (63 x 40) = 3 280 | 40 |
| Tranche 1 (41 à 200 kWh) | 84 FCFA/kWh | 3 280 – (84 x 39) = 0 | 39 |

L'analyse des résultats obtenus indique que le montant de 7 050 FCFA/abonné correspond à une consommation mensuelle de 79 kWh en moyenne, dont 40 kWh dans la Tranche sociale et 39 kWh dans la Tranche 1 ce qui totalise une consommation moyenne de **948 kWh/abonné par année**.

### 4.4.7 Pertes et rendement global

Les pertes techniques et non-techniques se sont légèrement et progressivement améliorées en valeurs relatives (par rapport aux ventes), au cours des cinq dernières années. En effet, elles sont passées de 21,7% en 2007 à 18,2% en 2012 :

**Tableau 4-29 : Pertes 2007-2012**

| Année | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Pertes | 21,7% | 20,8% | 20,6% | 20,3% | 19,2% | 18,2% |

*Source: Rapports Annuels de la CEET, 2007 à 2012.*

Le rendement global correspondant s'établit donc au cours de la même période comme suit :

**Tableau 4-30 : Rendement global 2007-2012**

| Année | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Rendement global | 78,3% | 79,2% | 79,4% | 79,7% | 80,8% | 81,8% |

Par ailleurs, dans le Contrat de Performance les pertes, pour les prochaines années, seraient de :

**Tableau 4-31 : Pertes envisagées 2014-2018**

| Année | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|---|---|---|---|---|---|
| Pertes | 17,0% | 16,0% | 15,5% | 15,0% | 14,5% |

Tenant compte des obligations de la CEET vis-à-vis de ce Contrat de performance, les hypothèses émises dans la prévision de la demande prévoient une amélioration progressive annuelle des pertes et donc du rendement global, pour atteindre un rendement global de 89% vers la fin de la période de prévision, selon le calendrier ci-après.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 4-32 : Hypothèses sur le rendement global**

| Année | Pertes | Rendement global |
|---|---|---|
| 2014 | 17,0% | 83,0% |
| 2015 | 16,0% | 84,0% |
| 2016 | 15,5% | 84,5% |
| 2017 | 15,0% | 85,0% |
| 2018 | 14,5% | 85,5% |
| 2019 | 14,5% | 85,5% |
| 2020 | 14,0% | 86,0% |
| 2021 | 13,5% | 86,5% |
| 2022 | 13,0% | 87,0% |
| 2023 | 12,0% | 88,0% |
| 2024 | 11,0% | 89,0% |
| 2025 | 11,0% | 89,0% |
| 2026 | 11,0% | 89,0% |
| 2027 | 11,0% | 89,0% |
| 2028 | 11,0% | 89,0% |

### 4.4.8 Facteur de charge

Défini comme étant le rapport entre la puissance moyenne et la puissance de pointe dans une année donnée, le facteur de charge peut aussi être calculé comme étant le rapport entre l'énergie totale livrée au réseau (donc incluant les pertes techniques et non-techniques) et la puissance de pointe multipliée par le nombre d'heures dans une année (8760 heures). Compris entre 0 et 1, le facteur de charge d'un réseau est généralement un nombre stable qui change relativement peu au cours des années.

Pour le réseau de la CEET, le facteur de charge au cours des six dernières années (2007-2012) a été entre 59% et 72%, comme le montre le tableau ci-après :

**Tableau 4-33** : **Facteurs de charge - Période 2007-2012**

| Année | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Energie (GWh) | 516 | 611 | 690 | 758 | 838 | 887 |
| Puissance de pointe (MW) | 99 | 111 | 118 | 130 | 131 | 140 |
| Facteur de charge | 59% | 63% | 67% | 67% | 72% | 72% |

Pour l'année 2013, il est à signaler que la puissance de pointe sur le réseau de la CEET a atteint 163 MW. La croissance moyenne de la puissance de pointe a donc été de 8,7% par année sur le réseau.

La moyenne des facteurs de charge, 66%, est adoptée pour le calcul des puissances de pointe de la prévision, ce qui correspond à une durée d'utilisation de la pointe d'environ 5 780 heures.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

## 4.5 Dérivation de la prévision de la demande

### 4.5.1 Prévision de la demande BT

Le nombre d'abonnés BT de la CEET dans le cadre de ses activités normales est projeté à 851 071 d'abonnés en 2028, soit avec un taux de croissance moyen de 8,3% par année.

La prévision du nombre d'abonnés, dans chaque catégorie de clients, est effectuée selon le rythme régulier de la croissance du nombre d'abonnés de la catégorie. Il est à signaler que les nombres d'abonnés sont d'abord calculés sans tenir compte des électrifications supplémentaires à réaliser dans le cadre d'efforts supplémentaires d'électrification. Ensuite, ces électrifications supplémentaires sont considérées. Dans cette optique, la prévision est effectuée selon l'ordre ci-après :

- Clients privés et résidentiels,
- Commerces et industries,
- Administrations, et
- Electrifications supplémentaires.

Le nombre d'abonnés est passé de 179 000 abonnés en 2010 à 215 000 en 2012 (voir Tableau 4-34). Le taux de desserte, sur la même période (2010-2012) est passé de 23,09% à 26,26%. Il y a donc eu une augmentation annuelle moyenne d'environ 6,7% du taux de desserte au Togo comme le montre le tableau suivant.

**Tableau 4-34 : Taux de desserte**

| Région | Population (x 1000) | | | Nbre de ménages (x 1000) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2010 | 2011 | 2012 | 2010 | 2011 | 2012 |
| **Maritime** | 2 600,0 | 2 673,8 | 749,7 | 325,0 | 334,2 | 343,7 |
| **Plateaux** | 1 375,2 | 1 414,2 | 1 454,4 | 171,9 | 176,8 | 181,8 |
| **Centrale** | 617,9 | 635,4 | 653,5 | 77,2 | 79,4 | 81,7 |
| **Kara** | 769,9 | 791,8 | 814,3 | 96,2 | 99,0 | 101,8 |
| **Savanes** | 828,2 | 851,7 | 875,9 | 103,5 | 106,5 | 109,5 |
| **Pays** | **6 191,2** | **6 367,0** | **6 547,8** | **773,9** | **795,9** | **818,5** |

| Région | Nbre d'abonnés BT (x 1000) | | | Taux d'accès (%) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2010 | 2011 | 2012 | 2010 | 2011 | 2012 |
| **Maritime** | 135,2 | 153,0 | 161,9 | **41,6** | **45,8** | **47,1** |
| **Plateaux** | 15,0 | 17,7 | 18,7 | **8,7** | **10,0** | **10,3** |
| **Centrale** | 9,0 | 10,0 | 10,5 | **11,6** | **12,6** | **12,9** |
| **Kara** | 12,8 | 14,7 | 15,5 | **13,3** | **14,9** | **15,2** |
| **Savanes** | 6,7 | 7,8 | 8,4 | **6,4** | **7,4** | **7,6** |
| **Pays** | **178,7** | **203,3** | **215,0** | **23,1** | **25,5** | **26,3** |

Source : CEET, Juillet 2013

Lorsque les efforts supplémentaires d'électrification — objectifs d'électrification du pays — sont pris en compte, la projection du nombre d'abonnés BT atteint 1 127 038 abonnés en 2028, soit un taux de croissance moyen de 10,4% par année (Tableau 4-36, à la page 4-29).


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Se référant au Tableau 4-35 ci-bas, la prévision du nombre d'abonnés BT est effectuée en deux étapes :

- D'abord, utilisant les taux moyens de croissance des nombres des abonnés des trois catégories, tels que donnés au Tableau 4-12 (page 4-12), la prévision des nombres d'abonnés est établie ;
- Ensuite, pour les électrifications supplémentaires, selon les objectifs formulés d'électrification fournis au Tableau 4-27 (page 4-23), les nombres d'abonnés supplémentaires à être connectés sont établis pour remplir ces objectifs.

Dans le Tableau 4-35 qui suit :

- La colonne *'Population'* indique la prévision de la population utilisant le taux moyen de croissance de 2,84% identique à la croissance de la population togolaise établie dans le dernier recensement de la population ;
- La colonne *'Ménages potentiels'* contient le nombre de ménages correspondant ;
- La colonne *'Ménages abonnés sans programme'* indique le nombre de ménages qui seraient raccordés par la CEET sans un programme d'électrifications supplémentaires mis en place par le Gouvernement ;
- La colonne *'Tx. de desserte sans progr.'* et la colonne *'Objectifs (%)'* sont les mêmes indiquées au Tableau 4-27, Taux d'électrification, à la page 4-23 ;
- La colonne *'Nb.de ménages objectifs'* correspond à la valeur (en nombre) des Objectifs ; et
- La colonne *'Ménages suppl. pour atteindre objectifs'* constitue le nombre de ménages supplémentaires à électrifier pour atteindre les objectifs fixés.

**Tableau 4-35 : Nombre de ménages supplémentaires à électrifier**

| Année | Population | Ménages 'potentiels' | Ménages abonnés sans programme | Tx. de desserte sans progr. | Objectifs (%) | Nb. de ménages objectifs | Ménages suppl. pour atteindre objectifs |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2014 | 6 922 309 | 865 289 | 244 536 | 28,3% | 30.0% | 259,315 | **14,779** |
| 2015 | 7 116 134 | 889 517 | 260 817 | 29,3% | 32.7% | 290,861 | **30,044** |
| 2016 | 7 315 386 | 914 423 | 278 181 | 30,4% | 35.4% | 323,970 | **45,789** |
| 2017 | 7 520 216 | 940 027 | 296 701 | 31,6% | 38.2% | 358,705 | **62,004** |
| 2018 | 7 730 782 | 966 348 | 316 455 | 32,7% | 40.0% | 386,539 | **70,085** |
| 2019 | 7 947 244 | 993 406 | 337 523 | 34,0% | 42.7% | 424,483 | **86,960** |
| 2020 | 8 169 767 | 1 021 221 | 359 994 | 35,3% | 45.5% | 464,250 | **104,256** |
| 2021 | 8 398 521 | 1 049 815 | 383 961 | 36,6% | 48.2% | 505,910 | **121,949** |
| 2022 | 8 633 679 | 1 079 210 | 409 524 | 37,9% | 50.9% | 549,539 | **140,015** |
| 2023 | 8 875 422 | 1 109 428 | 436 788 | 39,4% | 53.7% | 595,215 | **158,426** |
| 2024 | 9 123 934 | 1 140 492 | 465 868 | 40,8% | 56.4% | 643,018 | **177,149** |
| 2025 | 9 379 404 | 1 172 426 | 496 884 | 42,4% | 60.0% | 703,455 | **206,571** |
| 2026 | 9 642 028 | 1 205 253 | 529 965 | 44,0% | 63.0% | 759,310 | **229,345** |
| 2027 | 9 912 004 | 1 239 001 | 565 248 | 45,6% | 66.0% | 817,740 | **252,493** |
| 2028 | 10 189 541 | 1 273 693 | 602 880 | 47,3% | 69.0% | 878,848 | **275,968** |
| 2029 | 10 474 848 | 1 309 356 | 643 018 | 49,1% | 72.0% | 942,736 | 299,719 |
| 2030 | 10 768 143 | 1 346 018 | 685 827 | 51,0% | 75.0% | 1,009,513 | 323,686 |



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

La prévision du nombre d'abonnés BT est ainsi résumée au tableau ci-après.

**Tableau 4-36 : Nombre d'abonnés BT– Prévisions**

| Catégorie | 2015 | 2020 | 2025 | 2028 |
|---|---|---|---|---|
| Clients Privés et Résidentiels | 296 426 | 443 230 | 662 738 | 843 664 |
| Commerces et Industries | 744 | 765 | 786 | 799 |
| Administrations | 3 355 | 4 354 | 5 650 | 6 607 |
| **Sous-total** | **300 524** | **448 348** | **669 175** | **851 071** |
| Electrification supplémentaire | 30 044 | 104 256 | 206 571 | 275 968 |
| **Total abonnés BT** | **330 569** | **552 604** | **875 746** | **1 127 038** |

Les ventes (MWh) sont établies à partir de la prévision des nombres d'abonnés et de leurs consommations spécifiques respectives. Pour les différents types d'abonnés BT, les consommations spécifiques ont été fournies au Tableau 4-14.

Pour les électrifications supplémentaires, la consommation spécifique utilisée a été indiquée au paragraphe 4.4.6 (page 4-24), en l'occurrence 950 kWh/an en moyenne.

La projection de la demande dans le cadre des activités normales de la CEET atteindra 1 651 GWh en 2028, avec un taux de croissance moyen de 8,1% par année. En incluant les efforts d'électrification, la demande BT atteindra 1 913 GWh, avec un taux de croissance moyen de 9,2%.

**Tableau 4-37 : Demande BT (MWh) – Prévisions**

| Catégorie | 2015 | 2020 | 2025 | 2028 |
|---|---|---|---|---|
| Clients Privés et Résidentiels | 555 061 | 829 953 | 1 240 984 | 1 579 769 |
| Commerce et Industries | 9 936 | 10 215 | 10 501 | 10 677 |
| Administrations | 30 888 | 40 087 | 52 027 | 60 836 |
| **Sous-total** | **595 885** | **880 255** | **1 303 512** | **1 651 283** |
| Electrification supplémentaire | 28 542 | 99 043 | 196 243 | 262 169 |
| **Total demande BT (MWh)** | **624 427** | **979 297** | **1 499 755** | **1 913 452** |

### 4.5.2 Prévision de la demande MT – CEET

Au niveau de la MT, le nombre d'abonnés atteindra 1 305 abonnés en 2028 ; le taux de croissance moyen sera de 4,9% par année. Il est à rappeler que les efforts d'électrification supplémentaires concernent uniquement la tension BT ; la tension MT n'est pas concernée.

**Tableau 4-38 : Nombre d'abonnés MT – Prévisions CEET**

| Catégorie | 2015 | 2020 | 2025 | 2028 |
|---|---|---|---|---|
| Clients Privés et Résidentiels | 235 | 317 | 429 | 515 |
| Commerce et Industries | 173 | 205 | 242 | 268 |
| Administrations | 296 | 368 | 458 | 522 |
| **Total abonnés MT** | **703** | **890** | **1 130** | **1 305** |



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

La prévision de la demande MT s'établit à 635 GWh en 2028 ; le taux moyen de croissance moyen sera de 5,0% par année.

**Tableau 4-39 : Demande MT (MWh) – Prévision CEET**

| Catégorie | 2015 | 2020 | 2025 | 2028 |
|---|---|---|---|---|
| Clients Privés et Résidentiels | 148 898 | 201 410 | 272 443 | 326 582 |
| Commerce et Industries | 109 908 | 130 150 | 154 120 | 170 572 |
| Administrations | 78 369 | 97 478 | 121 247 | 138 207 |
| **Total demande MT (MWh)** | **337 174** | **429 038** | **547 810** | **635 361** |

### 4.5.3 Prévisions BT et MT – CEET

Il est, d'abord, à signaler que pour l'ensemble BT+MT la catégorie relative aux électrifications supplémentaires a été comptée comme faisant partie de la catégorie « Clients Privés et Résidentiels ».

Pour l'ensemble (MT+BT), le nombre d'abonnés atteindra 1 128 000 abonnés en 2028, soit avec un taux de croissance moyen de 10,4% par année, qui est pratiquement le même que celui des abonnés BT, ce qui est tout à fait compréhensible vu que le nombre de clients MT est négligeable par rapport à celui des clients BT.

**Tableau 4-40 : Nombre d'abonnés BT+MT – Prévisions CEET**

| Catégorie | 2015 | 2020 | 2025 | 2028 |
|---|---|---|---|---|
| Clients Privés et Résidentiels | 326 705 | 547 803 | 869 739 | 1 120 147 |
| Commerce et Industries | 917 | 969 | 1 028 | 1 068 |
| Administrations | 3 650 | 4 722 | 6 108 | 7 129 |
| **Total** | **331 272** | **553 494** | **876 876** | **1 128 343** |

La prévision de la demande globale (BT et MT) au niveau de la CEET s'établira à 2 549 GWh en 2028 ; le taux moyen de croissance sera de 7,9%.

**Tableau 4-41 : Demande totale MT et BT (MWh) – Prévisions CEET**

| Catégorie | 2015 | 2020 | 2025 | 2028 |
|---|---|---|---|---|
| Clients Privés et Résidentiels | 732 501 | 1 130 406 | 1 709 670 | 2 168 521 |
| Commerce et Industries | 119 844 | 140 364 | 164 621 | 181 249 |
| Administrations | 109 257 | 137 566 | 173 274 | 199 043 |
| **Total clients MT et BT** | **961 601** | **1 408 336** | **2 047 565** | **2 548 813** |

### 4.5.4 Demande pour SNPT et WACEM

Deux clients majeurs ne sont pas pris en compte dans la demande d'électricité de la CEET : il s'agit de la *Société nouvelle de phosphate du Togo* (SNPT, ancien IFG-Togo) et de la *West African Cement* (WACEM). Ces deux clients sont approvisionnés directement par la CEB, quoique géographiquement implantés au Togo. Si la demande de la WACEM a été plus ou moins stationnaire au cours des huit dernières années — autour de 100 GWh, avec une variation moyenne de 7% —, celle de la SNPT, par contre, a fluctué sensiblement —



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

entre 31 GWh et 52 GWh, c'est-à-dire avec une variation moyenne annuelle de 16%. Le tableau ci-après fournit les demandes annuelles de ces deux sociétés.

**Tableau 4-42 : Demande passée de la WACEM et de la SNPT (GWh)**

| Société | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| WACEM | 115,2 | 105,9 | 106,1 | 106,1 | 121,5 | 98,3 | 110,9 | 103,6 |
| SNPT | 44,7 | 37,3 | 31,2 | 39,3 | 36,1 | 34,7 | 39,6 | 51,7 |
| **Total** | **159,9** | **143,2** | **137,3** | **145,5** | **157,7** | **133,0** | **150,5** | **155,3** |

*Source : CEB, Rapports d'activités annuels, 2006 à 2012.*

La moyenne de la demande en énergie au cours de ces huit dernières années s'établit à 108,5 GWh pour la WACEM et 39,4 GWh pour la SNPT.

La demande par la SNPT et la WACEM est considérée comme étant constante, et elle est établie comme étant la moyenne de ces huit dernières années mentionnée précédemment. Aussi, au niveau national, la prévision de la demande en énergie est résumée au Tableau 4-43 ci-après.

**Tableau 4-43 : Prévision de la demande en énergie au niveau national (GWh)**

| Société | 2015 | 2020 | 2025 | 2028 |
|---|---|---|---|---|
| **CEET** | **961,6** | **1 408,3** | **2 047,6** | **2 548,8** |
| SNPT et WACEM | 147,8 | 147,8 | 147,8 | 147,8 |
| **Total national (GWh)** | **1 109,4** | **1 556,1** | **2 195,4** | **2 696,6** |

Il est à signaler que la prévision pour la CEET englobe les électrifications supplémentaires, quoiqu'à ce stade il n'ait pas été spécifié ou préconisé encore si le ou les programmes d'électrifications supplémentaires feront partie des attributions de la CEET.

### 4.5.5 Demande de pointe

La demande de puissance de pointe, au niveau de la CEET, a été établie en tenant compte des objectifs d'électrification d'une part, et des objectifs de rendement global d'autre part. La demande de puissance de pointe est prévue atteindre près de 495 MW en 2028, soit avec un taux de croissance annuelle moyen de 7,8%, considérant que la demande de pointe en 2012 a été de 145 MW. Il est aussi à noter que le taux moyen de 7,8% est en rapport avec le taux moyen de croissance de la pointe entre 2010 (130 MW) – année où la mise en service de la centrale thermique de ContourGlobal a relativement stabilisé la situation de l'offre – et l'année 2013 où la pointe réelle (sans la demande non desservie) est de 163 MW ; en effet, entre 2010 et 2013 la demande de pointe a augmenté avec un taux moyen de 7,8% par année aussi. Pour 2014, la demande potentielle relative à l'énergie non distribuée est prise en compte dans la puissance de pointe projetée de 185 MW. Le Tableau 4-44 fournit un récapitulatif de la prévision de la demande en énergie (GWh) et en puissance de pointe (MW), au niveau de la CEET.



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 4-44 : Tableau récapitulatif de la Prévision de la demande (CEET)**

| Année | Branchements réguliers BT | Electrification suppl. | Total demande BT (MWh) | Total demande MT (MWh) | Total (MWh) | Rendement global | Energie à livrer au réseau (MWh) | Demande de pointe (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2014 | 551 351 | 14 040 | 565 391 | 321 445 | **886 835** | 83,0% | 1 068 476 | 185 |
| 2015 | 595 885 | 28 542 | 624 427 | 337 174 | **961 601** | 84,0% | 1 144 763 | 198 |
| 2016 | 644 098 | 43 500 | 687 597 | 353 723 | **1 041 320** | 84,5% | 1 232 332 | 213 |
| 2017 | 696 296 | 58 904 | 755 200 | 371 135 | **1 126 335** | 85,0% | 1 325 100 | 229 |
| 2018 | 752 811 | 66 580 | 819 391 | 389 457 | **1 208 849** | 85,5% | 1 413 858 | 245 |
| 2019 | 814 001 | 82 612 | 896 613 | 408 741 | **1 305 354** | 85,5% | 1 526 730 | 264 |
| 2020 | 880 255 | 99 043 | 979 297 | 429 038 | **1 408 336** | 86,0% | 1 637 600 | 283 |
| 2021 | 951 993 | 115 851 | 1 067 845 | 450 406 | **1 518 250** | 86,5% | 1 755 203 | 304 |
| 2022 | 1 029 673 | 133 014 | 1 162 688 | 472 902 | **1 635 590** | 87,0% | 1 879 988 | 325 |
| 2023 | 1 113 788 | 150 505 | 1 264 294 | 496 590 | **1 760 884** | 88,0% | 2 001 004 | 346 |
| 2024 | 1 204 875 | 168 292 | 1 373 167 | 521 536 | **1 894 703** | 89,0% | 2 128 880 | 368 |
| 2025 | 1 303 512 | 196 243 | 1 499 755 | 547 810 | **2 047 565** | 89,0% | 2 300 634 | 398 |
| 2026 | 1 410 329 | 217 878 | 1 628 207 | 575 486 | **2 203 692** | 89,0% | 2 476 059 | 428 |
| 2027 | 1 526 006 | 239 868 | 1 765 874 | 604 642 | **2 370 516** | 89,0% | 2 663 501 | 461 |
| 2028 | 1 651 283 | 262 169 | 1 913 452 | 635 361 | **2 548 813** | 89,0% | 2 863 835 | 495 |

En ce qui concerne les deux clients majeurs directs de la CEB, la WACEM et la SNPT, les puissances communiquées à la CEB par ces industriels sont de 19 MW pour la WACEM et 12 MW pour la SNPT[12]. Additionnant ces demandes à la prévision de la demande en puissance de pointe de la CEET, le tableau ci-après est obtenu.

**Tableau 4-45 : Résumé de la Prévision de la demande en puissance au niveau national (MW)**

| Année | CEET (MW) | WACEM et SNPT (MW) | Ensemble (MW) |
|---|---|---|---|
| 2014 | 185 | 31 | **216** |
| 2015 | 198 | 31 | **229** |
| 2020 | 283 | 31 | **314** |
| 2025 | 398 | 31 | **429** |
| 2028 | 495 | 31 | **526** |

## 4.6 Analyse de sensibilité et scénarios

La prévision présentée aux sections précédentes représente les conditions du scénario de base/référence, c'est-à-dire la demande la plus probable. Afin de prendre en compte une gamme raisonnable d'incertitudes dans la prévision de la demande, deux autres scénarios été développés :

- un scénario fort ou demande élevée; et
- un scénario faible ou demande faible.

Il conviendra de noter que la prévision de demande d'électricité pour la SNPT et la WACEM étant considérée comme stable au fil des ans, l'analyse de sensibilité et scénarios prend en compte la prévision de la demande pour la CEET uniquement.

[12] Source : *Plan d'Action pour le développement du secteur de l'énergie électrique de la CEB, 2011-2020*.



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Plusieurs paramètres et hypothèses ont été considérés pour obtenir les résultats de la prévision. Ces paramètres ont été, entre autres, relatifs à :

- l'évolution de la population du Togo, dont le taux de croissance a été considéré le même que celui obtenu lors du dernier recensement de 2010 ;
- les taux de croissance des nombres d'abonnés des différentes catégories de clients par type de tension (BT et MT), sur la base d'analyse rétrospective de ces taux;
- les nouvelles électrifications en supplément des branchements réguliers effectués par la CEET dans le cadre de ses activités normales et selon les termes du plus récent Contrat de Performance entre le Gouvernement et la CEET (avril 2014), ainsi que la consommation spécifique des ménages faisant l'objet de ces nouvelles électrifications.

L'analyse de sensibilité consiste à considérer une variation d'un ou plusieurs de ces paramètres et hypothèses, chaque variation donnant lieu à un scénario.

### 4.6.1 Définitions

Le tableau ci-après fournit une comparaison des différentes hypothèses utilisées dans chacun des scénarios considérés:

| Paramètre | Scénario de base | Scénario faible | Scénario fort |
|---|---|---|---|
| Croissance des abonnés résidentiels BT | Consommation individuelle des abonnés de la catégorie de clients résidentiels BT basée sur les tendances historiques et conditions actuelles | Moins 1,5% par rapport au taux de croissance du scénario de base | Plus 1% du pourcentage du scénario de base |
| Objectifs d'électrification | 60% en 2025 et 75% en 2030 | Pas d'électrification supplémentaire autre que celle comprise dans le cadre des activités normales de la CEET, ce qui atteindrait 43% en 2025 et 51% en 2030 (Tableau 4-27, page 4-23) | 75% en 2025 et 90% en 2030 |
| Consommation unitaire des nouvelles électrifications rurales | Consommation unitaire correspondant à la moitié de la consommation des clients résidentiels actuels | Le tiers de la consommation unitaire de la consommation des clients résidentiels actuels | 125% du scénario de base |

### 4.6.2 Résultats

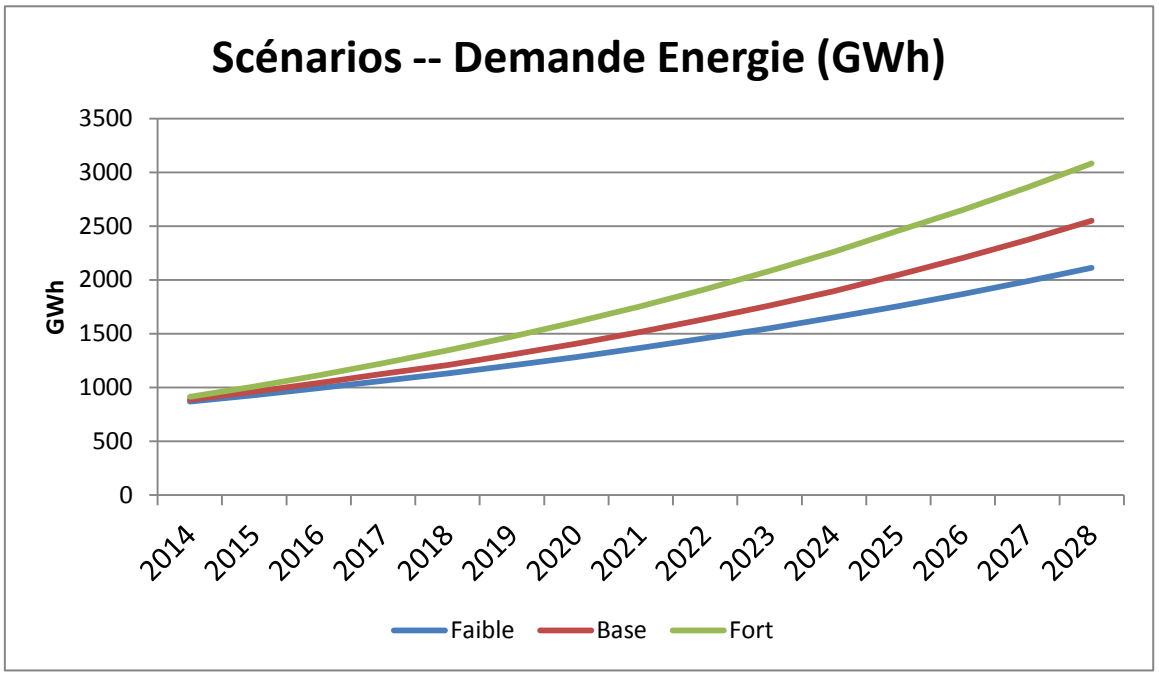
Les graphes ci-après donnent une synthèse des résultats pour la prévision de la demande, selon les trois scénarios considérés (faible, base et fort). Ils présentent :



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

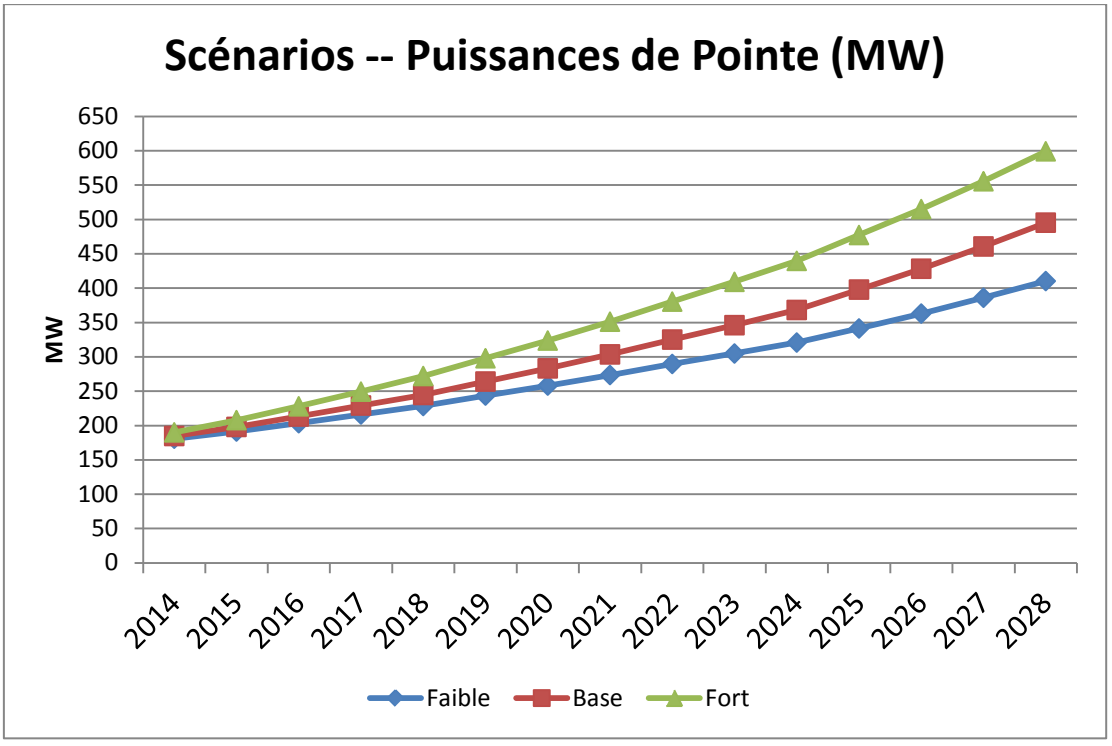
- la demande en énergie ; et
- les puissances de pointe.

**Figure 4-5 : Scénarios – Demande en énergie**




Le scénario fort produit une demande en énergie projetée de 3 083 GWh en 2028, horizon de l'étude de prévision de la demande. Le taux moyen d'accroissement est de 9,3% par an. Quant au scénario faible, la demande en énergie projetée pour la même année sera de 2 111 GWh ; et le taux moyen d'accroissement est de 9,5% par an.

**Figure 4-6 : Scénarios - Puissances de pointe**






© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

La demande en puissance maximale du réseau de la CEET, dans le cadre du scenario fort, s'élèvera à 600 MW en 2028. Le taux moyen d'accroissement est de 8,8% par an. Quant au scénario faible, la puissance maximale projetée pour la même année sera de 410 MW, et le taux moyen d'accroissement annuel est de 6,1%.

### 4.6.3 Enquête socio-économique

Cette section présente une synthèse de l'enquête socio-économique axée sur la consommation énergétique en milieu rural. Elle a été menée par la DGSCN sous la supervision de SNC-Lavalin[13]. Les détails de cette enquête — Rapport final d'enquête et questionnaire — sont donnés à l'annexe B.

#### 4.6.3.1 Cadre de l'enquête

L'enquête socio-économique sur terrain, a été axée sur le profil des ménages ruraux relatif à leur consommation énergétique. L'enquête avait pour but de :

- recueillir les informations permettant d'identifier les activités économiques dominantes dans les villages à l'échelle du pays ;
- indiquer le niveau probable des populations locales à contribuer à l'électrification rurale ;
- déterminer l'usage (éclairage, cuisson, réfrigération, etc.) des sources d'énergie actuellement utilisées et établir les coûts monétaires de la non-électrification (dépenses mensuelles pour l'achat de pétrole lampant, bougies, piles, etc.); et
- déterminer les attentes des ménages en termes de services électriques, en fonction de leurs disponibilités financières, et évaluer leur volonté et capacité de payer l'électricité.

#### 4.6.3.2 Base de sondage

La base de sondage utilisée pour l'Enquête Socio-économique a été celle exploitée à la Direction Générale de la Statistique et de la Comptabilité Nationale (DGSCN) pour les enquêtes ménages, issue du dernier Recensement Général de la Population et de l'Habitat effectué au Togo en 2010 (RGPH 2010). En effet, le RGPH 2010 a permis à la DGSCN de disposer d'une liste complète de zones de dénombrement (ZD). Au total, il y a 6 776 ZD dont 2 367 dans le milieu urbain, et 4 409 dans le milieu rural. Dans ce fichier, chaque ZD apparaît avec tous ses identifiants (Région, préfecture/arrondissement, canton/quartier, localité et code d'identification), sa taille en ménage, sa taille en population résidente, ainsi que son type de milieu de résidence (urbain et rural). Le questionnaire utilisé dans l'enquête est fourni à l'Annexe B.

Pour des contraintes budgétaires, l'échantillon de l'Enquête ménage sur l'énergie est issu des opérations de la cartographie de l'Enquête Démographique et de Santé du Togo (EDST-3)[14] qui a démarré en novembre 2013. Pour les travaux de l'EDST-3, les régions ont été divisées en 2 strates : strate rurale et strate urbaine. Le grand Lomé étant urbain, au total on compte 11 strates dont 5 strates rurales et 6 strates urbaines

La cartographie de l'EDST-3 a permis de disposer d'une base actualisée des ZD tirées pour les travaux de terrain de l'EDST-3. Au total, 65 678 ménages ont été dénombrés durant la phase de la cartographie. Le nom du chef de ménage, l'adresse et la taille du ménage ont

[13] Enquête Ménage sur la Consommation d'Energie en Milieu Rural au Togo. DGSCN, Mai 2014.

[14] Réalisée par la DGSCN, en collaboration avec le Ministère de la Santé et l'Unité Recherche Démographique (URD) de l'Université de Lomé, l'EDST est une enquête auprès des ménages au niveau national. L'EDST a comme objectifs de fournir au Gouvernement et à différents partenaires au développement du Pays, des données fiables et détaillées sur les facteurs susceptibles d'influencer sur la situation démographiques et sanitaires du Togo. L'**EDST-3** est la 3ème édition de l'enquête.



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

été également renseignés.

Le récapitulatif du dénombrement de la cartographie pour l'EDST-3 est résumé au Tableau 4-46. Le Rapport d'enquête complet est fourni à l'Annexe B du présent rapport.

**Tableau 4-46 : Résultats bruts de la cartographie**

| Région | Population | | | Ménages | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Urbaine | Rurale | Totale | Urbains | Ruraux | Total |
| Lomé | 47 057 | – | **47 057** | 12 929 | – | **12 929** |
| Maritime | 36 108 | 32 915 | **69 023** | 9 176 | 7 429 | **16 605** |
| Plateaux | 11 949 | 47 033 | **58 982** | 3 290 | 9 758 | **13 048** |
| Centrale | 14 427 | 28 989 | **43 416** | 2 865 | 4 973 | **7 838** |
| Kara | 9 170 | 32 679 | **41 849** | 2 465 | 5 845 | **8 310** |
| Savanes | 6 540 | 40 022 | **46 562** | 1 328 | 5 620 | **6 948** |
| **Total national** | **125 251** | **181 638** | **306 889** | **32 053** | **33 625** | **65 678** |

4.6.3.3 Organisation de l'enquête

L'enquête-ménage sur l'énergie devait être menée auprès d'environ 1000 ménages. Cependant en prévision des cas de non-réponse, au total 1050 ménages ont été tirés en prévision d'un taux de non réponse de 5%. Dix ménages ont été enquêtés par ZD, ce qui conduit à sélectionner 105 ZD.

La répartition par région des zones de dénombrement (ZD), des ménages enquêtés et les taux de réponse est résumée au tableau suivant :

**Tableau 4-47 : Répartition des ménages enquêtés par Région**

| Région | Nb. de ZD à enquêter | Nb. de ménages à enquêter | Nb. de ménages effectivement enquêtés | Taux de réponse en % |
|---|---|---|---|---|
| Golfe (Lomé) | 3 | 30 | 25 | 83,3 |
| Maritime (sans Golfe) | 15 | 150 | 148 | 98,7 |
| Plateaux | 28 | 280 | 272 | 97,1 |
| Centrale | 17 | 170 | 169 | 99,4 |
| Kara | 18 | 180 | 178 | 98,9 |
| Savanes | 24 | 240 | 235 | 97,9 |
| **Total national** | **105** | **1 050** | **1 027** | **97,8** |

4.6.3.4 Résultats de l'enquête

Le formulaire utilisé dans l'enquête ainsi que le Rapport d'enquête sont fourni en annexe B de ce rapport.

Les points saillants issus de l'enquête socio-économique, qui a été surtout axée sur l'utilisation de l'énergie dans le milieu rural, ont trait aux aspects suivants :

- Utilisation de sources d'énergie électrique, en général ;



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- Utilisation de l'électricité de la CEET ;
- Qualité du service perçue par les abonnés servis par la CEET ;
- Ressources allouées à l'électricité (montant moyen mensuel) ; et
- Dispositions à payer.

a) Sources d'énergie électrique

En milieu rural, l'enquête a montré que 6% des ménages affirment utiliser une source d'énergie électrique ne provenant pas de la CEET. Ces sources ont varié entre :

- Panneaux/ systèmes solaires privés : 16,3% ;
- Panneaux/ systèmes solaires publics : 2,3% ;
- Groupe électrogène privé : 76,6% ; et
- Groupe électrogène communautaire : 4,8%.

Le tableau des détails dans les différentes Régions administratives — correspondant à ces 6% des ménages n'utilisant pas une source d'électricité provenant de la CEET — est fourni au tableau ci-après.

**Tableau 4-48 : Sources d'électricité (en %)**

| Région | Panneaux/ Système solaire privé | Panneaux/ Système solaire public | Groupe électrogène privé | Groupe électrogène communautaire | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| Maritime | 23,9 | 0,0 | 76,1 | 0,0 | 100,0 |
| Plateaux | 0,0 | 7,4 | 92,6 | 0,0 | 100,0 |
| Centrale | 14,1 | 0,0 | 54,5 | 31,4 | 100,0 |
| Kara | 20,7 | 0,0 | 79,3 | 0,0 | 100,0 |
| Savanes | 53,7 | 0,0 | 42,5 | 3,8 | 100,0 |
| Golfe rural | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| **Ensemble milieu rural** | **16,3** | **2,3** | **76,6** | **4,8** | **100,0** |

b) Utilisation de l'électricité de la CEET

En milieu rural, l'enquête a montré que 3,4% des ménages sont abonnés à la CEET, et qu'un autre groupe de 10% utilisent aussi l'électricité de la CEET sans être abonnés attitrés. Ce dernier type d'utilisateurs de l'électricité de la CEET, que l'on pourrait appeler « abonnés indirects », est constitué de ménages qui partagent un compteur avec un abonné attitré auprès de la CEET. Ces abonnés indirects contribuent au paiement mensuel de l'électricité facturée à l'abonné en titre par la CEET. Au total donc, 13,4% des répondants affirment utiliser l'électricité de la CEET, directement ou indirectement. Le tableau de l'utilisation de l'électricité de la CEET est donné comme suit :



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 4-49 : Utilisation de l'électricité CEET (en % des ménages enquêtés)**

| Région | Ménage abonné à la CEET | Ménage non abonné mais utilisant l'électricité CEET | Ménage n'utilisant pas l'électricité CEET mais dans une localité électrifiée | Ménage dans une localité non électrifiée |
|---|---|---|---|---|
| Maritime | 3,2 | 6,7 | 14,3 | 75,7 |
| Plateaux | 4,6 | 10,3 | 9,4 | 75,7 |
| Centrale | 1,9 | 19,6 | 11,5 | 67,1 |
| Kara | 4,5 | 5,8 | 15,6 | 74,1 |
| Savanes | 1,1 | 0,5 | 2,8 | 95,7 |
| Golfe rural | 2,7 | 57,2 | 23,1 | 17,1 |
| **Ensemble milieu rural** | **3,4** | **10,0** | **11,4** | **75,3** |

c) Qualité de service d'électricité – Perception des répondants

Concernant les coupures de services, des répondants utilisant l'électricité de la CEET (abonnés directs ou indirects), 46% affirment subir des coupures régulières ou assez fréquentes du service alors que 54% disent que les coupures sont peu fréquentes seulement. Par ailleurs, lorsque les abonnés ont été interrogés sur ce qu'ils pensent être à l'origine des coupures de service, dans l'ensemble 63% des interrogés affirment n'avoir pas d'idée sur l'origine de ces interruptions de service ; 22% croient que la vétusté des installations ou des défaillances techniques sont à l'origine de ces coupures. Enfin, 15% des répondants blâment ces défaillances sur une mauvaise gestion du fournisseur.

**Tableau 4-50 : Perception de l'origine des coupures d'électricité (en %)**

| Région | Vétusté des installations | Défaillance technique | Ne sait pas | Mauvaise gestion du fournisseur | Autre |
|---|---|---|---|---|---|
| Maritime | 0,0 | 8,4 | 91,6 | 0,0 | 0,0 |
| Plateaux | 5,6 | 32,3 | 33,5 | 28,5 | 0,0 |
| Centrale | 8,9 | 19,7 | 61,3 | 10,1 | 0,0 |
| Kara | 4,5 | 9,6 | 76,1 | 9,7 | 0,0 |
| Savanes | 0,0 | 28,9 | 42,7 | 21,3 | 7,1 |
| Golfe rural | 0,0 | 0,0 | 89,7 | 10,3 | 0,0 |
| **Ensemble** | **4,1** | **18,1** | **63,0** | **14,7** | **0,1** |

d) Ressources allouées à l'électricité

La facture moyenne payée par chaque ménage — ensemble des abonnés directs et abonnés indirects — utilisant l'électricité de la CEET, s'élève à 7 050 FCFA/ mois. Un ménage abonné (abonné en titre) débourse mensuellement 7 310 FCFA alors que la 'contribution' mensuelle d'un ménage non-abonné mais utilisant l'électricité de la CEET (abonné indirect) s'élève à 3 700 FCFA. La répartition par ménage est donnée au tableau ci-après :



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 4-51 : Montant moyen mensuel payé par utilisateur (en % des répondants)**

| | | Montant en milliers de FCFA | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Région** | **Type de facture** | **[0,5; 2]** | **]2; 4]** | **]4;6]** | **]6;10]** | **]10;25]** | **]25;50]** | **Total (%)** |
| Maritime | Abonnés directs | 50,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 50,0 | 0,0 | 100,0 |
| | Ensemble utilisateurs | 45,3 | 28,9 | 18,6 | 7,3 | 0,0 | 0,0 | 100,0 |
| Plateaux | Abonnés directs | 36,0 | 10,5 | 19,4 | 12,7 | 12,7 | 8,7 | 100,0 |
| | Ensemble utilisateurs | 49,1 | 42,5 | 6,6 | 1,8 | 0,0 | 0,0 | 100,0 |
| Centrale | Abonnés directs | 0,0 | 37,0 | 52,2 | 0,0 | 10,8 | 0,0 | 100,0 |
| | Ensemble utilisateurs | 9,4 | 25,0 | 29,2 | 26,7 | 9,7 | 0,0 | 100,0 |
| Kara | Abonnés directs | 25,5 | 19,4 | 55,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 100,0 |
| | Ensemble utilisateurs | 27,2 | 34,8 | 31,8 | 0,0 | 6,2 | 0,0 | 100,0 |
| Savanes | Abonnés directs | 0,0 | 0,0 | 50,0 | 50,0 | 0,0 | 0,0 | 100,0 |
| | Ensemble utilisateurs | 50,0 | 0,0 | 0,0 | 20,0 | 30,0 | 0,0 | 100,0 |
| Golfe rural | Ensemble utilisateurs | 23,6 | 19,4 | 19,8 | 14,0 | 23,2 | 0,0 | 100,0 |

e) Dispositions à payer l'électricité

Les ménages situés dans une zone non encore électrifiée représentent 75,3% des ménages. Parmi ceux-ci, 91% seraient disposés à payer l'électricité en cas d'électrification. Le montant mensuel avancé que cette tranche des ménages serait disposée à payer pour l'électrification de leur village serait de 1 935 FCFA en moyenne par ménage. Le montant avancé varie selon les Régions : la Région Maritime avancerait le montant le plus élevé avec 2 641 FCFA/mois/ménage, alors qu'un ménage de la Région des Plateaux avancerait le montant le moins élevé avec 1 431 FCFA par mois.

**Tableau 4-52 : Montant qu'un ménage serait disposé à payer (% population)**

| **Région** | **Montant en milliers de FCFA** | | | | | | | **Total** | **Moyenne (FCFA)** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **[0,1; 0,5]** | **]0,5; 1]** | **]1;1,5]** | **]1,5;2]** | **]2;3]** | **]3;5]** | **]5;10]** | | |
| Maritime | 14,0 | 8,5 | 12,0 | 15,2 | 15,7 | 24,8 | 9,8 | 100,0 | **2 641** |
| Plateaux | 19,7 | 28,8 | 8,6 | 21,3 | 15,1 | 5,4 | 1,1 | 100,0 | **1 431** |
| Centrale | 15,4 | 21,0 | 8,3 | 5,1 | 20,7 | 22,5 | 7,1 | 100,0 | **2 347** |
| Kara | 21,2 | 17,5 | 15,1 | 16,2 | 12,7 | 14,4 | 2,8 | 100,0 | **1 771** |
| Savanes | 18,6 | 29,8 | 11,0 | 10,1 | 13,6 | 15,1 | 1,9 | 100,0 | **1 680** |
| Golfe rural | 0,0 | 50,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 50,0 | 0,0 | 100,0 | **2 375** |
| **Ensemble** | **17,6** | **21,3** | **10,8** | **15,4** | **15,0** | **15,5** | **4,3** | **100,0** | **1 935** |

Pour les 9% des ménages qui ne sont pas du tout disposés à payer même si leur village est électrifié, la raison principale est le manque de moyens financiers



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

(89% des interrogés). Il est à noter que cette proportion de ménage (manque de moyens) atteint 100% dans la Région de Kara. La ventilation des raisons avancées par les ménages qui ne sont pas du tout disposés à payer même en cas d'électrification est donnée dans le tableau ci-après.

**Tableau 4-53 : Raison évoquée pour non-disposition à payer (% population)**

| Région | Manque de moyens | Point de branchement éloigné/ Coût de branchement élevé | Autre (Locataire; etc,) | Total |
|---|---|---|---|---|
| Maritime | 78,3 | 0,0 | 21,7 | 100,0 |
| Plateaux | 79,5 | 15,1 | 5,5 | 100,0 |
| Centrale | 93,9 | 6,1 | 0,0 | 100,0 |
| Kara | 100,0 | 0,0 | 0,0 | 100,0 |
| Savanes | 95,4 | 4,6 | 0,0 | 100,0 |
| **Ensemble** | **88,7** | **6,5** | **4,8** | **100,0** |



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

# 5 CRITÈRES DE PLANIFICATION

SNC·LAVALIN







## ÉNERGIE

TRANSPORT ET DISTRIBUTION

# 5 CRITÈRES DE PLANIFICATION

## 5.1 Introduction

La planification de la production ainsi que des réseaux de transport et distribution passe par la détermination d'un ensemble de critères sur lesquels seront basés la conception des extensions et l'évaluation technico-économique des divers scénarios considérés, dans le but d'en assurer leurs développements cohérent et optimal à long terme.

Ainsi donc, cette section présente les critères de base de planification ainsi que les paramètres techniques et économiques retenus pour l'étude de plan directeur du développement des infrastructures de la CEET. Ces paramètres sont, en majeure partie, ceux actuellement en vigueur à la CEET[1] et/ou à la CEB[2] et ont été définis à partir des informations suivantes :

- revue de l'inventaire du réseau électrique existant;
- observations sur les ouvrages, lors de diverses missions de collecte de données, effectuées dans le cadre de projets menés par SNC-Lavalin au Togo, entre 2010 et 2012 au profit de la Communauté Électrique du Togo (CEB) ainsi qu'en 2013 au profit de la CEET, en juillet 2013;
- revue des rapports d'études antérieures;
- applications des normes et principes reconnus, en ce qui à trait à la planification des réseaux d'énergie électrique.

Les paragraphes qui suivent constituent un rappel de ces principaux facteurs.

## 5.2 Paramètres techniques

### 5.2.1 Niveaux de tension

En HT, les tensions 66 et 161 kV sont actuellement utilisées pour le transport d'énergie. Cependant, avec la mise en place prochaine de la ligne d'interconnexion entre le Ghana, le Togo, le Bénin et le Nigeria, dans le cadre du renforcement et du développement des interconnexions des réseaux électriques des divers membres que compte la Communauté Économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CÉDÉAO/ECOWAS), la tension 330 kV sera aussi présente pour le transport d'énergie.

En MT, les tensions 20 kV, 33 kV et 34.5 kV sont actuellement utilisées. La tension 20 kV est destinée essentiellement à la distribution MT urbaine, le 33 kV est utilisé sur les réseaux ruraux comme tension de transport et de distribution tandis que le 34.5 kV est la tension de distribution issue de l'alimentation par câble de garde des lignes HT. La tension 33 kV, utilisée comme tension de transport pour le réseau d'interconnexion entre les localités, est bien adaptée pour cette fonction (grand rayon d'action). Il importe également de noter que la tension 33 kV est le niveau de tension le plus couramment utilisé en milieu rural, surtout en Afrique.

En BT, le niveau de tension normalisé est le 230/400 V.

[1] Standards et normes techniques pour les installations de distribution à la CEET et à la SBEE, décembre 1999
CEET - Règlement Technique de Distribution (RTD), février 2012
[2] Standards CEB, mai 2001


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

### 5.2.2 Chute de tension maximale permise

Le règlement technique de distribution (RTD) de la CEET impose que la tension chez n'importe quel abonné MT ou BT soit maintenue constante à ± 10 % près. Les postes HT/MT et les postes MT des centrales diesel disposant d'une alimentation régularisée, il a été admis que la tension sur les barres MT est maintenue constante à 1,05 pu. De plus, afin de permettre une valeur de chute de tension raisonnable sur le réseau BT, tout en demeurant dans la marge permise de ± 10 %, la chute de tension maximale admise sur les réseaux MT sera fixée à 5 %.

### 5.2.3 Postes HT/MT

Pour respecter la valeur limite de court-circuit fixée pour les réseaux MT, tout en restant à l'intérieur de la plage économique de la tension de court-circuit, la taille des transformateurs des postes HT/MT doit être limitée aux valeurs suivantes :

**Tableau 5-1: Taille limite des transformateurs HT/MT**

| Type de poste | Tension de court-circuit | Taille limite (*) |
|---|---|---|
| Niveau de défaut 3∅, $I_{cc}$ = 12,5 kA | | |
| HT/20 kV<br>HT/30 kV | 11,5%<br>11,5% | 50 MVA<br>75 MVA |
| Niveau de défaut 3∅, $I_{cc}$ = 25 kA | | |
| HT/20 kV<br>HT/30 kV | 11,5%<br>11,5% | 100 MVA<br>150 MVA |

(*) Calculée pour un niveau de court circuit de 12,5 kA ou 25 kA ($I_{cc}$), un échauffement nominal de 55°C avec un seul niveau de refroidissement et une impédance de source infinie ($MVA_{limite} = U_{cc}(\%) \times I_{cc} \times kV \times \sqrt{3}$).

La spécification de transformateurs de plus grande capacité, en élevant davantage l'impédance de court circuit, est toujours possible, mais a ses inconvénients, dont notamment des chutes de tension et pertes de flux plus élevées dans le transformateur.

### 5.2.4 Réseaux MT et BT

a) Réseau MT

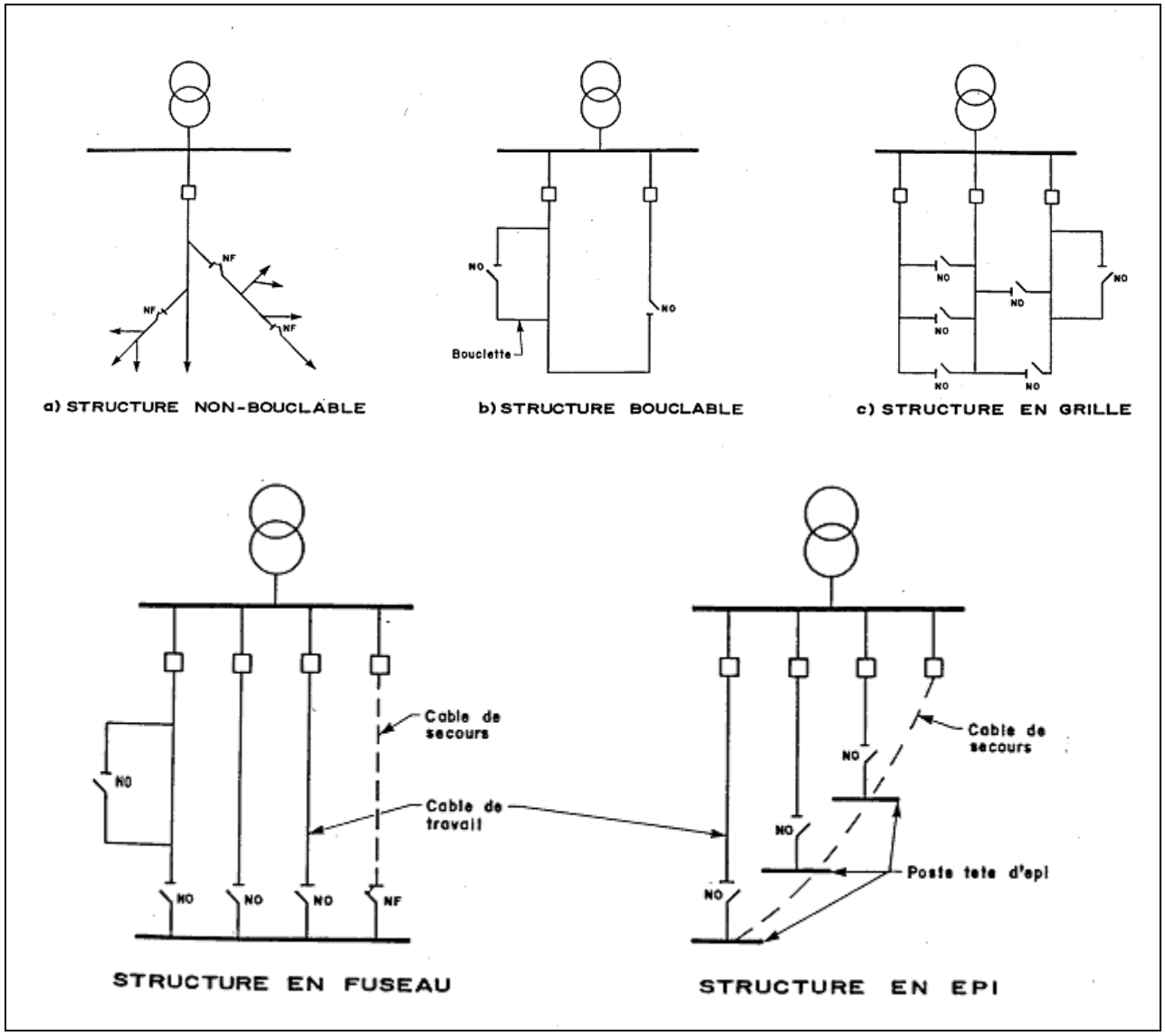
Dans le choix d'une structure pour le réseau MT, les considérations suivantes interviennent, soient:

- l'adaptation au réseau existant;
- la possibilité de charger les artères à leur maximum économique;
- la souplesse d'exploitation, tel que le nombre de manœuvres nécessaires pour atteindre le schéma de secours et les conditions de surcharge possibles;
- l'automatisation possible du réseau à plus ou moins brève échéance; ainsi que
- le pourcentage de réserve nécessaire.

La figure qui suit présente les configurations typiques possibles de développement des réseaux de distribution MT.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Figure 5-1 : Structures typiques des réseaux MT**




- Structure non-bouclable:

  Dans cette structure, la réserve n'est pas requise et la fonction de secours n'existe pas. Ce type de configuration est le moins coûteux et le plus facile à opérer, surtout lorsque la fiabilité du service n'est pas un élément critique comme c'est le cas en milieu rural où la densité de charge est faible, et où les consommateurs acceptent d'être privés d'alimentation le temps de localiser les pannes et procéder au rétablissement de service.

- Structure bouclable:

  Dans cette configuration, chaque artère peut, en plus de sa fonction distribution, être appelée à secourir un des départs avec lequel il est couplé. La reprise du service après défaut, se limite au déplacement du point d'ouverture de la boucle. Par conséquent, la charge de chacune des artères ne doit pas dépasser 50% de la capacité nominale des artères lorsque l'intensité admissible est la même pour toutes les artères couplées


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

ensemble, d'où une réserve équivalente de 100%. La réserve s'avère encore plus importante lorsque les artères n'ont pas la même intensité admissible.

- Structure en grille:

  Dans une telle structure, chaque artère possède plusieurs dérivations bouclables entre elles ou sur des dérivations appartenant à d'autres artères. Il en résulte alors une multiplication des nœuds et la topologie devient très complexe. La fonction secours est assurée par les nombreuses dérivations entre les artères ainsi que par les possibilités de bouclage entre les troncs principaux.

  La réserve peut être réduite de beaucoup si l'on consent un grand nombre de manœuvres pour secourir une artère en défaut. Elle peut varier à la limite de 100%, lorsque seules les artères sont bouclables, à presque rien lorsque les artères ont un très grand nombre de dérivations bouclables.

- Structure en épi-fuseau:

  Dans cette structure, un câble de secours le long duquel aucune charge n'est raccordée, assure la fonction secours pour un ensemble de 1 à 5 artères de travail venant chercher leur secours à un poste tête d'épi (dans la structure en épi) ou à un poste de réflexion commun (dans la structure en fuseau). Le taux de charge des artères de travail n'est pas limité par la fonction secours et par conséquent peut atteindre 100% de sa capacité nominale. Au niveau de la réserve, l'épi-fuseau présente le bilan suivant selon le nombre d'artères de travail:

**Tableau 5-2 : Structure épi-fuseau**

| Nombre d'artères | Reserve équivalente (%) |
|---|---|
| 1 | 100 |
| 2 | 50 |
| 3 | 33 1/3 |
| 4 | 25 |
| 5 | 20 |

En passant en revue chacune des structures possibles, suite aux considérations précédentes, on observe que la structure en épi-fuseau a les avantages suivants:

- réduction au minimum du nombre de manœuvres nécessaires pour atteindre le schéma de secours;
- faible pourcentage de réserve nécessaire;
- conduite du réseau très simple et très sécuritaire;
- automatisation future facile car les variables à signaler, à mesurer ou à commander sont concentrées.

La comparaison s'avère toutefois moins favorable au point de vue des pertes ohmiques, puisque, comme le câble de secours n'est pas chargé en régime normal, il en résulte un taux de charge plus élevé sur les artères de travail.

Dans le cadre du projet, étant donné que la superficie des centres urbains, à l'exception de Lomé, est relativement faible de même que la densité de charge, il est très rare d'avoir plus de deux (2) artères fortement chargées convergentes dans une même direction. Ainsi donc, en milieu urbain, il conviendra de choisir une structure bouclabe qui, en phase ultime, pourrait éventuellement être convertie dans une structure en épi ou en fuseau. En milieu rural, la structure radiale sera préférée.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

b) Réseau BT

Le réseau BT sera de type radial.

### 5.2.5 Postes MT/BT

La plage économique de fonctionnement d'un transformateur résulte d'un calcul faisant intervenir d'une part le coût d'achat et d'autre part le coût des pertes actualisées. En règle générale, la plage d'utilisation économique des transformateurs MT/BT est de l'ordre de 60 à 100% variant cependant avec la taille et la tension nominale du transformateur. En accord avec la pratique courante, les critères suivants sont largement admis :

- utilisation insuffisante : de 0 à 50 %;
- utilisation normale : de 50 à 110 %;
- surcharge : de 110 à 130%.

Toutefois, pour ne pas compliquer inutilement la tâche des agents d'exploitation, il convient de sélectionner la taille nominale des transformateurs de manière à éviter leur remplacement dans les trois (3) années qui suivent leur mise en service. La campagne de mesure annuelle demeure, cependant, l'outil idéal pour mettre en application ces résultats.

Pour les besoins de l'étude de plan directeur du développement des infrastructures CEET, le choix de la taille des transformateurs MT/BT initial à installer sera fait en considérant qu'ils seront chargés à 60% de leur puissance nominale.

### 5.2.6 Facteur de puissance de la charge

Au niveau de la production, le facteur de puissance varie entre 80 % et 84 %. Au niveau des réseaux de distribution, le facteur de puissance annuel se situe généralement entre 82 % et 90 %. Aux fins de planification, le facteur de puissance de la charge retenu est de 90 % à la grandeur du pays.

### 5.2.7 Durée d'utilisation de la puissance de pointe

Étant donné la relative stabilité – au niveau du réseau interconnecté – du facteur de charge, c'est à dire le nombre d'heures de la demande de pointe correspondant à l'énergie annuelle, au cours de la période 2007-2012 (entre 59% et 72%), une durée moyenne d'utilisation de la puissance de pointe de 66% (≈ 5800 heures) a été retenu.

Pour les études paramétriques en milieu rural, un facteur de charge compris entre 20 et 35% est généralement utilisé. Pour les réseaux isolés, là où l'utilisation de l'énergie électrique est en moyenne de 5 à 6 heures par jour, un facteur de charge de 20-25% (≈2 000 heures par année) est utilisé. Pour les nouveaux abonnés qui seront alimentés à partir d'extension du réseau MT existant, il est attendu un temps d'utilisation de l'énergie plus élevé ce qui élèverait la moyenne. Un facteur de charge de 30-35%, pour les réseaux ruraux, correspondrait à une utilisation moyenne de 7-8 heures par jour. Il est à noter que pour une même consommation énergétique (en kWh), la charge (en kW) ajouté au réseau pourrait résulter en un surdimensionnement des du renforcement des transformateurs des postes qui alimentent les zones rurales si il est utilisé un facteur de charge trop élevé. D'autre part, un facteur de charge trop bas pourrait résulter dans des investissements élevés en renforcement des réseaux.

Dans le cadre du projet, une durée d'utilisation de la puissance de pointe (facteur de charge) de 35% sera utilisée.


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

### 5.2.8 Valeurs des pertes

L'hypothèse émise dans l'étude de prévision de la demande prévoit une amélioration progressive annuelle du rendement global actuel (81,8% en 2012) pour se stabiliser à 89% à l'horizon de l'étude. Dans ce contexte, de maintien du rendement de l'exploitation, il a été admis des valeurs des pertes qui se répartiraient comme suit :

- réseau de transport : 2 %;
- réseau de distribution : 8 %.

### 5.2.9 Caractéristiques normalisées de l'appareillage et des équipements

Les équipements du réseau devront être conçus selon les paramètres indiqués dans le tableau suivant, conformément aux normes de la CEI.

**Tableau 5-3 : Valeurs normalisées CEI**

| Paramètres du réseau | 330 kV | 161 kV | 30 kV | 20 kV |
|---|---|---|---|---|
| Fréquence | 50 Hz | | | |
| Mise à la terre du réseau | Neutre mis à la terre | | | |
| Tension nominale | 330 kV | 161 kV | 33 kV | 22 kV |
| Tension assignée appareillage électrique ($U_r$) | 362 kV | 170 kV | 36 kV | 27 kV |
| Tension de tenue assignée aux chocs de foudre ($U_p$) | 1 175 kV | 750 kV | 170 kV | 125 kV |
| Tension de tenue assignée de courte durée à fréquence industrielle ($U_d$) | 450 kV | 325 kV | 75 kV | 50 kV |
| Tenue au court-circuit | 40 kA | 40 kA | 25 kA | 25 kA |
| Durée court- circuit | 1 s | 1 s | 1s | 1 s |

5.2.9.1 Lignes aériennes MT

Type de support : poteaux en béton ou métallique
Hauteur : 12 m (réseaux urbains) et 13 m (réseaux ruraux)
Portée moyenne: 80 m (réseaux urbains) et 130 m (réseaux ruraux)
Conducteur : alliage d'aluminium
Sections normalisées (en $mm^2$) : 54,6 et 117 $mm^2$ almélec
Resistance linéique ($\Omega$/km) : 0,603 (54,6 $mm^2$) et 0,283 (117 $mm^2$)
Intensité admissible (A) : 190 (54,6 $mm^2$) et 310 (117 $mm^2$)

5.2.9.2 Lignes aériennes BT

Type de support : poteaux en béton ou en bois
Hauteur : 9 et 10 m
Portée moyenne: 40 m
Conducteur : câbles pré-assemblés en aluminium, isolés pour 1000 V et portés par un conducteur de neutre isolé
Faisceaux normalisés: 3 x 70 $mm^2$ Al + 54,6 $mm^2$ almélec + 2 x 16 $mm^2$ Al
3 x 70 $mm^2$ Al + 54,6 $mm^2$ almélec
3 x 50 $mm^2$ Al + 54,6 $mm^2$ almélec + 2 x 16 $mm^2$ Al
3 x 50 $mm^2$ Al + 54,6 $mm^2$ almélec
Resistance linéique ($\Omega$/km): 0,641 (50 $mm^2$ Al) et 0,443 (70 $mm^2$ Al)


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

5.2.9.3 Transformateurs MT/BT

Les tailles de puissance des transformateurs MT/BT, normalisées à la CEET, sont : 50, 100, 160, 250, 400 et 630 kVA.

5.2.9.4 Postes MT/BT

**Tableau 5-4 : Postes MT/BT – Données techniques**

| Type de poste MT/BT | Aérien (H61) | En cabine |
|---|---|---|
| Fréquence | 50 Hz | |
| Gamme de puissance des transformateurs (kVA) | 50, 100, 160 | 250, 400, 630 |
| Tension nominale MT (kV) / BT(V)) | 20 (ou 33)/410 | 20 (ou 33)/410 |
| Prises (%) | ± 2,5 | ± 2,5 |
| Classe d'isolement (kV) | 24 (ou 36) | 24 (ou 36) |
| Tension assignée appareillage électrique (kV) | 50 (pour 24 kV)<br>70 (pour 36 kV) | 50 (pour 24 kV)<br>70 (pour 36 kV) |
| Tension de tenue assignée aux chocs de foudre (kV) | 125 (pour 24 kV)<br>170 (pour 36 kV) | 125 (pour 24 kV)<br>170 (pour 36 kV) |

5.2.9.5 Groupes électrogènes

Compte tenu d'une part des résultats enregistrés dans l'exploitation des unités actuelles du parc de centrales diesel et d'autre part des charges à desservir sur la période d'étude, les groupes avec les caractéristiques technico-économiques suivantes ont été retenus et considérés, si jugés utile, dans l'étude de planification.

- Petites centrales :
  - Taille : 50 kW et 100 kW
  - Vitesse : 1500 tpm
  - Combustible : diesel oil
  - Tension : 220/380 V, 3 phases
  - Nombre de groupes 2 en phase initiale, 3 en phase ultime

De façon générale, ces groupes débitent directement sur le réseau BT étant donné que, pour ce type de centrale, les clients MT n'existent pas; de plus les abonnés BT, étant généralement regroupés à l'intérieur d'une surface inférieure à cent (100) hectares, cela autorise la distribution directe en BT.

- Centrales moyennes :
  - Taille : 250 kW, 500 kW et 1 000 kW
  - Vitesse : 1 500 tpm à 250 kW et 750 tpm à 500 kW et 1 000 kW
  - Combustible : diesel oil
  - Tension : alternateur 220/380V, 3 phases avec poste élévateur 380V/30kV
  - Nombre de groupes : 2 en phase initiale, 4 en phase ultime
- Grandes centrales :
  - Taille : 2 000 kW et 3 000 kW
  - Vitesse : 500 tpm


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- Combustible : fuel lourd
- Tension : alternateur 6,6 kV avec poste élévateur 6,6 / 30 kV
- Nombre de groupes : 2 en phase initiale, 5 en phase ultime

Pour ce qui est de la puissance garantie des centrales, la règle dite du «n-1» est appliquée pour les petites et moyennes centrales. Cependant, en présence de groupes de tailles et de puissances différentes, il sera prévu suffisamment de réserve pour couvrir l'indisponibilité de la plus grosse unité.

Pour les grandes centrales, nécessitant plus d'une (1) unité pour couvrir la pointe, la règle du «n-2» est appliquée et cela jusqu'à concurrence d'une centrale équipée de cinq (5) groupes.

Le tableau qui suit donne les principales données techniques concernant les groupes retenus pour l'étude.

**Tableau 5-5 : Groupes électrogènes – Données techniques**

| Taille | Puissance | | Vitesse | Type de combustible | Consommation spécifique (g/kWh) |
|---|---|---|---|---|---|
| | kVA | kW (nette) | tpm | | |
| 50 kW | 63 | 48 | 1 500 | Diesel oil | 280 |
| 100 kW | 125 | 95 | 1 500 | Diesel oil | 270 |
| 250 kW | 315 | 238 | 1500 | Diesel oil | 270 |
| 500 kW | 625 | 475 | 750 | Diesel oil | 260 |
| 1000 kW | 1250 | 950 | 750 | Diesel oil | 250 |
| 2000 kW | 2500 | 1900 | 500 | Fuel lourd | 245 |
| 3000 kW | 3750 | 2850 | 500 | Fuel lourd | 235 |

## 5.3 Paramètres économiques

### 5.3.1 Année de référence et taux d'actualisation

L'année de référence est 2013 et tous les coûts seront représentatifs des conditions économiques de cette année.

L'optimisation des réseaux et le choix entre les diverses alternatives seront effectués pour un taux d'actualisation de 10 %. Les calculs de sensibilité seront effectués, si besoin est, avec des taux compris entre 8 % et 12 %.

### 5.3.2 Durées de vie économique des ouvrages

Les durées de vie économiques des ouvrages généralement admises pour les études de planification, par la CEET, sont telles que données ci-après. Mentionnons aussi que ce sont des valeurs couramment utilisées pour les études de distribution autant en Europe qu'en Amérique du Nord:

- lignes aériennes MT et BT: 25 ans
- postes HT/MT : 35 ans;
- postes MT/BT : 25 ans;
- diesel lent: 20 ans;
- diesel rapide (750-1500 tpm) : 15 ans (≤ 250 kW) et 20 ans (>250 kW);
- diesel semi-rapide (250-500 tpm) : 20 ans.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

### 5.3.3 Période d'étude

La planification du plan directeur des infrastructures d'Énergie Électrique du Togo sera développée sur une période de 15 ans (horizon 2028) aux travers des sous-périodes suivantes:

- sous-période I : 2014-2018
- sous-période II : 2019-2023
- sous-période III : 2024-2028

### 5.3.4 Coûts d'entretien et d'exploitation

La valeur moyenne admise par la CEET, pour les coûts d'entretien et d'exploitation est prise égale à 3 % des frais d'investissement pour les ouvrages du réseau de distribution. Pour les équipements de production, il y a une composante fixe et une composante variable qui sont chacune spécifiques au type et à la puissance des groupes.

### 5.3.5 Coûts de l'énergie soutirée au réseau et coût des pertes

Le coût de l'énergie électrique soutirée au niveau du réseau, tel que donné par la CEET, sera pris égal à 58 FCFA/kWh (8,842 c€/kWh ou 88,42 €/MWh).

Le coût des pertes en réseau s'évalue habituellement en considérant séparément les pertes en puissance et les pertes en énergie. Dans ce dernier cas, il faut également distinguer les pertes en pointe et les pertes hors pointe. Pour les fins de la présente étude, le coût de l'énergie électrique soutirée au réseau, soit 58 FCFA/kWh, sera utilisé.

### 5.3.6 Branchements BT

La longueur maximale d'un branchement BT est limitée, pour des contraintes de chute de tension, à 60 m. La longueur forfaitaire d'un branchement est de 25 m.

### 5.3.7 Taux de change

Les taux de change (conditions économiques de 2013) utilisés dans cette étude seront considérés constants et pris égal à :

- 1 euro (€) = 655,957 FCFA
- 1 $US (dollar américain) = 500 FCFA

### 5.3.8 Taxes et subventions

Toutes les taxes et subventions sont exclues.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

# 6 COUTS UNITAIRES DES OUVRAGES

SNC·LAVALIN





## ÉNERGIE

### TRANSPORT ET DISTRIBUTION

# 6. COUTS UNITAIRES DES OUVRAGES

Cette section présente les coûts unitaires des ouvrages considérés dans cette étude, soit :

- les réseaux MT;
- les postes MT/BT;
- les réseaux BT;
- les groupes électrogènes.

Dans l'établissement du coût des ouvrages, les équipements normalisés ainsi que les normes de construction en vigueur à la CEET ont été tenus en compte. Les coûts sont représentatifs des conditions économiques prévalant en 2013 dans un marché ouvert à la compétition internationale. Ils ont été établis sur la base du coût des plus récents projets confiés aux entreprises de construction locales et sont exempts de toutes taxes et de tous droits de douanes. Ils ont également été ventilés en coûts locaux et en devises. Sont inclus dans ces estimés :

- les coûts relatifs aux études;
- la fourniture (livrée au site);
- le génie civil;
- le montage;
- les frais d'ingénierie, de gérance et les imprévus.

## 6.1 Coûts des réseaux MT

Les tableaux qui suivent résument les coûts des ouvrages de distribution MT.

**Tableau 6-1 : Coûts des lignes MT**

| Lignes MT monophasées | Coût (€/km) |
|---|---|
| 20 kV - 1 x 54,6 $mm^2$ - Poteau béton | 14 747 |
| 20 kV - 1 x 117 $mm^2$ - Poteau béton | 15 395 |
| 20 kV - 1 x 54,6 $mm^2$ - Poteau métallique | 14 582 |
| 20 kV - 1 x 117 $mm^2$ - Poteau métallique | 15 255 |
| 33 kV - 1 x 54,6 $mm^2$ - Poteau béton | 14 821 |
| 33 kV - 1 x 117 $mm^2$ - Poteau béton | 15 445 |
| 33 kV - 1 x 54,6 $mm^2$ - Poteau métallique | 14 731 |
| 33 kV - 1 x 117 $mm^2$ - Poteau métallique | 15 403 |

| Lignes MT biphasées | Coût (€/km) |
|---|---|
| 20 kV - 2 x 54,6 $mm^2$ - Poteau béton | 16 835 |
| 20 kV - 2 x 117 $mm^2$ - Poteau béton | 18 131 |
| 20 kV - 2 x 54,6 $mm^2$ - Poteau métallique | 16 646 |
| 20 kV - 2 x 117 $mm^2$ - Poteau métallique | 17 991 |
| 33 kV - 2 x 54,6 $mm^2$ - Poteau béton | 16 967 |
| 33 kV - 2 x 117 $mm^2$ - Poteau béton | 18 306 |
| 33 kV - 2 x 54,6 $mm^2$ - Poteau métallique | 16 920 |
| 33 kV - 2 x 117 $mm^2$ - Poteau métallique | 18 264 |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

| Lignes MT triphasées | Coût (€/km) |
|---|---|
| 20 kV - 3 x 54,5 mm$^2$ - Poteau béton | 18 922 |
| 20 kV - 3 x 117 mm$^2$ - Poteau béton | 20 867 |
| 20 kV - 3 x 54,5 mm$^2$ - Poteau métallique | 18 709 |
| 20 kV - 3 x 117 mm$^2$ - Poteau métallique | 20 726 |
| 33 kV - 3 x 54,5 mm$^2$ - Poteau béton | 19 114 |
| 33 kV - 3 x 117 mm$^2$ - Poteau béton | 21 168 |
| 33 kV - 3 x 54,5 mm$^2$ - Poteau métallique | 19 109 |
| 33 kV - 3 x 117 mm$^2$ - Poteau métallique | 21 126 |

## 6.2 Coûts des réseaux BT

Le tableau qui suit résume les coûts des ouvrages de distribution BT.

**Tableau 6-2 : Coûts des lignes BT**

| Type d'ouvrage BT | Coût (€/km) |
|---|---|
| 3 x 70 mm2 Al + 54,6 mm$^2$ almélec – Poteau béton | 15 562 |
| 3 x 70 mm2 Al + 54,6 mm$^2$ almélec + 2 x 16 mm$^2$ Al – Poteau béton | 16 484 |
| 3 x 70 mm2 Al + 54,6 mm$^2$ almélec – Poteau bois | 15 650 |
| 3 x 70 mm2 Al + 54,6 mm$^2$ almélec + 2 x 16 mm$^2$ Al – Poteau bois | 16 572 |

Le coût d'un branchement BT (hors promotion), actuellement en vigueur à la CEET, est de 112 000 FCFA (170 €).

## 6.3 Coûts des postes MT/BT

Les tableaux qui suivent résument les coûts unitaires des postes MT/BT maçonnés (cabine) ainsi qu'aériens (H61).

Ces estimés de coûts ont été établis sur la base des plus récents projets confiés par la CEET aux entreprises locales de construction et de montage et suite à des consultations auprès de fabricants.

**Tableau 6-3 : Coûts des postes MT/BT**

| Poste cabine MT/BT | Coût (€) |
|---|---|
| Transformateur 20/0,4 kV – 250 kVA | 49 664 |
| Transformateur 20/0,4 kV – 400 kVA | 54 802 |
| Transformateur 20/0,4 kV – 630 kVA | 59 676 |
| Transformateur 20/0,4 kV – 1000 kVA | 69 398 |

| Poste aérien (H61) | Coût (€) |
|---|---|
| Transformateur 20/0,4 kV – 50 kVA | 9 766 |
| Transformateur 20/0,4 kV – 100 kVA | 10 780 |
| Transformateur 20/0,4 kV – 160 kVA | 11 908 |
| Transformateur 33/0,4 kV – 50 kVA | 12 074 |
| Transformateur 33/0,4 kV – 100 kVA | 12 375 |
| Transformateur 33/0,4 kV – 160 kVA | 14 091 |

## 6.4 Coûts des groupes électrogènes

Le tableau qui suit résume les coûts unitaires des groupes électrogènes.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 6-4 : Coûts des groupes électrogènes**

| Description | Puissance | | Vitesse (tpm) | Combustible | Investissement/groupe | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | kVA | kW | | | (000€) | €/kW |
| Diesel 50 kW | 63 | 48 | 1500 | Diesel-oil | 90 155 | 1 878 |
| Diesel 100 kW | 125 | 95 | 1500 | Diesel-oil | 132 530 | 1 395 |
| Diesel 250 kW | 315 | 238 | 1500 | Diesel-oil | 219 982 | 924 |
| Diesel 500 kW | 625 | 475 | 750 | Diesel-oil | 401 452 | 845 |
| Diesel 1000 kW | 1250 | 950 | 750 | Diesel-oil | 768 633 | 809 |
| Diesel 2000 kW | 2500 | 1900 | 500 | Fuel lourd | 2 797 968 | 1 473 |
| Diesel 3000 kW | 3750 | 2850 | 500 | Fuel lourd | 4 134 602 | 1 451 |

Les coûts des groupes de 50 à 100 kW n'incluent pas les bâtiments administratifs, les ateliers de réparation et les transformateurs élévateurs. Les coûts des groupes de 250 à 1000 kW n'incluent pas les bâtiments administratifs, les ateliers de réparation ils incluent cependant les transformateurs élévateurs. Les coûts des groupes de 2000 et 3000 kW incluent les bâtiments administratifs, les ateliers de réparation ainsi que les transformateurs élévateurs.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

# 7 PLAN DE PRODUCTION

SNC·LAVALIN





## ÉNERGIE

TRANSPORT ET DISTRIBUTION

# 7. PLAN DE PRODUCTION

## 7.1 Introduction

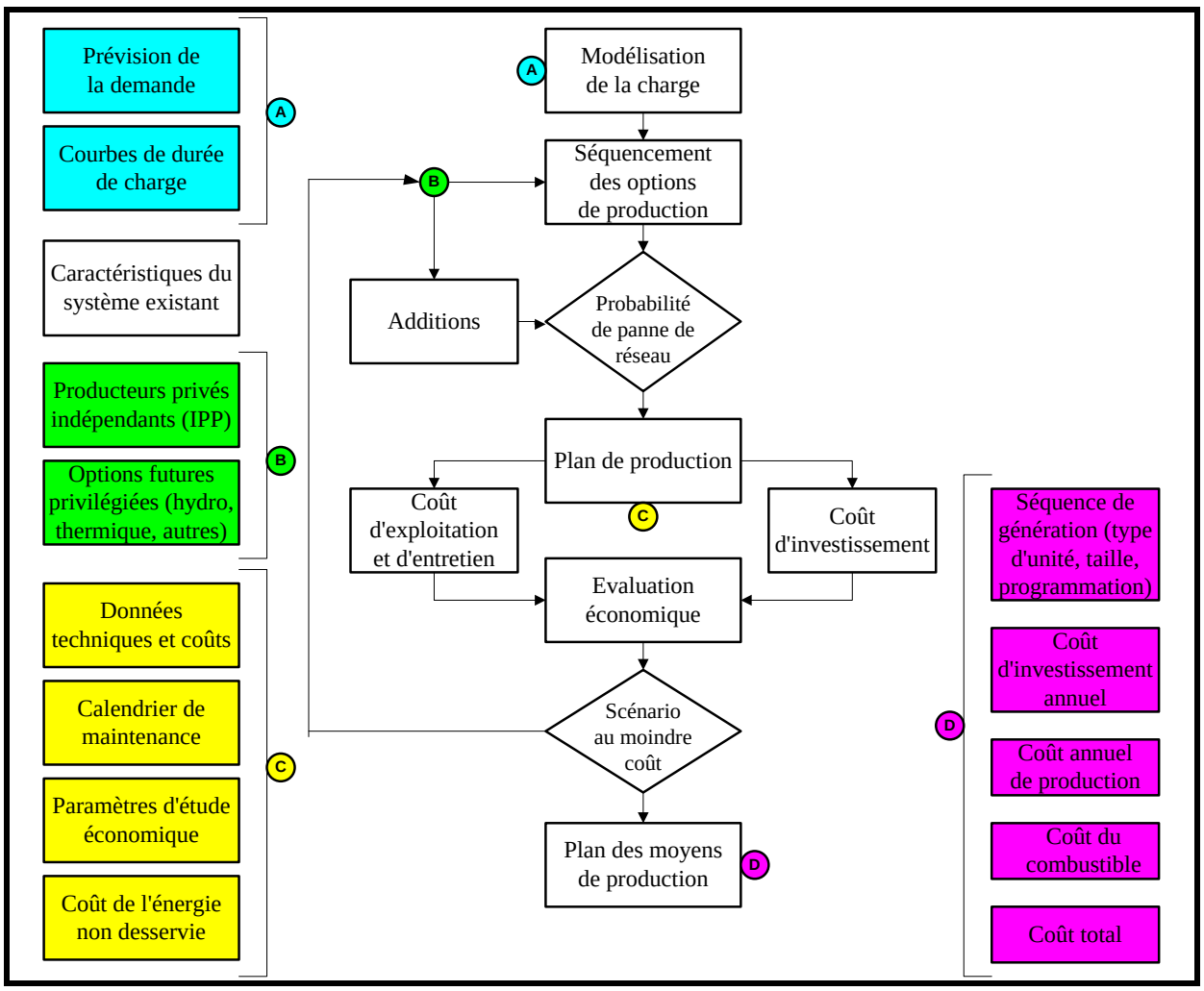
Cette section porte sur le plan de production associé au réseau électrique du Togo seulement. Ce plan de production repose sur des études techniques et économiques visant à programmer, selon certains critères de performance, des ressources énergétiques qui permettront de satisfaire la demande en électricité prévue au Togo, à l'horizon de l'étude (2028).

## 7.2 Méthodologie

Globalement la méthodologie consiste à porter un diagnostic sur la situation actuelle de la production et des options disponibles, puis à déterminer les moyens qui permettront d'assurer l'adéquation de l'offre et de la demande d'électricité en considérant les critères de contingence retenus.

Cette approche permet de déterminer le déficit de puissance qui devra être comblé, par de nouveaux contrats ou de nouvelles installations de production, jusqu'à l'horizon 2028. Cet exercice implique, cependant, une modélisation complexe qui présente des limites car la fonction d'optimisation du parc de production est sujette à un grand nombre de contraintes et de variables. Le processus de planification de production est synthétisé sur la figure suivante.

**Figure 7-1: Méthodologie de planification de la production**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

## 7.3 Modélisation de la charge et définition des critères de fiabilité

Cette étape consiste à modéliser la charge sur une base annuelle, mensuelle ou saisonnière selon le profil de la demande. L'établissement de la courbe de durée de charge (monotone) permet de classer la pointe horaire du système au cours d'une année (8760 h/an). Plus la courbe de durée de charge est prononcée vers la pointe, plus cela influence le choix des unités de pointe. La courbe, illustrée à la Figure 7-3 (page 7-35), a été projetée en fonction de la demande observée pour l'année 2012.

En ce qui a trait au profil mensuel de la demande, il est basé sur les niveaux de puissance livrée sur le réseau interconnecté en 2012. Ces profils, indiqués sur la Figure 7-3 (page 7-35), montrent une faible variation mensuelle de la demande tout au long de l'année. L'analyse de ces résultats reflète nettement les périodes caractéristiques de l'année. La période creuse, allant du mois d'avril à août, correspond à la saison pluvieuse tandis que la période de forte charge, allant de décembre à mars, correspond à la saison sèche: c'est d'ailleurs durant cette dernière période que l'appel de puissance maximale est observé. La période de mai à septembre correspond à des mois de charges moyennes. Ces périodes indiquent celles les plus propices pour effectuer les entretiens périodiques sans affecter la qualité de service. Ainsi l'entretien des groupes doit s'effectuer, de préférence, lors des périodes creuses.

Les caractéristiques d'exploitation du système sont étudiées afin de vérifier la situation de la balance énergétique et d'établir le critère de fiabilité à rencontrer. Le niveau de fiabilité est mesuré par la probabilité de perte de charge (Loss of Load Probability - LOLP) exprimée en heures ou en pourcentage (ex. 86,7 h/an ou 1%). Plus ce critère est petit, meilleure est la fiabilité du système, car plus importante devient la réserve du système; cependant, cela a un coût qui doit être justifié économiquement et socialement. Pour les besoins de la présente étude, un niveau de fiabilité de 72 heures par année a été considéré.

## 7.4 Options de développement du parc de production

Jusqu'à récemment, l'approvisionnement énergétique du Togo a été assuré par les importations effectuées par la CEB, principalement à partir du Ghana, de la Côte d'Ivoire et du Nigeria. Avec la mise en service de la centrale thermique de ContourGlobal (100 MW), cette dépendance a diminuée. Toutefois, le Togo reste fortement tributaire du pétrole et des produits dérivés, dont le gaz naturel. Cette dépendance et les perspectives offertes par le Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest (GAO) ont ralenti le développement d'énergie alternative.

Face au manque de fiabilité de l'approvisionnement, qui constitue un handicap considérable pour l'économie nationale, le Togo prévoit la diversification des sources d'approvisionnement, la mise en place d'un mix énergétique plus large et le développement des énergies renouvelables pour assurer une croissance économique stable. Dans ce contexte, les objectifs de la politique énergétique avancés par le Togo prévoient, entre autres axes :

- assurer le développement des ressources énergétiques du pays pour garantir la sécurité énergétique nationale ainsi que le développement d'un système efficace de distribution de l'énergie basé sur un mix énergétique optimal ;
- réduire la vulnérabilité du pays aux aléas exogènes, notamment ceux du marché mondial du pétrole ;
- promouvoir le remplacement d'une partie des produits pétroliers dans l'industrie et la production d'électricité, et développer des filières industrielles basées sur le gaz naturel ;
- sécuriser l'approvisionnement en hydrocarbures du pays par le renouvellement de la capacité de raffinage local ;


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- assurer la diversification énergétique par le développement et l'exploitation : de la filière charbon, du biogaz, biocarburants et des énergies renouvelables telles que la mini et micro-hydroélectricité, le solaire, l'éolien, etc.;
- assurer la maitrise de la demande d'énergie et l'amélioration de l'efficacité énergétique ;
- restructurer le sous-secteur de l'électricité en vue d'une plus grande efficacité et d'une implication judicieuse du secteur privé ;
- favoriser le développement de projets d'échanges énergétiques au niveau régional et international.

Le Tableau 7-14 (page 7-18) présente les moyens de production actuellement disponibles pour le Togo et le Tableau 7-16 (page 7-20) indique leurs principales caractéristiques. Pour ce qui est de la centrale hydroélectrique de Nangbéto (65 MW), elle est caractérisée par une forte sensibilité aux aléas climatiques, ainsi sa puissance garantie est de 45 MW dont 20 MW pour le Togo. A cette capacité disponible pour satisfaire à la consommation en électricité du Togo, et dans le but d'éviter des délestages, le Togo peut faire appel à un complément de l'ordre de 50 à 70 MW à partir des importations de la CIE-VRA (50 MW en provenance de l'interconnexion Côte d'Ivoire/Ghana) et de la WACEM (20 MW) en ultime recours, cependant.

Les principales options de développement du parc de production sont présentées ci-dessous. Celles-ci résultent de l'analyse du parc existant, des orientations stratégiques envisagées par le Gouvernement du Togo, la CEB et la CEET mais également des opportunités et des ressources disponibles aussi bien d'un point de vue technologique qu'économique.

### 7.4.1 Options thermiques

Dans le cadre des options thermiques, les installations futures envisageables sont:

- les centrales diesel;
- les turbines à gaz et les cycles combinés;
- les centrales à vapeur au charbon.

Les caractéristiques techniques et économiques de ces équipements sont comme indiquées ci-après:

**Tableau 7-1: Caractéristiques techniques des équipements de production thermique**

| **Caractéristiques** | | **Turbine à vapeur** | **Turbine à gaz en cycle simple** | **Turbine à gaz en cycle combiné** | **Diesel** |
|---|---|---|---|---|---|
| **Type de combustible** | | **Charbon** | **Gaz naturel** | **Gaz naturel** | **Fuel lourd** |
| **Nomenclature** | | **STCO** | **GT** | **CCGT** | **DE** |
| Puissance prévue | MW | 125 | 32 | 50 | 15 |
| Consommation spécifique | g/kWh | 403 | 330 | 216 | 192 |
| Coût combustible | $/GJ | 7,35 | 8,53 | | 13,33 |
| Disponibilité | | | | | |
| *Maintenance programmée* | Jours | 30 | 20 | 20 | 25 |
| *Indisponibilité aléatoire (EFOR)* | % | 8% | 5% | 5% | 5% |
| *Disponibilité moyenne annuelle* | % | 84% | 90% | 90% | 88% |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 7-2: Caractéristiques économiques des équipements de production thermique**

| Unité | Coût en capital ($/kW) | Consommation spécifique (kJ/kWh) | O&M Fixe ($/kW/année) | O&M Variable ($/MWh) |
|---|---|---|---|---|
| STCO | 1 980 | 10 967 | 16 | 3,6 |
| DE | 1 350 | 8 400 | 30 | 6,0 |
| GT | 950 | 12 158 | 20 | 2,0 |
| CCGT | 1 400 | 7 958 | 18 | 6,0 |

Les flux de trésorerie durant la période de construction, pour les différentes technologies envisageables, sont comme donnés ci-après. À l'exception des turbines à gaz en cycle simple (GT) et les diesels (DE), les investissements se font dans les années qui précédent la mise en service des unités.

**Tableau 7-3: Flux de trésorerie durant la période de construction**

| Année | Turbine à vapeur | Turbine à gaz en cycle simple | Turbine à gaz en cycle combiné | Diesel |
|---|---|---|---|---|
| | Charbon | Gaz naturel | Gaz naturel | Fuel lourd |
| | STCO | GT | CCGT | DE |
| 1 | 30% | 100% | 60% | 100% |
| 2 | 45% | - | 40% | - |
| 3 | 25% | - | - | - |

Le recours à la technologie utilisant du gaz naturel suppose la disponibilité de cette ressource et cela en quantité suffisante. Les récents succès des campagnes d'exploration au Ghana ont dynamisé la recherche pétrolière au Togo. L'exploitation du gaz naturel associé peut constituer une alternative économiquement intéressante en complément de l'approvisionnement en gaz naturel fourni par le Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest. Outre l'avantage économique, la substitution du fioul par du gaz naturel est plus écologique car plus propre que le pétrole.

Les prix de base des combustibles, retenus pour les études du plan de production, sont tels qu'indiqués ci-après. Pour tenir compte des aléas des prix du marché, sur la période d'étude, un taux d'inflation annuel de 2% a été tenu en compte dans les simulations.

- Gaz : 8,53 $US/GJ
- Fuel lourd (HFO): 13,33 $US/GJ
- Charbon : 7,35$US/GJ

Dans le cadre du développement de l'option thermique, il est prévu l'extension de la centrale ContourGlobal avec l'ajout de 90 MW (6 x 15 MW) dès 2016 et à Adodo, site situé à environ 40 km de Lomé, le développement d'une centrale au charbon d'une puissance nette de 450 MW. La production de cette centrale sera partagée via la Dorsale Côtière entre le Bénin et le Ghana. La mise en service de cet ouvrage, inscrit comme prioritaire dans le plan directeur du WAPP (West African Power Pool), est prévu à l'horizon 2020.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 7-4: Caractéristiques de la centrale charbon d'Adodo**

| Caractéristiques | Unité |
|---|---|
| Puissance | 450 MW |
| Pouvoir calorifique du charbon | 37,0 MJ/Kg |
| Rendement global net de la centrale | 45% |
| Consommation de charbon | 27,03 kg/s |
| Indisponibilité planifiée | 7% |
| Indisponibilité fortuite | 8% |
| Coût d'investissement/kW | 1 500 $/kW |
| Coût d'investissement | 675 M$ |
| Coût d'exploitation et de maintenance - Fixe | 65 $/kW |
| Coût d'exploitation et maintenance - Variable | 2 $/MWh |
| Cout d'approvisionnement du charbon | 160 $/t |
| Consommation en charbon/(t) | 724 475,68 |
| Durée de vie | 35 ans |

### 7.4.2 Options hydroélectriques

En dépit de son coût en capital initial élevé, l'énergie hydroélectrique constitue l'une des sources d'électricité les plus propres et les moins chères. Le potentiel hydraulique du Togo est hautement saisonnier, saisons qui varient selon les régions. L'utilisation principale actuelle du potentiel hydroélectrique se focalise sur le fleuve Mono, le seul se prêtant à des aménagements de taille suffisante pour un raccordement au réseau. Toutefois, les données d'exploitation de la centrale électrique de Nangbéto ont permis de montrer que le Mono cumule un triple degré de variabilité : événementiel, saisonnier et pluriannuel. Ce qui fait de cette source une ressource d'opportunité qui doit avoir une ressource équivalente en réserve dans le parc d'approvisionnement de la CEET et de la CEB, faute de quoi des défaillances techniques ne peuvent être évitées en cas de sécheresse subite et des coûts de remplacement très élevés en cas de sécheresse prolongée. Dès lors, tout aménagement additionnel doit prendre en compte ces intermittences d'exploitation.

Le site d'Adjarala (147 MW, dont 70 MW garantis pour le Togo), entre le Togo et le Bénin, a fait l'objet de plusieurs études. Actuellement, il est admis que cette centrale pourrait entrer en service en 2018. Par contre, les petites rivières et ruisseaux pourraient être exploités pour la fourniture d'électricité pour les zones rurales et les communautés éloignées. Le Tableau 7-15 (page 7-19) récapitule l'inventaire des sites micro hydroélectriques potentiels du Togo.

### 7.4.3 Énergies alternatives

Le développement des énergies alternatives est, pour le Togo, une réelle nécessité dans un contexte de raréfaction des ressources naturelles, de lutte contre le changement climatique et la désertification et de réduction des gaz à effet de serre. Le Togo s'est donc résolument engagé dans la promotion des énergies renouvelables pour pallier son déficit énergétique, ce qui, à termes, devrait également contribuer à la réduction de la pauvreté.

La notion d'énergie alternative se rapproche de celle d'énergie propre ou d'énergie verte: il s'agit d'énergies produisant peu ou pas de polluants comme l'énergie solaire, la géothermie, l'énergie marémotrice et l'énergie éolienne. Dans le présent contexte d'élaboration du plan directeur de la CEET, la géothermie et l'énergie marémotrice n'ont pas été considérées compte tenu des faibles potentialités de ces technologies au niveau du territoire national.

Les sections qui suivent traitent donc de façon succincte du rôle des énergies alternatives dans la production d'électricité au Togo. Le potentiel en ressources de biomasse, solaires et


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

éoliennes est présenté et suivi par les projets de ce type actuellement envisagés dans le bilan énergétique du Togo.

#### 7.4.3.1 Biomasse

Dans le domaine de l'énergie, et plus particulièrement des bioénergies, le terme de biomasse désigne l'ensemble des matières organiques d'origine végétale, animale ou fongique pouvant devenir source d'énergie par combustion (ex: bois, coque de noix d'arachide, autres), après méthanisation (biogaz) ou après de nouvelles transformations chimiques (biocarburant). L'énergie tirée de la biomasse est considérée comme une énergie renouvelable et soutenable tant qu'il n'y a pas surexploitation de la ressource (mise en péril de la fertilité du sol) et qu'il n'y a pas de compétition excessive d'usages des terres arables, de l'eau, ni d'impacts excessifs sur la biodiversité, etc.

La biomasse végétale peut être utilisée comme combustible dans les centrales thermiques ou convertie pour produire des briquettes solides qui peuvent ensuite être utilisées comme carburant par les petites industries. Le biogaz issu de la fermentation anaérobie de la matière organique peut se substituer directement au gaz naturel pour la production de l'électricité, la cuisson des aliments et le chauffage, cogénération, carburant, etc. Celui-ci peut être produit grâce à des unités de méthanisation, des digesteurs familiaux et des décharges (piégeage du biogaz). Au Togo, abonde de la biomasse inutilisable (mauvaises herbes terrestres et aquatiques) à laquelle s'ajoute les ordures ménagères et les excréments d'animaux (bouses de vaches, lisiers de porcs, excréments de petits ruminants et des volailles) ainsi que d'autres déchets végétaux. Toutes ces matières organiques auxquelles peuvent s'ajouter les déchets biodégradables des usines alimentaires, constituent une matière première importante pour la production du biogaz à usage domestique ou public (production d'électricité). La valorisation des déchets connaît une bonne progression au Togo sous l'impulsion du Laboratoire de Gestion, de Traitement et de Valorisation des Déchets de l'Université de Lomé.

Le marché des carburants verts est actuellement en plein essor. Il existe aujourd'hui deux grands types de biocarburants : l'éthanol utilisé dans les moteurs de type «essence» et les esters méthyliques d'huiles végétales destinés à un usage dans les moteurs de type «diesel». Les biocarburants connaissent une utilisation encourageante dans certains pays de la sous-région (Mali, par exemple). Sur la base de l'expérience de ces pays, il est possible de développer ce domaine au Togo dans un cadre de coopération Sud-Sud. Cette expérience pourra s'étendre à l'huile de palme et à celle issue des graines de tournesol (si possible) pour la production d'esters méthyliques pour moteurs diesel ainsi qu'à la canne à sucre pour la production de l'éthanol destiné aux moteurs à essence. Le développement des biocarburants doit prendre en considération les possibilités d'utilisation des terres arables sans porter préjudice aux productions existantes de produits agricoles et à leur accroissement pour faire face à la demande nationale et régionale.

#### 7.4.3.2 Énergie solaire

Le Togo se trouve dans une zone de fort ensoleillement et où le rayonnement solaire est assez bien réparti. L'énergie solaire globale moyenne rayonnée sur un plan horizontal est estimé à 4,4 kWh/m²/j pour Lomé, à 4,3 kWh/m²/j pour Atakpamé et 4,5 kWh/m²/j pour Mango, les puissances pouvant dépasser 700 Wc/m², surtout en saison sèche quand le ciel est clair et le taux d'humidité de l'air bas.

L'énergie solaire est renouvelable et son utilisation est écologique. Par conséquent, lorsque la disponibilité et les coûts environnementaux liés à l'utilisation d'autres formes d'énergie sont considérées, la compétitivité de l'énergie solaire comparativement à ces autres formes d'énergie devient très évidente et, en particulier, pour les applications de faible et moyenne puissance.


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

Les technologies des systèmes énergétiques solaires sont généralement soit du type thermique (chauffage solaire, système de refroidissement, séchage, centrale thermique, etc.) ou de type photovoltaïque (conversion directe en électricité). Les domaines d'application des technologies thermiques sont le séchage des récoltes, le chauffage de l'eau pour les habitations, l'industrie, les hôpitaux, etc., la climatisation, la conservation des aliments et des médicaments, la production d'énergie, etc. Le type photovoltaïque peut être utilisé pour des appareils à faible et moyenne puissance et dans des zones reculées, des installations telles que les stations de communication, la télévision et la radio rurale, le pompage de l'eau, etc., la réfrigération, qui nécessitent une puissance de l'ordre de 1 à 10 kW. Il peut également être utilisé pour l'alimentation des villages distants non connectés au réseau électrique national. Il est également possible de générer de l'énergie photovoltaïque pour alimenter le réseau national. La plupart des technologies solaire thermique peuvent être maintenues par l'expertise technique existante dans le pays. Toutefois, les infrastructures industrielles doivent être renforcées pour une utilisation plus efficace de la ressource énergétique. Les composants des systèmes photovoltaïques nécessitent des technologies plus sophistiquées pour leur fabrication, en particulier, en ce qui concerne les cellules photovoltaïques.

L'utilisation moderne de l'énergie solaire au Togo n'est qu'à ses débuts et se limite à quelques projets d'installation de chauffe-eau solaires au niveau des maternités et des hôtels et de panneaux photovoltaïques observables sur les toits de quelques ONG, représentations religieuses et gares du réseau ferroviaire. Cette forme d'énergie n'est même pas prise en compte dans le bilan énergétique national. Le projet «Énergie solaire pour les besoins domestiques des femmes des Régions de la Kara et Centrale» financé par le PNUD–Togo en 2003 dans le cadre du Programme d'Amélioration des Moyens d'Existence des Populations (PAMEP) a permis de faire connaître cette forme d'énergie à travers les prototypes fabriqués (cuisinière solaire, séchoir solaire, four solaire). La diffusion de ces prototypes mérite d'être poursuivie sur toute l'étendue du territoire national pour consolider les acquis de ce projet. Beaucoup de travail reste donc à faire dans le développement et la vulgarisation des équipements et des systèmes d'applications, l'acquisition de données sur le solaire et l'environnement et l'élaboration de normes pour les matériaux, la conception et la fabrication d'équipement.

#### 7.4.3.3 Énergie éolienne

L'énergie éolienne connaît un début timide au Togo par rapport à l'énergie solaire. La seule utilisation qui en est faite jusqu'ici reste le pompage de l'eau souterraine. Les premières prospections avaient conclu que le gisement éolien togolais n'est pas intéressant. Cependant, au regard du niveau actuel des techniques d'exploitation du vent à des fins énergétiques et de l'identification de quelques sites éoliens rentables au Togo, il semble profitable pour le pays de rentabiliser son exploitation. De plus, l'éolien, malgré un investissement en capital important, est une énergie très rentable en production, si le site est bien choisi, et se prête bien aux partenariats public-privé.

Ainsi, le développement de l'éolien doit être considéré comme une alternative tout à fait viable dans la mesure où la côte et le Nord disposent de potentialités pour le développement de ces énergies. En effet, dans ces zones, la vitesse moyenne annuelle du vent, à des hauteurs de 10 m, varie d'environ 2 m/s le long des zones côtières à environ 4 m/s dans le nord du pays. Il est à souligner, cependant, que quelque soit son potentiel, cette production reste aléatoire «au fil du vent» et doit être considérée comme une énergie uniquement complémentaire qui ne peut être comparée à de la production thermique qui est plus prévisible puisque, en condition normale, constante.

Le principal projet d'approvisionnement, actuellement envisagé par le Togo est la ferme éolienne Delta Wind, d'une puissance installée de 24 MW et dont la capacité garantie serait


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

de l'ordre de 5 à 6 MW. Dans le cadre de ce projet, le coût du kWh est de 100-120 FCFA et la date de mise en service du parc est 2014.

## 7.5 Simulation du coût de production mixte

Le processus de planification consiste en une simulation des différents scénarios d'expansion de production et de transport. Elle s'effectue à partir des données de base mentionnées ci-haut, et permet de définir la meilleure variante aux niveaux technique et économique; elle correspond à la variante au moindre coût de production.

La simulation s'est effectuée à travers le modèle informatique SYPCO (Advanced Power System Planning and Production Costing - Planification et analyse des coûts des équipements de production), développé par SNC-Lavalin. Ce modèle permet de déterminer la séquence optimale, au moindre coût de production, de mise en opération de diverses unités de production (diesel, turbine à gaz, centrales hydroélectriques, etc.) pour satisfaire les besoins de la demande, sur un horizon de temps et pour des intervalles de simulation donnés.

L'Annexe C donne une description complète des caractéristiques et performances du modèle de planification des moyens de production SYPCO, dont les principales fonctions sont de :

- calculer la fiabilité d'un réseau et déterminer la durée des défaillances du système pendant laquelle la demande d'énergie n'est pas satisfaite (calcul des probabilités de pertes de charge et de l'énergie non desservie);
- élaborer la séquence technique et économique de mise en service des nouvelles unités de production;
- simuler l'exploitation du réseau de manière à réduire au minimum les coûts d'exploitation (méthode probabiliste de calcul d'énergie qui intègre la demande, la courbe de durée de charge ainsi que les arrêts forcés imprévus et prévus pour la maintenance des unités de production);
- calculer le surplus d'énergie disponible pour chaque plan d'expansion des unités de production;
- établir un plan des déboursés d'investissement et calculer la valeur actualisée des coûts de production (coût du combustible, frais d'exploitation et d'entretien) et d'investissement pour chaque plan d'expansion des unités de production, auquel seront préalablement associés les investissements pour le transport d'électricité et les coûts économiques de l'énergie non desservie;
- présenter la séquence d'expansion et les résultats des simulations de façon simple et rapide, rendant aisées les modifications des scénarios de développement pour les études de sensibilité.

Dans le cas des aménagements hydroélectriques, une simulation mensuelle permet de tenir compte des variations mensuelles et saisonnières dans la production. Elle sert aussi à établir un calendrier d'entretien réaliste, de vérifier les indices de fiabilité et de déterminer la quantité d'énergie non desservie durant les mois de pointe. En effet, un plan d'expansion des moyens de production pourrait respecter tous les critères sur une base annuelle, mais s'avérer peu fiable avec une grande quantité d'énergie non desservie pendant les mois critiques de pointe sur le réseau.

Le principal critère économique employé pour la comparaison des différentes options est la valeur actualisée, basée sur un taux d'actualisation et des coûts d'investissement, d'exploitation et d'entretien ainsi que du combustible.

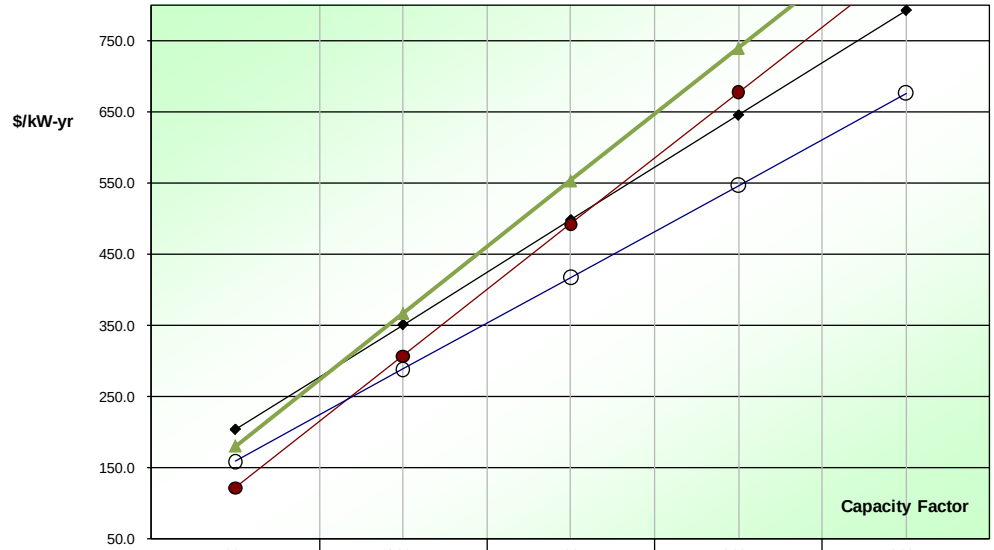
Ainsi, la méthode technico-économique de planification de la production est basée sur l'application de concepts et de procédés scientifiques les plus récents, et avec l'utilisation d'outils informatiques de pointe.


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

## 7.6 Établissement des scénarios de production

L'analyse détaillée du futur système de production passe par celle des unités de production candidates afin de fournir une indication sur les types d'équipements qui devraient être ajoutés sur la période d'étude donnée lorsqu'un ajout de moyen de production devient nécessaire. La figure qui suit illustre les courbes comparatives des coûts annualisés pour les diverses unités candidates. Le coût annualisé est composé du coût en capital, des coûts d'opération et d'entretien (O&M) fixes et variables ainsi que du coût du combustible.

**Figure 7-2: Courbes comparatives des coûts annualisés des unités candidates**




| | 0% | 20% | 40% | 60% | 80% |
|---|---|---|---|---|---|
| Steam Turbine - Coal | 202.6 | 350.2 | 497.7 | 645.2 | 792.8 |
| Diesel Engine - Fuel Oil | 179.6 | 366.4 | 553.2 | 739.9 | 926.7 |
| GT - Natural Gas | 121.4 | 306.7 | 491.9 | 677.1 | 862.3 |
| CCGT- Natural Gas | 158.2 | 287.7 | 417.1 | 546.6 | 676.0 |

L'analyse des courbes indique que pour un facteur d'utilisation inférieur à 15%, les turbines à gaz (GT) sont les unités les plus adéquates. Au dessus de ce facteur, le cycle combiné (CCGT) qui utilise du gaz naturel est l'option au plus bas coût. Au cas où le cycle combiné ne fait pas partie des options envisageables, la turbine à vapeur fonctionnant au charbon (STCO) est la prochaine option à partir d'un facteur d'utilisation supérieur à 40%. Le moteur diesel (DE) est considérablement plus cher que les autres unités à cause des coûts de combustible et de son efficacité inférieure. Il est important de souligner que ces courbes de sélection ne présentent pas une image complète pour le développement d'un plan d'expansion optimal, car elles ne tiennent pas compte des variations de charges saisonnières ou journalières particulières à chaque système étudié. Elles ne prennent pas compte, non plus, de la fiabilité associée aux divers types d'unités ni de considérations environnementales. Cependant, elles fournissent une assez bonne indication des types d'unités de production qui devraient être considérées.

Basé sur ces résultats et compte tenu des nouvelles installations de production déjà planifiées, trois scénarios principaux de développement ont été considérés et analysés. Dans chaque cas, il a été supposé que le mode d'exploitation actuel serait maintenu et que les groupes ayant atteint la fin de leur vie utile seraient remplacés, au besoin, par l'équipement le plus approprié.

Toutes les analyses ont été faites en tenant compte des prévisions de la demande sur la période de simulation 2014-2028. Cependant, étant donné que les plans d'expansion


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

peuvent avoir des valeurs résiduelles différentes et souvent difficiles à estimer mais qui peuvent, cependant, influencer la comparaison des scénarios de façon significative, la période d'analyse a été étendue jusqu'en 2048 avec un niveau de demande constant (sur la période 2029-2048) correspondant à celui de la dernière année de simulation (2028). Cette nouvelle période, allant de 2014 à 2048 et connue comme la période d'évaluation, permet de tenir en compte toutes les considérations de fin de période.

Pour chacun des scénarios, plusieurs séquences de mise en service des nouvelles unités de production ont été simulées et analysées dans le but d'identifier le plan d'expansion de chacune des alternatives à l'étude. Pour le calcul de la puissance nette à la pointe, seules les ressources (thermique et hydraulique) dont la disponibilité annuelle moyenne est importante ont été tenues en compte. Conséquemment, le pourcentage de réserve annuelle à la pointe a été calculé comme suit:

$$\text{Réserve nette à la pointe (\%)} = (PI - DP) / DP$$

avec PI = Puissance installée totale (MW)
DP = Demande de pointe (MW)

Il est à noter que cette réserve augmente durant les années où il est ajouté des unités de grande capacité alors qu'il est effectué des déclassements d'unités de moindre taille. Dans le cas de la centrale au charbon programmée à Adodo, il est prévu que sa production sera partagée, via la Dorsale Côtière, entre le Bénin et le Ghana. Dans ce sens, les résultats des simulations ont permis l'évaluation des quantités de surplus ainsi que les périodes de leurs disponibilités, à l'horizon 2028.

Les coûts d'investissement annuels sont présentés sous forme de paiements annuels constants. Cela correspond à l'équivalent annuel d'un investissement en capital, étendu uniformément sur la durée de vie de l'équipement à un certain taux d'escompte. L'investissement total correspond à la somme des investissements en capitaux réels est fait sur la période de la simulation. Le total des paiements annuels constants sur la période de simulation sera inferieur à l'investissement en capital total vu que plusieurs unités de production n'ont pas atteint la fin de leur vie économique et n'auront pas été payées à la fin de la période de la simulation. Toutes les différences entre scénarios à la fin de la période de simulation sont estimées sur la période d'évaluation.

Dans le cadre du Plan directeur du développement des infrastructures CEET, les scénarios probables – et leurs variantes – considérés sont :

- Scénario A : Mise en service des unités programmées aux dates planifiées
- Scénario B : Mise en service des unités programmées selon le besoin
- Scénario C : Plan de production libre des contraintes de programmations planifiées

Pour chacun de ces scénarios, il a été considéré deux variantes. La variante 1 présuppose la reconduction, en 2020, du contrat en vigueur d'importation de puissance au Togo (40 MW) et la variante 2 présuppose que ce renouvellement ne se fera pas.

Les paragraphes qui suivent résument les principaux résultats pour chacun des scénarios et ses variantes.

## 7.7 Analyse des scénarios

### 7.7.1 Scénario A – Mise en service effectives des unités programmées

Le Scénario A de développement tient compte de la programmation de nouvelles unités aux dates actuellement planifiées. Il concerne la mise en service effective d'Adjarala (70 MW pour le Togo) en 2018, l'extension de la centrale ContourGlobal (90 MW) en 2016, la centrale Delta Wind de 24 MW (5 MW effectif) en 2014 ainsi que la mise en service de la centrale au charbon d'Adodo (450 MW) avant 2020 (comme inscrit dans le plan directeur du


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

WAPP). Pour ce qui est de cette dernière, il a été considéré qu'elle serait mise en service en deux tranches, deux unités de 125 MW en 2019 suivis de deux autres en 2020. Cependant, en termes de calculs, une production effective de 450 MW seulement a été tenue en compte.

#### 7.7.1.1 Variante A1 - Mise en service des unités programmées aux dates planifiées

Outre les installations planifiées, cette variante du Scénario A présuppose aussi le renouvellement de la puissance importée fournie au Togo (40 MW) après 2020.

L'analyse de LOLP, c'est-à-dire le niveau de fiabilité mesuré par la probabilité de perte de charge, indique que le critère retenu (LOLP≤72 h/an) est satisfait dès 2018. Dans ce contexte, le surplus de production du système togolais qui pourrait être exporté serait tel qu'indiqué dans le tableau qui suit.

**Tableau 7-5: Scénario A, variante 1 - Surplus de production (MW)**

| Année | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| MW | 35 | 250 | 375 | 375 | 250 | 250 | 250 | 250 | 125 | 125 | 125 |

Pour ce plan d'expansion, basé sur la prévision de la demande probable (base), les additions en capacité (voir Tableau 7-17, page 7-21) sur la période de l'étude (2014-2028) atteignent 665 MW, avec un total de déclassement de 20 MW. Le détail des coûts annuels en capital, combustible, O&M fixes et variables sur la période d'évaluation est montré au Tableau 7-18 (page 7-22). Son coût actualisé (CPW) sur la période d'évaluation est de 3 067 M$ US et sur la période de la simulation (2014-2028) de 2 411 M$ US.

La Figure 7-4 (page 7-36) illustre, pour la variante 1 du scénario A, l'échelonnement d'une part des moyens de production nécessaires pour satisfaire la demande de base au taux de fiabilité requis et d'autre part celui des investissements requis à l'horizon de l'étude.

#### 7.7.1.2 Variante A2 - Mise en service des unités programmées aux dates planifiées sans importation internationale

Outre les installations planifiées, cette variante du Scénario A présuppose qu'il n'y aura pas de renouvellement de la puissance importée fournie au Togo (40 MW) dès 2020.

L'analyse de LOLP, c'est-à-dire le niveau de fiabilité mesuré par la probabilité de perte de charge, indique que le critère retenu (LOLP≤72 h/an) est satisfait dès 2018. Dans ce contexte, le surplus de production du système togolais pourrait être exporté. Dans ce contexte, le surplus de production du système togolais qui pourrait être exporté serait tel qu'indiqué dans le tableau qui suit.

**Tableau 7-6: Scénario A, variante 2 - Surplus de production (MW)**

| Année | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| MW | 35 | 250 | 335 | 335 | 210 | 210 | 210 | 210 | 85 | 85 | 85 |

Pour ce plan d'expansion, basé sur la prévision de la demande probable (base), les additions en capacité (voir Tableau 7-19, page 7-23) sur la période de l'étude (2014-2028) atteignent 665 MW, avec un total de déclassement de 60 MW. Le détail des coûts annuels en capital, combustible, O&M fixes et variables sur la période d'évaluation est montré au Tableau 7-20 (page 7-24). Son coût actualisé (CPW) sur la période d'évaluation est de 3 070 M$ US et sur la période de la simulation (2014-2028) de 2 412 M$ US.

La Figure 7-5 (page 7-36) illustre, pour la variante 2 du Scénario A, l'échelonnement d'une part des moyens de production nécessaires pour satisfaire la demande de base au taux de fiabilité requis et d'autre part celui des investissements requis à l'horizon de l'étude.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

### 7.7.2 Scénario B – Mise en service des unités programmées selon les besoins

Ce scénario, qui est une optimisation du scénario A, tient compte de la programmation des nouvelles unités planifiées, c'est à dire la mise en service effective d'Adjarala (70 MW pour le Togo) en 2018, l'extension de la centrale ContourGlobal (90 MW) en 2016, la mise en service de la centrale Delta Wind de 24 MW (5 MW effectif) en 2014 ainsi que celle de la centrale au charbon d'Adodo (450 MW) avant 2020. Cependant, pour ce qui est de cette dernière, il a été considéré qu'elle serait mise en service en deux tranches de deux unités de 125 MW, la première tranche avant l'année 2020 suivie d'une deuxième à la date pour laquelle la durée des défaillances du système n'est plus satisfaite. Ce scénario est une optimisation du scénario A.

#### 7.7.2.1 Variante B1 - Mise en service des unités programmées selon les besoins

Outre les installations planifiées, cette variante du Scénario B présuppose aussi le renouvellement de la puissance importée fournie au Togo (40 MW) après 2020.

L'analyse de LOLP, c'est-à-dire le niveau de fiabilité mesuré par la probabilité de perte de charge, indique que le critère retenu (LOLP≤72 h/an) est satisfait en 2016 et par la suite dès 2018. Dans ce contexte, le surplus de production du système togolais qui pourrait être exporté serait tel qu'indiqué dans le tableau qui suit.

**Tableau 7-7: Scénario B, variante 1 - Surplus de production (MW)**

| Année | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| MW | 35 | 250 | 125 | 125 | 90 | 60 | 30 | 30 | 125 | 125 | 60 |

Pour ce plan d'expansion, basé sur la prévision de la demande probable (base), les additions en capacité (voir Tableau 7-21, page 7-25) sur la période de l'étude (2014-2028) atteignent 665 MW, avec un total de déclassement de 20 MW. Le détail des coûts annuels en capital, combustible, O&M fixes et variables sur la période d'évaluation est montré au Tableau 7-22 (page 7-26). Son coût actualisé (CPW) sur la période d'évaluation est de 2 919 M$ US et sur la période de la simulation (2014-2028) de 2 268 M$ US.

La Figure 7-6 (page 7-38) illustre, pour la variante 1 du scénario B, l'échelonnement d'une part des moyens de production nécessaires pour satisfaire la demande de base au taux de fiabilité requis et d'autre part celui des investissements requis à l'horizon de l'étude.

#### 7.7.2.2 Variante B2 - Mise en service des unités programmées selon les besoins sans importation internationale

Outre les installations planifiées, cette variante du Scénario B présuppose qu'il n'y aura pas de renouvellement de la puissance importée fournie au Togo (40 MW) après 2020. Pour compenser ce fait la date de mise en service de la seconde tranche a été avancée de 2 années.

L'analyse de LOLP, c'est-à-dire le niveau de fiabilité mesuré par la probabilité de perte de charge, indique que le critère retenu (LOLP≤72 h/an) est satisfait en 2016 et par la suite dès 2018. Dans ce contexte, le surplus de production du système togolais qui pourrait être exporté serait tel qu'indiqué dans le tableau qui suit.

**Tableau 7-8: Scénario B, variante 2 - Surplus de production (MW)**

| Année | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| MW | 35 | 250 | 85 | 85 | 50 | 20 | 125 | 125 | 125 | 85 | 20 |

Pour ce plan d'expansion, basé sur la prévision de la demande probable (base), les additions en capacité (voir Tableau 7-23, page 7-27) sur la période de l'étude (2014-2028) atteignent 665 MW, avec un total de déclassement de 60 MW. Le détail des coûts annuels


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

en capital, combustible, O&M fixes et variables sur la période d'évaluation est montré au Tableau 7-24 (page 7-28). Son coût actualisé (CPW) sur la période d'évaluation est de 2 962 M$ US et sur la période de la simulation (2014-2028) de 2 307 M$ US.

La Figure 7-7 (page 7-39) illustre, pour la variante 2 du Scénario B, l'échelonnement d'une part des moyens de production nécessaires pour satisfaire la demande de base au taux de fiabilité requis et d'autre part celui des investissements requis à l'horizon de l'étude.

### 7.7.3 Scénario C – Plan de production libre des contraintes de programmations planifiées

Le Scénario C de développement tient compte de la mise en service effective d'Adjarala (70 MW pour le Togo) en 2018, de l'extension de la centrale ContourGlobal (90 MW) en 2016 ainsi que la centrale Delta Wind de 24 MW (5 MW effectif) en 2014, seulement.

Dans ce scénario, il a été tenu compte des résultats comparatifs des unités candidates tels qu'indiqués sur la Figure 7-2. Dans ce sens, les unités au plus bas coût, c'est à dire le cycle combiné au gaz naturel (CCGT) de 50 MW ont été préférées en remplacement de la centrale au charbon d'Adodo qui n'a pas été considérée. Dans ce contexte, cependant, aucun surplus de production du système togolais n'est prévu.

#### 7.7.3.1 Variante C1 - Plan de production libre des contraintes de programmations planifiées

Outre les installations planifiées, cette variante du Scénario C présuppose aussi le renouvellement de la puissance importée fournie au Togo (40 MW) après 2020.

L'analyse de LOLP, c'est-à-dire le niveau de fiabilité mesuré par la probabilité de perte de charge, indique que le critère retenu (LOLP≤72 h/an) est satisfait en 2016 et par la suite dès 2018.

Pour ce plan d'expansion, basé sur la prévision de la demande probable (base) les additions en capacité (voir Tableau 7-25, page 7-29) sur la période de l'étude (2014-2028) atteignent 665 MW, avec un total de déclassement de 20 MW. Le détail des coûts annuels en capital, combustible, O&M fixes et variables sur la période d'évaluation est montré au Tableau 7-26 (page 7-30). Son coût actualisé (CPW) sur la période d'évaluation est de 2 551 M$ US et sur la période de la simulation (2014-2028) de 1 933 M$ US.

La Figure 7-8 (page 7-40) illustre, pour la variante 1 du scénario C, l'échelonnement d'une part des moyens de production nécessaires pour satisfaire la demande de base au taux de fiabilité requis et d'autre part celui des investissements requis à l'horizon de l'étude.

#### 7.7.3.2 Variante C2 - Plan de production libre des contraintes de programmations planifiées sans importation internationale

Outre les installations planifiées, cette variante du Scénario C présuppose qu'il n'y aura pas de renouvellement de la puissance importée fournie au Togo (40 MW) après 2020.

L'analyse de LOLP, c'est-à-dire le niveau de fiabilité mesuré par la probabilité de perte de charge, indique que le critère retenu (LOLP≤72 h/an) est satisfait en 2016 et par la suite dès 2018.

Pour ce plan d'expansion, basé sur la prévision de la demande probable (base) les additions en capacité (voir Tableau 7-27, page 7-31) sur la période de l'étude (2014-2028) atteignent 665 MW, avec un total de déclassement de 60 MW. Le détail des coûts annuels en capital, combustible, O&M fixes et variables sur la période d'évaluation est montré au Tableau 7-28 (page 7-32). Son coût actualisé (CPW) sur la période d'évaluation est de 2 552 M$ US et sur la période de la simulation (2014-2028) de 1 939 M$ US.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

La Figure 7-9 (page 7-41) illustre, pour la variante 2 du Scénario C, l'échelonnement d'une part des moyens de production nécessaires pour satisfaire la demande de base au taux de fiabilité requis et d'autre part celui des investissements requis à l'horizon de l'étude.

### 7.7.4 Analyse comparative des scénarios d'expansion du parc de production

L'usage du modèle informatique SYPCO, a permis, à l'horizon de l'étude (2028) :

- pour les scénarios A et B, de vérifier la séquence de mise en opération des unités de production déjà planifiées pour satisfaire les besoins de la demande probable, de vérifier que le niveau de fiabilité fixé était au moins atteint et d'évaluer les surplus de production ;
- pour le scénario C, de déterminer la séquence optimale de mise en opération d'unités de production pour satisfaire les besoins de la demande probable et le niveau de fiabilité fixé.

Le tableau ci-dessous résume les résultats de la comparaison économique des scénarios étudiés dans le cadre du Plan directeur du développement des infrastructures CEET. La valeur totale est actualisée à l'année 2014 et tient compte de la valeur résiduelle des équipements qui ont été mis en service durant la période d'analyse, soit entre l'an 2014 et 2028.

**Tableau 7-9: Coûts actualisés des scénarios**

| Scénario | Variante | Coût actualisé(*) (M$US) | Coût relatif (%) |
|---|---|---|---|
| A | 1 | 3 067 | 120 |
| | 2 | 3 070 | 120 |
| B | 1 | 2 919 | 114 |
| | 2 | 2 962 | 116 |
| C | 1 | 2 551 | 100 |
| | 2 | 2 552 | 100 |

Note : (*) Taux d'actualisation de 10% sur la période 2014-2048

L'analyse de ces résultats indique qu'en termes de coûts, les variantes de chacun des scénarios sont équivalentes.

En termes d'expansion du parc de production, l'analyse des résultats indique que :

1. le scénario B, qui est une version optimisée du scénario A, est celui à moindre coût dans le contexte de la mise en service effective de la centrale au charbon d'Adodo avant 2020 ;
2. en termes d'exportation de puissance, les scénarios A et B permettent de dégager des surplus de production. Le tableau qui suit, indique les surplus annuels disponibles, selon les scénarios et variantes.

**Tableau 7-10: Surplus annuels disponibles selon les scénarios (MW)**

| Scénario/ Variante | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| A1 | 35 | 250 | 375 | 375 | 250 | 250 | 250 | 250 | 125 | 125 | 125 |
| A2 | 35 | 250 | 335 | 335 | 210 | 210 | 210 | 210 | 85 | 85 | 85 |
| B1 | 35 | 250 | 125 | 125 | 90 | 60 | 30 | 30 | 125 | 125 | 60 |
| B2 | 35 | 250 | 85 | 85 | 50 | 20 | 125 | 125 | 125 | 85 | 20 |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

3. le scénario préconisant l'usage d'équipements utilisant du gaz naturel, c'est-à-dire le scénario C, est l'option à plus bas coût. Cependant, ce scénario, contrairement aux scénarios A et B, ne permet aucune exportation de surplus de puissance et présuppose une disponibilité d'approvisionnement en gaz naturel plus élevée que dans les scénarios A et B.

## 7.8 Analyses de sensibilité

Des analyses de sensibilité ont été menées pour les scénarios simulés afin de déterminer l'impact de la variation des paramètres suivants :

- variation de la demande;
- taux d'actualisation ;
- coûts en capital des unités ;
- coût des combustibles.

### 7.8.1 Variation de la demande

Etant donné que pour les scénarios A et B ainsi que leurs variantes, il existe un surplus de production, l'analyse de sensibilité considère que le paramètre demande n'a qu'un impact marginal sur le niveau de puissance qui pourrait être exporté. Ainsi donc cette analyse n'a été effectuée que pour le scénario C, variante 2.

Le plan d'expansion, basé sur la prévision de la demande faible, est indiqué au Tableau 7-29, page 7-33. L'analyse comparative montre que, par rapport à la demande de base, 100 MW de moins de capacité seront nécessaires sur la période d'étude. Son coût actualisé, sur la période d'évaluation est de 2 242 M$ US incluant des coûts annuels en capital, combustible, O&M fixes et variables sur la période d'évaluation, soit 12% plus bas que celui de la demande de base.

Le plan d'expansion, basé sur la prévision de la demande forte, est indiqué au Tableau 7-30, page 7-34. L'analyse comparative montre que, par rapport à la demande de base, 100 MW de plus de capacité seront nécessaires sur la période d'étude. Son coût actualisé, sur la période d'évaluation est de 2 796 M$ US incluant des coûts annuels en capital, combustible, O&M fixes et variables sur la période d'évaluation, soit 10% plus élevé que celui de la demande de base.

### 7.8.2 Taux d'actualisation

Le tableau qui suit indique la variation du coût actualisé sur la période 2014-2048 en fonction de la variation du taux d'actualisation, pour chacun des scénarios.

**Tableau 7-11: Sensibilité des scénarios au taux d'actualisation**

| Scénario | Variante | Taux d'actualisation (M$US) | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 8% | **10%** | 12% |
| A | 1 | 3 643 | **3 067** | 2 644 |
| | 2 | 3 647 | **3 070** | 2 646 |
| B | 1 | 3 501 | **2 919** | 2 492 |
| | 2 | 3 545 | **2 962** | 2 533 |
| C | 1 | 3 091 | **2 551** | 2 158 |
| | 2 | 3 086 | **2 552** | 2 163 |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Les résultats indiquent que les scénarios sont très sensibles à la variation du taux d'actualisation, le coût actualisé pouvant varier de 121% à 85% du coût de base.

### 7.8.3 Coûts en capital des unités

La sensibilité des scénarios a été analysée en augmentant de 10% et 20% le coût en capital des nouvelles unités considérées. Le tableau qui suit illustre les résultats de ces augmentations avec un taux d'actualisation de 10% sur la période 2014-2048.

**Tableau 7-12: Sensibilité des scénarios aux coûts en capital**

| Scénario | Variante | Référence | | Augmentation de 10% | | Augmentation de 20% | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Coût actualisé (M$US) | Coût relatif (%) | Coût actualisé (M$US) | Coût relatif (%) | Coût actualisé (M$US) | Coût relatif (%) |
| A | 1 | 3 067 | 100% | 3 176 | 104% | 3 285 | 107% |
| | 2 | 3 070 | 100% | 3 179 | 104% | 3 288 | 107% |
| B | 1 | 2 919 | 100% | 2 983 | 102% | 3 047 | 104% |
| | 2 | 2 962 | 100% | 3 030 | 102% | 3 098 | 105% |
| C | 1 | 2 551 | 100% | 2 563 | 100,5% | 2 576 | 101% |
| | 2 | 2 552 | 100% | 2 564 | 100,5% | 2 577 | 101% |

Les résultats indiquent, dans ce contexte, que les coûts relatifs des scénarios A et B augmentent d'environ du tiers du taux d'augmentation du coût en capital des unités. Le scénario C est, quant à lui, peu sensible au taux d'augmentation du coût en capital des unités.

### 7.8.4 Coût des combustibles

La sensibilité des divers scénarios a été analysée en augmentant de 10% et 20% le coût des combustibles. Le tableau qui suit illustre les résultats de ces augmentations avec un taux d'actualisation de 10% sur la période 2014-2048.

**Tableau 7-13: Sensibilité des scénarios au coût des combustibles**

| Scénario | Variante | Référence | | Augmentation de 10% | | Augmentation de 20% | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Coût actualisé (M$US) | Coût relatif (%) | Coût actualisé (M$US) | Coût relatif (%) | Coût actualisé (M$US) | Coût relatif (%) |
| A | 1 | 3 067 | 100% | 3 215 | 105% | 3 358 | 109% |
| | 2 | 3 070 | 100% | 3 222 | 105% | 3 373 | 110% |
| B | 1 | 2 919 | 100% | 3 067 | 105% | 3 213 | 110% |
| | 2 | 2 962 | 100% | 3 114 | 105% | 3 265 | 110% |
| C | 1 | 2 551 | 100% | 2 688 | 105% | 2 840 | 111% |
| | 2 | 2 552 | 100% | 2 693 | 106% | 2 858 | 112% |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Les résultats indiquent, dans ce contexte, que les coûts relatifs augmentent d'environ 50% du taux d'augmentation du coût des combustibles.

## 7.9 Conclusions

Les principales conclusions de l'analyse des diverses simulations effectuées à l'horizon 2028, dans le cadre du plan de production, sont :

- jusqu'en 2016, quel que soit le scénario d'expansion de la production envisagé pour satisfaire la demande de la CEET, la réserve nette à la pointe est déficitaire;
- aussitôt la mise en service de l'extension de la centrale ContourGlobal (90 MW supplémentaires) la réserve nette augmentera. Il en sera de même pour la fiabilité d'approvisionnement en vue de satisfaire la demande;
- avec la mise en service de la centrale hydroélectrique Adjarala (70 MW alloués au Togo) et de la centrale au charbon d'Adodo (450 MW), c'est-à-dire les options d'expansion tenant compte des ouvrage programmés (scénarios A et/ou B), l'augmentation de la réserve nette ainsi que la fiabilité d'approvisionnement se poursuivra et aura, aussi, pour effet la possibilité d'envisager, au delà de 2018, l'export au travers des interconnexions internationales des surplus de production;
- dans le contexte de la mise en service effective de la centrale au charbon d'Adodo, qui préconise un raccordement en 2 tranches selon les besoins, le scénario B représente une alternative optimale du scénario A. Rappelons que dans cette option (scénario B), seulement une tranche de 250 MW (2 x125 MW) – au lieu d'un total 450 MW, comme inscrit dans le plan directeur du WAPP et comme prévu dans le scénario A – serait installée avant 2020 et suivie par une seconde tranche de 250 MW (2x125 MW) en 2026 ou 2024 selon le renouvellement, ou pas, du contrat d'importation de puissance après 2020;
- le scénario préconisant l'usage d'équipements utilisant du gaz naturel, c'est-à-dire le scénario C, est l'option à plus bas coût. Cependant, ce scénario, contrairement aux scénarios A et B, ne permet aucune exportation de surplus de puissance et présuppose une disponibilité d'approvisionnement en gaz naturel plus élevée que dans les scénarios A et B ;
- les analyses de sensibilité ont montré que la variation de la demande, étant donné les surplus de production, n'a qu'un impact marginal sur le niveau de puissance qui pourrait être exporté dans le cadre des scénarios A et B. Pour le scénario C, la variation de la demande, par rapport à la demande de base, pourrait entrainer que plus ou moins 100 MW de capacité soient nécessaires (demande forte) ou non (demande faible) sur la période d'étude. La variation du taux d'actualisation, des coûts en capital des nouvelles unités de production ou des coûts des combustibles a un impact relatif significatif pour tous les scénarios.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 7-14: Installations existantes au Togo**

**Parc de la CEET**

| Centrale | Puissance installée | | Puissance disponible (MW) | Date de mise en service | Combustible |
|---|---|---|---|---|---|
| | MVA | MW | | | |
| Lomé-Port | 6 x 18.5 | 100 | 90 | 2010 | Gaz naturel/ diesel/fuel lourd |
| | 14 x 1,2 | 14 | 10 (*) | 2008 | Diesel |
| Lomé-Siège | 2 x 10 | 14,7 | 7 | 1979 | Diesel |
| Kara | | 16 | 4 | - | Diesel |
| Sokodé | | 4 | 1,5 | - | Diesel |
| Kpimé | 2 x 0,78 | 1,5 | 1,5 | 1963 | Hydro |

Note : (*) capacité partiellement disponible en secours

**Parc de la CEB au Togo**

| Centrale | Puissance installée | | Puissance disponible (MW) | Date de mise en service | Combustible |
|---|---|---|---|---|---|
| | MVA | MW | | | |
| Lomé-Port | 1 x 27,8 | 25 | 20 | 2008 | Gaz dual fuel (jet A1 et gaz naturel) |
| Nangbéto | 2 x 35 | 65 | 20 | 1987 | Hydro |
| Importations | | 80 | 40 | | |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 7-15: Sites micros hydroélectriques potentiels du Togo**

| No | Nom du site (village) | Cours d'eau | Etude USAID (1981) Puissance (MW) | Etude Tractionnel (1984) Puissance (MW) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Djédrame | Danyi | | 3 |
| 2 | Daye Konda | Gban Hou 1 | 10 | |
| 3 | Daye Konda | Gban Hou 2 | 5 | |
| 4 | Amou Oblo | Amou | 3 | |
| 5 | Tététou | Mono | 60 | 26 |
| 6 | Nangbéto en aval du site | Mono | 20 | 12 |
| 7 | Sérégbané (Kougnohou) | Koroon | 9 | |
| 8 | Bassar | Cascade Sika | 1 | |
| 9 | Kpessi | Ogou | 8 | |
| 10 | Dotékopé | Mono | 9 | |
| 11 | Gboamoa | Amou | 2 | 3 |
| 12 | Gougou | Ogou | | 7 |
| 13 | Ezimé | Koulassou | 2,50 | |
| 14 | Langabou | Assou Koko | 5 | |
| 15 | Tomégbé | Domi | 8 | 0,70 |
| 16 | Tomégbé | Sin-sin | 1,60 | 2 |
| 17 | Soukourou | Souroukou | | 5 |
| 18 | Sagada/Kpététa | Mono | 8 | |
| 19 | Fazao | Kpaza | 2,5 | |
| 20 | Bongoulou | Bassar | 1,25 | |
| 21 | Bangan (bassar) | Mô | 6 | |
| 22 | Koueda | Kpaza | 09 | 6 |
| 23 | Landa-pozanda | Kara | 17 | |
| 24 | Landa-pozanda | Kara | 0,20 | 0,79 |
| 25 | Tihaléa | Kara | 09 | 5 |
| 26 | Namon | Kara | | 13 |
| 27 | Titira | Kéran | 12 | 13 |
| 28 | Mongo-Kantè (Atigbé) | Kéran | 5 | 5 |
| 29 | Alokoegbé | Sio | 0,125 | |
| 30 | Wonougba | Sio | 0,165 | |
| 31 | Légouazeladè | Mô | 0,1 | |
| 32 | Aklowa | Cascade | 800 ?? | |
| 33 | Landa -pozanda | Kara (Kpizindè) | 0,110 | |

Note : Information telle que fournie par la CEET (avril 2014)


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 7-16: Caractéristiques techniques des installations existantes au Togo**

| Centrale | Nom des groupes | Nombre d'unités | Puissance assignée (MW net) | Combustible | Consommation spécifique (kJ/kWh) | EFOR (%) | Maintenance (semaine) | Coûts O&M | | Année de mise en service | Année de déclassement |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | Fixes | Variables | | |
| | | | | | | | | $/kW/an | Mill/kWh | | |
| ContourGlobal | CG1à6 | 6 | 90 | Fuel lourd | 8 400 | 5 | 4 | 32 | 6 | 2010 | 2030 |
| Lomé-Port | LP1à14 | 14 | 10 | - | - | - | - | - | - | 2008 | 2028 |
| Lomé-Siège | LS1 & 2 | 2 | 7 | - | - | - | - | - | - | 1979 | - |
| Lomé-Port | TAG | 1 | 20 | Gaz | 12 000 | 5 | 4 | 20 | 6 | 2008 | 2028 |
| Kara | - | - | 4 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Sokodé | - | - | 1,5 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Nangbéto | - | - | 20 | - | - | - | - | - | - | 1987 | 2037 |
| Kpimé | - | 2 | 1,5 | - | - | - | - | - | - | 1963 | 2013 |
| Interconnection | - | | 40 (*) | - | - | - | - | - | - | | |

Note: (*) contrat actuellement en vigueur jusqu'en 2020


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 7-17: Scénario A, variante 1 – Plan d'expansion – Demande de base**

| Année | Demande de pointe (MW) | Addition | | | | | Déclassement | | | | | Puissance installée (MW) | Réserve nette à la pointe (%) | LOLP (h/an) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Type et taille d'unité (MW) | | | | Sous-total (MW) | Type et taille d'unité (MW) | | | | Sous-total (MW) | | | |
| | | Charbon | Fuel lourd | Vent | Hydro | | GT | Diesel | Inter'n | Hydro | | | | |
| **2014** | 184 | | | 5 | | 5 | | | | | | 175 | -5% | 1,007 |
| **2015** | 200 | | | | | | | | | | | 175 | -13% | 1,749 |
| **2016** | 216 | | 6x15 | | | 90 | | | | | | 265 | 23% | 25 |
| **2017** | 232 | | | | | | | | | | | 265 | 14% | 105 |
| **2018** | 248 | | | | 2x35 | 70 | | | | | | 335 | 35% | 7.8 |
| **2019** | 266 | 2x125 | | | | 250 | | | | | | 585 | 120% | 0.4 |
| **2020** | 284 | 2x125 | | | | 250 | | | | | | 835 | 194% | 0.0 |
| **2021** | 304 | | | | | | | | | | | 835 | 175% | 0.0 |
| **2022** | 324 | | | | | | | | | | | 835 | 158% | 0.1 |
| **2023** | 346 | | | | | | | | | | | 835 | 141% | 0.1 |
| **2024** | 370 | | | | | | | | | | | 835 | 126% | 0.3 |
| **2025** | 396 | | | | | | | | | | | 835 | 111% | 0.7 |
| **2026** | 425 | | | | | | | | | | | 835 | 96% | 1.5 |
| **2027** | 460 | | | | | | | | | | | 835 | 82% | 3.3 |
| **2028** | 497 | | | | | | -20 | | | | -20 | 815 | 64% | 13.5 |
| | | | | | | **665** | | | | | **-20** | | | |

Note : Scénario A, variante 1 - Mise en service des unités programmées aux dates planifiées


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

**Tableau 7-18: Scénario A, variante 1 – Coût en capital – Demande de base**

| Année | Coût annuel en M$US constant 2014 | | | | Coût annualisé à 10%, début 2014 (M$US) |
|---|---|---|---|---|---|
| | Investissement | Combustible | O&M | Total | |
| **2014** | 57 | 88 | 17 | 162 | 154 |
| **2015** | 114 | 97 | 18 | 229 | 198 |
| **2016** | 416 | 109 | 21 | 546 | 430 |
| **2017** | 447 | 121 | 21 | 590 | 422 |
| **2018** | 347 | 114 | 40 | 500 | 326 |
| **2019** | 124 | 96 | 44 | 264 | 156 |
| **2020** | 0 | 107 | 48 | 155 | 84 |
| **2021** | 0 | 120 | 49 | 169 | 83 |
| **2022** | 0 | 134 | 49 | 183 | 82 |
| **2023** | 0 | 150 | 49 | 200 | 81 |
| **2024** | 0 | 167 | 50 | 217 | 80 |
| **2025** | 0 | 187 | 51 | 238 | 80 |
| **2026** | 0 | 209 | 51 | 261 | 79 |
| **2027** | 0 | 234 | 52 | 286 | 79 |
| **2028** | 0 | 260 | 52 | 313 | 78 |
| **Total** | **1 505** | **2 195** | **611** | **4 311** | **2 411** |
| Valeur résiduelle (période d'évaluation 2014-2048) | | | | | 656 |
| **Coût économique total (M$US)** | | | | | **3 067** |

Note : Scénario A, variante 1 - Mise en service des unités programmées aux dates planifiées


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

**Tableau 7-19: Scénario A, variante 2 – Plan d'expansion – Demande de base**

| Année | Demande de pointe (MW) | Addition | | | | | Déclassement | | | | | Puissance installée (MW) | Réserve nette à la pointe (%) | LOLP (h/an) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Type et taille d'unité (MW) | | | | Sous-total (MW) | Type et taille d'unité (MW) | | | | Sous-total (MW) | | | |
| | | Charbon | Fuel lourd | Vent | Hydro | | GT | Diesel | Inter'n | Hydro | | | | |
| **2014** | 184 | | | 5 | | 5 | | | | | | 175 | -5% | 1,007 |
| **2015** | 200 | | | | | | | | | | | 175 | -13% | 1,749 |
| **2016** | 216 | | 6x15 | | | 90 | | | | | | 265 | 23% | 25 |
| **2017** | 232 | | | | | | | | | | | 265 | 14% | 105 |
| **2018** | 248 | | | | 2x35 | 70 | | | | | | 335 | 35% | 7.8 |
| **2019** | 266 | 2x125 | | | | 250 | | | | | | 585 | 120% | 0.4 |
| **2020** | 284 | 2x125 | | | | 250 | | | -40 | | -40 | 795 | 180% | 0.1 |
| **2021** | 304 | | | | | | | | | | | 795 | 162% | 0.1 |
| **2022** | 324 | | | | | | | | | | | 795 | 145% | 0.2 |
| **2023** | 346 | | | | | | | | | | | 795 | 130% | 0.5 |
| **2024** | 370 | | | | | | | | | | | 795 | 115% | 1.0 |
| **2025** | 396 | | | | | | | | | | | 795 | 101% | 2.1 |
| **2026** | 425 | | | | | | | | | | | 795 | 87% | 4.2 |
| **2027** | 460 | | | | | | | | | | | 795 | 73% | 9.2 |
| **2028** | 497 | | | | | | -20 | | | | -20 | 775 | 56% | 32.0 |
| | | | | | | **665** | | | | | **-60** | | | |

Note : Scénario A, variante 2 - Mise en service des unités programmées aux dates planifiées, sans renouvellement de la puissance importée fournie au Togo (40 MW) après 2020


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

**Tableau 7-20: Scénario A, variante 2 – Coût en capital – Demande de base**

| Année | Coût annuel en M$US constant 2014 | | | | Coût annualisé à 10%, début 2014 (M$US) |
|---|---|---|---|---|---|
| | Investissement | Combustible | O&M | Total | |
| **2014** | 57 | 88 | 17 | 162 | 154 |
| **2015** | 114 | 97 | 18 | 229 | 198 |
| **2016** | 416 | 109 | 21 | 546 | 430 |
| **2017** | 447 | 121 | 21 | 590 | 422 |
| **2018** | 347 | 114 | 40 | 500 | 326 |
| **2019** | 124 | 96 | 44 | 264 | 156 |
| **2020** | 0 | 107 | 48 | 155 | 84 |
| **2021** | 0 | 120 | 49 | 169 | 83 |
| **2022** | 0 | 135 | 49 | 184 | 82 |
| **2023** | 0 | 150 | 49 | 200 | 81 |
| **2024** | 0 | 167 | 50 | 217 | 80 |
| **2025** | 0 | 188 | 51 | 238 | 80 |
| **2026** | 0 | 210 | 51 | 261 | 79 |
| **2027** | 0 | 234 | 52 | 286 | 79 |
| **2028** | 0 | 261 | 52 | 314 | 79 |
| **Total** | **1 505** | **2 197** | **612** | **4 313** | **2 412** |
| Valeur résiduelle (période d'évaluation 2014-2048) | | | | | 658 |
| **Coût économique total (M$US)** | | | | | **3 070** |

Note : Scénario A, variante 2 - Mise en service des unités programmées aux dates planifiées, sans renouvellement de la puissance importée fournie au Togo (40 MW) après 2020


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

**Tableau 7-21: Scénario B, variante 1 – Plan d'expansion – Demande de base**

| Année | Demande de pointe (MW) | Addition | | | | | Déclassement | | | | | Puissance installée (MW) | Réserve nette à la pointe (%) | LOLP (h/an) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Type et taille d'unité (MW) | | | | Sous-total (MW) | Type et taille d'unité (MW) | | | | Sous-total (MW) | | | |
| | | Charbon | Fuel lourd | Vent | Hydro | | GT | Diesel | Inter'n | Hydro | | | | |
| **2014** | 184 | | | 5 | | 5 | | | | | | 175 | -5% | 1,007 |
| **2015** | 200 | | | | | | | | | | | 175 | -13% | 1,749 |
| **2016** | 216 | | 6x15 | | | 90 | | | | | | 265 | 23% | 25 |
| **2017** | 232 | | | | | | | | | | | 265 | 14% | 105 |
| **2018** | 248 | | | | 2x35 | 70 | | | | | | 335 | 35% | 7.8 |
| **2019** | 266 | 2x125 | | | | 250 | | | | | | 585 | 120% | 0.4 |
| **2020** | 284 | | | | | | | | | | | 585 | 106% | 1.5 |
| **2021** | 304 | | | | | | | | | | | 585 | 92% | 3.7 |
| **2022** | 324 | | | | | | | | | | | 585 | 81% | 7.2 |
| **2023** | 346 | | | | | | | | | | | 585 | 69% | 13.4 |
| **2024** | 370 | | | | | | | | | | | 585 | 58% | 24.3 |
| **2025** | 396 | | | | | | | | | | | 585 | 48% | 48.9 |
| **2026** | 425 | 2x125 | | | | 250 | | | | | | 835 | 96% | 1.5 |
| **2027** | 460 | | | | | | | | | | | 835 | 82% | 3.3 |
| **2028** | 497 | | | | | | -20 | | | | -20 | 815 | 64% | 13.5 |
| | | | | | | **665** | | | | | **-20** | | | |

Note : Scénario B, variante 1 - Mise en service des unités programmées selon les besoins


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

**Tableau 7-22: Scénario B, variante 1 – Coût en capital – Demande de base**

| Année | Coût annuel en M$US constant 2014 | | | | Coût annualisé à 10%, début 2014 (M$US) |
|---|---|---|---|---|---|
| | Investissement | Combustible | O&M | Total | |
| **2014** | 57 | 88 | 17 | 162 | 154 |
| **2015** | 114 | 97 | 18 | 229 | 198 |
| **2016** | 416 | 109 | 21 | 546 | 430 |
| **2017** | 299 | 121 | 21 | 441 | 316 |
| **2018** | 124 | 114 | 40 | 278 | 181 |
| **2019** | 0 | 96 | 44 | 140 | 83 |
| **2020** | 0 | 109 | 44 | 153 | 82 |
| **2021** | 0 | 122 | 44 | 166 | 81 |
| **2022** | 0 | 137 | 45 | 182 | 81 |
| **2023** | 149 | 154 | 45 | 348 | 141 |
| **2024** | 223 | 173 | 46 | 441 | 162 |
| **2025** | 124 | 195 | 46 | 365 | 122 |
| **2026** | 0 | 209 | 51 | 261 | 79 |
| **2027** | 0 | 234 | 52 | 286 | 79 |
| **2028** | 0 | 260 | 52 | 313 | 78 |
| **Total** | **1 505** | **2 217** | **586** | **4 308** | **2 268** |
| Valeur résiduelle (période d'évaluation 2014-2048) | | | | | 651 |
| **Coût économique total (M$US)** | | | | | **2 919** |

Note : Scénario B, variante 1 - Mise en service des unités programmées selon les besoins


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

**Tableau 7-23: Scénario B, variante 2 – Plan d'expansion – Demande de base**

| Année | Demande de pointe (MW) | Addition | | | | | Déclassement | | | | | Puissance installée (MW) | Réserve nette à la pointe (%) | LOLP (h/an) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Type et taille d'unité (MW) | | | | Sous-total (MW) | Type et taille d'unité (MW) | | | | Sous-total (MW) | | | |
| | | Charbon | Fuel lourd | Vent | Hydro | | GT | Diesel | Inter'n | Hydro | | | | |
| **2014** | 184 | | | 5 | | 5 | | | | | | 175 | -5% | 1,007 |
| **2015** | 200 | | | | | | | | | | | 175 | -13% | 1,749 |
| **2016** | 216 | | 6x15 | | | 90 | | | | | | 265 | 23% | 25 |
| **2017** | 232 | | | | | | | | | | | 265 | 14% | 105 |
| **2018** | 248 | | | | 2x35 | 70 | | | | | | 335 | 35% | 7.8 |
| **2019** | 266 | 2x125 | | | | 250 | | | | | | 585 | 120% | 0.4 |
| **2020** | 284 | | | | | | | | -40 | | -40 | 545 | 92% | 7.8 |
| **2021** | 304 | | | | | | | | | | | 545 | 79% | 14.1 |
| **2022** | 324 | | | | | | | | | | | 545 | 68% | 23.3 |
| **2023** | 346 | | | | | | | | | | | 545 | 58% | 39.1 |
| **2024** | 370 | 2x125 | | | | 250 | | | | | | 795 | 115% | 1.0 |
| **2025** | 396 | | | | | | | | | | | 795 | 101% | 2.1 |
| **2026** | 425 | | | | | | | | | | | 795 | 87% | 4.2 |
| **2027** | 460 | | | | | | | | | | | 795 | 73% | 9.2 |
| **2028** | 497 | | | | | | -20 | | | | -20 | 775 | 56% | 32.0 |
| | | | | | | **665** | | | | | **-60** | | | |

Note : Scénario B, variante 2 - Mise en service des unités programmées selon les besoins, sans renouvellement de la puissance importée fournie au Togo (40 MW) après 2020


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

**Tableau 7-24: Scénario B, variante 2 – Coût en capital – Demande de base**

| Année | Coût annuel en M$US constant 2014 | | | | Coût annualisé à 10%, début 2014 (M$US) |
|---|---|---|---|---|---|
| | Investissement | Combustible | O&M | Total | |
| **2014** | 57 | 88 | 17 | 162 | 154 |
| **2015** | 114 | 97 | 18 | 229 | 198 |
| **2016** | 416 | 109 | 21 | 546 | 430 |
| **2017** | 299 | 121 | 21 | 441 | 316 |
| **2018** | 124 | 114 | 40 | 278 | 181 |
| **2019** | 0 | 96 | 44 | 140 | 83 |
| **2020** | 0 | 109 | 44 | 153 | 82 |
| **2021** | 149 | 123 | 45 | 316 | 155 |
| **2022** | 223 | 138 | 45 | 406 | 180 |
| **2023** | 124 | 155 | 46 | 325 | 131 |
| **2024** | 0 | 167 | 50 | 217 | 80 |
| **2025** | 0 | 188 | 51 | 238 | 80 |
| **2026** | 0 | 210 | 51 | 261 | 79 |
| **2027** | 0 | 234 | 52 | 286 | 79 |
| **2028** | 0 | 261 | 52 | 314 | 79 |
| **Total** | **1 505** | **2 209** | **596** | **4 310** | **2 307** |
| Valeur résiduelle (période d'évaluation 2014-2048) | | | | | 655 |
| **Coût économique total (M$US)** | | | | | **2 962** |

Note : Scénario B, variante 2 - Mise en service des unités programmées selon les besoins, sans renouvellement de la puissance importée fournie au Togo (40 MW) après 2020


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

**Tableau 7-25: Scénario C, variante 1 – Plan d'expansion – Demande de base**

| Année | Demande de pointe (MW) | Addition | | | | | Déclassement | | | | | Puissance installée (MW) | Réserve nette à la pointe (%) | LOLP (h/an) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Type et taille d'unité (MW) | | | | Sous-total (MW) | Type et taille d'unité (MW) | | | | Sous-total (MW) | | | |
| | | Charbon | Fuel lourd | Vent | Hydro | | GT | Diesel | Inter'n | Hydro | | | | |
| **2014** | 184 | | | 5 | | 5 | | | | | | 175 | -5% | 1,007 |
| **2015** | 200 | | | | | | | | | | | 175 | -13% | 1,749 |
| **2016** | 216 | | 6x15 | | | 90 | | | | | | 265 | 23% | 25 |
| **2017** | 232 | | | | | | | | | | | 265 | 14% | 105 |
| **2018** | 248 | | | | 2x35 | 70 | | | | | | 335 | 35% | 7.8 |
| **2019** | 266 | | | | | | | | | | | 335 | 26% | 41.9 |
| **2020** | 284 | 1x50 | | | | 50 | | | | | | 385 | 36% | 10.2 |
| **2021** | 304 | | | | | | | | | | | 385 | 27% | 37.7 |
| **2022** | 324 | 1x50 | | | | 50 | | | | | | 435 | 34% | 11.3 |
| **2023** | 346 | | | | | | | | | | | 435 | 26% | 42.4 |
| **2024** | 370 | 1x50 | | | | 50 | | | | | | 485 | 31% | 16.2 |
| **2025** | 396 | | | | | | | | | | | 485 | 22% | 63.1 |
| **2026** | 425 | 1x50 | | | | 50 | | | | | | 535 | 26% | 31.1 |
| **2027** | 460 | 1x50 | | | | 50 | | | | | | 585 | 27% | 22.7 |
| **2028** | 497 | 1x50 | | | | 50 | -20 | | | | -20 | 615 | 24% | 38.7 |
| | | | | | | **465** | | | | | **-20** | | | |

Note : Scénario C, variante 1 - Plan de production libre des contraintes de programmations planifiées


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

**Tableau 7-26: Scénario C, variante 1 – Coût en capital – Demande de base**

| Année | Coût annuel en M$US constant 2014 | | | | Coût annualisé à 10%, début 2014 (M$US) |
|---|---|---|---|---|---|
| | Investissement | Combustible | O&M | Total | |
| **2014** | 57 | 88 | 17 | 162 | 154 |
| **2015** | 114 | 97 | 18 | 229 | 198 |
| **2016** | 268 | 109 | 21 | 397 | 313 |
| **2017** | 76 | 121 | 21 | 218 | 156 |
| **2018** | 42 | 114 | 40 | 196 | 128 |
| **2019** | 28 | 128 | 41 | 197 | 117 |
| **2020** | 42 | 126 | 42 | 210 | 113 |
| **2021** | 28 | 143 | 43 | 214 | 105 |
| **2022** | 42 | 144 | 45 | 230 | 102 |
| **2023** | 28 | 164 | 46 | 237 | 96 |
| **2024** | 42 | 168 | 47 | 257 | 94 |
| **2025** | 70 | 193 | 48 | 311 | 104 |
| **2026** | 70 | 202 | 50 | 323 | 98 |
| **2027** | 28 | 215 | 53 | 296 | 82 |
| **2028** | 0 | 232 | 55 | 287 | 72 |
| **Total** | **935** | **2 244** | **586** | **3 765** | **1 933** |
| Valeur résiduelle (période d'évaluation 2014-2048) | | | | | 618 |
| **Coût économique total (M$US)** | | | | | **2 551** |

Note : Scénario C, variante 1 - Plan de production libre des contraintes de programmations planifiées


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

**Tableau 7-27: Scénario C, variante 2 – Plan d'expansion – Demande de base**

| Année | Demande de pointe (MW) | Addition | | | | | Déclassement | | | | | Puissance installée (MW) | Réserve nette à la pointe (%) | LOLP (h/an) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Type et taille d'unité (MW) | | | | Sous-total (MW) | Type et taille d'unité (MW) | | | | Sous-total (MW) | | | |
| | | Charbon | Fuel lourd | Vent | Hydro | | GT | Diesel | Inter'n | Hydro | | | | |
| **2014** | 184 | | | 5 | | 5 | | | | | | 175 | -5% | 1,007 |
| **2015** | 200 | | | | | | | | | | | 175 | -13% | 1,749 |
| **2016** | 216 | | 6x15 | | | 90 | | | | | | 265 | 23% | 25 |
| **2017** | 232 | | | | | | | | | | | 265 | 14% | 105 |
| **2018** | 248 | | | | 2x35 | 70 | | | | | | 335 | 35% | 7.8 |
| **2019** | 266 | | | | | | | | | | | 335 | 26% | 41.9 |
| **2020** | 284 | 2x50 | | | | 100 | | | -40 | | -40 | 395 | 39% | 10.1 |
| **2021** | 304 | | | | | | | | | | | 395 | 30% | 35.5 |
| **2022** | 324 | 1x50 | | | | 50 | | | | | | 445 | 37% | 11.3 |
| **2023** | 346 | | | | | | | | | | | 445 | 29% | 38.5 |
| **2024** | 370 | 1x50 | | | | 50 | | | | | | 495 | 34% | 14.2 |
| **2025** | 396 | | | | | | | | | | | 495 | 25% | 54.8 |
| **2026** | 425 | 1x50 | | | | 50 | | | | | | 545 | 28% | 29.5 |
| **2027** | 460 | 1x50 | | | | 50 | | | | | | 595 | 29% | 19.5 |
| **2028** | 497 | 1x50 | | | | 50 | -20 | | | | -20 | 625 | 26% | 31.6 |
| | | | | | | **515** | | | | | **-60** | | | |

Note : Scénario C, variante 2 - Plan de production libre des contraintes de programmations planifiées, sans renouvellement de la puissance importée fournie au Togo (40 MW) après 2020


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

**Tableau 7-28: Scénario C, variante 2 – Coût en capital – Demande de base**

| Année | Coût annuel en M$US constant 2014 | | | | Coût annualisé à 10%, début 2014 (M$US) |
|---|---|---|---|---|---|
| | Investissement | Combustible | O&M | Total | |
| **2014** | 57 | 88 | 17 | 162 | 154 |
| **2015** | 114 | 97 | 18 | 229 | 198 |
| **2016** | 268 | 109 | 21 | 397 | 313 |
| **2017** | 76 | 121 | 21 | 218 | 156 |
| **2018** | 84 | 114 | 40 | 238 | 155 |
| **2019** | 56 | 128 | 41 | 225 | 133 |
| **2020** | 42 | 111 | 44 | 197 | 106 |
| **2021** | 28 | 128 | 45 | 201 | 98 |
| **2022** | 42 | 130 | 47 | 218 | 97 |
| **2023** | 28 | 149 | 47 | 224 | 91 |
| **2024** | 42 | 155 | 49 | 247 | 91 |
| **2025** | 70 | 179 | 50 | 299 | 100 |
| **2026** | 70 | 191 | 52 | 314 | 95 |
| **2027** | 28 | 207 | 54 | 290 | 80 |
| **2028** | 0 | 227 | 56 | 284 | 71 |
| **Total** | **1 005** | **2 134** | **603** | **3 742** | **1 939** |
| Valeur résiduelle (période d'évaluation 2014-2048) | | | | | 613 |
| **Coût économique total (M$US)** | | | | | **2 552** |

Note : Scénario C, variante 2 - Plan de production libre des contraintes de programmations planifiées, sans renouvellement de la puissance importée fournie au Togo (40 MW) après 2020


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 7-29: Scénario C, variante 2 – Plan d'expansion – Demande faible**

| Année | Demande de pointe (MW) | Addition | | | | | Déclassement | | | | | Puissance installée (MW) | Réserve nette à la pointe (%) | LOLP (h/an) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Type et taille d'unité (MW) | | | | Sous-total (MW) | Type et taille d'unité (MW) | | | | Sous-total (MW) | | | |
| | | Charbon | Fuel lourd | Vent | Hydro | | GT | Diesel | Inter'n | Hydro | | | | |
| **2014** | 181 | | | 5 | | 5 | | | | | | 175 | -3% | 875 |
| **2015** | 191 | | | | | | | | | | | 175 | -9% | 1,349 |
| **2016** | 203 | | 6x15 | | | 90 | | | | | | 265 | 30% | 7 |
| **2017** | 216 | | | | | | | | | | | 265 | 23% | 26 |
| **2018** | 228 | | | | 2x35 | 70 | | | | | | 335 | 47% | 1.0 |
| **2019** | 244 | | | | | | | | | | | 335 | 37% | 5.2 |
| **2020** | 258 | 1x50 | | | | 50 | | | -40 | | -40 | 345 | 34% | 25.0 |
| **2021** | 274 | | | | | | | | | | | 345 | 26% | 64.1 |
| **2022** | 290 | 1x50 | | | | 50 | | | | | | 395 | 36% | 14.5 |
| **2023** | 305 | | | | | | | | | | | 395 | 30% | 36.3 |
| **2024** | 321 | 1x50 | | | | 50 | | | | | | 445 | 39% | 8.9 |
| **2025** | 341 | | | | | | | | | | | 445 | 30% | 28.1 |
| **2026** | 363 | 1x50 | | | | 50 | | | | | | 495 | 36% | 9.4 |
| **2027** | 386 | | | | | | | | | | | 495 | 28% | 28.5 |
| **2028** | 410 | 1x50 | | | | 50 | -20 | | | | -20 | 525 | 28% | 29.4 |
| | | | | | | **415** | | | | | **-60** | | | |

Note : Scénario C, variante 2 : Plan de production libre des contraintes de programmations planifiées, sans renouvellement de la puissance importée fournie au Togo (40 MW) après 2020


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

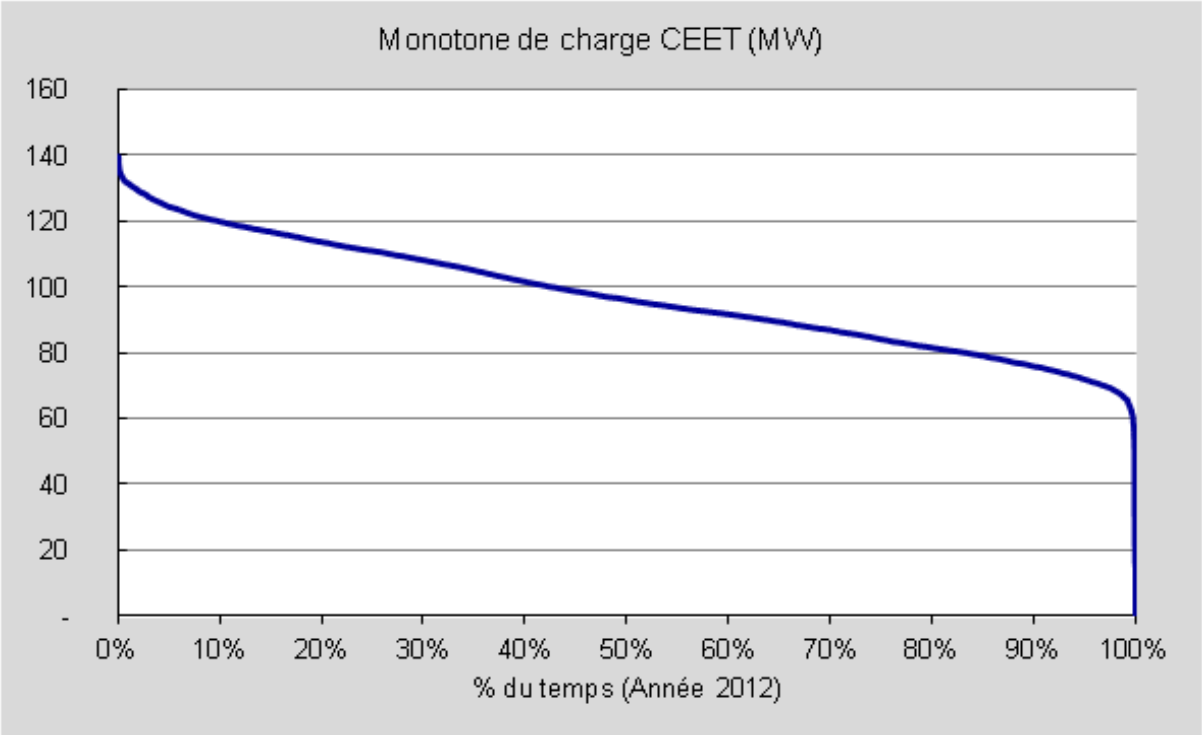
**Tableau 7-30: Scénario C, variante 2 – Plan d'expansion – Demande forte**

| Année | Demande de pointe (MW) | Addition | | | | | Déclassement | | | | | Puissance installée (MW) | Réserve nette à la pointe (%) | LOLP (h/an) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Type et taille d'unité (MW) | | | | Sous-total (MW) | Type et taille d'unité (MW) | | | | Sous-total (MW) | | | |
| | | Charbon | Fuel lourd | Vent | Hydro | | GT | Diesel | Inter'n | Hydro | | | | |
| **2014** | 190 | | | 5 | | 5 | | | | | | 175 | -8% | 1,263 |
| **2015** | 208 | | | | | | | | | | | 175 | -16% | 2,206 |
| **2016** | 228 | | 6x15 | | | 90 | | | | | | 265 | 16% | 72 |
| **2017** | 249 | | | | | | | | | | | 265 | 6% | 332 |
| **2018** | 272 | | | | 2x35 | 70 | | | | | | 335 | 23% | 59.8 |
| **2019** | 298 | 1x50 | | | | 50 | | | | | | 385 | 29% | 23.9 |
| **2020** | 324 | 2x50 | | | | 100 | | | -40 | | -40 | 445 | 37% | 9.9 |
| **2021** | 351 | | | | | | | | | | | 445 | 27% | 42.9 |
| **2022** | 380 | 1x50 | | | | 50 | | | | | | 495 | 30% | 20.7 |
| **2023** | 409 | 1x50 | | | | 50 | | | | | | 545 | 33% | 11.7 |
| **2024** | 440 | | | | | | | | | | | 545 | 24% | 49.0 |
| **2025** | 477 | 1x50 | | | | 50 | | | | | | 595 | 25% | 34.4 |
| **2026** | 515 | 1x50 | | | | 50 | | | | | | 645 | 25% | 26.7 |
| **2027** | 556 | 1x50 | | | | 50 | | | | | | 695 | 25% | 23.9 |
| **2028** | 599 | 1x50 | | | | 50 | -20 | | | | -20 | 725 | 21% | 42.1 |
| | | | | | | **615** | | | | | **-60** | | | |

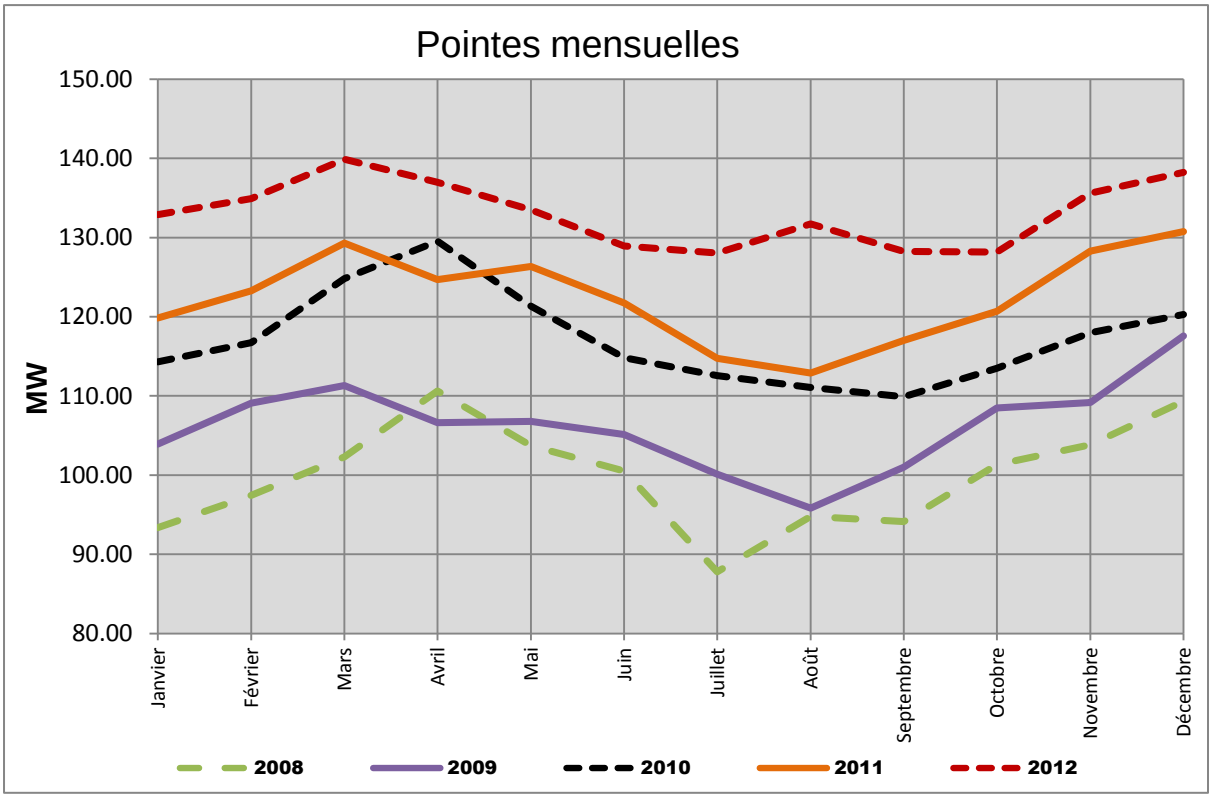
Note : Scénario C, variante 2 - Plan de production libre des contraintes de programmations planifiées, sans renouvellement de la puissance importée fournie au Togo (40 MW) après 2020


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

**Figure 7-3: Courbe des puissances classées – Année 2012**



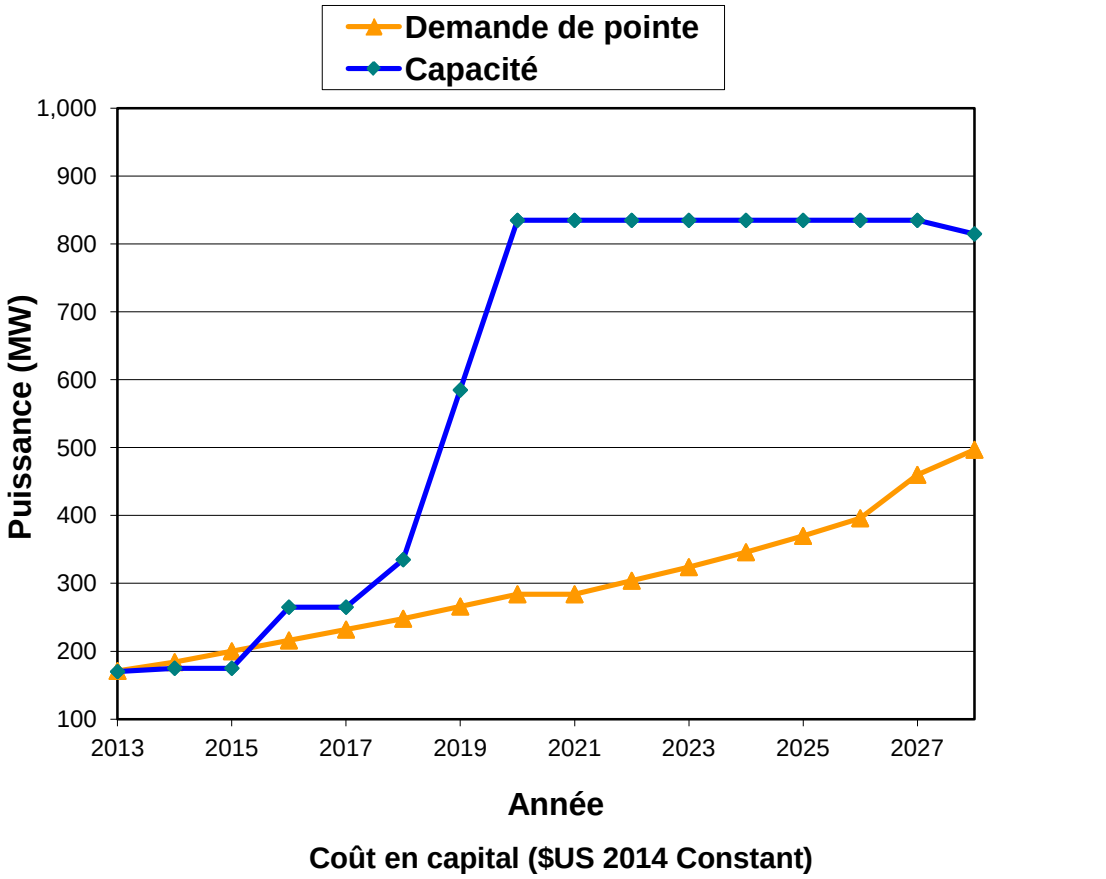

**Courbe des pointes mensuelles – Années 2008 -2012**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Figure 7-4: Scénario A, variante 1 - Plan d'expansion et coût en capital**

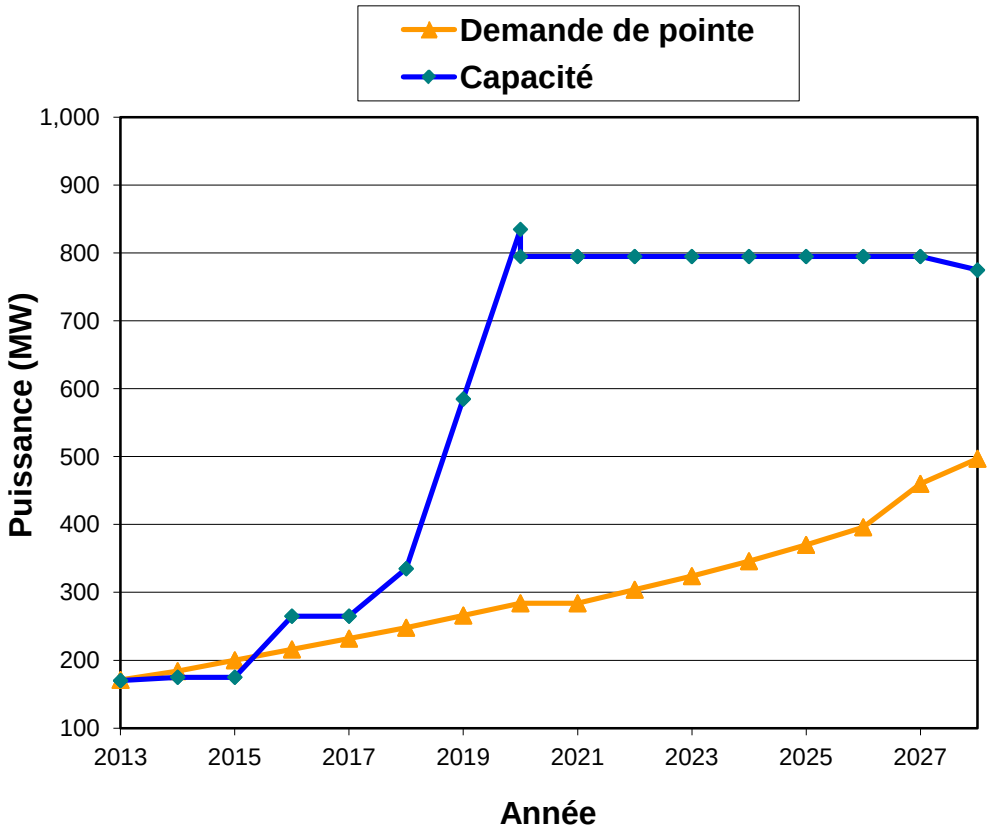



Note : Scénario A, variante 1 - Mise en service des unités programmées aux dates planifiées

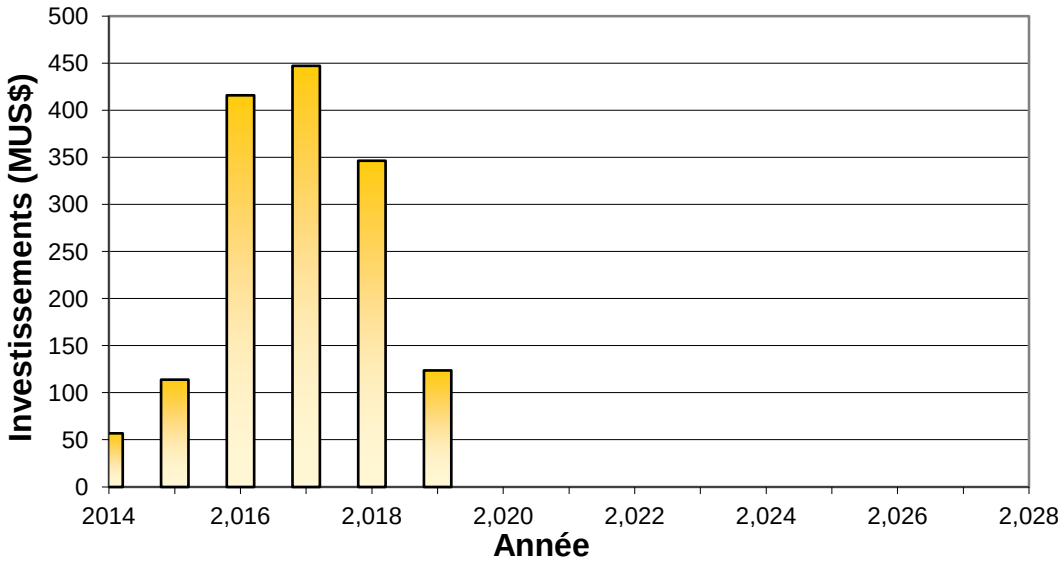

© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Figure 7-5: Scénario A, variante 2 – Plan d'expansion et cout en capital**

**Plan d'expansion**



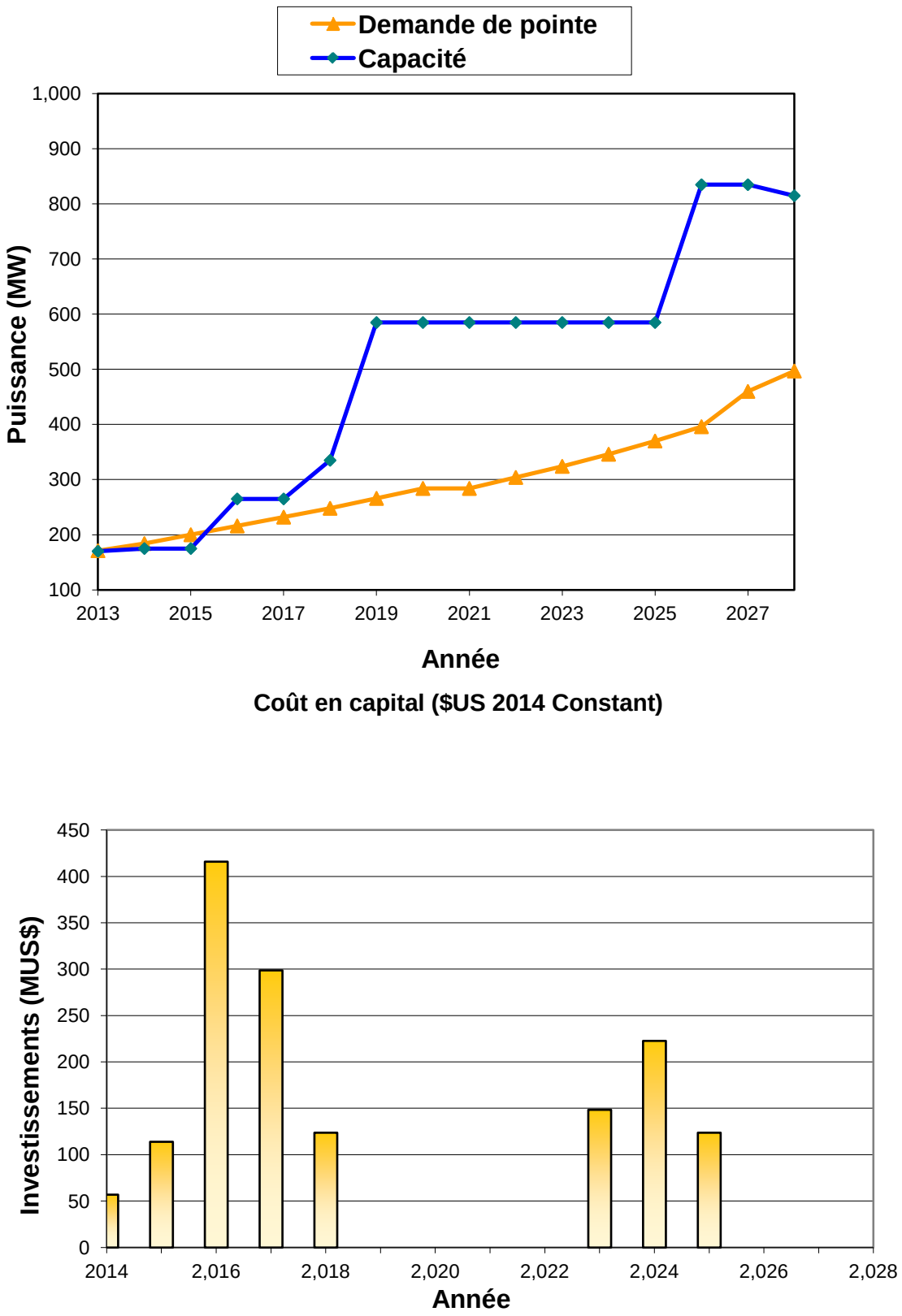

**Coût en capital ($US 2014 Constant)**




Note : Scénario A, variante 2 - Mise en service des unités programmées aux dates planifiées, sans renouvellement de la puissance importée fournie au Togo (40 MW) après 2020


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Figure 7-6: Scénario B, variante 1 - Plan d'expansion et coût en capital**

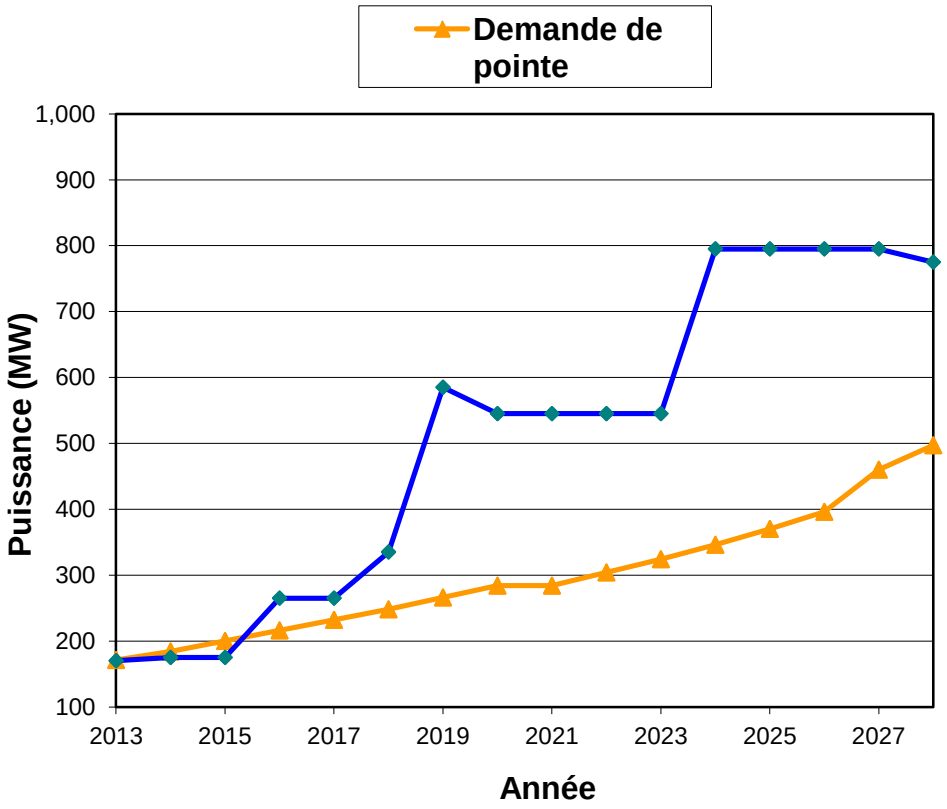



Note : Scénario B, variante 1 - Mise en service des unités programmées selon les besoins

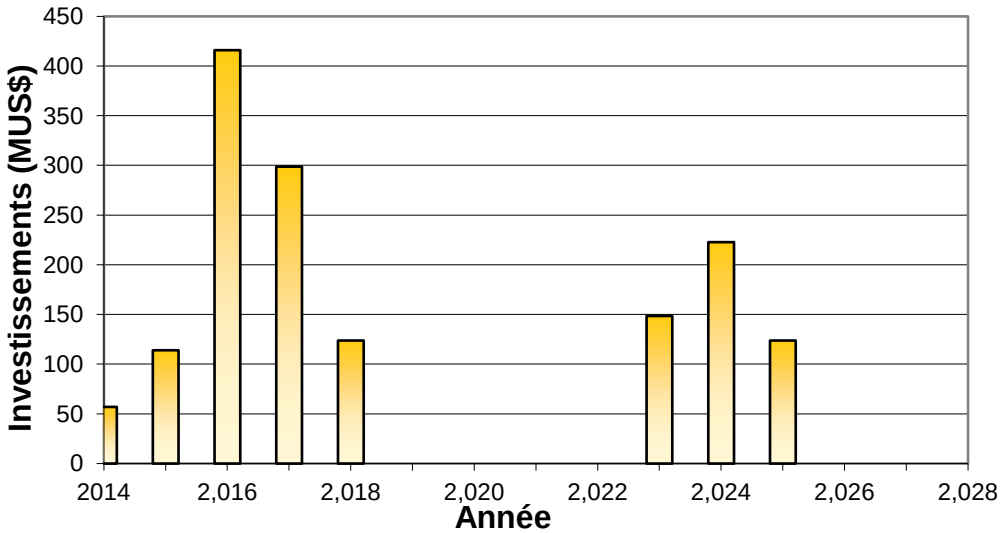

© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Figure 7-7: Scénario B, variante 2 – Plan d'expansion et cout en capital**

**Plan d'expansion**



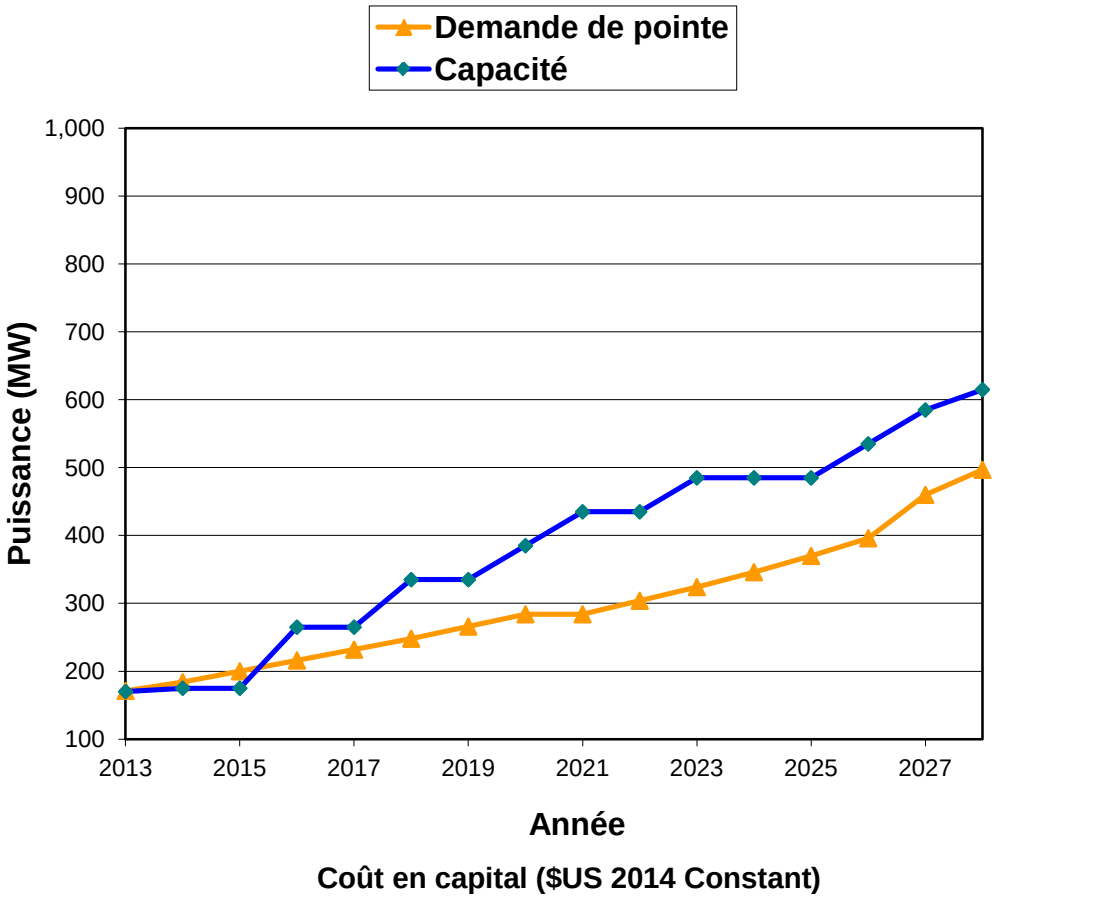

**Coût en capital ($US 2014 Constant)**

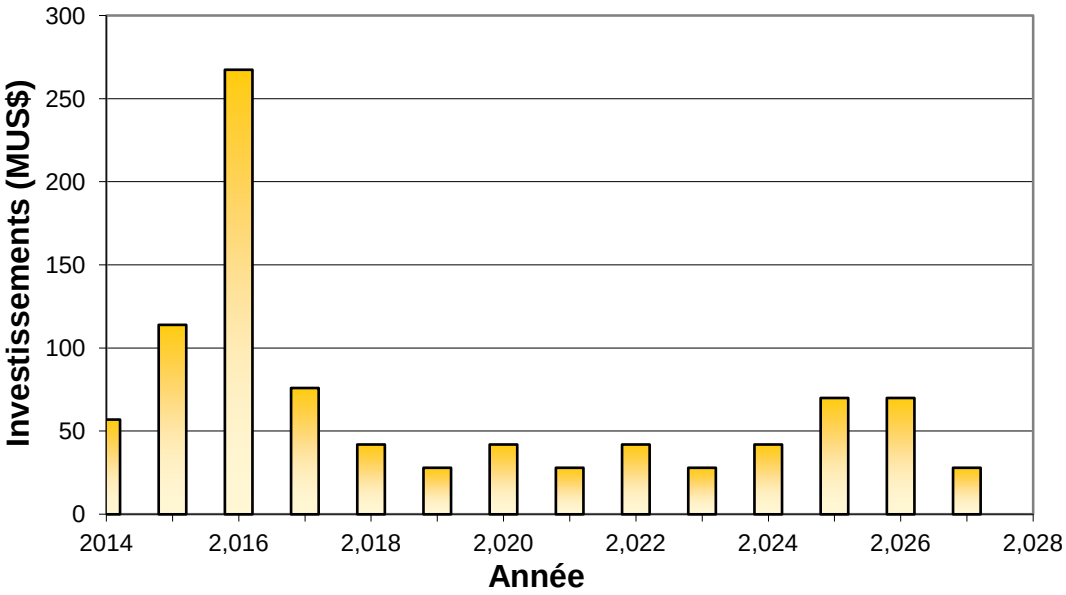



Note : Scénario B, variante 2 - Mise en service des unités programmées selon les besoins, sans renouvellement de la puissance importée fournie au Togo (40 MW) après 2020


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Figure 7-8: Scénario C, variante 1 - Plan d'expansion et coût en capital**



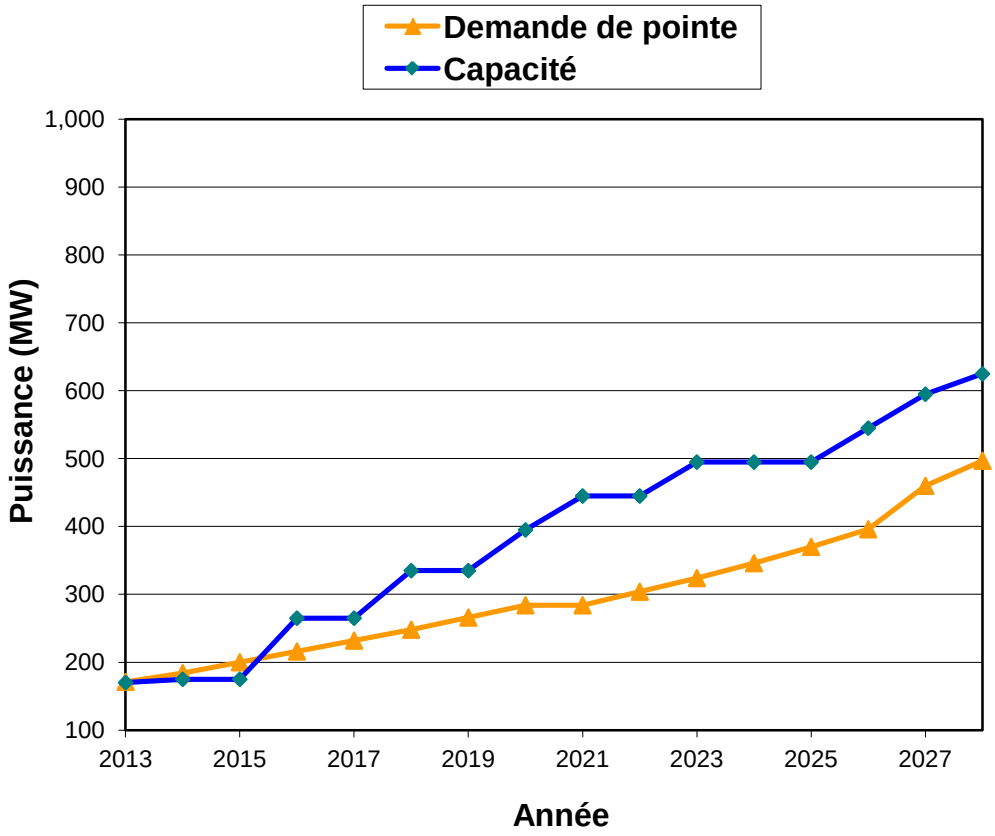




Note : Scénario C, variante 1 - Plan de production libre des contraintes de programmations planifiées

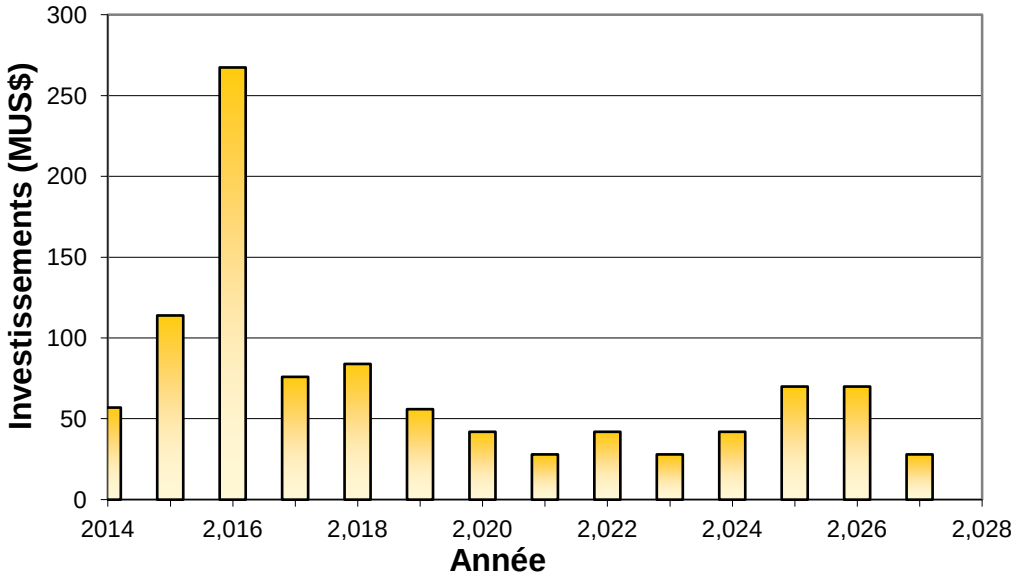

© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Figure 7-9: Scénario C, variante 2 – Plan d'expansion et cout en capital**

**Plan d'expansion**




**Coût en capital ($US 2014 Constant)**




Note : Scénario C, variante 2 - Plan de production libre des contraintes de programmations planifiées, sans renouvellement de la puissance importée fournie au Togo (40 MW) après 2020


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

# 8 PLAN DE DISTRIBUTION

SNC·LAVALIN





## ÉNERGIE

TRANSPORT ET DISTRIBUTION

# 8. PLAN DE DISTRIBUTION

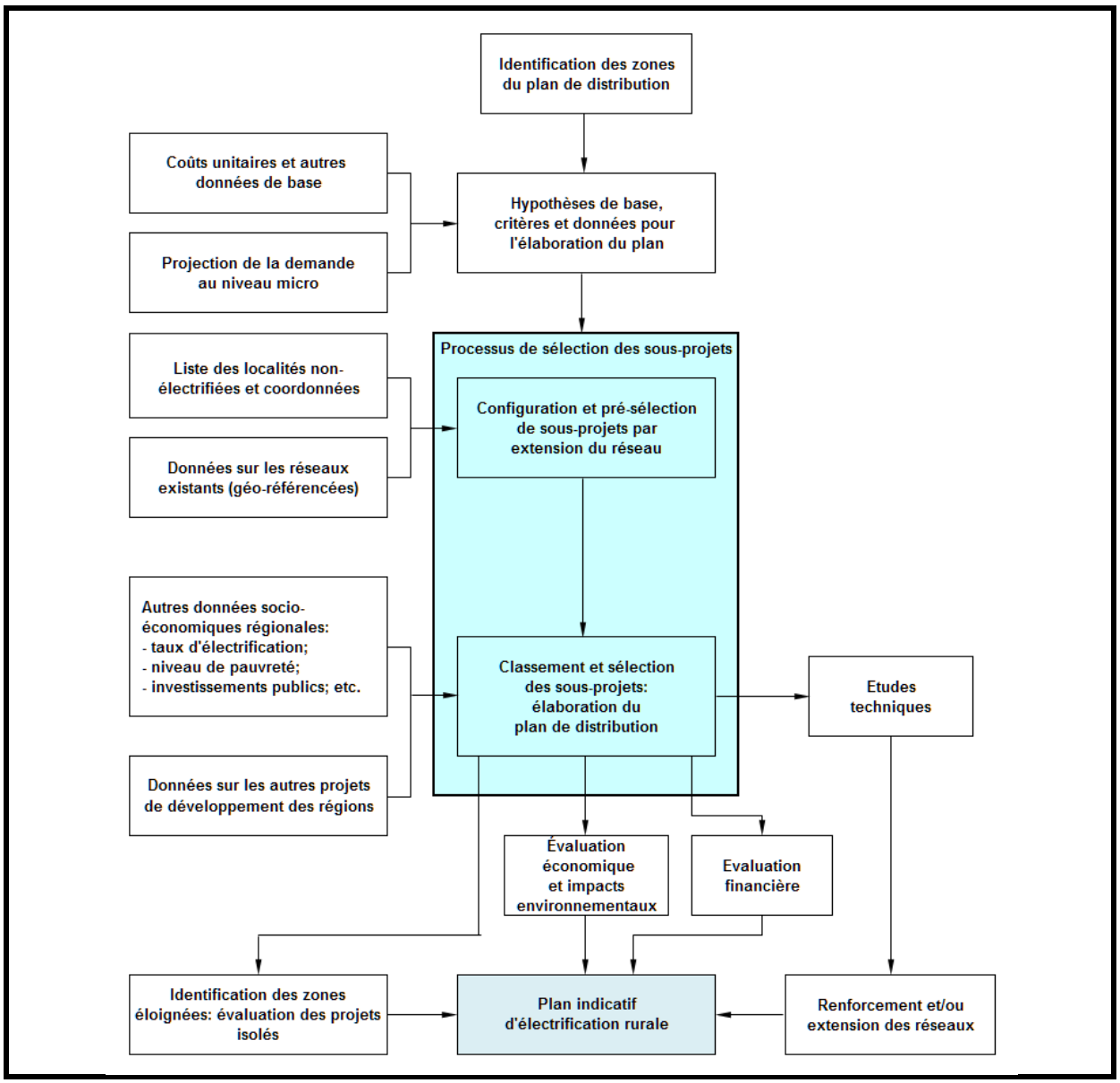
## 8.1 Introduction

Cette section porte sur le programme d'électrification associé au réseau électrique de distribution du Togo. Ce plan de distribution repose sur des études techniques et économiques visant à identifier et programmer, selon certains critères et hypothèses, des ressources énergétiques qui permettront de satisfaire la demande en électricité prévue dans les localités rurales du Togo, à l'horizon 2028.

## 8.2 Méthodologie et processus de planification

De façon plus spécifique, l'objectif du plan est d'identifier et de sélectionner des localités à électrifier et de configurer des projets, en maximisant – préférablement – les fonds assignés à l'électrification rurale, tout en assurant une faisabilité financière et technique. La méthodologie globale de planification adoptée pour la réalisation de ce plan est synthétisée sur la figure suivante.

**Figure 8-1: Plan de distribution – Méthodologie globale de planification**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

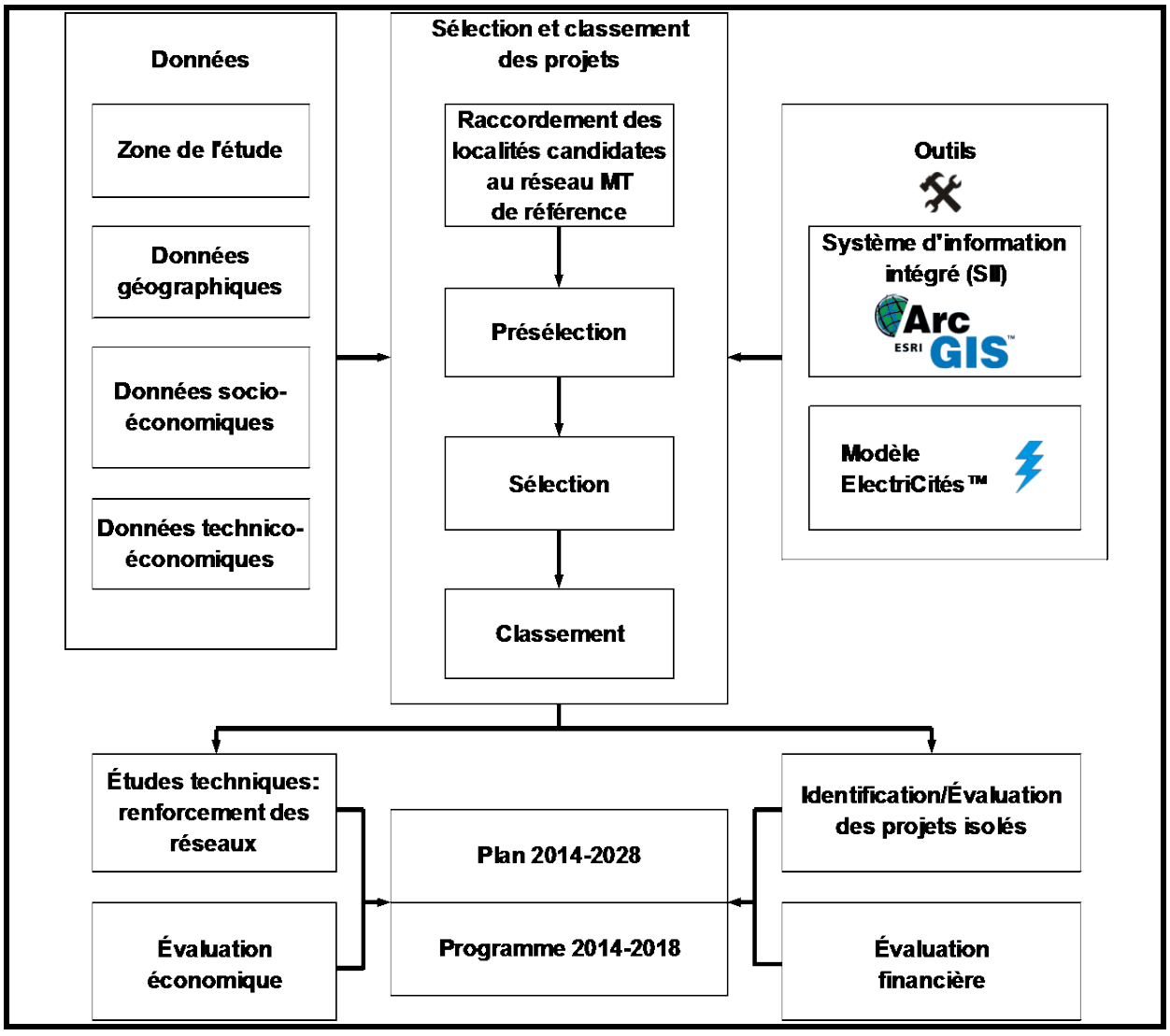
Le processus de planification, tel que préconisé et illustré ci-après, passe par les étapes suivantes :

- la détermination d'un réseau de référence, autour duquel sera bâti le plan de distribution ;
- la configuration de projets, à partir des localités candidates et susceptibles d'être électrifiées ;
- le classement des projets retenus; ainsi que
- la hiérarchisation du programme d'électrification.

Dans le cadre du projet, le procédé adopté s'articule essentiellement sur l'utilisation de deux (2) outils informatique. Le premier étant un produit commercial, en l'occurrence un système d'information intégré (ArcGIS™ d'ESRI®) et le second un logiciel d'analyse et planification des réseaux d'électrification (ÉlectriCités™), développé par SNC-Lavalin.

Dans le contexte de l'étude, le logiciel ÉlectriCités™ permet la configuration, l'identification et la sélection des projets qui feront partie du programme d'électrification rurale. Le système d'information intégré (SII) permet, quant à lui, la manipulation de la base de données des localités candidates à l'électrification, la visualisation du design des réseaux de distribution projetés ainsi que leur restitution sur fonds de cartes digitalisés thématiques (taux d'électrification, taux de pauvreté, etc.).

**Figure 8-2: Processus de planification**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

L'Annexe D donne une description des caractéristiques et performances du modèle d'analyse et planification des réseaux d'électrification (ÉlectriCités™), dont les principales fonctions permettent:

- la configuration du raccordement des localités candidates au réseau MT de la CEET (réseau de référence), sur une base de cheminement le plus court ;
- le calcul de la faisabilité technique et économique de raccordement des localités;
- la sélection de projets techniquement et économiquement viables; ainsi que
- les investissements de réalisation.

### 8.2.1 Détermination du réseau de référence

Le réseau de référence constituera l'ossature autour de laquelle se développera la planification des ouvrages de distribution, il sera composé :

- du réseau électrique existant de la CEET dans l'ensemble des zones de l'étude, c'est-à-dire les cinq régions du Togo;
- des extensions déjà planifiées; ainsi que
- de toutes les localités alimentées de façon autonome.

Pour ce qui est des centres autonomes, les résultats des études effectuées dans le cadre des modes d'alimentation permettront d'identifier, dans quelle mesure, il est économiquement préférable d'alimenter ces centres à partir du réseau existant et projeté. La date, à laquelle le raccordement de ces centres sera justifié, correspondra au moment où les coûts d'alimentation de la localité, à partir du diesel, seront supérieurs ou égaux, au coût d'alimentation à partir du réseau. Si la date de raccordement se trouve dans la période d'étude (horizon 2028), le raccordement du centre autonome, et donc l'expansion du réseau de distribution existant, sera prise en compte et permettra de réduire de façon significative le coût d'électrification des localités se situant aux abords de la nouvelle ligne d'alimentation.

### 8.2.2 Configuration des projets

Les localités candidates à l'électrification peuvent être regroupées en trois (3) catégories, soient :

- celles à proximité du réseau de distribution existant;
- celles nécessitant la construction d'une dérivation; et
- celles nécessitant l'installation d'un moyen autonome d'alimentation (groupes électrogènes, panneaux solaires ou autre source d'énergie renouvelable).

Les localités à proximité de lignes MT existantes ont, généralement, le meilleur ratio « revenus sur coûts », vu que l'extension du réseau de référence est relativement minime. Dans ce cas, les composantes majeures sont les transformateurs MT/BT ainsi que le réseau BT à l'intérieur des localités. Pour les localités nécessitant que le réseau de référence soit étendu, l'extension du réseau rural est alors développée sur une base d'axes de développement cheminant, en général, parallèlement aux réseaux routiers en place. Le point de départ d'un axe est toujours un point sur le réseau de référence (source) et le cheminement de l'axe est choisi de façon à intégrer le plus de villages possible, tout en minimisant le nombre et le kilométrage de lignes MT à construire, les villages éloignés sont repris par des dérivations.

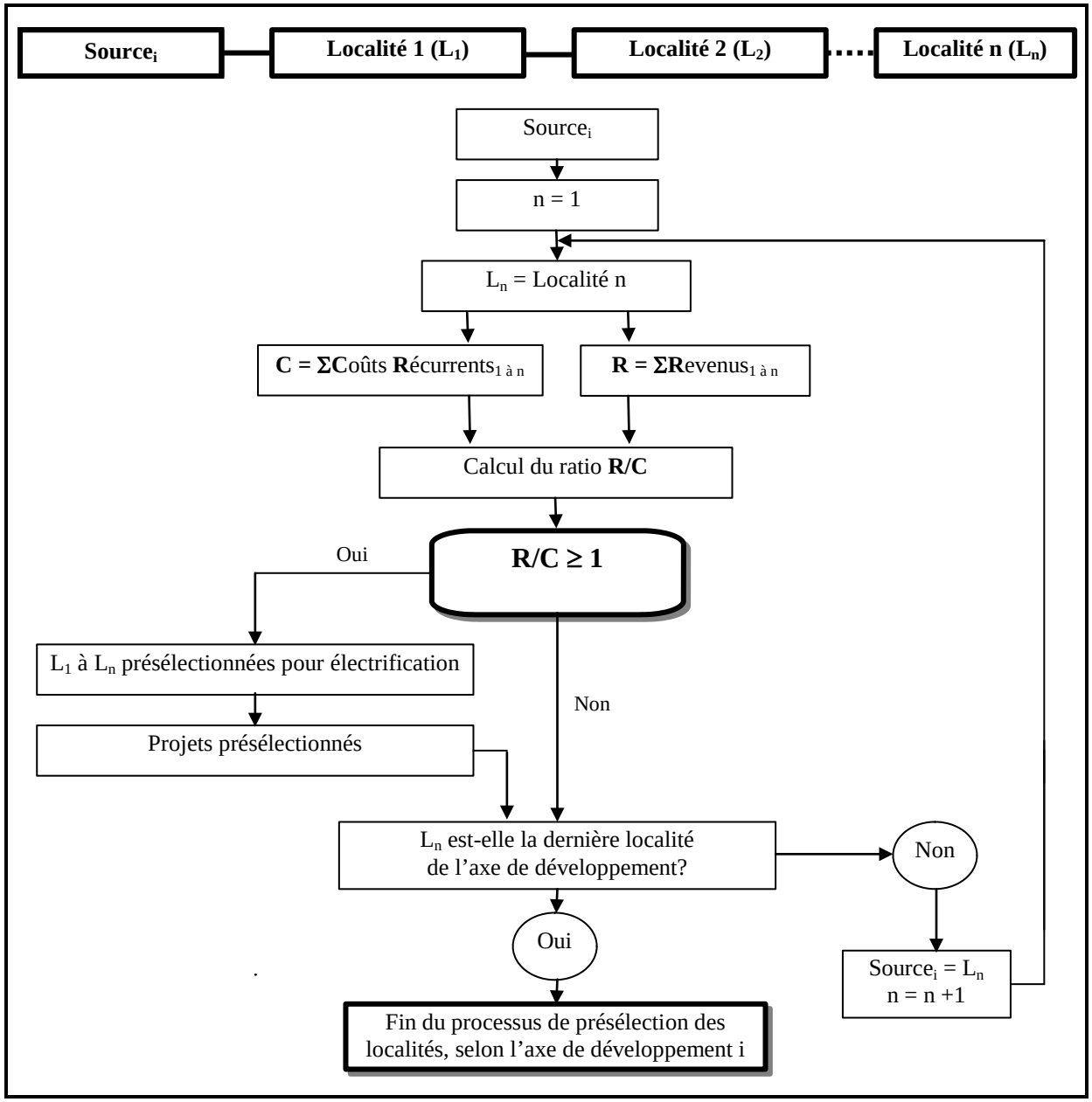
La configuration des projets a été faite à l'aide du SII et d'ÉlectriCités™. Les fichiers de base, incluant le réseau de référence et la localisation des localités, proviennent du SII et ont été traités par ÉlectriCités™ qui, dans un premier temps, a raccordé toutes les localités au réseau de référence – tout en respectant des caractéristiques d'ordre technique (tension d'alimentation existante et nombre de phase) – et permis ainsi la configuration de projets candidats constitués d'une seule ou bien d'un ensemble de localités.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Pour la présélection des projets, le critère retenu est celui du calcul du ratio «revenus annuels projetés sur coûts annuels du service» (voir détails à la Figure 8-4, page 8-18) actualisé sur un horizon adéquat ou calculé pour une année de référence. Si ce ratio est supérieur ou égal à 1 (c'est à dire que si les revenus couvrent au moins les dépenses) alors, il est considéré que la localité (ou groupe de localités) est potentiellement sujette à être électrifiée par extension du réseau MT. Le calcul des revenus annuels fait appel au tarif, tandis que le calcul des coûts du service tient compte des budgets estimatifs d'investissements en réseaux, des coûts d'exploitation et d'entretien, des frais administratifs, etc.

La figure qui suit illustre la séquence logique des étapes du processus de présélection de projets, selon un axe de développement.

**Figure 8-3: Présélection de projets**




Les localités qui ne seront pas retenus, à cette étape de la planification, sont essentiellement celles pour lesquelles les revenus sont inférieurs aux coûts d'alimentation, d'exploitation et d'entretien (Opération et Maintenance – O&M). Elles correspondent, en


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

général, à celles qui sont éloignées du réseau MT de référence ou bien avec une faible population. Pour celles-ci, il est cependant possible d'examiner dans quelles mesures des moyens de production autonomes (diesel ou énergies renouvelables) pourront être utilisés et constitués des projets isolés.

### 8.2.3 Classement des projets et programme d'électrification

Sur la base du classement précédent (présélection), il est procédé à l'élaboration d'un programme d'électrification rurale, généralement, par étapes temporelles de 5 ans, qui est généralement établi afin de maximiser l'impact socio-économique et minimiser les coûts d'électrification et d'exploitation.

À cet effet, le premier classement, obtenu libre de toute contrainte, est repris en introduisant des contraintes qui pourraient être d'ordre économique, technique et/ou financier. Une variation des facteurs utilisés pour établir le premier classement peut être utilisé pour faire des simulations de plan commercial, de plus l'introduction de contraintes comme, par exemple, le taux d'électrification, le coût d'électrification par abonné, le nombre d'abonnés par km, la densité de population, migration, potentialités agro-industrielles, etc. permet de cerner les localités offrant le meilleur potentiel d'électrification. Ce nouveau classement détermine, sur l'horizon de l'étude, dans quel ordre et à quelle étape temporelle les localités éligibles pour l'électrification peuvent l'être effectivement et, dans quelle mesure cela répond aux objectifs de faisabilité économique et financière.

Les résultats des simulations réalisées constituent, alors, le programme d'électrification. Son impact sur le réseau de transport existant est alors analysé afin d'identifier la nécessité, éventuelle, de renforcements au niveau des réseaux de distribution MT, postes HT/MT et lignes de transport HT.

## 8.3 Base de données du Système d'Information Intégré (SII)

Comme déjà mentionné précédemment, la configuration des projets sera faite à l'aide du Système d'Information Intégré ArcGIS™ d'ESRI® (SII) et d'ÉlectriCités™.

Les fichiers de base, qui seront traités par la suite à l'aide d'ÉlectriCités™, proviendront du SII et seront de 2 types : ceux concernant les localités et ceux concernant le réseau d'alimentation MT existant (réseau de référence). Les étapes de traitement au niveau des données du SII et intrants du logiciel d'électrification, ainsi que manipulation de ce dernier, ont fait l'objet de séances de formation et transferts technologiques, au siège social de SNC-Lavalin à Montréal entre les 14 et 25 avril 2014. Le détail de ces activités est donné à l'Annexe E.

### 8.3.1 Limites administratives et localités

La première couche du SII utilisée est celle du découpage administratif du Togo (comportant 5 régions et leurs préfectures) tel qu'illustré à la Figure 8-5 (page 8-19). Ces découpages pourront être indépendamment utilisés pour effectuer des études de raccordement couvrant des zones spécifiques. Cette couche des divisions administratives, de type polygonal, ne sert que de référence.

La couche du SII, de type ponctuel, qui sera utilisée dans le logiciel d'analyse et planification des réseaux d'électrification, est celle des localités. Les données, contenues dans cette couche, ont été obtenues lors de la mission de collecte de données au Togo. Elles ont fait l'objet de manipulations afin de valider et/ou compléter les informations suivantes:

- Localisation géographique: à savoir si la localité se situe bien à l'intérieur de la zone d'étude, c'est-à-dire le territoire togolais;


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- régions et préfectures : la couche des localités a été superposée à celle des divisions administratives afin de calculer automatiquement, à l'aide du SII, leurs zones d'appartenance selon le découpage administratif togolais;
- nom des localités : à ce nom, il a été ajouté un champ avec un code numérique. En règle générale, pour ce type d'information, il est préférable d'utiliser, lorsqu'existant, le code officiel assigné par l'agence gouvernementale responsable du recensement, dans le but de faciliter la mise à jour des données démographiques lorsque de nouvelles informations de recensement deviennent disponibles. Aussi l'utilisation d'un code numérique unique plutôt que le nom des localités permet d'éviter des confusions dues aux duplications d'identification.
- statut : ce champ indique si la localité est électrifiée ou pas. Avant d'effectuer une analyse d'électrification, une requête devra être effectuée afin de ne retenir que les localités non électrifiées;
- population : cette information aidera à déterminer la viabilité économique d'un axe de développement dans la mesure où une population importante, même pour une localité unique, pourra justifier économiquement toute l'extension dont elle fait partie. En théorie, les localités non électrifiées avec une population de zéro (au nombre de 436, dans la base données de la DGSCN) sont exclues de l'analyse. Toutefois, il peut arriver que cette valeur soit plutôt une erreur de saisie ou simplement une donnée absente. Afin d'éviter d'exclure ces cas, le SII est utilisé afin de visualiser la densité de localités non-électrifiées (au nombre de 15 612, dans la base de données fournie par la DGSCN) par dégradé de couleurs, avec en rouge les localités non électrifiées avec une population indiquée être de zéro, comme illustré à la Figure 8-6, page 8-20. Après analyse, il pourra être décidé de conserver les localités situées dans une zone de densité déterminée, même si la population mentionnée est de zéro.

### 8.3.2 Infrastructures électriques

L'autre type de donnée à considérer est celui des infrastructures électriques. Bien qu'à lui-seul le réseau moyenne tension soit suffisant, il peut aussi s'avérer intéressant d'inclure, si disponible, la couche des lieux de production électrique et les postes électriques d'où sont issus ces lignes.

Le seul fichier obtenu lors de la mission de collecte de données au Togo et contenant une telle information, est un fichier AutoCad®. Ce fichier n'utilisant pas un système de coordonnés cartographiques, les données contenues ont été géo-référencées à l'aide du SII, en utilisant une base cartographique tirée de la base de données du site *National Geographic*[1], et en faisant correspondre des repères visibles sur les deux couches.

Suite à cette manipulation, deux couches d'informations ont été préparées :

- une couche linéaire comportant les réseaux CEET existants 20, 33 et 66 kV, bonifiée lors du séjour à Montréal des stagiaires de la CEET, avec l'ajout de plusieurs paramètres de lignes, tels que le nom du réseau, le nombre de phase, le poste d'origine, la tension, le calibre des conducteurs et un code numérique unique.
- une couche ponctuelle des points de production d'énergie électrique, ici les centrales hydroélectriques (2, en bleu) et thermiques (13, en rouge).

[1] http://maps.nationalgeographic.com/maps


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

La Figure 8-7, donnée à la page 8-21, illustre les infrastructures électriques, actuellement, identifiées.

En résumé, les principales données tabulaires comprises à ce jour dans la base de données actuelle du SII, qui comprend toutes les couches de données nécessaires pour effectuer des analyses à l'aide du logiciel ElectriCités™, se résume comme indiqué au tableau qui suit.

**Tableau 8-1: Structure de la base de données du SII**

| Thématique | Identification des données |
|---|---|
| **Régions administratives** | Togo_prefectures<br>FID \| Shape * \| ID \| PREFECTURE \| REGION \| ORDER \| NBRE_CANT<br>0 \| Polygon \| 2970415 \| AGOU \| PLATEAU \| 3043 \| 13<br>1 \| Polygon \| 1800250 \| AKEBOU \| PLATEAU \| 2374 \| 8<br>2 \| Polygon \| 1280205 \| ANIE \| PLATEAU \| 1417 \| 6<br>3 \| Polygon \| 2820210 \| ASSOLI \| KARA \| 1254 \| 6<br>4 \| Polygon \| 1360200 \| AVE \| MARITIME \| 1888 \| 9<br>5 \| Polygon \| 520220 \| BAS - MONO \| MARITIME \| 1204 \| 7<br>1 (0 out of 37 Selected) |
| **Localités** | localites_utm31_pop_gt_60_SE_diff_E_type_diff_F<br>FID \| LOCALITE \| ADMIN \| TYPE_ \| POPULATION \| LATITUDE \| LONGITUDE \| CANTON \| PREFECTURE \| REGION<br>0 \| BOUDE 2 \| Hameau \| H \| 66 \| 8.363367 \| 1.095967 \| YALOUMBE \| BLITTA \| CENTRAL<br>1 \| BOUDE1 \| Hameau \| H \| 80 \| 8.3694 \| 1.116533 \| YALOUMBE \| BLITTA \| CENTRAL<br>2 \| YALOUM BELAMAWERE \| Village \| V \| 140 \| 8.315167 \| 1.089967 \| YALOUMBE \| BLITTA \| CENTRAL<br>3 \| YALOUMBE LOSSO \| Village \| V \| 354 \| 8.3201 \| 1.061617 \| YALOUMBE \| BLITTA \| CENTRAL<br>4 \| DEFALE-KOPE \| Village \| V \| 1099 \| 8.284483 \| 1.10295 \| YALOUMBE \| BLITTA \| CENTRAL<br>5 \| ELAVAGNON N'KONKOUA \| Village \| V \| 182 \| 8.1339 \| 0.732983 \| YEGUE \| BLITTA \| CENTRAL<br>0 (0 out of 6151 Selected) |
| **Centres de production** | snc613056_ceet_centrales_140618<br>Id * \| Ville \| Type \| kva \| Lat \| Long \| Region<br>8 \| Djon \| Thermique \| 50 \| 7.729733 \| 0.7917 \| Plateaux<br>21 \| Nano \| Thermique \| 50 \| 10.70723 \| 0.103733 \| Savanes<br>22 \| Dapaong \| Themique \| 2000 \| 10.8718 \| 0.196756 \| Savanes<br>27 \| Kpime \| Hydro \| 1600 \| 6.957095 \| 0.637471 \| Plateaux<br>3 \| Tado \| Thermique \| 100 \| 7.145983 \| 1.591583 \| Plateaux<br>4 \| Saligbe \| Thermique \| 100 \| 7.223267 \| 1.629483 \| Plateaux<br>5 \| Kpekpleme \| Thermique \| 100 \| 7.331533 \| 1.624317 \| Plateaux<br>0 (0 out of 30 Selected) |
| **Postes électriques** | snc613056_Postes_utm31<br>Id * \| Nom \| Statut \| Lat \| Long \| Region<br>4 \| Sokode 1 \| En operation \| 9.012846 \| 1.165752 \| Centre<br>9 \| Sokode 2 \| En Construction \| 9.040742 \| 1.168361 \| Centre<br>5 \| Kara 1 \| En operation \| 9.522724 \| 1.232127 \| Kara<br>20 \| Kara 2 \| En operation \| 9.543154 \| 1.213413 \| Kara<br>1 \| Lome A \| En operation \| 6.164183 \| 1.197899 \| Maritime<br>2 \| Lome B \| En operation \| 6.16087 \| 1.30214 \| Maritime<br>8 \| Lome S \| En operation \| 6.12552 \| 1.220568 \| Maritime<br>0 (0 out of 21 Selected) |
| **Réseau électrique MT** | res_elect_utm31_20140424_MT<br>FID \| Nom \| Poste \| Phase \| Long (m) \| date_maj \| Phase_code \| TensMT_kV \| Tens_Type \| Cond<br>33 \| ERT Ghana \| Ghana \| Tri \| 1122.53426 \| 2014/04/23 \| 3 \| 33 \| MT \| 54.6<br>22 \| ERT Ghana \| Ghana \| Tri \| 1608.965773 \| 2014/04/23 \| 3 \| 33 \| MT \| 54.6<br>47 \| ER Togo \| Anfoin \| Tri \| 1887.483768 \| 2014/04/23 \| 3 \| 20 \| MT \| 54.6<br>39 \| ERT Ghana \| Ghana \| Tri \| 1951.474146 \| 2014/04/23 \| 3 \| 33 \| MT \| 54.6<br>29 \| ERT Ghana \| Ghana \| Tri \| 2227.705386 \| 2014/04/23 \| 3 \| 33 \| MT \| 54.6<br>32 \| ER Togo \| Kpalime \| Tri \| 2304.18138 \| 2014/04/23 \| 3 \| 20 \| MT \| 54.6<br>101 \| ER Togo \| Lome A \| Tri \| 2502.408398 \| 2014/04/24 \| 3 \| 20 \| MT \| 54.6<br>0 (0 out of 103 Selected) |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

### 8.3.3 Autres données

La base de données décrite précédemment ne concerne que les intrants qui sont d'intérêts dans le cadre du projet Plan directeur du développement des infrastructures CEET. Il est toutefois recommandé, de ne pas se limiter aux besoins du projet et d'utiliser les nombreuses capacités offertes par la plateforme ArcGIS™ d'ESRI®, qui exploite la dimension géographique, pour introduire d'autres informations pertinentes et d'intérêts pour la CEET, à savoir la localisation géo-référencée des abonnés, la gestion du patrimoine technique/infrastructures, la gestion des équipes terrain, etc.).

## 8.4 Hypothèses de travail et facteurs de calculs

Cette section présente les hypothèses de travail ainsi que les paramètres retenus pour le développement des réseaux concernés. Les paragraphes qui suivent en donne une description.

### 8.4.1 Zone du projet et localités candidates

La zone du projet couvre l'ensemble du territoire togolais (Figure 8-5, page 8-19), c'est-à-dire les 5 régions administratives et leurs préfectures composant l'environnement géographique du pays.

Le bassin de localités, tenu en compte dans le cadre de l'étude du plan directeur, provient de la base de données fournie par la DGSCN. Tel que résumé dans le tableau suivant, plus de 15 000 localités, cumulant une population d'environ 3,5 millions d'habitants, font partie des localités candidates à l'électrification.

**Tableau 8-2: Localités candidates et populations concernées**

| Région | Nom | Nbre de localités candidates | Population |
|---|---|---|---|
| 1 | Centrale | 1 895 | 431 765 |
| 2 | Kara | 1 520 | 545 693 |
| 3 | Maritime | 5 489 | 795 264 |
| 4 | Plateaux | 5 257 | 1 035 389 |
| 5 | Savanes | 1 451 | 607 361 |

Source : Base de données - DGSCN

### 8.4.2 Taux de croissance de la population et taille des ménages

Au cours des 12 dernières années, la population togolaise est passée 4,6 millions (2000) à environ 6,5 millions (2012) d'habitants. La croissance démographique a atteint ces dernières années un taux moyen de 2,8% par année. Les dernières estimations de la Direction Générale de la Statistique et de la Comptabilité Nationale (DGSCN) ont montré que la population croit plus rapidement en milieu urbain qu'en milieu rural. Si le taux d'accroissement démographique est de 2,8% pour l'ensemble du pays, il est de 3,9% en milieu urbain et de 1,0% en milieu rural.

Selon les résultats du quatrième recensement général de la population et de l'habitat (novembre 2010), le nombre moyen de personnes par ménage est de 4,8 pour l'ensemble du pays et ce taux est plus élevé en milieu rural (5,3) qu'en milieu urbain (4,1).

Le tableau qui suit indique la répartition du taux de croissance de la population, par région, ainsi que la taille des ménages.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 8-3: Taux de croissance de la population et taille des ménages**

| Région | Nom | Taux de croissance (%/an) | Taille des ménages |
|---|---|---|---|
| 1 | Centrale | 2,9 | 5,5 |
| 2 | Kara | 2,1 | 5,1 |
| 3 | Maritime | 3,2 | 4,5 |
| 4 | Plateaux | 2,6 | 4,7 |
| 5 | Savanes | 3,2 | 6,9 |

Source : Recensement 2010 – DGSCN

### 8.4.3 Taux de pénétration de l'électricité

Selon les enquêtes socio-économiques[2] menées fin 2013-début 2014, pour la présente étude, les ménages considèrent, selon l'ordre suivant, que l'eau et l'électricité constituent leur première priorité. Le tableau qui suit, indique, selon les régions, le besoin ressenti des ménages d'accéder à un service d'électricité ainsi que leur disposition à payer pour.

**Tableau 8-4: Besoins d'accès à l'électricité et dispositions à payer**

| Région | Nom | Besoin d'accès (%) | Disposition à payer (%) |
|---|---|---|---|
| 1 | Centrale | 84,8 | 77,3 |
| 2 | Kara | 94,4 | 92,4 |
| 3 | Maritime | 96,0 | 94,8 |
| 4 | Plateaux | 94,2 | 92,4 |
| 5 | Savanes | 89,6 | 89,2 |

Source : Enquête socio-économique 2014 – DGSCN

L'analyse de ces résultats, indique que la grande majorité des ménages ressentent le besoin d'accéder à un service d'électricité. Il est donc raisonnable de penser qu'avec l'arrivée d'une source énergétique fiable, plus de la moitié des ménages opteront effectivement pour un raccordement immédiat au réseau. Ainsi donc, pour les besoins de la planification du programme d'électrification, il a été admis que le taux de pénétration, c'est à dire le pourcentage de ménage des localités qui se raccorderont au réseau MT, sera de l'ordre de 60%. Ce qui reste prudent relativement aux dispositions à payer. Pour les localités ayant déposé des demandes particulières d'électrification auprès des autorités locales, un taux de pénétration plus élevé pourrait être considéré, ce qui bonifierait la localité, en termes de poids relatif, et qui pourrait, éventuellement, influencer sa sélection et son classement, si toutefois elle satisfaisait au critère de sélection. Ce poids relatif pourrait faire l'objet d'une identification particulière dans la base de données des localités.

### 8.4.4 Consommations spécifiques annuelles

Les consommations spécifiques, résidentielles et non résidentielles moyennes par région, sont telles qu'indiquées dans le tableau suivant, elles ont été calculées à partir des données sur les taux de desserte communiqués par la CEET, pour les années 2011 et 2012.

**Tableau 8-5: Consommations spécifiques**

| Région | Nom | Résidentiel (kWh/an/abonné) | Non résidentiel (kWh/an/abonné) | Ratio NR/R (%) |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Centrale | 1 616 | 1 599 | 22,7 |
| 2 | Kara | 1 273 | 1 254 | 27,6 |
| 3 | Maritime | 1 497 | 1 493 | 13,6 |
| 4 | Plateaux | 1 437 | 1 372 | 20,0 |
| 5 | Savanes | 1 511 | 1 471 | 18,5 |

Note : NR/R = ratio nombre d'abonnés Non Résidentiels/Nombre d'abonnés Résidentiels

[2] Enquête ménage sur la consommation d'énergie en milieu rural au Togo – DGSCN, mai 2014


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Les abonnés non résidentiels regroupent, indistinctement, les catégories suivantes: les sociétés d'État, l'administration générale, les concessions CEET, les collectivités locales, les organismes d'État, les clients zone franche, les contentieux commerciaux, les organismes internationaux et corps diplomatiques ainsi que des clients divers.

Pour les consommations spécifiques des nouveaux abonnés ruraux, il est généralement établi qu'elles seront largement inférieures aux consommations urbaines, surtout en début d'électrification, car les besoins en électricité sont surtout liés à l'éclairage. Dans la prévision de la demande liée aux électrifications rurales (voir Section 4), il a été adopté que la consommation spécifique d'un abonné sera de 950 kWh/an, c'est à dire équivalente à la moitié de la consommation spécifique urbaine BT – dont la moyenne nationale (incluant Lomé), au cours des sept dernières années (2006-2012), a été de 1 873 kWh.

Pour ce qui est de l'éclairage public, qui est un service universel, une consommation spécifique annuelle de 5 kWh/ménage a été considérée.

### 8.4.5 Besoins en équipements

Pour les besoins de l'étude et afin d'évaluer, sur une base commune, les besoins en équipements de chaque localité, les paramètres suivants ont été retenus.

#### 8.4.5.1 Besoins en lignes MT

Les longueurs des dérivations de réseaux MT requises pour chaque localité seront évaluées à partir de la longueur estimée entre leur position géographique (coordonnées géographiques) et la source d'alimentation amont la plus proche (circuit MT ou localité précédente, sur l'axe de développement).

Pour tenir compte des difficultés topographiques du terrain existant (plat, vallonné, etc.), selon la région, un facteur de sinuosité pourrait être introduit. La Figure 8-8, page 8-22 illustre l'environnement topographie du Togo qui montre que le centre est une zone où les reliefs sont les plus accentués par rapport au reste du pays. La superposition de la Figure 8-6 (page 8-20) et de la Figure 8-8 (page 8-22) indique que les localités à électrifier sont le plus souvent localisées dans la partie plate des régions. Pour tenir compte de ces particularités, il a été admis d'utiliser un facteur de sinuosité de 1,2 pour les régions Kara et Centrale et un facteur unitaire pour toutes les autres régions.

#### 8.4.5.2 Besoins en postes MT/BT

Chacune des localités sera alimentée par des postes de transformation aérien de type H61 équipés de transformateurs MT/BT de 50, 100 et 160 kVA (tailles normalisées à la CEET), selon la charge à desservir.

#### 8.4.5.3 Besoins en lignes BT à l'intérieur des localités

La longueur des réseaux BT, à l'intérieur des localités, résultent de l'organisation spécifique de celles-ci ainsi que de la densité des habitations. En règle générale, la topologie des localités, c'est-à-dire les caractéristiques ou dispositions internes des espaces ainsi que les positions et liaisons de ces espaces les uns par rapport aux autres, peut être de 3 types, à savoir:

- linéaire: localités situées, généralement, le long du réseau routier principal et dont les habitations sont, en majorité, disposées de part et d'autre de celui-ci;
- concentré: localités dont les habitations sont regroupées pour former une organisation compacte;
- dispersé: localités dont les habitations sont éparpillées (fermes agricoles, dans la majorité des cas).

D'autre part, dans les études de planification de l'électrification des localités rurales, il est généralement admis que la totalité de la surface de celles-ci serait couverte par le réseau


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

BT, dès son installation, dans le but d'assurer une équité d'accès à l'électricité. Dans ce sens, une « longueur » moyenne par ménage est retenue, selon le type de localité à électrifier.

Dans le cadre du projet, la base de données disponible sur les 15 000 localités candidates ne contient aucune indication quant à ce type d'information. L'identification d'une telle donnée, au moyen d'enquêtes, nécessiterait des moyens humains et financiers bien trop importants pour les besoins seulement du Plan directeur du développement des infrastructures de la CEET.

Dans ce contexte, les résultats des études effectuées dans le cadre de projets antérieurs d'électrification rurale[3] au Togo et qui ont trouvé une corrélation entre la taille, en nombre d'habitants, et la topologie des localités ont été repris et adaptés en fonction des réalités de la base de données disponible. Ainsi donc, pour les besoins de l'étude, les valeurs suivantes ont été adoptées et utilisées.

**Tableau 8-6: Topologie des localités**

| Topologie | Population | Longueur moyenne/ménage (m) |
|---|---|---|
| Type linéaire | Entre 500 et 2000 | 22,7 |
| Type concentré | > 2 000 | 5,4 |
| Type dispersé | ≤ 500 | 45,1 |

#### 8.4.5.4 Éclairage public

Étant donné que l'éclairage public est un service public et dans le but d'assurer une équité d'accès à ce service pour tous les habitants d'une localité, une valeur moyenne de 13 points lumineux par km a été admise. La puissance des lampes sera de 150 watts et seulement 80 % de celles-ci seront en état de fonctionner. L'éclairage public sera assuré dix heures et demi par jour, soit de 18h30 à 5h du matin.

### 8.4.6 Tarification de l'énergie et autres redevances

Les tarifs[4] de vente de l'énergie électrique par la CEET, en vigueur depuis janvier 2011, sur l'ensemble du territoire, se décomposent, au niveau de la BT, en une redevance en puissance, énergie, entretien branchement et location compteur quelque soit la puissance souscrite et le type d'usage (domestique, non domestique).

Avec l'ordre de grandeur actuelle des consommations spécifiques (≈80 kWh/mois), il a été admis, pour les besoins de la planification des réseaux ruraux, d'utiliser le tarif pour usage domestique, hors taxes, correspondant à celui d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 2,2 kVA, c'est à dire:

- Redevance en puissance 250 FCFA/kVA/mois
- Tranche sociale (≤40 kWh) 63 FCFA/kWh
- Tranche 1 (41 à 200 kWh) 84 FCFA/kWh
- Entretien branchement 500 FCFA/mois
- Location compteur 500 FCFA/mois

Pour une consommation de 79,17 kWh/mois (950 kWh/an), la tarification mensuelle équivalente serait de l'ordre de 73,39 FCFA/kWh (112 €/MWh) et le montant total mensuel pour les autres charges (redevance en puissance, location du compteur et entretien du branchement) de 1 250 FCFA/mois, pour une puissance souscrite de 1 kVA/mois.

[3] Étude technique et élaboration des dossiers d'appel d'offres pour l'électrification rurale au Togo, DECON/AIEC, 1999 et Étude de faisabilité d'un projet d'électrification rurale au Togo, groupement PACE/ SOGREAH/SOTED Afrique/, 2005

[4] Arrêté ministériel N° 019/MME/MEF/MPR-PDAT /MCPSP du 26 novembre 2010



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Pour ce qui est du cas particulier des compteurs à prépaiement, la grille tarifaire est :

- Tranche unique 114 FCFA/kWh

Pour l'usage non domestique (utilisation de l'électricité à des fins non exclusives d'habitation ou à des fins autres que d'habitation dans un logement), et pour les mêmes raisons que précédemment indiquées pour les usagers domestiques, il a été admis d'utiliser le tarif unique, hors taxes, correspondant à celui à la Tranche 1, soit:

- Redevance en puissance 1 500 FCFA/kVA/mois
- Énergie (0 à 200 kWh) 86 FCFA/kWh
- Entretien branchement 500 FCFA/mois
- Location compteur 500 FCFA/mois

Au niveau de l'éclairage public, la grille tarifaire unique pour tous les types d'abonné BT est :

- Redevance en puissance 2 500 FCFA/kVA/mois
- Énergie 120 FCFA/kWh
- Entretien branchement 1 500 FCFA/mois
- Location compteur 500 FCFA/mois

## 8.5 Simulations

Les paragraphes qui suivent traitent de la configuration des projets faite à l'aide du logiciel ÉlectriCités™.

### 8.5.1 Localités

Le bassin de localités, tenu en compte dans le cadre de l'étude du plan directeur, provient de la base de données (>15 000 localités) fournie par la DGSCN.

Pour les besoins des simulations, toutes les localités dont la population est entre zéro et 60 habitants, c'est-à-dire toutes celles dont le nombre potentiel d'abonnés est inferieur à 10 ont été exclues de l'analyse. Cependant, et comme mentionné précédemment, lors des étapes de sélection et classement il pourra toujours être décidé de tenir compte (ou non) des localités situées dans une zone de densité déterminée, même si la population est faible.

Le tableau qui suit résume le nombre de localités candidates retenues par région, selon le critère adopté précédemment, pour les simulations.

**Tableau 8-7: Localités candidates retenues**

| Région | Nom | Nombre de localités | Population potentielle atteinte |
|---|---|---|---|
| 1 | Centrale | 1 103 | 414 234 |
| 2 | Kara | 1 324 | 539 938 |
| 3 | Maritime | 2 033 | 730 373 |
| 4 | Plateaux | 2 568 | 987 639 |
| 5 | Savanes | 1 301 | 603 653 |
| **Total** | | **8 329** | **3 275 837** |

Ce qui correspondrait à 54% de la totalité des localités contenues dans la base de données de la DGSCN et à 96% en termes de population.

### 8.5.2 Analyse et présélection

Pour la présélection des projets, il a été recherché parmi les 8 329 localités candidates retenues lesquelles satisfaisaient au critère « Revenus/Coûts ≥ 1 », compte tenu des hypothèses de calculs établies pour les besoins du projet et résumées au tableau suivant.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 8-8: Résumé des hypothèses de calculs retenus**

| Variable | Valeur | Unité |
|---|---|---|
| Nombre de personnes / Ménage | (*) | |
| Année de référence | 2012 | |
| Année de l'étude | 2015 | |
| Taux de croissance de la population | (*) | %/année |
| Taux de pénétration pour l'année d'étude : | | |
| - Avec projets de développement | - | % |
| - Sans projets de développement | 60 | % |
| Consommation spécifique : | | |
| - Abonné résidentiel | 950 | kWh/année/abonné |
| - Éclairage public | 5 | kWh/année/ménage |
| - Abonné non résidentiel | 950 | kWh/année/abonné |
| - Ratio abonnés non résidentiels/Abonnés résidentiels | (*) | % |
| Coût unitaire des lignes MT et BT : | | |
| - Ligne MT monophasée (1F) | 15 047 | €/km |
| - Ligne MT biphasée (2F) | 17 508 | €/km |
| - Ligne MT triphasée (3F) | 19 968 | €/km |
| - Ligne BT | 16 | €/m |
| Transformateurs : | | |
| - Facteur de charge (durée d'utilisation) | 35 | % |
| - Facteur d'utilisation des transformateurs | 60 | % |
| - Facteur de puissance | 90 | % |
| Topologie des localités : | | |
| - Linéaire (type 1) | 22,7 | m/ménage |
| - Concentré (type 2) | 5,4 | m/ménage |
| - Dispersé (type 3) | 45,1 | m/ménage |
| Coût d'opération et de maintenance (O & M) | 3 | % |
| Coût de l'électricité fournie au distributeur | 88,42 | €/MWh |
| Coût commercial rural | - | €/année/abonné |
| Tarification de l'énergie : | | |
| - Abonné résidentiel | 112 | €/MWh |
| - Abonné non résidentiel | 131 | €/MWh |
| - Éclairage public | 183 | €/MWh |
| - Autres redevances (**) | 105 | €/année/abonné |
| Facteur de sinuosité (FS) | (*) | |
| Pertes dans le système de distribution | 8 | % |
| Chute de tension maximale | 5 | % |

Notes: (*) selon la région; (**) Location compteur, entretien branchement et redevance puissance (abonné résidentiel et éclairage public)

Le tableau qui suit indique le nombre de localités pour lesquelles, le ratio est supérieur ou égal à 1 (c'est à dire que les revenus couvrent au moins les dépenses), et qui dès lors peuvent être considérées potentiellement sujettes à être électrifiées par extension du réseau MT.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 8-9: Localités présélectionnées**

| Région | Nom | Localités candidates (*) | Population potentielle atteinte | Nouveaux abonnés potentiels | Investissement total (M€) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Centrale | 925 | 383 068 | 51 471 | 79,1 |
| 2 | Kara | 805 | 385 302 | 58 539 | 74,5 |
| 3 | Maritime | 1 737 | 693 348 | 107 005 | 117,0 |
| 4 | Plateaux | 1 891 | 769 532 | 119 169 | 159,0 |
| 5 | Savanes | 1 045 | 559 860 | 58 130 | 79,0 |
| **Total** | | **6 403** | **2 791 110** | **394 314** | **508,6** |

Note: (*) Nombre de localités satisfaisant au critère Revenus/Coûts ≥ 1

Ces résultats indiquent que 77% des 8 329 localités étudiées satisfont au critère de présélection ce qui correspond à 85% en termes de population, totalisant un nombre de nouveaux abonnés de l'ordre de 394 314, si toutes les localités identifiées étaient effectivement sélectionnées. L'investissement total pour une telle électrification, par extension du réseau MT existant seulement, serait de l'ordre de 508,6 M€. Les zones de localités, relativement denses et éloignées du réseau, pourraient faire l'objet d'une électrification par centrales autonomes.

A l'Annexe F est donné la liste des localités (ou groupement de localités) qui satisfont au critère « Revenus/Coûts≥1 » compte tenu des hypothèses de calculs retenues considérées. Les Figure 8-9 à Figure 8-14, quant à elles, présentent pour l'ensemble du pays (Figure 8-9, page 8-23) ainsi que pour chacune des régions – Savanes (Figure 8-10, page 8-24), Kara (Figure 8-11, page 8-25), Centrale (Figure 8-12, page 8-26), Plateaux (Figure 8-13, page 8-27) et Maritime (Figure 8-14, page 8-28) – la position géographique des localités identifiées dans le cadre de cette analyse.

## 8.6 Programme d'électrification rurale

A partir des résultats obtenus, lors de l'étape de présélection, il peut être procédé à l'élaboration de plusieurs variantes de programmes d'électrification rurale.

En effet, la présélection de projets, obtenue libre de toute contrainte, peut être reprise en introduisant une ou un ensemble de contraintes qui pourraient être d'ordre économiques, techniques et/ou financières. Une variation des facteurs utilisés pour établir la présélection peut aussi être envisagée. Ces nouveaux classements détermineront, sur l'horizon de l'étude, dans quel ordre et à quelle étape temporelle les localités éligibles pour l'électrification peuvent l'être effectivement.

Sur la base de ces résultats, il sera décidé de concert avec les autorités compétentes (MME, CEET, etc.), le ou les critères qui pourront être envisagés de retenir – *à l'étape du Rapport final* – en vue d'identifier les localités à sélectionner, de dégager les investissements correspondants et de les hiérarchiser dans le temps.

Parmi les critères classiques de sélection des projets, notons :

- le coût d'électrification par abonné;
- le montant total des fonds alloués (maximisation des enveloppes budgétaires disponibles);
- le taux d'électrification au niveau national, régional, préfectoral, etc.;
- l'indice de pauvreté;
- le développement économique;
- les zones d'encouragement au développement régional prioritaires;
- la proximité du réseau, de voies de communications, etc.;
- un indice composé d'une combinaison des éléments précédents.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

### 8.6.1 Sélection des projets

A l'étape de présélection des projets, il a été recherché les localités (ou groupement) qui satisfassent au critère « Revenus/Coûts≥1 », compte tenu des hypothèses de calculs indiquées au Tableau 8-8, donné à la page 8-13. Au niveau de la sélection, il convient de déterminer celles qui feront partie du programme d'électrification.

Compte tenu des informations fournies dans le cadre des projets d'électrification en cours à la CEET, il a été recherché une indication de l'ordre de grandeur du coût de raccordement au réseau par abonné, compte tenu de l'hypothèse de taux de pénétration (cf. paragraphe 8.4.3 de la présente section) adoptée pour le présent projet. Comme indiqué au tableau suivant, avec un taux de pénétration de 60%, ce coût par abonné serait de l'ordre de 1100 à 1 500 €. Il est à noter que ces coûts par abonné diminueraient avec un taux de pénétration plus élevé.

**Tableau 8-10: Projets d'électrification en cours - Coût moyen par abonné**

| Projet | Financement | | Nbre de ménage | Nbre d'abonnés (*) | Coût par abonné (€) |
|---|---|---|---|---|---|
| | MFCFA | M€ | | | |
| Projet d'électrification rurale (BIDC1) | 6 250 | 9,5 | 14 080 | 8 448 | 1 125 |
| Projet d'électrification rurale transfrontalière - Phase II (UE) | 2 100 | 3,2 | 3 463 | 2 078 | 1 540 |

Note: (*) Nombre d'abonnés avec un taux de pénétration de 60% (hypothèse SNC-Lavalin)

Le tableau qui suit indique le nombre de localités qui satisfont au critère de coût d'électrification par abonné, sur la base des résultats indicatifs précédents, et qui dès lors peuvent être considérées potentiellement sujettes à être électrifiées par extension du réseau MT et faire partie du programme d'électrification.

**Tableau 8-11: Projets d'électrification selon le critère de sélection**

| Coût/ abonné (*) | Localités candidates (*) | Nouveaux abonnés potentiels | Investissement total (M€) | Coût de revient moyen par abonné (€/abonné) |
|---|---|---|---|---|
| ≤ 1 100 € | 1 015 | 141 939 | 94,8 | 655 |
| ≤ 1 550 € | 3 130 | 272 969 | 265,8 | 973 |

Note: (*) Nombre de localités satisfaisant au critère Revenus/Coûts ≥ 1 et Coût/Abonné indiqué

### 8.6.2 Classement des projets

Pour la suite des études et le classement des projets, il n'a été retenu que les localités sélectionnées précédemment et qui satisfont aussi au critère Coût/Abonné ≤ 1 550 €. A l'Annexe F est donné la liste des localités (ou groupement de localités) qui satisfont aux critères « Revenus/Coûts ≥ 1 et Coût/Abonné ≤ 1 550 € » compte tenu des hypothèses de calculs retenues considérées. Au niveau des régions, ces projets se résument comme suit :

**Tableau 8-12: Localités sélectionnées**

| Région | Nom | Localités candidates (*) | Population potentielle atteinte | Nouveaux abonnés potentiels | Investissement total (M€) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Centrale | 290 | 214 575 | 28 694 | 28,3 |
| 2 | Kara | 382 | 264 586 | 40 392 | 37,1 |
| 3 | Maritime | 968 | 541 205 | 83 867 | 72,9 |
| 4 | Plateaux | 903 | 510 756 | 79 505 | 82,4 |
| 5 | Savanes | 587 | 389 429 | 40 511 | 45,1 |
| **Total** | | **3 130** | **1 920 552** | **272 969** | **265,8** |

Note: (*) Nombre de localités satisfaisant aux critères Revenus/Coûts ≥ 1 et Coût/Abonné ≤ 1500€


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

A partir des résultats indiqués au tableau précédent et à **titre d'exemple** seulement, il est donné ci-après deux (2) options qui pourraient être envisagées pour établir des ordres de priorité dans le classement des localités. Dans ce sens, la superposition des résultats, obtenus auparavant, sur des cartes illustrant des indices particuliers comme le taux d'électrification (Figure 8-15, page 8-29) ou l'indice de pauvreté (Figure 8-16, page 8-30) permet au planificateur de prioriser les projets et d'en justifier le choix.

Le tableau qui suit indique la répartition régionale de l'ensemble des localités, préalablement sélectionnées, selon le taux d'électrification. La Figure 8-17, donnée à la page 8-31, illustre géographiquement ces résultats.

**Tableau 8-13: Nombre de localités candidates selon le taux d'accès à l'électricité**

| Taux d'accès (%) | Centrale | Kara | Maritime | Plateaux | Savanes | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 0-10 | 232 | 132 | 466 | 677 | 363 | 1 870 |
| 10 -25 | - | 135 | 495 | 207 | 233 | 1 060 |
| 25-50 | 50 | 117 | - | 33 | - | 200 |
| 50-70 | - | - | 1(*) | - | - | 1 |
| **Total** | **282** | **384** | **961** | **917** | **586** | **3 130** |

Note: (*) Zone de Lomé

Dans le même ordre d'idée, le tableau qui suit indique la répartition régionale de ces localités selon l'indice de pauvreté. La Figure 8-18, présentée à la page 8-32 illustre géographiquement ces résultats.

**Tableau 8-14: Nombre de localités candidates selon l'indice de pauvreté**

| Indice de pauvreté (%) | Centrale | Kara | Maritime | Plateaux | Savanes | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 20-30 | - | - | - | - | - | - |
| 30-40 | - | - | 1(*) | - | - | 1 |
| 40-50 | - | 108 | 960 | 96 | - | 1 164 |
| 50-60 | 49 | 36 | - | 372 | - | 457 |
| 60-70 | 233 | 240 | - | 449 | - | 922 |
| 70-80 | - | - | - | - | 48 | 48 |
| 80-90 | - | - | - | - | 257 | 257 |
| 90-100 | - | - | - | - | 281 | 281 |
| **Total** | **282** | **384** | **961** | **917** | **586** | **3 130** |

Note: (*) Zone de Lomé

### 8.6.3 Planification et hiérarchisation des investissements – Horizon 2028

Nonobstant des critères qui pourraient être envisagés de retenir ultérieurement, la planification des investissements et leurs hiérarchisations a été faite sur une période de 15 ans (horizon 2028) aux travers des sous-périodes et enveloppes budgétaires suivantes, en présupposant que la totalité des projets seraient retenus pour exécution.

**Tableau 8-15: Localités sélectionnées selon les budgets**

| Sous-période | Enveloppe budgétaire (M€) | Nombre de localités |
|---|---|---|
| 2014-2018 | 87,9 | 958 |
| 2019-2023 | 88,1 | 1 018 |
| 2024-2028 | 89,8 | 1 154 |
| **Total** | **265,8** | **3 130** |

Les paragraphes qui suivent détaillent, au niveau régionale et selon les sous-périodes retenues, ces résultats.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

8.6.3.1 Planification et investissements - Sous-période 2014-2018

A l'Annexe F est donné, pour la sous-période 2014-2018, la liste des localités (ou groupement de localités) qui satisfont aux critères « Revenus/Coûts≥1 et Coût/Abonné ≤ 1550 € » compte tenu des hypothèses de calculs retenues considérées et enveloppe budgétaire anticipée (87,9 M€). Le tableau qui suit résume, au niveau régional, ces résultats.

**Tableau 8-16: Localités sélectionnées – Sous-période 2014-2018**

| Région | Nom | Localités candidates (*) | Population potentielle atteinte | Nouveaux abonnés potentiels | Investissement total (M€) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Centrale | 82 | 101 732 | 13 470 | 8,2 |
| 2 | Kara | 118 | 137 195 | 21 044 | 12,4 |
| 3 | Maritime | 395 | 343 721 | 53 576 | 32,7 |
| 4 | Plateaux | 233 | 222 266 | 35 244 | 23,4 |
| 5 | Savanes | 130 | 133 856 | 13 986 | 11,2 |
| **Total** | | **958** | **938 771** | **137 320** | **87,9** |

La Figure 8-19, donnée à la page 8-33 illustre géographiquement la configuration des projets retenus pour la sous-période 2014-2018.

8.6.3.2 Planification et investissements - Sous-période 2019-2013

A l'Annexe F est donné, pour la sous-période 2019-2023, la liste des localités (ou groupement de localités) qui satisfont aux critères « Revenus/Coûts≥1 et Coût/Abonné ≤ 1550 € » compte tenu des hypothèses de calculs retenues considérées et enveloppe budgétaire anticipée (88,1 M€). Le tableau qui suit résume, au niveau régional, ces résultats.

**Tableau 8-17: Localités sélectionnées – Sous-période 2019-2023**

| Région | Nom | Localités candidates (*) | Population potentielle atteinte | Nouveaux abonnés potentiels | Investissement total (M€) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Centrale | 135 | 77 686 | 10 510 | 13,1 |
| 2 | Kara | 155 | 85 824 | 13 090 | 15,4 |
| 3 | Maritime | 221 | 94 575 | 14 450 | 17,2 |
| 4 | Plateaux | 235 | 116 372 | 17 847 | 21,4 |
| 5 | Savanes | 272 | 167 320 | 17 392 | 21,0 |
| **Total** | | **1 018** | **541 778** | **73 289** | **88,1** |

La Figure 8-20, donnée à la page 8-34 illustre géographiquement la configuration des projets retenus pour la sous-période 2019-2023.

8.6.3.3 Planification et investissements - Sous-période 2024-2028

A l'Annexe F est donné, pour la sous-période 2024-2028, la liste des localités (ou groupement de localités) qui satisfont aux critères « Revenus/Coûts≥1 et Coût/Abonné ≤ 1550 € » compte tenu des hypothèses de calculs retenues considérées et enveloppe budgétaire anticipée (89,8 M€). Le tableau qui suit résume, au niveau régional, ces résultats.

**Tableau 8-18: Localités sélectionnées – Sous-période 2024-2028**

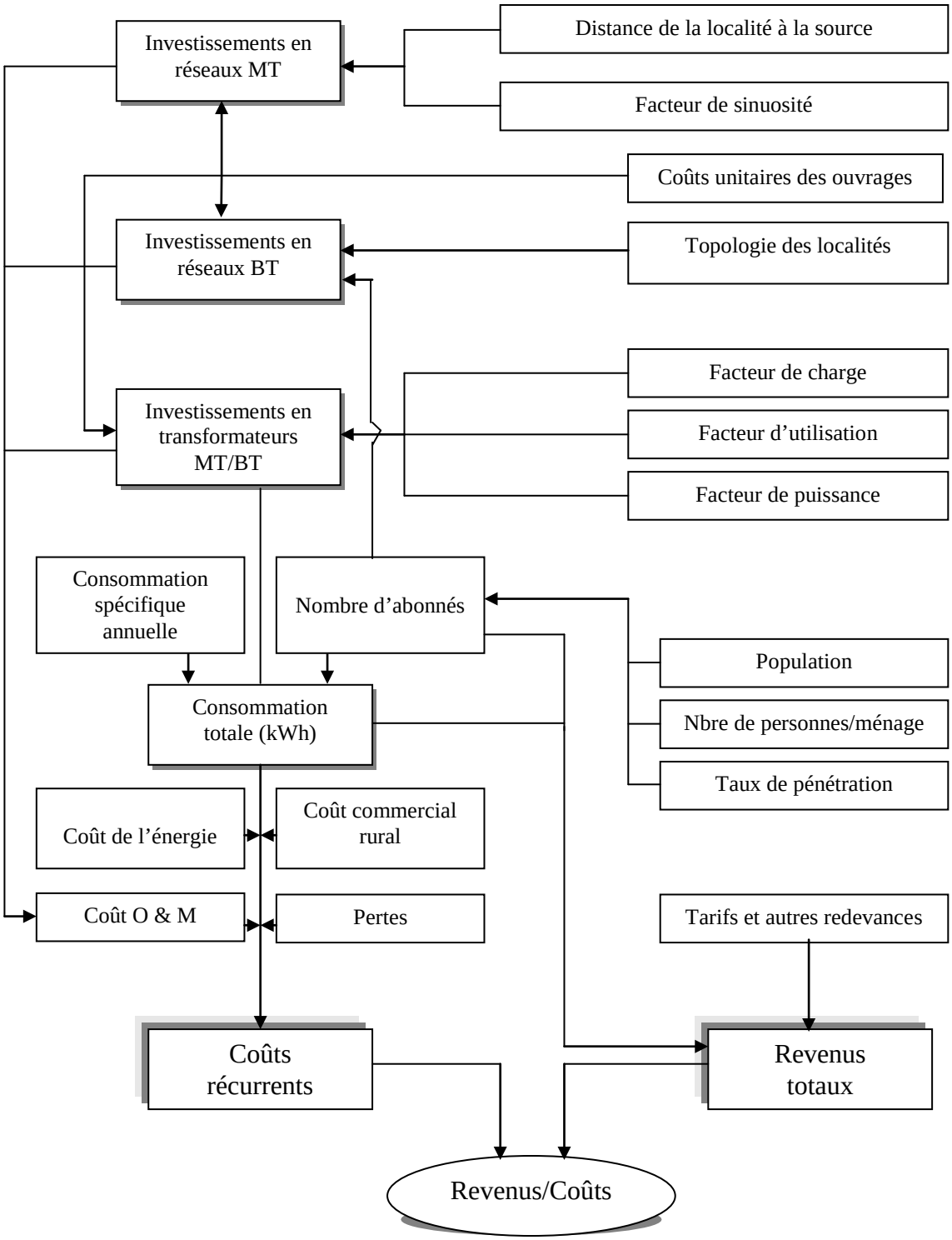
| Région | Nom | Localités candidates (*) | Population potentielle atteinte | Nouveaux abonnés potentiels | Investissement total (M€) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Centrale | 73 | 35 157 | 4 714 | 6,9 |
| 2 | Kara | 109 | 41 567 | 6 258 | 9,3 |
| 3 | Maritime | 352 | 102 909 | 15 841 | 23,0 |
| 4 | Plateaux | 435 | 172 118 | 26 414 | 37,6 |
| 5 | Savanes | 185 | 88 253 | 9 133 | 13,0 |
| **Total** | | **1 154** | **440 003** | **62 360** | **89,8** |

La Figure 8-21, donnée à la page 8-35 illustre géographiquement la configuration des projets retenus pour la sous-période 2024-2028.



**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

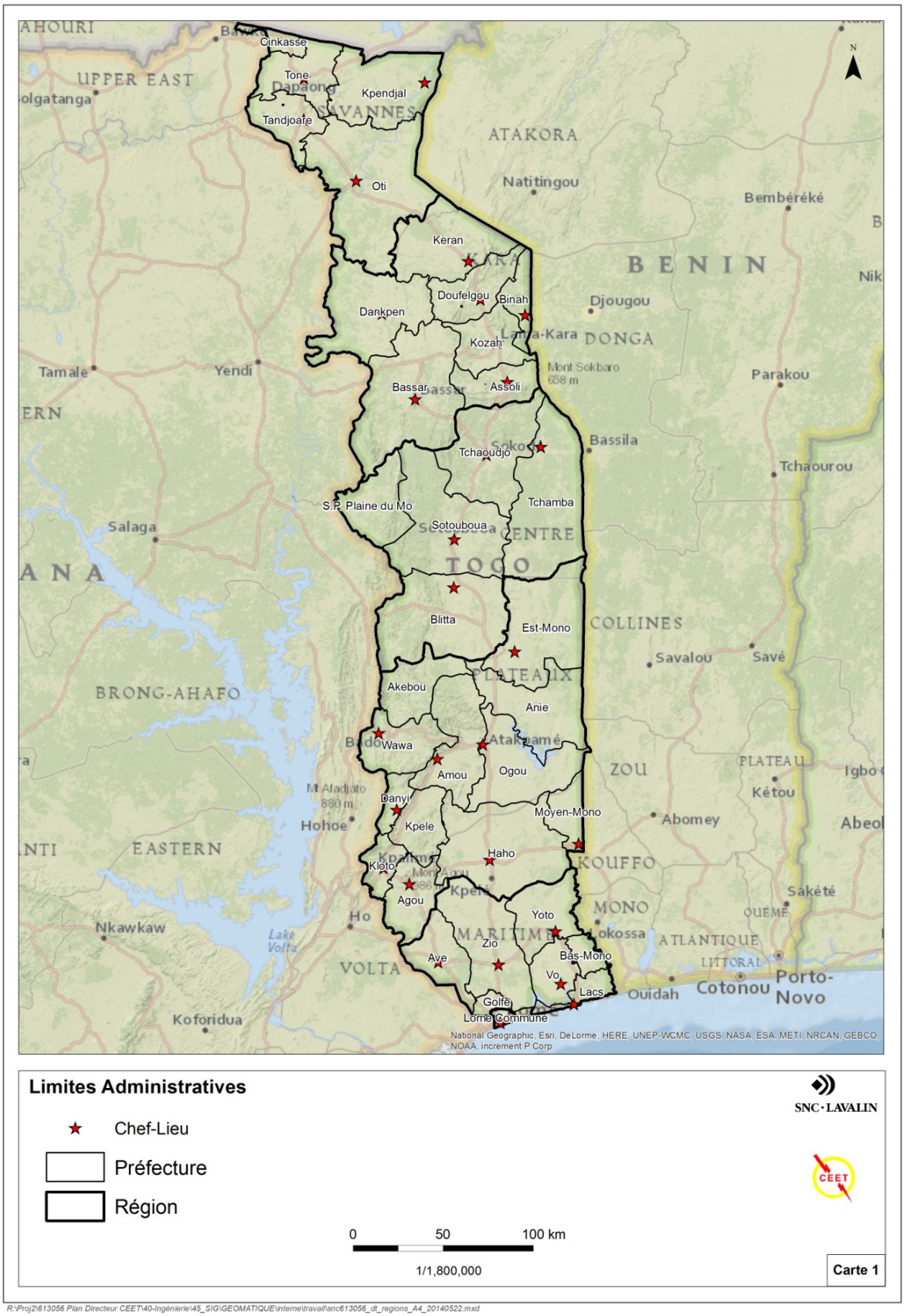
**Figure 8-4: Méthode de calcul du ratio « Revenus totaux/Coûts récurrents »**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

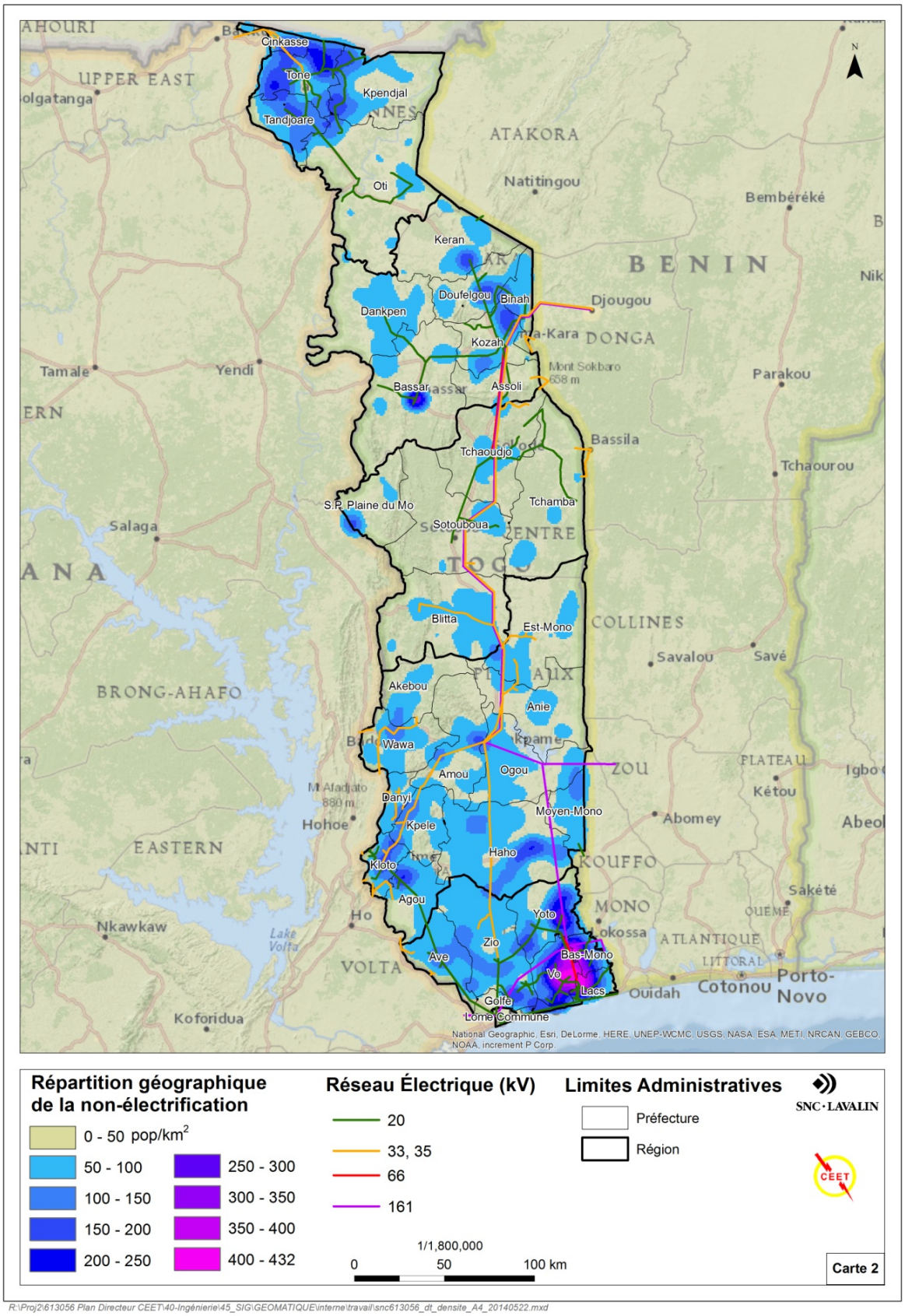
## Figure 8-5: Découpage administratif du Togo – Régions et préfectures





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

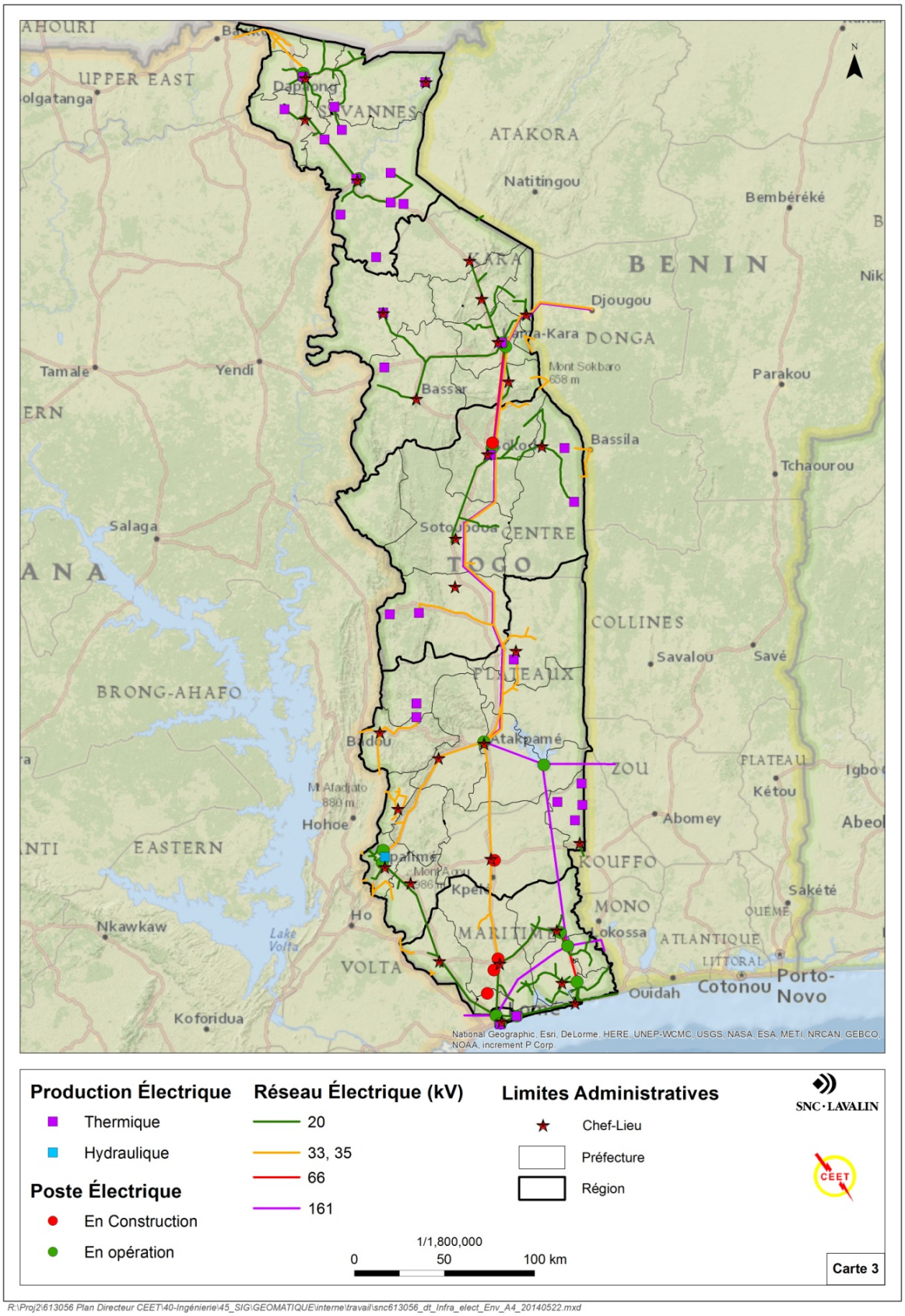
**Figure 8-6: Carte de localisation des localités du Togo non électrifiées**




R:\Proj2\613056 Plan Directeur CEET\40-Ingénierie\45_SIG\GEOMATIQUE\interne\travail\snc613056_dt_densite_A4_20140522.mxd


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

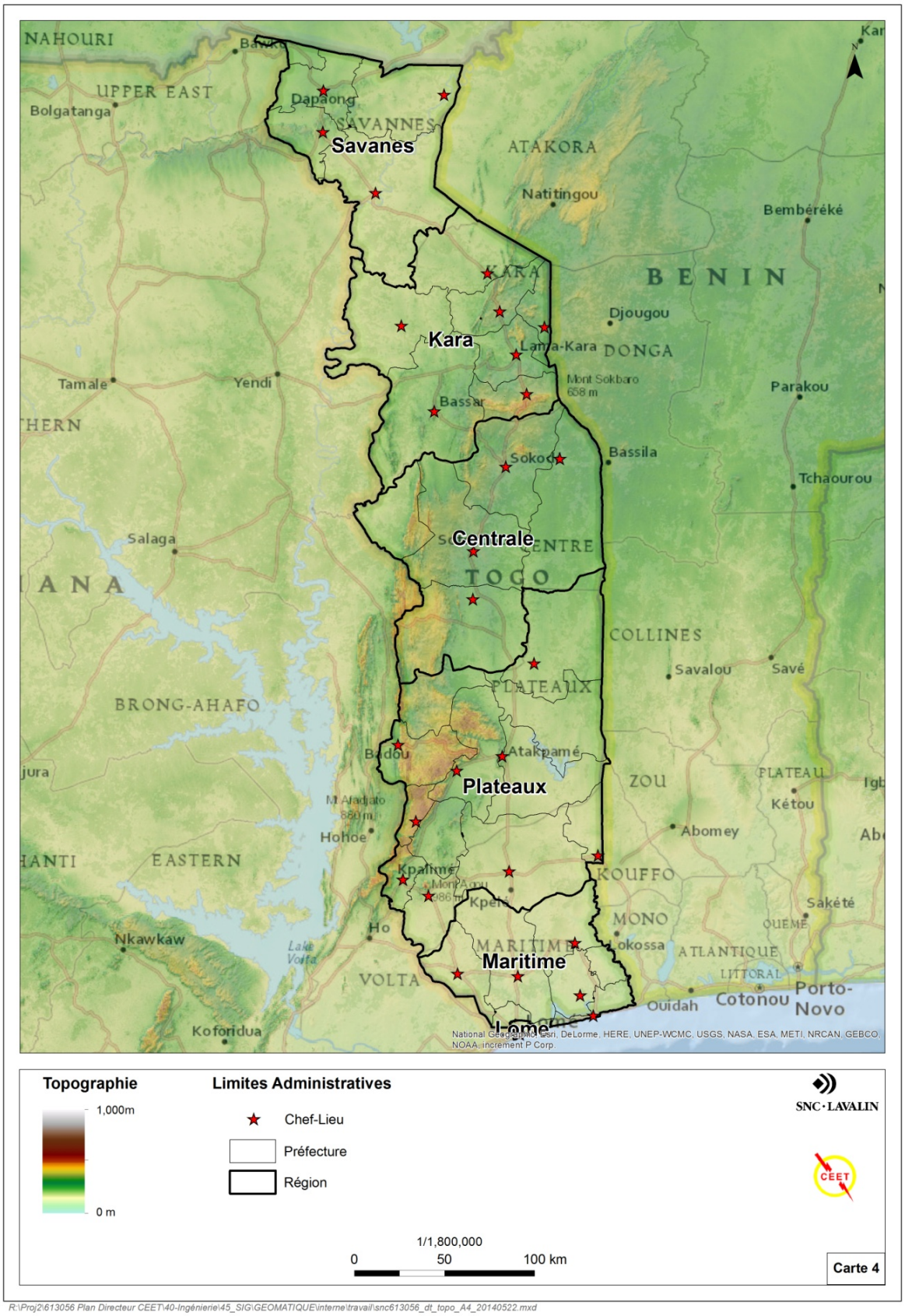
**Figure 8-7: Carte des infrastructures électriques de la CEET**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

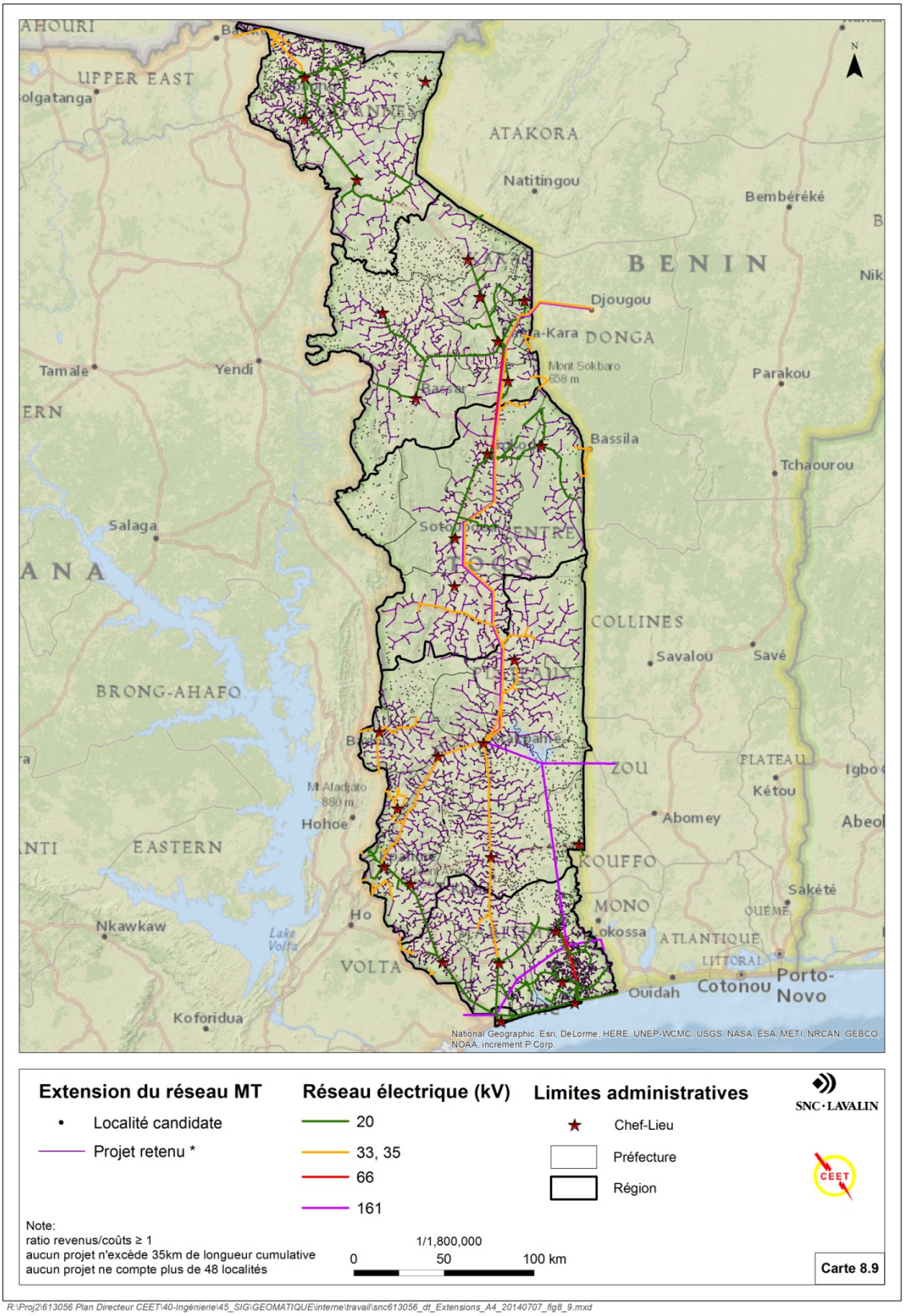
**Figure 8-8: Carte topographique du Togo**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

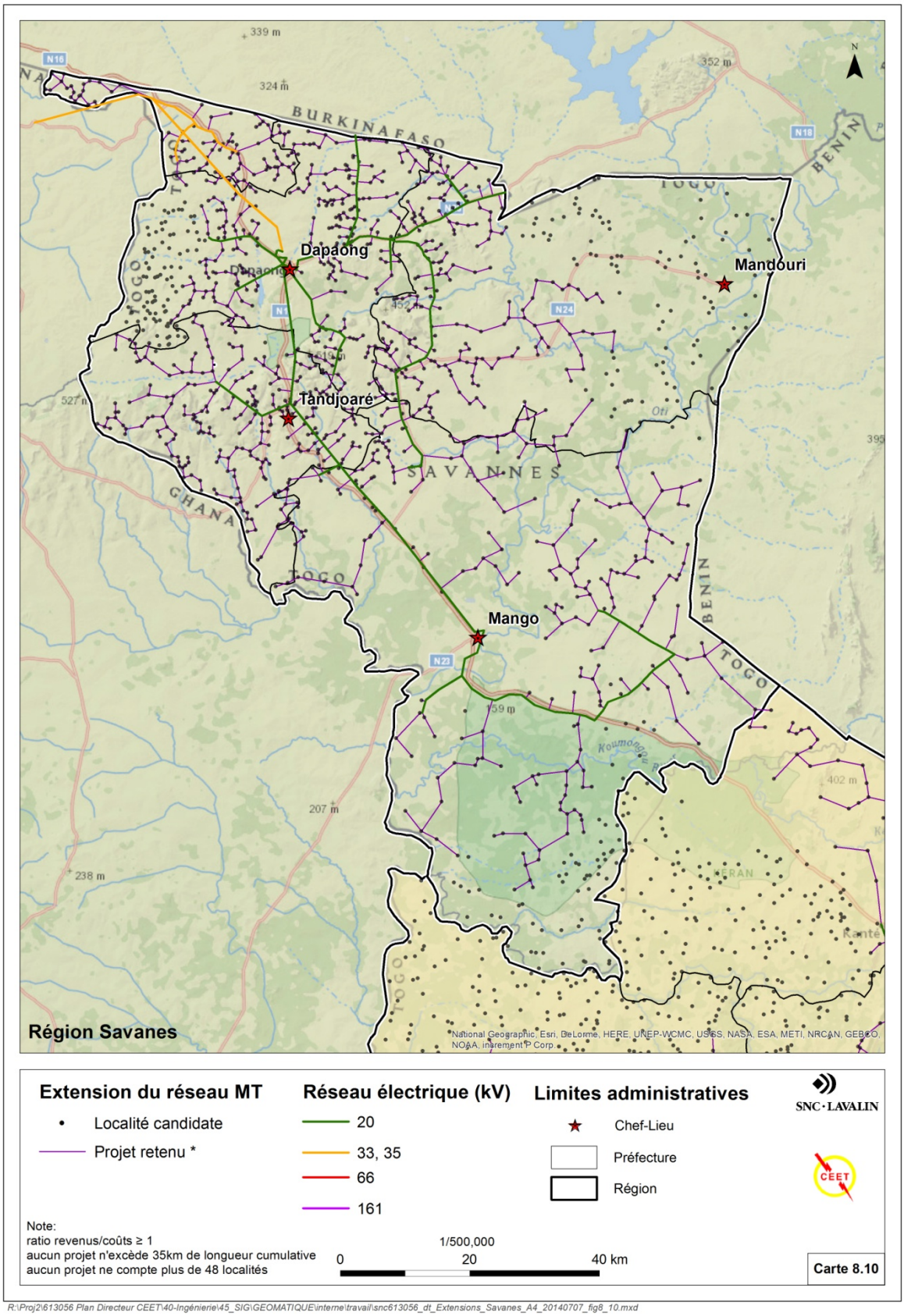
**Figure 8-9: Localités présélectionnées - Niveau national**




R:\Proj2\613056 Plan Directeur CEET\40-Ingénierie\45_SIG\GEOMATIQUE\interne\travail\snc613056_dt_Extensions_A4_20140707_fig8_9.mxd


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

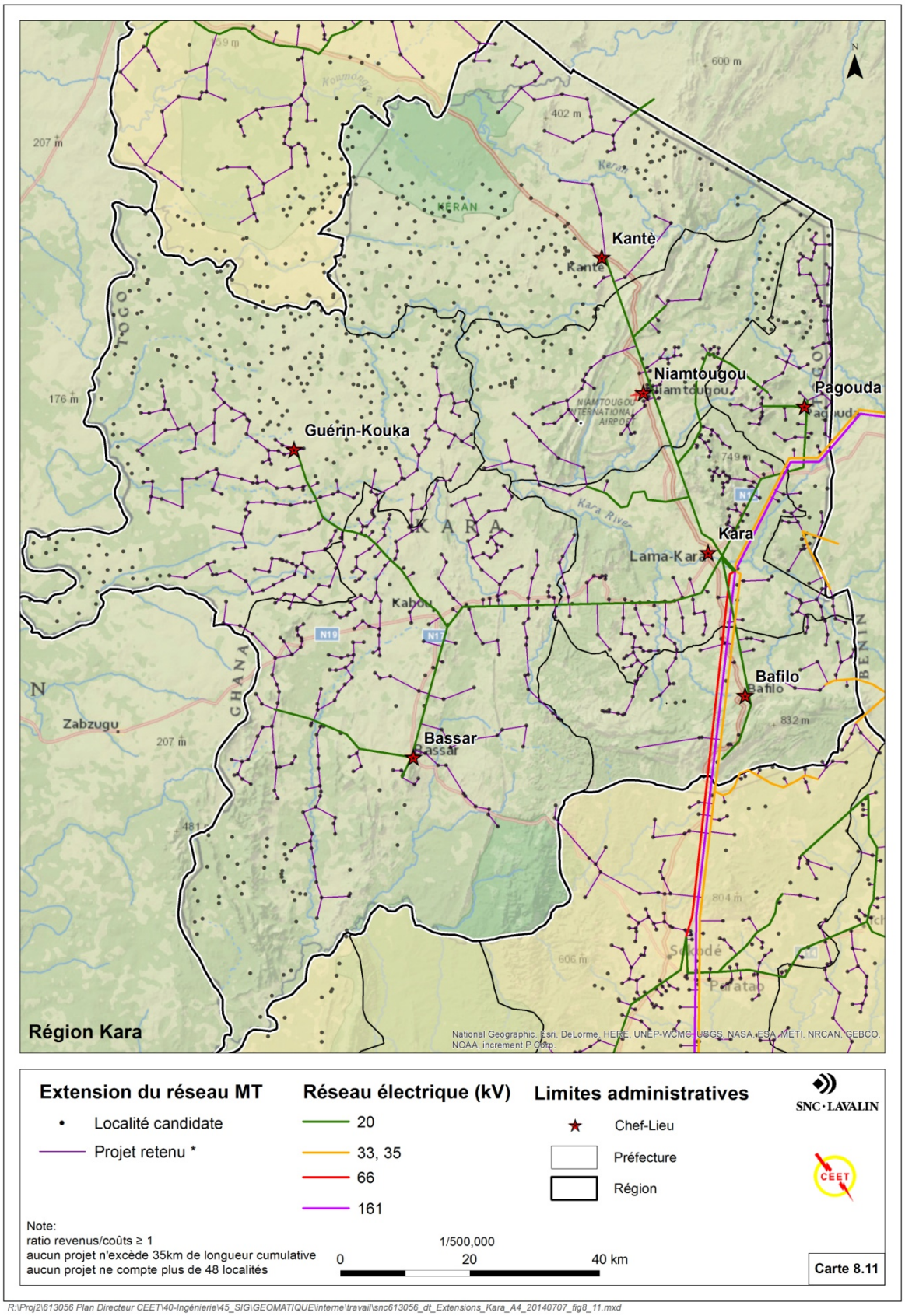
## Figure 8-10: Localités présélectionnées – Région Savanes





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

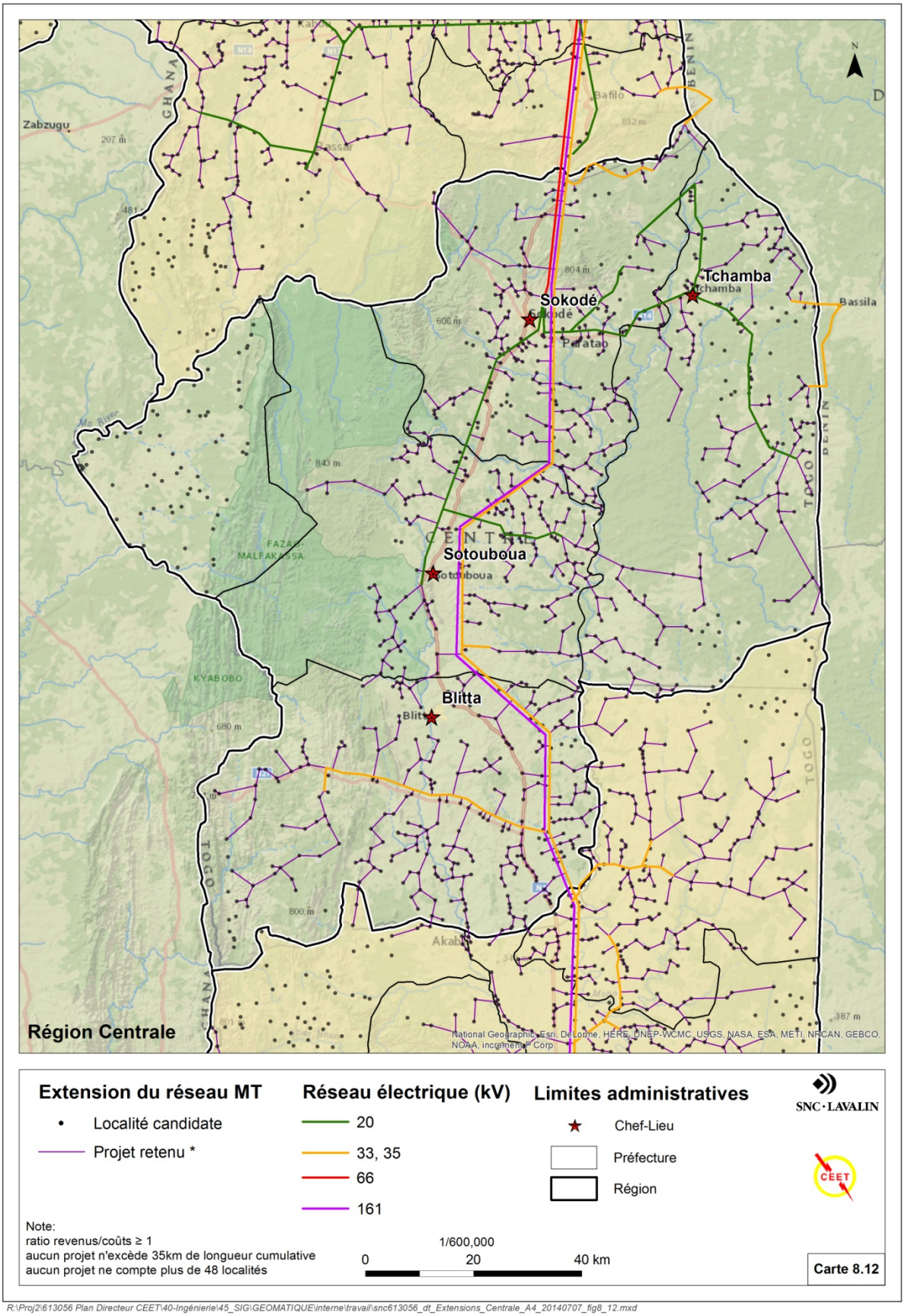
## Figure 8-11: Localités présélectionnées – Région Kara




R:\Proj2\613056 Plan Directeur CEET\40-Ingénierie\45_SIG\GEOMATIQUE\interne\travail\snc613056_dt_Extensions_Kara_A4_20140707_fig8_11.mxd


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

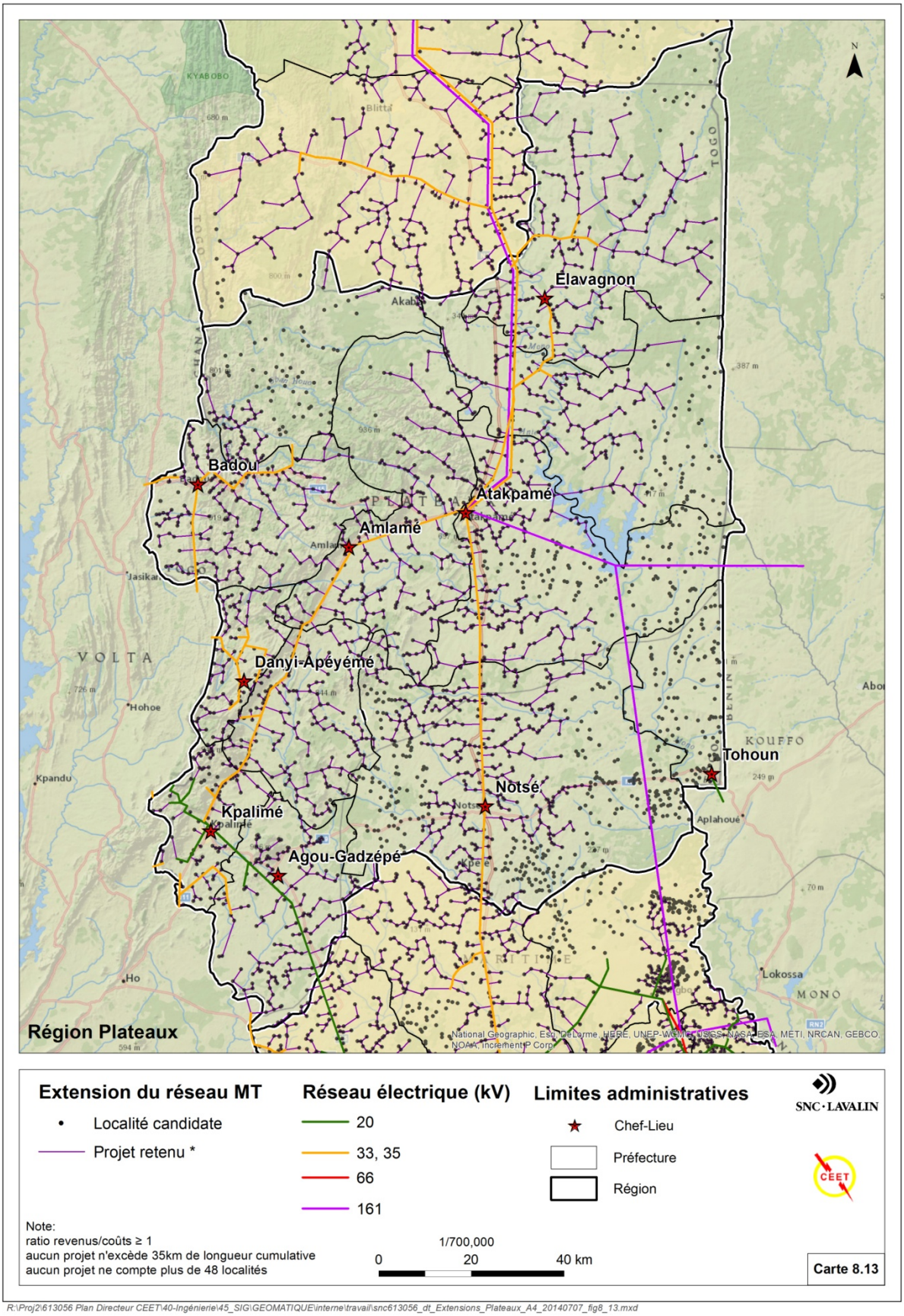
## Figure 8-12: Localités présélectionnées – Région Centrale





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

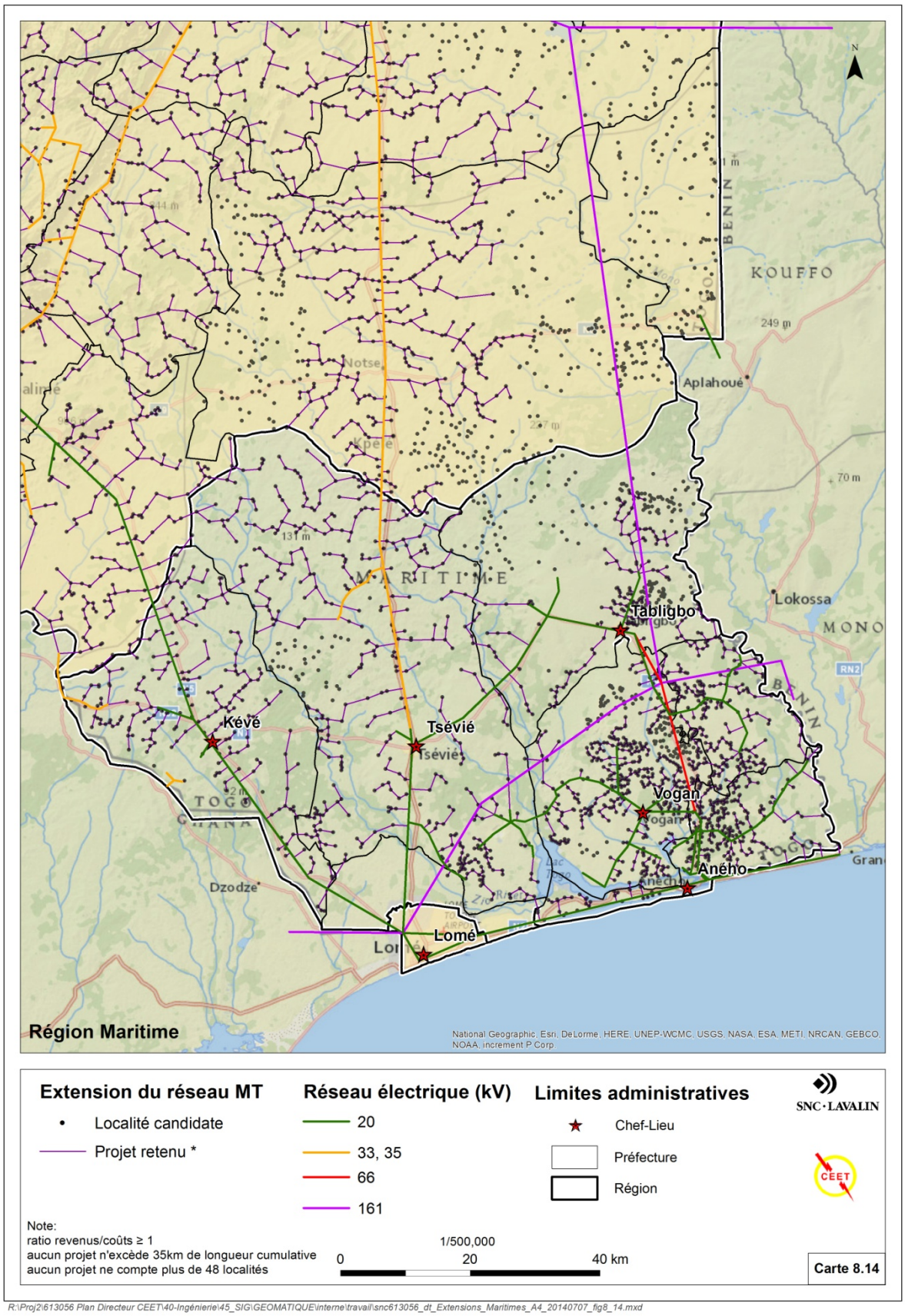
## Figure 8-13: Localités présélectionnées – Région Plateaux




R:\Proj2\613056 Plan Directeur CEET\40-Ingénierie\45_SIG\GEOMATIQUE\interne\travail\snc613056_dt_Extensions_Plateaux_A4_20140707_fig8_13.mxd


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

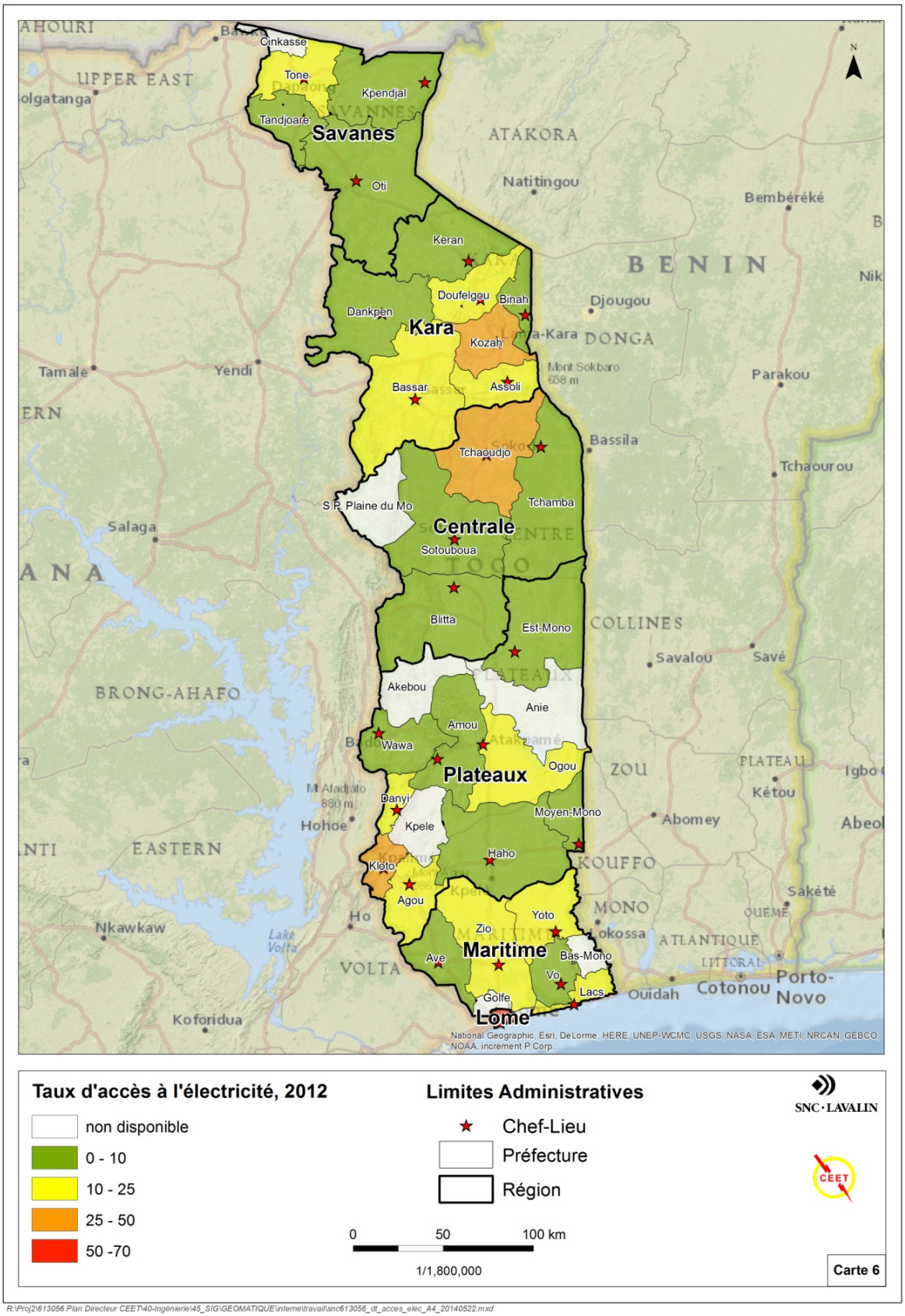
## Figure 8-14: Localités présélectionnées – Région Maritime




R:\Proj2\613056 Plan Directeur CEET\40-Ingénierie\45_SIG\GEOMATIQUE\interne\travail\snc613056_dt_Extensions_Maritimes_A4_20140707_fig8_14.mxd


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

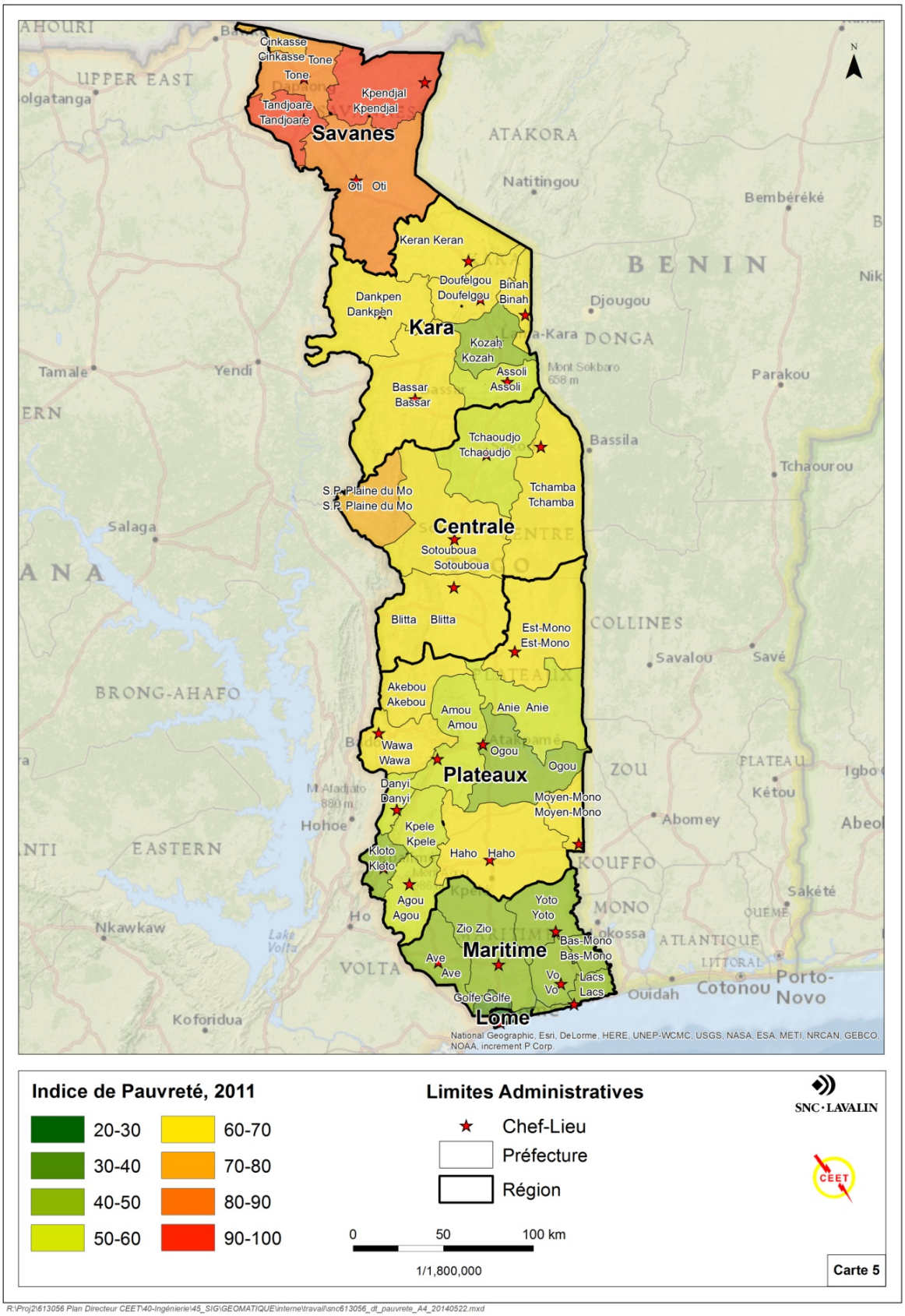
**Figure 8-15: Taux d'accès à l'électricité – Année 2012**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

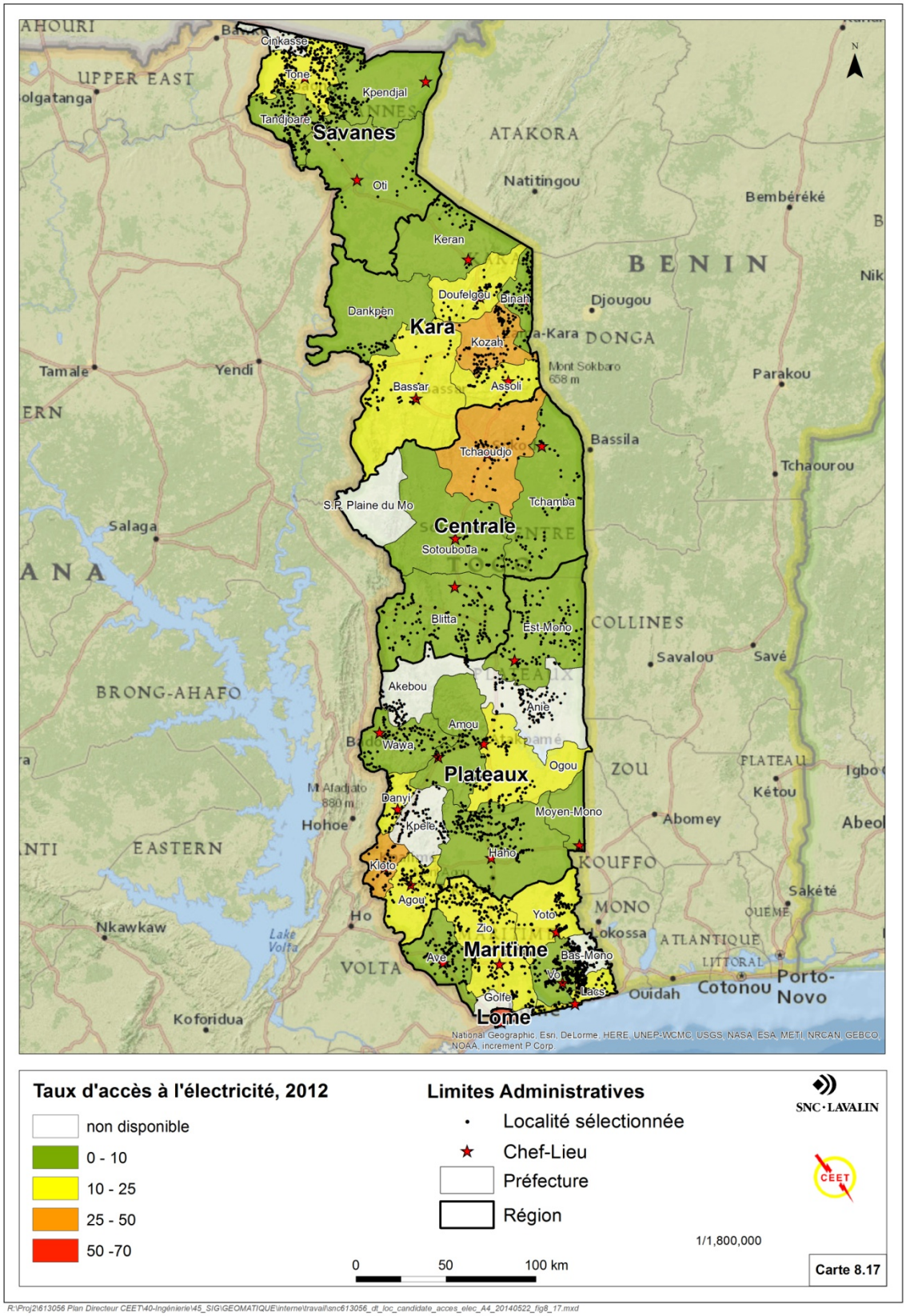
## Figure 8-16: Indice de pauvreté - Année 2012





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

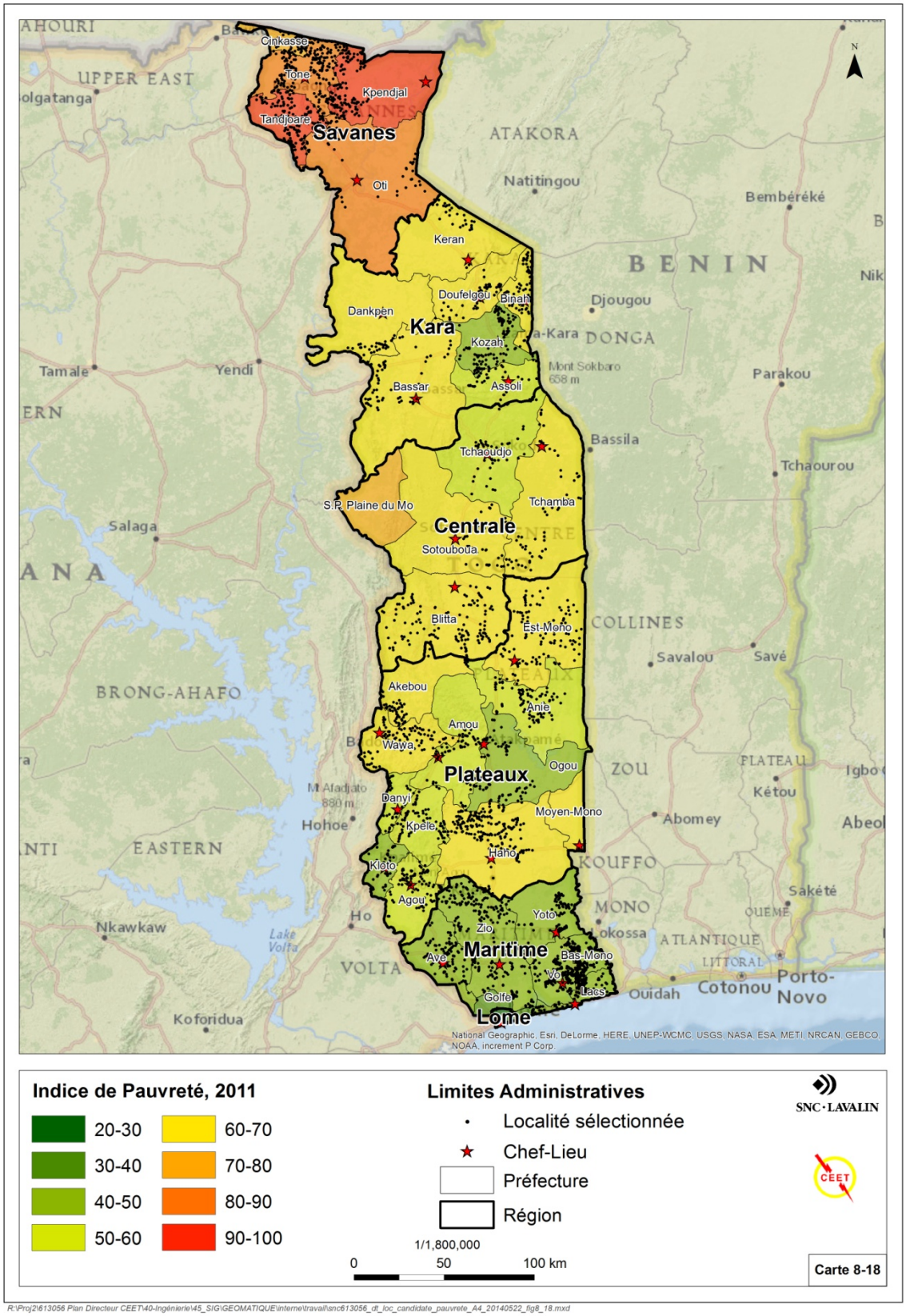
**Figure 8-17: Positionnement - Localités candidates selon le taux d'accès à l'électricité**




R:\Proj2\613056 Plan Directeur CEET\40-Ingénierie\45_SIG\GEOMATIQUE\interne\travail\snc613056_dt_loc_candidate_acces_elec_A4_20140522_fig8_17.mxd


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

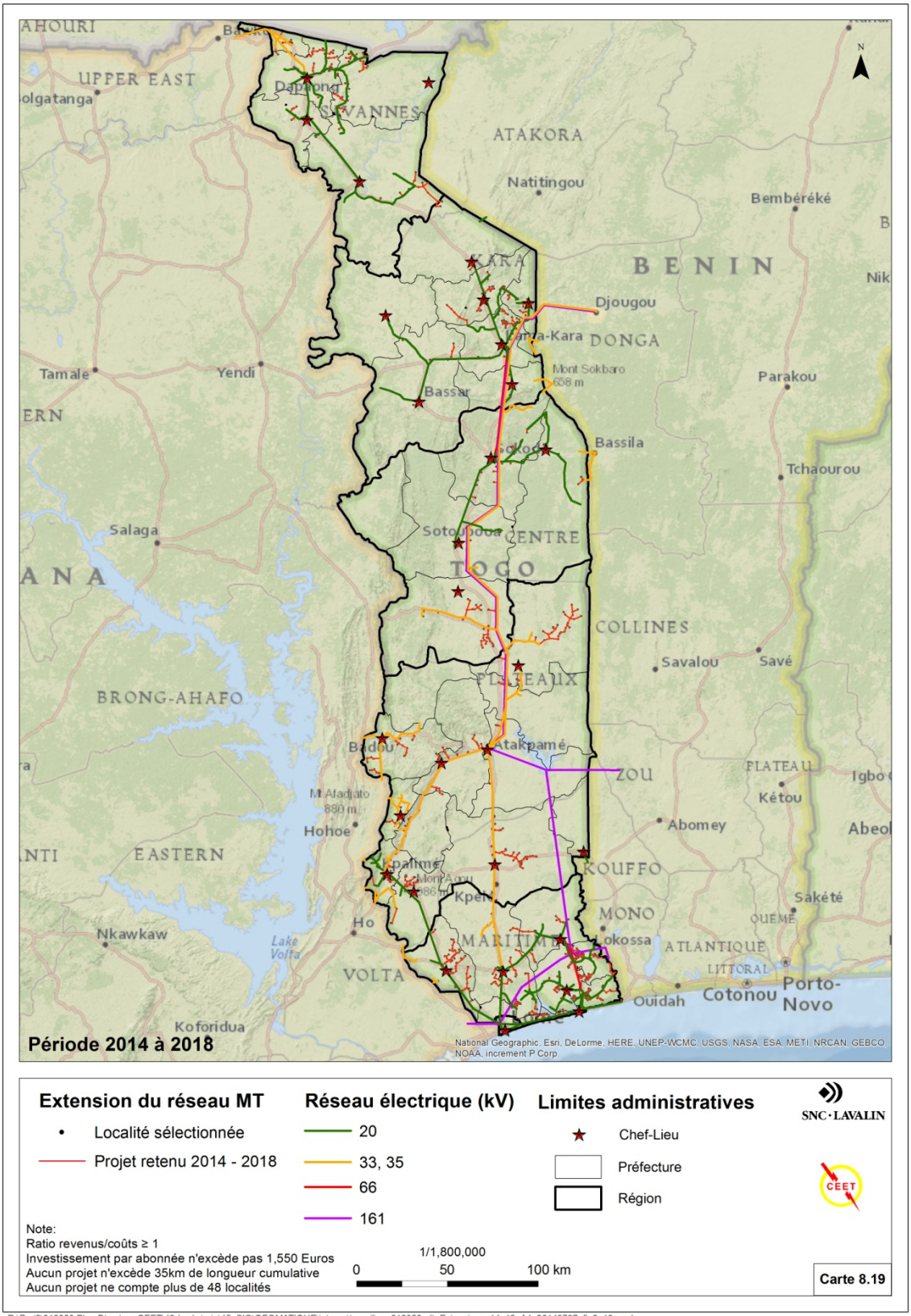
**Figure 8-18: Positionnement - Localités candidates selon l'indice de pauvreté**




R:\Proj2\613056 Plan Directeur CEET\40-Ingénierie\45_SIG\GEOMATIQUE\interne\travail\snc613056_dt_loc_candidate_pauvrete_A4_20140522_fig8_18.mxd


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

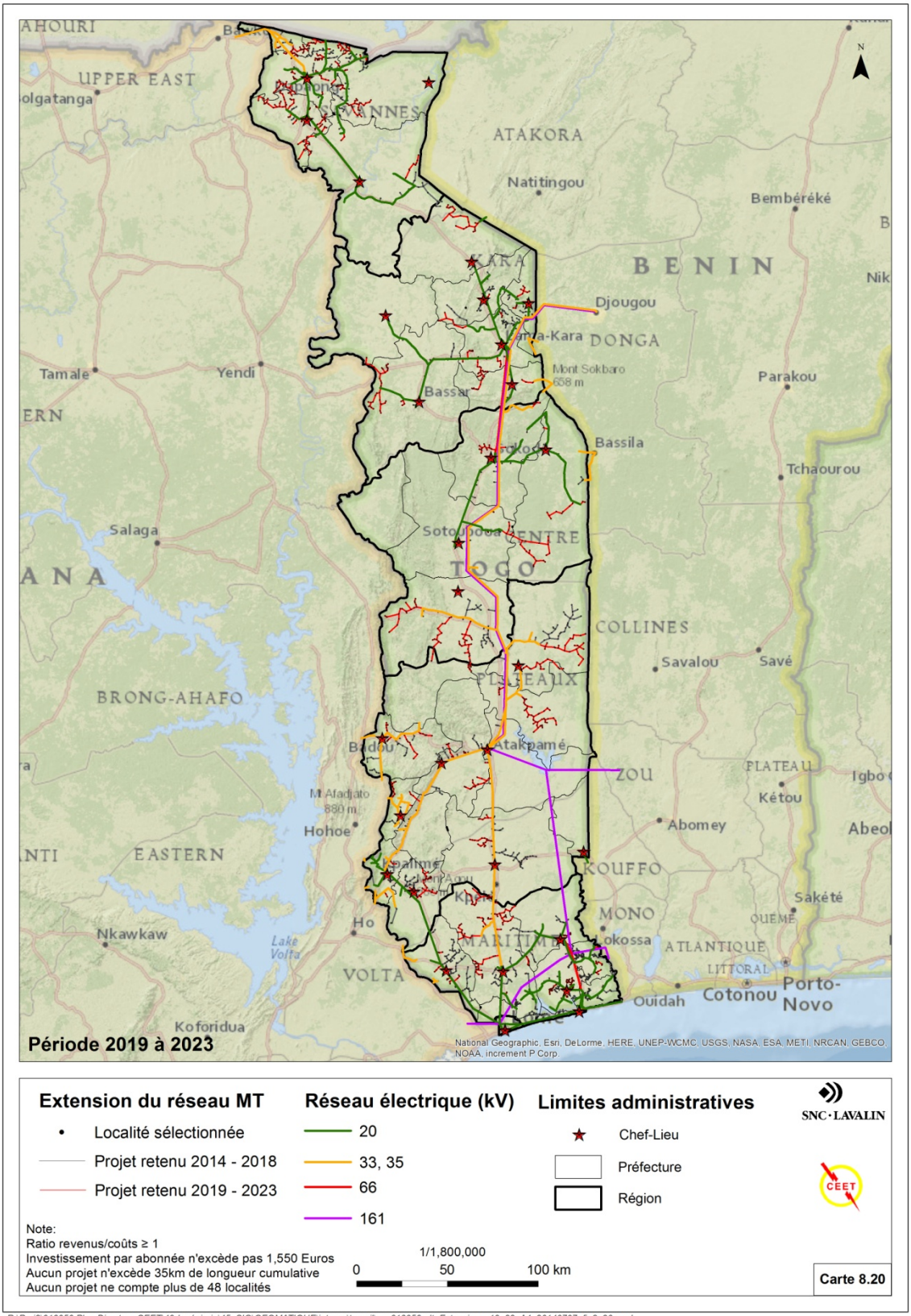
**Figure 8-19: Localités sélectionnées – Sous-période 2014-2018**





© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

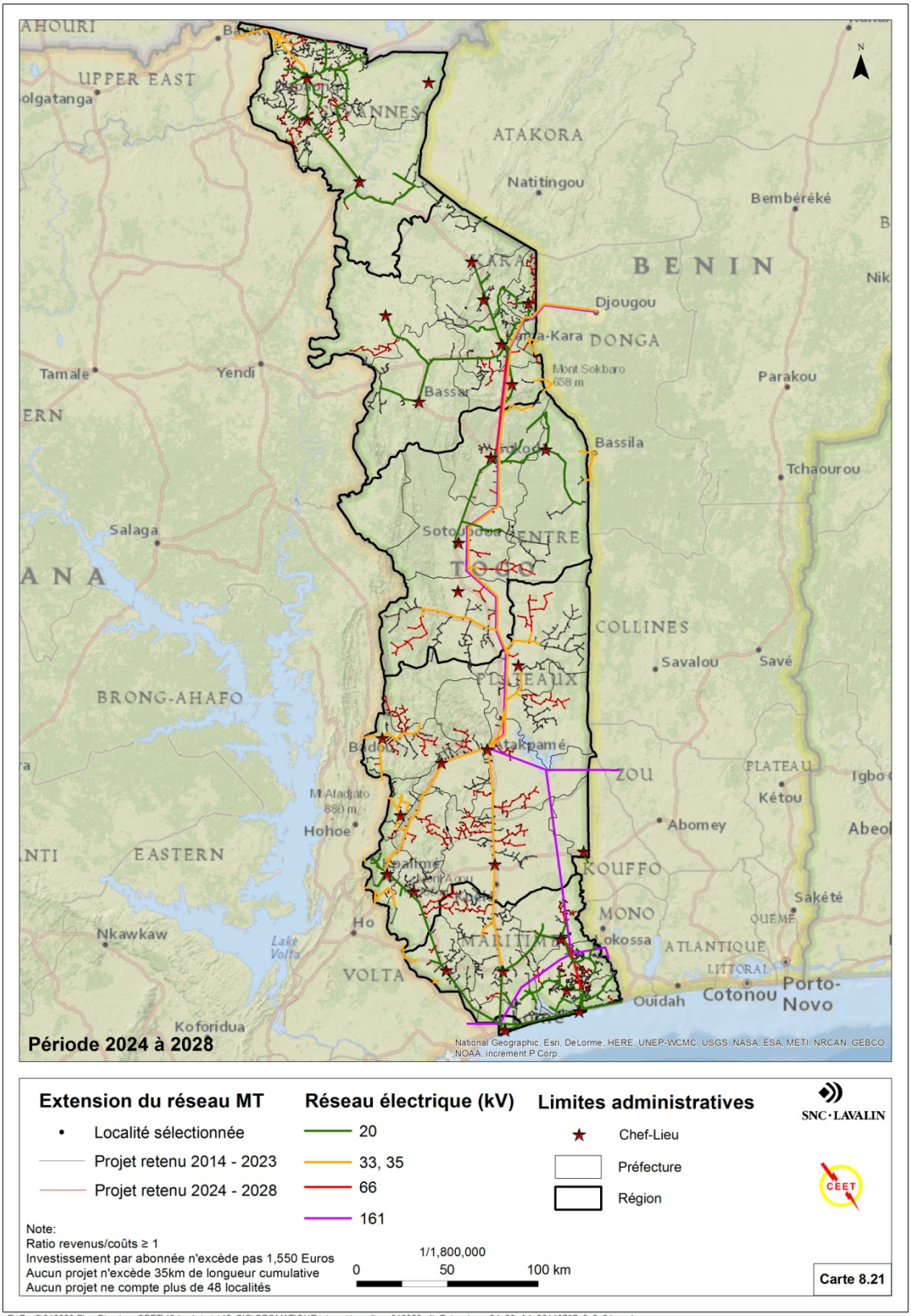
**Figure 8-20: Localités sélectionnées – Sous-période 2019-2023**




R:\Proj2\613056 Plan Directeur CEET\40-Ingénierie\45_SIG\GEOMATIQUE\interne\travail\snc613056_dt_Extensions_19_23_A4_20140707_fig8_20.mxd


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Figure 8-21: Localités sélectionnées – Sous-période 2024-2028**




R:\Proj2\613056 Plan Directeur CEET\40-Ingénierie\45_SIG\GEOMATIQUE\interne\travail\snc613056_dt_Extensions_24_28_A4_20140707_fig8_21.mxd


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

# 9 PLAN DE TRANSPORT

SNC·LAVALIN





## ÉNERGIE

TRANSPORT ET DISTRIBUTION

# 9. PLAN DE TRANSPORT

La présente section regroupe les détails ainsi que les conclusions des études réalisées sur le réseau de transport de la CEB. L'objectif principal de cette étude consistait à:

- déterminer la performance du réseau électrique de transport d'énergie, compte tenu des ouvrages de production, des extensions des réseaux de transport planifiés et des nouvelles charges dues à l'électrification rurale, notamment en ce qui a trait aux :
  - ✓ niveaux de tension normalisés;
  - ✓ limites de tension, en exploitation normale et d'urgence (perte d'une ligne); ainsi qu'aux
  - ✓ limites de charge des équipements;
- déterminer si les seuils de puissance aux principaux postes sources ne sont pas dépassés.

À l'aide des plans d'expansion de la production et du transport fournit par la CEB ainsi que des prévisions de la charge. Les analyses ont été effectuées afin de déterminer les performances du réseau électrique de transport d'énergie.

Les études ont été effectuées pour les années charnières 2018, 2023 et 2028. Il est à noter, cependant, que les résultats pour les années au delà de 2018 sont présentés à titre indicatif, afin de donner un aperçu à long terme des recommandations identifiées, orienter leur mise en œuvre et en vérifier leur impact.

## 9.1 Méthodologie de simulation de fonctionnement des réseaux électriques

De façon générale, les études de simulation de fonctionnement des réseaux électriques de transport d'énergie se déroulent selon trois étapes, à savoir :

- l'analyse en régime permanent: soit le calcul de répartition de puissance et plan de tension, lorsque tous les ouvrages sont à disposition (N) et en situation ou un ouvrage est indisponible (N-1). Cette étude permet de déterminer les volumes de pertes sur le réseau HT, les risques de surcharge et la puissance non distribuée, en cas de défaillance;
- l'évaluation des courants de court-circuit: l'étude des courants de court-circuit réalisée sur les jeux de barres composant le système HT et MT a pour but de savoir si les courants dépassent ou non les limites des équipements en place;
- l'étude du comportement dynamique du réseau: l'analyse en régime transitoire permet de vérifier que le réseau est stable et qu'il peut supporter des défaillances (par exemple, la perte d'une ligne suite à un défaut).

Les résultats de ces simulations, tout en permettant d'identifier les mesures techniques à prendre/mettre en place pour une exploitation fiable du réseau électrique de transport, fournissent aussi des renseignements utiles pour les systèmes de commande et protection qui serviront d'intrants à l'étude du plan de protection.

### 9.1.1 Étude d'écoulement de puissance

Les études d'écoulement de puissance consistent, essentiellement, à vérifier que la configuration des réseaux interconnectés, selon le scénario le plus probable d'alimentation, permet un fonctionnement satisfaisant et que les niveaux de tension restent dans les limites prescrites. Elles permettent également de déterminer les renforcements ainsi que les besoins en compensation réactive.



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

L'analyse d'écoulement de puissance s'effectue dans des conditions de charge de pointe selon la procédure ci-dessous, pour chaque année d'étude :

- en condition d'opération normale (N), pour vérifier que les limites de tension et de charge spécifiées dans les critères de planification sont respectées;
- en condition d'opération d'urgence. Cette analyse inclut principalement les contingences de type N-1 (perte d'un seul élément à la fois), mais peut dans certains cas inclure d'autres évènements critiques. Le tout dans le respect des critères de planification retenus.

Pour toutes les simulations, les renforcements selon la planification à l'horizon de l'étude du réseau, telle qu'établie dans les études antécédentes, sont vérifiés. Si des renforcements additionnels sont requis, ceux-ci sont identifiés.

### 9.1.2 Analyse des courants de court-circuit

Étant donné que les réseaux électriques sont des systèmes très complexes, il est impossible de prévenir complètement les courts-circuits. Cependant, il est possible de limiter leurs effets en contrôlant l'amplitude des courants de défaut et en isolant la plus petite partie possible de la zone en défaut, afin d'assurer le service au reste du système.

Les études de court-circuit sont menées afin de déterminer les niveaux de défaut, aux postes sources. Les valeurs obtenues sont comparées aux capacités des équipements en place dans les postes et lorsque dépassées, des mesures sont recommandées pour les limiter (sectionnement des barres, mise en place de réactances pour limiter les niveaux de défauts, etc.).

### 9.1.3 Étude de stabilité transitoire

La stabilité transitoire fait référence à la propriété du réseau de rester en état d'équilibre en conditions normales d'opération et de regagner l'équilibre après une perturbation majeure (défaut monophasé ou triphasé, perte d'un équipement majeur, déclenchement d'une ou plusieurs lignes).

Le but de l'étude est de valider la capacité du réseau à maintenir son synchronisme, et de vérifier le critère de temps maximum d'élimination de défaut. L'étude permet aussi de déterminer, si requis, le plan de délestage pour maintenir la stabilité et identifier les renforcements de réseau requis, lorsque les automatismes de délestage ne sont pas suffisants. Les variables suivantes sont généralement surveillées:

- la production des générateurs;
- l'angle relatif du rotor; et
- la tension et la fréquence aux nœuds.

Les modèles dynamiques d'équipements ayant une réponse rapide, comme par exemple les compensateurs statiques d'énergie réactive, sont habituellement modélisés dans l'étude de stabilité. Les équipements ayant une réponse plus lente, tels que les prises de transformateurs et les compensateurs shunts fixes, n'ont pas de modèle dynamique.

Les résultats de ces simulations permettent de valider les spécifications des équipements et fournissent aussi des renseignements utiles pour les systèmes de commande et protection.



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

## 9.2 Modélisation du réseau de la CEB

Le réseau électrique actuel de la CEB a été modélisé dans le logiciel d'analyse de réseaux électriques CYME-5, à partir du modèle existant développé dans le cadre des études de faisabilité de la ligne 161 kV Kara-Mango-Dapaong. Les plus récentes informations recueillies, lors de la mission de collecte des données, ont cependant été prises en compte dans le cadre de la présente étude.

Les réseaux des pays voisins (Ghana et Nigéria) ont été modélisés à l'aide de générateurs équivalents, se basant sur leurs niveaux de court-circuit, et leurs comportements en régime permanent et transitoire. Le réseau étudié dans le mandat actuel s'étend donc du poste Akossombo au Ghana, jusqu'au poste Ikeja au Nigéria..

### 9.2.1 Source des données

Les données pour modéliser le réseau actuel de la CEB ont été obtenues à partir des sources suivantes :

1. l'Étude de faisabilité: Ligne 161 kV Kara-Mango-Dapaong et poste Sokodé (SNC-Lavalin, Rapport No. 503100-40EE-0001);
2. l'Étude d'exploitation en boucle du réseau Sud de la CEB (SNC-Lavalin, Rapport No. 509450-47ER-1300); et
3. les données recueillies pour les besoins de la présente étude, c'est-à-dire celles consignées dans le rapport de démarrage (Rapport No. 613056-47ER-1100).

Il est à noter que dans certains cas, des divergences ont été observées entre les données des rapports d'études, dessins et documents disponibles. Cependant, pour les besoins de l'étude, les informations les plus récentes ont été utilisées pour actualiser les données. En l'absence de données précises, des valeurs typiques ont été utilisées.

### 9.2.2 Appel de puissance aux postes

Les cinq principaux clients de la CEB sont:

- CEET: Compagnie d'Énergie Électrique du Togo, société nationale de distribution d'électricité;
- WACEM: West Africain Cement, producteur de ciment;
- SNPT: Société Nouvelle des Phosphates du Togo, producteur de phosphates;
- SBEE: Société Béninoise d'Énergie Électrique, société nationale de distribution d'électricité ; et
- SCB-Lafarge: Producteur de ciment.

Les gros clients industriels représentent environ 15% de la demande en électricité. Le reste de la demande est transmise aux sociétés de distribution Togolaise et Béninoise qui agissent en partie comme auto-producteurs étant donné qu'elles possèdent leurs propres moyens de production. La demande de ces clients est essentiellement résidentielle et tertiaire.

Dans le nord du Bénin, la SBEE travaille en collaboration avec l'Agence Béninoise d'Électrification Rurale et de Maitrise de l'Énergie (ABERME) pour développer le réseau 33kV entre localités et tenter de raccorder les nouvelles charges et les endroits reculés. A court terme, le Togo et le Bénin prévoient une croissance importante du nombre de clients raccordés au réseau interconnecté.



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

Actuellement, le Bénin consomme plus de la moitié de la demande en électricité de la CEB. Néanmoins, on observe depuis plusieurs années un accroissement plus important de la charge au Togo qu'au Bénin. L'accroissement du nombre de clients raccordés au réseau interconnecté de la CEET devrait confirmer la tendance et le Togo devrait occuper une place de plus en plus importante dans la consommation d'électricité de la CEB.

Prenant en compte tous ces aspects, les prévisions de la demande pour le Bénin, telles qu'actuellement retenues par la CEB, et celles pour le Togo telles qu'identifiées dans la présente étude sont présentées ci-après. Les charges identifiées dans le Tableau 9-1 ont été utilisées pour les analyses des années charnières. Ces charges correspondent à la demande de pointe synchrone, des postes de la CEB, qui a lieu durant la saison sèche. Il a été admis que tous les renforcements nécessaires seront mis en place du côté des charges afin d'assurer un facteur de puissance adéquat.

L'analyse des charges a montré, tout du moins pour ce qui concerne le Togo, qu'à l'horizon 2028 les charges anticipées dans les études antérieures étaient du même ordre de grandeur, mais cependant supérieures, à celles évaluées pour la présente étude.



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 9-1: Charges synchrones (MW) aux postes de la CEB - Demande de pointe**

| Poste HT/MT | 2018 | 2023 | 2028 |
|---|---|---|---|
| **Charges synchrones aux postes du Togo** | | | |
| Atakpamé | 8,0 | 11,6 | 15,3 |
| Cinkassé | 0,8 | 1,2 | 1,5 |
| Dapaong | 3,4 | 4,9 | 6,6 |
| Galangachi | 1,2 | 1,6 | 2,3 |
| Gandonamoni | 0,2 | 0,3 | 0,5 |
| Kara | 16,6 | 23,8 | 31,5 |
| Korbongou | 0,2 | 0,4 | 0,5 |
| Kpalimé | 5,9 | 8,5 | 11,3 |
| Légbassito | 16,8 | 24,0 | 31,9 |
| Lokossa | 13,2 | 18,9 | 25,0 |
| Lomé Aflao | 79,9 | 114,9 | 152,3 |
| Lomé Port | 60,1 | 86,5 | 114,6 |
| Mango | 0,6 | 0,9 | 1,2 |
| Momé Hagou | 65,0 | 93,5 | 123,9 |
| Notsé | 3,9 | 5,7 | 7,6 |
| **Total Togo** | **276,0** | **397,0** | **526,0** |
| **Charges synchrones aux postes du Bénin** | | | |
| Avakpa | 6,2 | 9,9 | 15,9 |
| Bembéréké | 6,1 | 9,7 | 15,5 |
| Bohicon | 18,3 | 29,3 | 47,0 |
| Gbégamey | 15,5 | 24,8 | 39,6 |
| Vêdoko (15 kV) | 86,0 | 137,4 | 220,1 |
| Vêdoko (63 kV) | 83,3 | 133,5 | 213,8 |
| Dassa Zoume | - | - | 9,3 |
| Djougou | 2,2 | 3,5 | 5,6 |
| Dydyona | - | 2,9 | 4,7 |
| Guene | 1,8 | 2,9 | 4,7 |
| Kandi | 1,8 | 2,9 | 4,7 |
| Karimama | - | 2,9 | 4,7 |
| Maria Gléta | 12,3 | 19,8 | 31,7 |
| Malanville | 1,8 | 2,9 | 4,7 |
| Natitingou | 27,0 | 43,3 | 69,4 |
| Onigbolo | 22,5 | 36,1 | 57,8 |
| Parakou | 27,9 | 44,8 | 71,7 |
| Porto Novo | 15,5 | 24,8 | 39,6 |
| Porga | 1,8 | 2,9 | 4,7 |
| Sakété | 1,3 | 2,1 | 3,3 |
| Tanzoun | 18,2 | 29,1 | 46,6 |
| **Total Bénin** | **353,7** | **575,8** | **890,8** |
| **TOTAL CEB** | **629,7** | **972,8** | **1 416,8** |



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

## 9.3 Résultats des études antérieures et recommandations

Dans le cadre de l'Étude d'exploitation en boucle du réseau Sud de la CEB (SNC-Lavalin, Rapport No. 509450-47ER-1300), des simulations de fonctionnement du réseau électrique de transport d'énergie de la CEB avaient été effectuées aux dates clefs du développement du réseau. Les études réalisées, à l'horizon 2028, avaient concerné :

- le comportement du réseau en régime permanent;
- l'évaluation des courants de court-circuit; ainsi que
- l'analyse du réseau en régime transitoire.

Les résultats des simulations – tenant compte des travaux programmés dans le cadre d'études antérieures -, avaient permis d'identifier les mesures à, éventuellement, mettre en place pour une exploitation fiable du réseau électrique de transport. De plus pour les besoins des simulations, il avait été supposé que toute la puissance nécessaire serait installée pour satisfaire la demande prévue et que, pour un fonctionnement normal du réseau de la CEB, il avait aussi été admis que tous les moyens nécessaires en compensation réactive seraient mis en place aux dates clefs de développement du réseau.

Les études d'écoulement de puissance, de court-circuit et de stabilité transitoire, effectuées pour les années 2014, 2018, 2023 et 2028, avaient identifiés des actions à mettre en œuvre afin que l'exploitation du réseau de la CEB puisse rencontrer les critères d'exploitation en vigueur à la CEB. En conclusion, l'étude avait identifiée que les points suivants devraient être pris en compte, dans le cadre plus large d'un plan directeur Production-Transport de la CEB, à savoir :

- l'installation d'un transformateur 80 MVA 161/15 kV à Vêdoko entraînerait un niveau de court circuit qui dépasse considérablement la limite prévue de 12,5 kA à 15 kV;
- le fonctionnement en parallèle des transformateurs 161/15kV et 161/20kV pourrait s'avérer impossible dans la plupart des cas, si la capacité d'interruption de l'équipement MT est limitée à 12,5 kA;
- étant donné la croissance des charges, il sera nécessaire d'ici 2023 d'augmenter la capacité des transformateurs 161/15 kV ou 161/20 kV aux postes Vêdoko, Maria Gléta, Momé Hagou et autres;
- les renforcements identifiés pour l'année 2014 permettent d'améliorer la stabilité du réseau, tout en atténuant les problèmes causés par la perte des lignes Onigbolo-Sakété;
- pour l'horizon 2023 et 2028, il a été observé qu'un défaut triphasé devrait être éliminé en six (6) cycles ou moins afin de maintenir la stabilité du réseau pour les pires contingences de perte de ligne.

## 9.4 Étude des réseaux 2018, 2023 et 2028

Dans le cadre du plan directeur du développement des infrastructures CEET, il a été repris les mêmes réseaux que ceux développés dans l'Étude d'exploitation en boucle du réseau Sud de la CEB (SNC-Lavalin, Rapport No. 509450-47ER-1300), incluant les recommandations identifiées, en apportant cependant, des ajustements au niveau de la demande des postes du Togo ainsi qu'au niveau de la production envisagée par la CEET (extension de la centrale ContourGlobal et développement d'une centrale au charbon à Adodo, site situé à environ 40 km de Lomé).

Les paragraphes qui suivent présentent l'impact des ajustements, au niveau demande et production, sur le réseau de transport CEB.



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**9.4.1** Simulations pour l'année 2018

A l'horizon 2018, il a été admis que tous les grands ouvrages planifiés, de façon ferme, au niveau transport et production, autant au Togo qu'au Bénin, auront été complétés et mis en service.

Au niveau transport, les ouvrages concernés sont:

- la ligne à 330 kV reliant les réseaux du Ghana (VRA), de la CEB et du Nigéria (TCN);
- les. lignes 161 kV Kara–Mango–Dapaong, Onigbolo-Parakou (double circuit), Lomé C-Lomé Aflao, Avakpa-Adjarala, Adjarala-Nangbéto (ajout d'un circuit) ainsi que Sakété-Tanzoun;
- le lignes 161 kV Lomé C-Kpalimé-Atakpamé, Bembéréké-Kandi-Malanville ainsi que Natitingou-Porga;
- le réaménagement de la ligne reliant Momé Hagou à Vêdoko, en coupure dans le poste Maria Gléta; ainsi que
- l'addition d'un deuxième circuit 161 kV Onigbolo-Sakété.

Au niveau de la production, les mises en service concernées sont

- la nouvelle centrale thermique à Maria Gléta (80 MW);
- la centrale hydraulique d'Adjarala (70 MW); et
- l'extension de la centrale ContourGlobal (ajout de 90 MW, 6x15 MW)).

Les écoulements de puissance pour l'année 2018 en condition normale d'opération sont illustrés à la Figure 9-1.

L'analyse des résultats obtenus indique d'une part que l'ensemble des critères de charge et de tension sont respectés et qu'aucun renforcement additionnel n'est nécessaire pour le réseau de transport.

Dans cette configuration, la demande du Togo est entièrement satisfaite par la production locale et l'excédent de production, attribuable à la mise en service de l'extension de la centrale ContourGlobal, permet de réduire l'importation de puissance des réseaux voisins.

9.4.2 Simulations pour l'année 2023

Au niveau de la production au Togo, pour les besoins de la simulation, il a été retenu la mise en service de la centrale au charbon d'Adodo avant 2020 (comme inscrit dans le plan directeur du WAPP). Cependant, pour ce qui est de cette dernière, il a été considéré qu'elle serait mise en service en deux tranches de deux unités de 125 MW, la première tranche (2x125 MW) avant l'année 2020 suivie d'une deuxième à la date pour laquelle la durée des défaillances du système n'est plus satisfaite, soit l'année 2025 comme indiqué dans le cadre du scénario B du Plan de production. Au niveau de l'évacuation de la production de la centrale au charbon sur le réseau de transport, il a été admis que celle-ci serait effectuée au travers du poste Lomé C, étant donné sa positon géographique située non loin du site de la nouvelle centrale et sa configuration qui permet l'écoulement de la puissance produite autant sur le réseau 161 kV que 330 kV.

Outre, cette production planifiée, il a été supposé que toute la puissance additionnelle nécessaire serait installée pour satisfaire la demande prévue et il a donc été pris comme hypothèse que cette génération supplémentaire serait d'origine thermique et installée à Maria Gléta, comme admis dans l'Étude d'exploitation en boucle du réseau Sud de la CEB (SNC-Lavalin, Rapport No. 509450-47ER-1300).



**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

Au niveau transport, il a été admis qu'à l'horizon 2023, la ligne 161 kV Guéné-Karimama-Dydyona ainsi que la ligne double terne Maria Gléta-Vêdoko (pour permettre le transit de la puissance produite par la nouvelle centrale de Maria Gléta, vers le centre de charges de Vêdoko) seront en service.

Les écoulements de puissance pour l'année 2023 en condition normale d'opération sont illustrés à la Figure 9-2.

L'analyse des résultats obtenus indique d'une part que l'ensemble des critères de charge et de tension sont respectés et qu'aucun renforcement additionnel n'est nécessaire pour le réseau de transport.

Dans cette configuration, la demande du Togo est entièrement satisfaite par la production locale et l'excédent de production, attribuable à la mise en service de la centrale Adodo permet de réduire l'importation de puissance des réseaux voisins, en régime permanent, ainsi que réduire la taille de la génération supplémentaire d'origine thermique à être installée à Maria Gléta, comme admis dans l'Étude d'exploitation en boucle du réseau Sud de la CEB (SNC-Lavalin, Rapport No. 509450-47ER-1300).

### 9.4.3 Simulations pour l'année 2028

A l'horizon 2028, il a été admis que la ligne 161 kV de Beterou-Dassa Zoume-Bohicon sera en service, en plus de l'entrée en coupure de la ligne 161 kV Parakou-Djougou par le poste de Bétérou, et de la ligne 330 kV Lomé-C-Sakété par le poste de Maria Gléta.

Du côté de la production, il a été admis que des générateurs seront raccordés aux postes de Djougou et que la deuxième tranche (2x125 MW) de la centrale Adodo sera mise en service.

Les écoulements de puissance pour l'année 2023 en condition normale d'opération sont illustrés à la Figure 9-3.

L'analyse des résultats obtenus indique d'une part que l'ensemble des critères de charge et de tension sont respectés et qu'aucun renforcement additionnel n'est nécessaire pour le réseau de transport.

Dans cette configuration, la demande du Togo est entièrement satisfaite par la production locale et l'excédent de production, attribuable à la mise en service de la deuxième tranche centrale Adodo permet de réduire l'importation de puissance des réseaux voisins, en régime permanent.

## 9.5 Récapitulatif des résultats obtenus

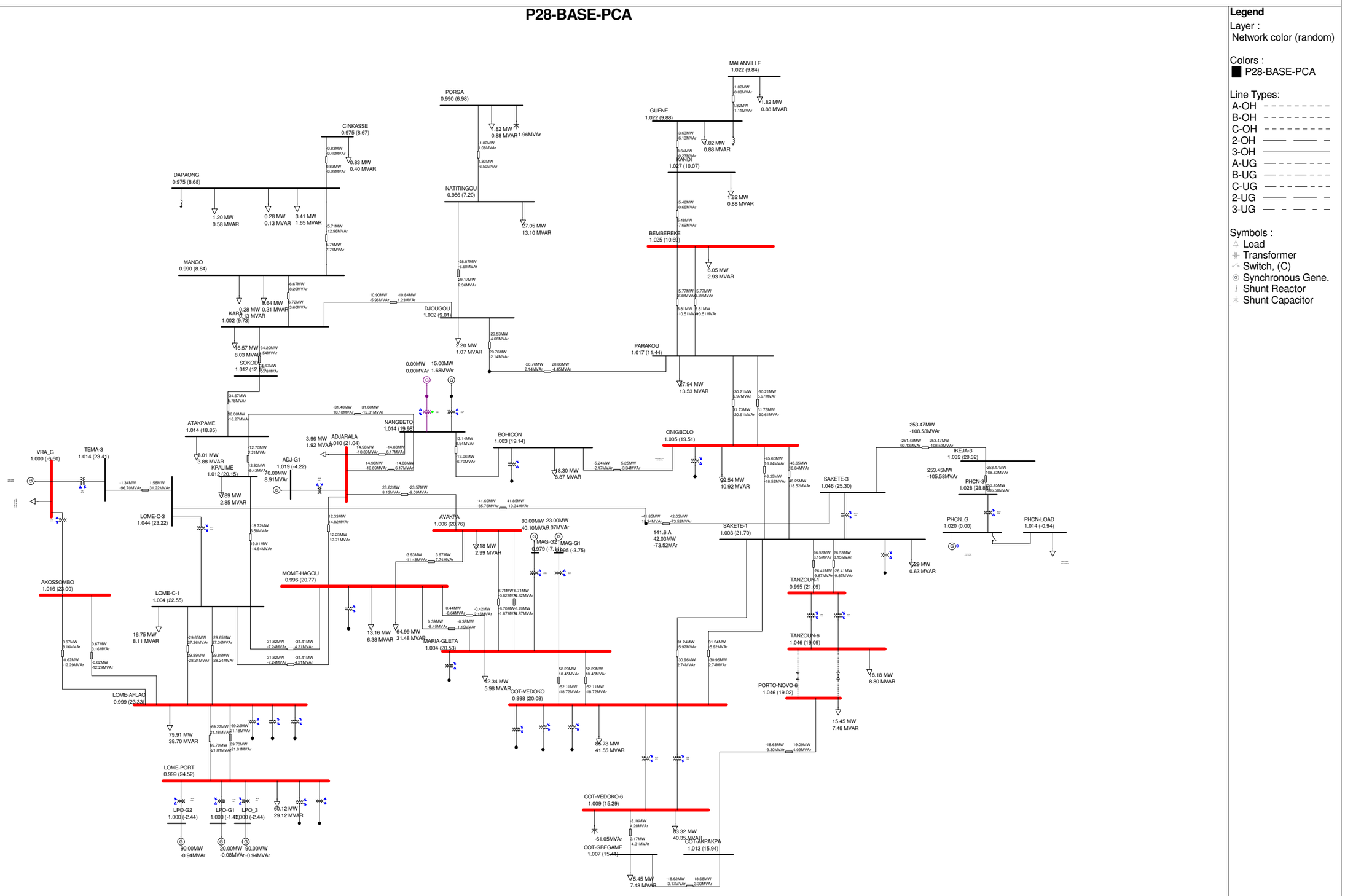
Les études d'écoulement de puissance, effectuées pour les années 2018, 2023 et 2028, tenant compte des consommations identifiées dans le cadre des études de prévision de la demande du Togo ainsi que des recommandations et travaux programmés dans le cadre d'études antérieures ont montrés que l'exploitation du réseau de la CEB permet de rencontrer les critères de planification et qu'au niveau du réseau togolais, mise à part les travaux relatifs à l'implantation des nouveaux moyens de production et raccordement au réseau de transport, aucun travaux majeurs ne sont nécessaires.

Les renforcements identifiés devront être adressés dans un cadre plus large d'un plan directeur Production-Transport de la CEB, tenant en compte tous les grands ouvrages planifiés, de façon ferme, au niveau transport et production par la CEB, que par la CEET au niveau du Togo et la SBEE au niveau du Bénin.



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

# Figure 9-1: Ecoulement de puissance pour l'année 2018




**Legend**

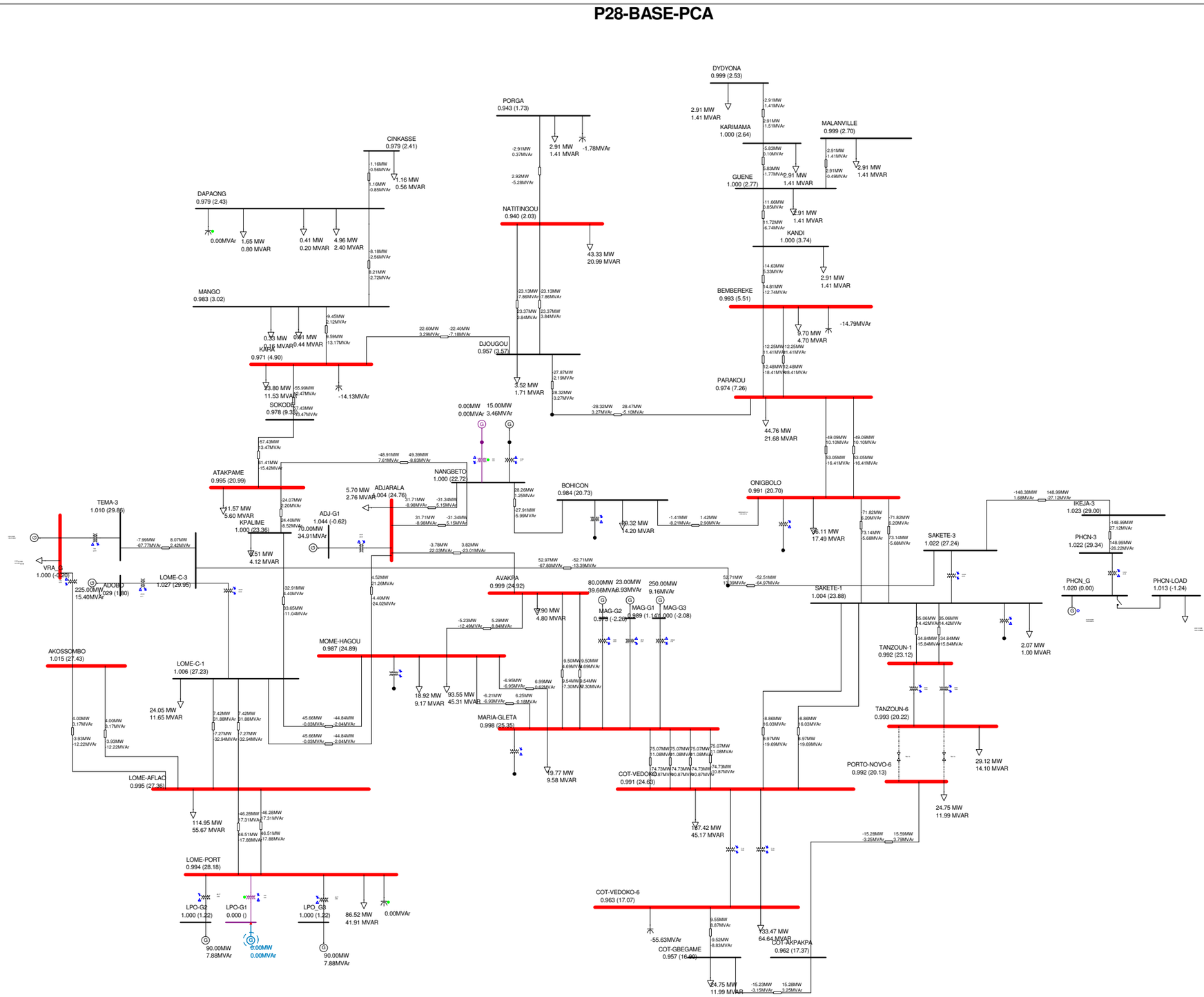
Layer :
Network color (random)

Colors :
P28-BASE-PCA

Line Types:
A-OH
B-OH
C-OH
2-OH
3-OH
A-UG
B-UG
C-UG
2-UG
3-UG

Symbols :
Load
Transformer
Switch, (C)
Synchronous Gene.
Shunt Reactor
Shunt Capacitor

# Figure 9-2: Ecoulement de puissance pour l'année 2023




**Legend**

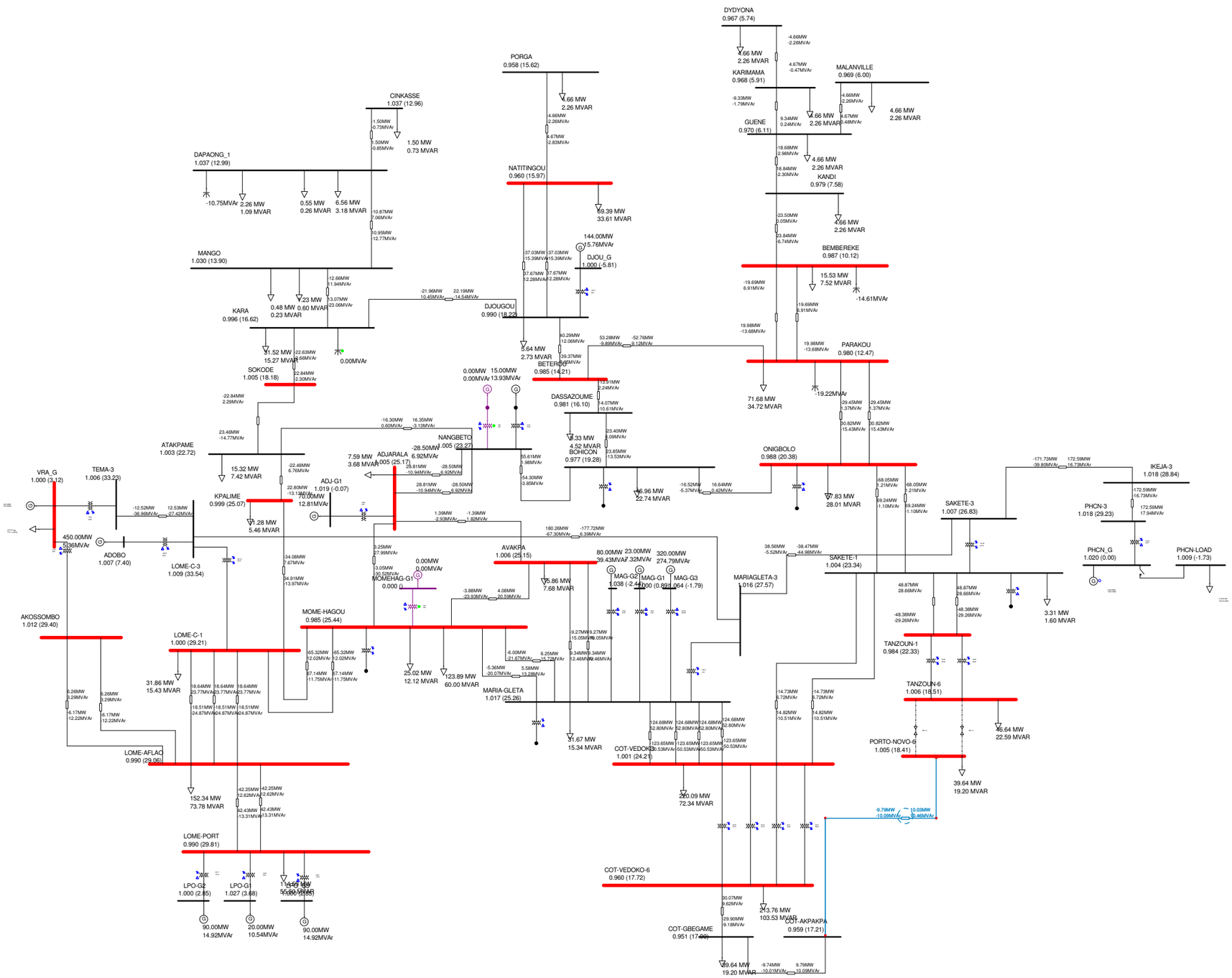
Layer :
Network color (random)

Colors :
P28-BASE-PCA

Line Types:
A-OH
B-OH
C-OH
2-OH
3-OH
A-UG
B-UG
C-UG
2-UG
3-UG

Symbols :
Load
Transformer
Shunt Capacitor
Switch, (C)
Synchronous Gene.

# Figure 9-3: Ecoulement de puissance pour l'année 2028



# 10 ANALYSE ECONOMIQUE ET FINANCIERE

SNC·LAVALIN







## ÉNERGIE

TRANSPORT ET DISTRIBUTION

# 10. ANALYSE ECONOMIQUE ET FINANCIERE

## 10.1 Introduction

Cette section présente l'analyse économique et financière relative au Plan directeur du développement des infrastructures CEET.

L'analyse économique est effectuée sur la base monétaire des dépenses en différentes formes d'énergie de substitution et de la volonté de paiement, telle que dérivée des résultats de l'enquête socio-économique, exécutée par la Direction Générale de la Statistique et de la Comptabilité Nationale (DGSCN), et dont les détails sont donnés à l'Annexe B. L'analyse financière s'en suit, évaluant la structure des tarifs nécessaires à la viabilité du projet d'électrification sur la base de la capacité de paiement et du niveau de subvention requise.

## 10.2 Analyse économique – Plan de distribution

L'analyse économique, qui suit, est basée sur le programme d'électrification développé au chapitre relatif au plan de distribution (Section 8). Elle considère d'abord ce programme comme un projet dans son ensemble puis, examine de façon particulière, la sous-période 2014-2018 (c'est-à-dire la première partie du projet d'électrification). A titre de rappel, l'ensemble du projet concerne le branchement de 272 969 nouveaux abonnés au montant de 265,8 M€ et la sous-période 2014-2018 concerne le branchement de 137 320 nouveaux abonnés au montant de 87,9 M€.

### 10.2.1 Méthodologie et hypothèses

L'analyse économique a été effectuée pour le projet d'électrification rurale en comparant les bénéfices et les coûts liés au projet et en les actualisant. Les principales hypothèses de calculs, pour l'ensemble du projet d'électrification rurale – tel qu'identifié à la Section 8 (Plan de distribution) –, sont les suivantes :

**Tableau 10-1: Hypothèses de calculs – Analyse économique**

| Variable | Valeur |
|---|---|
| Nombre de nouveaux abonnés | 272 969 |
| Consommation annuelle par ménage | 950 kWh/an |
| Investissement en capital | 265,8 M€ |
| Coût d'opération et de maintenance (O&M) | 3,0% du capital |
| Taux d'inflation annuel | 2,0 % |
| Pertes en distribution | 8,0% |
| Taux d'actualisation | 10,0% |
| Durée de vie du projet | 20 ans |

L'analyse a été effectuée afin de déterminer le tarif moyen de l'énergie, qui doit être reliée au projet, aux fins de générer un taux de rendement interne (TRI) de 12%, tel que souhaité par la CEET, sur la base des flux des coûts et des bénéfices du projet sur une durée de 20 ans.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

### 10.2.2 Valorisation des bénéfices

a) Tarifs moyens d'achat et de vente d'électricité par la CEET

Les tarifs moyens d'achat et de vente d'électricité, par la CEET, sont présentés au tableau suivant.

**Tableau 10-2: Tarifs moyens d'achat et de vente d'électricité par la CEET–2010-2012**

| Tarif annuel moyen (FCFA/kWh) | 2010 | 2011 | 2012 |
|---|---|---|---|
| Prix d'achat à CEB | 55,0 | 55,0 | 55,0 |
| Prix d'achat à SNPT | 62,1 | 62,1 | 62,1 |
| Prix d'achat moyen | 55,01 | 55,01 | 55,01 |
| Prix de vente moyen (hors taxes) | 90,31 | 106,53 | 107,48 |
| Prix de vente moyen (taxes incluses) | 102,02 | 120,45 | 121,45 |

Source : Rapport annuel de 2012 - CEET

L'analyse de ces données montre que le coût moyen d'achat de l'électricité est resté stable à 55,01 FCFA/ kWh pour la période 2010-2012. Durant la même période, le prix de vente moyen, hors taxes, est passé de 90,31 FCFA/kWh en 2010, à 106,53 FCFA/kWh en 2011 et à 107,48 FCFA/kWh en 2012, ce qui représente une augmentation, respective, de l'ordre de 18,2% en 2011 et de 0,9% en 2012.

Pour les fins de la présente étude, le coût de l'énergie électrique soutirée au réseau, tel que donné par la CEET, a été pris égal à 58 FCFA/kWh ou 0,08842 €/kWh.

b) Tarif moyen de l'énergie pour les abonnés résidentiels

Comme indiqué dans le tableau qui suit, en supposant une consommation de 79 kWh/mois, le prix actuel que les clients résidentiels paieraient pour une telle consommation correspondrait à 89,2 FCFA/ kWh (ou 0,136 €/kWh).

**Tableau 10-3: Tarif moyen de l'énergie – Abonné résidentiel**

| Détail | Tarif CEET | Coût (FCFA) |
|---|---|---|
| **Énergie** | | |
| Tranche sociale (0 à 40 kWh) | 63 FCFA/kWh | 63 x 40 = 2 520 |
| Tranche 1 (41 à 200 kWh) | 84 FCFA/kWh | 84 x 39 = 3 276 |
| **Puissance souscrite et autres redevances mensuelles** | | |
| Redevance puissance (1kVA) | 250 FCFA | 250 |
| Location compteur | 500 FCFA | 500 |
| Entretien branchement | 500 FCFA | 500 |
| **Total** | | **7 046** |

| | |
|---|---|
| **Consommation moyenne mensuelle** | **79 kWh/mois** |
| **Tarif moyen de l'énergie** | **89,2 FCFA/kWh** |
| **Tarif moyen de l'énergie** | **0,136 €/kWh** |

c) Comparaison tarifs moyens et dispositions à payer l'électricité

Sur la base du coût de l'énergie soutirée au réseau (58 FCFA/kWh) et du montant moyen de 1 935 FCFA/mois (c'est-à-dire 24,4 FCFA/kWh, pour une consommation moyenne mensuelle de 79 kWh) que les ménages, désireux d'être branchés, seraient prêts à payer (voir Section 4, paragraphe 4.6.3.4), il est constaté que ce dernier est insuffisant pour couvrir le coût d'achat de l'électricité et est également bien inférieur au tarif actuellement en vigueur pour les clients résidentiels.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

### 10.2.3 Résultats de l'analyse économique – Ensemble du projet

Au Tableau 10-4 sont présentés les résultats de l'analyse économique, pour l'ensemble du projet, compte tenu des hypothèses de calculs présentées au Tableau 10-1, d'un coût de l'énergie électrique soutirée au réseau égal à 58 FCFA/kWh (0,08842 €/kWh) et d'un tarif moyen de l'énergie de 89,2 FCFA/ kWh (0,136 €/kWh, voir Tableau 10-3).

**Tableau 10-4 : Résultats – Analyse économique - Tarif de l'énergie à 0,136 €/kWh**

| Année | | | 1 | 2 | 5 | 10 | 15 | 19 | 20 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Revenus (M€) | | | 35,97 | 36,69 | 38,94 | 42,99 | 47,46 | 51,38 | 52,40 |
| Investissements (M€) | | 265,8 | | | | | | | |
| Opération & Maintenance (M€) | | | 8,13 | 8,29 | 8,80 | 9,72 | 10,73 | 11,62 | 11,85 |
| Coût de l'énergie achetée (M€) | | | 25,42 | 25,93 | 27,52 | 30,38 | 33,54 | 36,31 | 37,03 |
| Cout total (M€) | | 265,8 | 33,55 | 34,22 | 36,32 | 40,10 | 44,27 | 47,92 | 48,88 |
| Flux de trésorerie net (M€) | -207,04 | -265,8 | 2,42 | 2,47 | 2,62 | 2,89 | 3,19 | 3,45 | 3,52 |
| VAN (M€) | -220,23 | | | | | | | | |
| Rapport Bénéfices/Coûts | 0,09 | | | | | | | | |
| TRI | -11,0% | | | | | | | | |

Ainsi donc, sur la base des hypothèses de calculs retenues, les simulations ont montré que :

- le cash flow net du projet est de -207,0 M€ ;
- la valeur actuelle nette (ou VAN) de -220,2 M€;
- le rapport Bénéfices/Coûts est de 0,09 ; et
- le taux de rendement interne (TRI) est négatif.

De manière à produire un taux de rendement interne de 12%, une approche itérative a été utilisée pour déterminer ce que devrait être le tarif ou prix à appliquer. Dans ce contexte, les simulations ont montré qu'il est nécessaire que le tarif moyen de l'énergie soit de l'ordre de 0,245 €/kWh (160,7 FCFA/kWh), c'est à dire 80% plus élevé que le tarif actuellement en vigueur (0,136€/kWh).

Le tableau qui suit présente les résultats de l'analyse économique, pour l'ensemble du projet, avec une valeur de l'électricité évaluée à 0,245 €/kWh. Sur la base des hypothèses de calculs retenues, les simulations ont montré que :

- le cash flow net du projet est de 496,0 M $US ;
- la valeur actuelle nette (ou VAN) de 36,0 M $US ;
- le rapport Bénéfices/Coûts est de 1,15 ; et
- le taux de rendement interne (TRI) est 12%.

**Tableau 10-5 : Résultats – Analyse économique - Tarif de l'énergie à 0,245 €/kWh**

| Année | | | 1 | 2 | 5 | 10 | 15 | 19 | 20 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Revenus (M€) | | | 64,91 | 66,21 | 70,26 | 77,57 | 85,65 | 92,71 | 94,56 |
| Investissements (M€) | | 265,8 | | | | | | | |
| Opération & Maintenance (M€) | | | 8,13 | 8,29 | 8,80 | 9,72 | 10,73 | 11,62 | 11,85 |
| Coût de l'énergie achetée (M€) | | | 25,42 | 25,93 | 27,52 | 30,38 | 33,54 | 36,31 | 37,03 |
| Cout total (M€) | | 265,8 | 33,55 | 34,22 | 36,32 | 40,10 | 44,27 | 47,92 | 48,88 |
| Flux de trésorerie net (M€) | 496,05 | -265,8 | 31,35 | 31,98 | 33,94 | 37,47 | 41,37 | 44,78 | 45,68 |
| VAN (M€) | 35,97 | | | | | | | | |
| Rapport Bénéfices/Coûts | 1,15 | | | | | | | | |
| TRI | 12,0% | | | | | | | | |

Les résultats des analyses effectuées précédemment sont résumés, en Euros (€) ainsi qu'en devise nationale (FCFA), dans les tableaux qui suivent.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 10-6: Résumé des analyses en millions d'Euros ($10^6$ €)**

| Tarif | DPE(*) | Actuel | Pour TRI=10% | Pour TRI=12% |
|---|---|---|---|---|
| Valeur du tarif (€/kWh) | 0,037 | 0,136 | **0,231** | **0,245** |
| TRI | - | -11,0% | 10,1% | 12% |
| VAN ($10^6$ €) | -451,14 | -220,23 | 2,25 | 35,97 |
| Rapport Bénéfices/Coûts | -0,87 | 0,09 | 1,01 | 1,15 |

Note : (*) BVP = tarif basé sur la disposition, des nouveaux consommateurs ruraux, à payer l'électricité

**Tableau 10-7: Résumé des analyses en milliards de FCFA ($10^9$ FCFA)**

| Tarif | DPE(*) | Actuel | Pour TRI=10% | Pour TRI=12% |
|---|---|---|---|---|
| Tarif (FCFA/kWh) | 24,4 | 89,2 | **151,5** | **161,0** |
| TRI | - | -11,0% | 10,1% | 12% |
| VAN ($10^9$ FCFA) | -295,94 | -144,47 | 1,47 | 23,60 |
| Rapport Bénéfices/Coûts | -0,87 | 0,09 | 1,01 | 1,15 |

Note : (*) DPE = tarif basé sur la disposition, des nouveaux consommateurs ruraux, à payer l'électricité

Au vu de ces résultats, il est constaté :

- qu'autant avec le tarif basé sur la volonté de payer des consommateurs (24,4 FCFA/kWh) qu'avec le tarif actuellement en vigueur (89,2 FCFA/kWh), le TRI de 12% souhaité par la CEET ne peut être atteint;
- pour obtenir un TRI de 12 %, tel que souhaité par la CEET, le tarif doit être fixé à 0,245 €/kWh (161 FCFA/kWh) ;
- avec un tel tarif (0,245 €/kWh ou 161 FCFA/kWh), la valeur actuelle nette est positive et le rapport Bénéfices/Coûts est de 1,15;
- pour obtenir un TRI de 10 %, le tarif doit être fixé à 0,231 €/kWh (151,5 FCFA/kWh) ; et avec un tel tarif la valeur actuelle nette est positive et le rapport Bénéfices/Coûts est egal à 1.

En conclusion, l'analyse économique montre que le projet dans son ensemble n'est actuellement pas économiquement viable et qu'il exigera des subventions. Le montant des subventions nécessaires sera déterminé par l'analyse financière.

### 10.2.4 Résultats de l'analyse économique – Sous-période 2014-2018

Au Tableau 10-9 sont présentés les résultats de l'analyse économique, pour la partie du projet couverte durant la sous-période 2014-2018, compte tenu des hypothèses de calculs suivantes.

**Tableau 10-8: Hypothèses de calculs – Analyse économique–Sous-période 2014-2018**

| Variable | Valeur |
|---|---|
| Nouveaux abonnés – Sous-période 2014-2018 | 137 320 |
| Consommation annuelle par ménage | 950 kWh/an |
| Investissement en capital – Sous-période 2014-2018 | 87,9 M€ |
| Coût de l'énergie électrique soutirée au réseau | 0,08842 €/kWh |
| Coût d'opération et de maintenance (O&M) | 3,0% du capital |
| Taux d'inflation annuel | 2,0 % |
| Pertes en distribution | 8,0% |
| Taux d'actualisation | 10,0% |
| Durée de vie du projet | 20 ans |

Les simulations ont montré que, pour le programme d'électrification de la sous-période 2014-2018, il est nécessaire que le tarif moyen de l'énergie soit de l'ordre de 0,195 €/kWh (128 FCFA/kWh), c'est à dire 43,4% plus élevé que le tarif actuellement en vigueur (0,136


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

€/kWh) afin de s'assurer de générer un taux de rendement interne (TRI) de 12%, tel que souhaité par la CEET. Dans ce contexte :

- le cash flow net du projet est de 164,8 M $US ;
- la valeur actuelle nette (ou VAN) de 12,2 M $US ;
- le rapport Bénéfices/Coûts est de 1,15.

**Tableau 10-9 : Résultats - Analyse économique – Sous-période 2014-2018**

| Année | | | 1 | 2 | 5 | 10 | 15 | 19 | 20 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Revenus (M€) | | | 25.88 | 26.40 | 28.01 | 30.93 | 34.15 | 36.96 | 37.70 |
| Investissements (M€) | | 87,9 | | | | | | | |
| Opération & Maintenance (M€) | | | 2.69 | 2.74 | 2.91 | 3.21 | 3.55 | 3.84 | 3.92 |
| Coût de l'énergie achetée (M€) | | | 12.79 | 13.04 | 13.84 | 15.28 | 16.87 | 18.27 | 18.63 |
| Cout total (M€) | | 87,9 | 15.48 | 15.79 | 16.75 | 18.50 | 20.42 | 22.11 | 22.55 |
| Flux de trésorerie net (M€) | 164,85 | -87,9 | 10.40 | 10.61 | 11.26 | 12.43 | 13.73 | 14.86 | 15.15 |
| VAN (M€) | 12,19 | | | | | | | | |
| Rapport Bénéfices/Coûts | 1,15 | | | | | | | | |
| TRI | 12% | | | | | | | | |

## 10.3 Analyse financière – Plan de distribution

### 10.3.1 Méthodologie et hypothèses

Un modèle financier a été développé pour l'analyse financière du projet. Le modèle projette le compte de résultats et les éléments clés du bilan, y compris l'immobilisation, la dette et les capitaux propres du projet.

Les principales hypothèses de calculs, pour programme d'électrification rurale – tel qu'identifié à la Section 8 (Plan de distribution) – sont les suivantes. Elles reflètent aussi celles utilisées dans l'analyse économique.

**Tableau 10-10: Hypothèses de calculs – Analyse financière**

| Variable | Valeur |
|---|---|
| Nombre de nouveaux abonnés – Ensemble du projet | 272 969 |
| Nombre de nouveaux abonnés – Sous-période 2014-2018 | 137 320 |
| Consommation annuelle par ménage | 950 kWh/an |
| Investissement en capital – Ensemble du projet | 265,8 M€ |
| Investissement en capital – Sous-période 2014-2018 | 87,9 M€ |
| Coût d'opération et de maintenance (O&M) | 3,0% du capital |
| Taux d'inflation annuel | 2,0 % |
| Prix unitaire de l'énergie achetée | 0,08842 €/kWh |
| Pertes de distribution | 8% |
| Durée de vie du projet | 20 ans |
| Amortissement | 5% |
| Taux d'intérêt | 1,5% |
| Structure de l'endettement (Dette/ Capitaux propres) | 90%/10% |
| Rendement des capitaux propres | 12% |
| Taux d'actualisation | 10% |
| Taux d'imposition sur le revenu | 10% |

La structure d'endettement du projet, c'est-à-dire son financement, a été fixée à 90% en dettes et 10% en fonds propres. Les termes de la dette comprennent :

- une période de grâce, de 3 ans, au cours de laquelle les intérêts seront encourus mais non payés;
- une période de remboursement de 10 ans; et


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

- un taux d'intérêt de 1,5% sur la dette.

Une durée de vie de 20 ans a été retenue pour les actifs, ce qui définit un amortissement de 5% par année.

### 10.3.2 Résultats de l'analyse financière – Ensemble du projet

Le Tableau 10-11 présente, pour l'ensemble du projet, les projections financières pour obtenir un taux de rendement moyen des capitaux propres de 12% au cours de la période de 20 ans. Il est à noter que le rendement des capitaux propres est calculé en divisant les bénéfices nets, après impôts, par les capitaux propres du propriétaire. L'analyse des projections financières a montré:

- avec un tarif de l'énergie de 0,136 €/kWh, une subvention de 0,0693 €/kWh ou 33,7% sera nécessaire pour produire un rendement moyen des capitaux propres de 12%. Ce rendement, la première année, est de 20,5% puis diminue à 9,2% à la cinquième année. Parallèlement, la portion de capitaux propres augmente grâce à l'augmentation des bénéfices non répartis. Les capitaux propres sont plafonnés à 40% de la valeur initiale de l'actif, avec les excédents payés sous forme de dividendes;
- le résultat net actualisé après impôt est de 71,24 M€; et
- le rapport Bénéfices/Coûts actualisé est de 1,18.

**Tableau 10-11 : Projections financières – Ensemble du projet – Scénario de référence**

| Année | | 1 | 2 | 5 | 10 | 15 | 19 | 20 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Immobilisation incorporelle (M€) | 265,80 | 252,51 | 239,22 | 199,35 | 132,90 | 66,45 | 13,29 | - |
| Dette (M€) | 239,22 | 242,81 | 246,45 | 202,30 | 82,69 | - | - | - |
| Capitaux propres (M€) | 26,58 | 33,421 | 40,64 | 58,21 | 96,02 | 106,32 | 106,32 | 106,32 |
| **Revenus (M€)** | | | | | | | | |
| Revenus | | 35,97 | 36,69 | 38,94 | 42,99 | 47,46 | 51,38 | 52,41 |
| Subvention | | 18,32 | 18,68 | 19,83 | 21,89 | 24,17 | 26,16 | 26,68 |
| Total des revenus | | 54,29 | 55,37 | 58,76 | 64,88 | 71,63 | 77,54 | 79,09 |
| **Dépenses (M€)** | | | | | | | | |
| Achat d'énergie | | 25,42 | 25,93 | 27,52 | 30,38 | 33,54 | 36,31 | 37,03 |
| O&M | | 7,97 | 8,13 | 8,63 | 9,53 | 10,52 | 11,39 | 11,62 |
| Amortissement | | 13,29 | 13,29 | 13,29 | 13,29 | 13,29 | 13,29 | 13,29 |
| Intérêts | | - | - | 3,39 | 1,60 | - | - | - |
| Total des dépenses | | 46,68 | 47,35 | 52,83 | 54,80 | 57,35 | 60,99 | 61,94 |
| Revenus avant impôts | | 7,60 | 8,02 | 5,93 | 10,08 | 14,28 | 16,55 | 17,15 |
| Impôts | | 0,76 | 0,80 | 0,59 | 1,01 | 1,43 | 1,66 | 1,71 |
| Revenus après impôts | | 6,84 | 7,22 | 5,34 | 9,07 | 12,85 | 14,90 | 15,43 |
| Rendement capitaux propres | | 20,5% | 17,8% | 9,2% | 9,4% | 12,1% | 14,0% | 14,5% |
| | | | | | | | | |
| Subvention (*) | | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% |
| Rendement moyen | 12,0% | | | | | | | |
| Revenus actualisés après impôts (M€) | 71,24 | | | | | | | |
| Rapport Bénéfices/Coûts | 1,18 | | | | | | | |

Note : (*) Subvention de 0,0693 €/kWh


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

### 10.3.3 Résultats de l'analyse financière – Sous-période 2014-2018

Le Tableau 10-12 présente, pour la sous-période 2014-2018, les projections financières pour obtenir un taux de rendement moyen des capitaux propres de 12% au cours de la période de 20 ans. L'analyse des projections financières a montré:

- avec un tarif de l'énergie de 0,136 €/kWh, une subvention de 0,0318 €/kWh ou 19% sera nécessaire pour produire un rendement moyen des capitaux propres de 12%. Ce rendement, la première année, est de 20,4% puis diminue à 9,2% à la cinquième année;
- le résultat net actualisé après impôt est de 23,49 M€; et
- le rapport Bénéfices/Coûts actualisé est de 1,14.

**Tableau 10-12 : Projections financières – Sous-période 2014-2018 – Scénario de référence**

| Année | | 1 | 2 | 5 | 10 | 15 | 19 | 20 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Immobilisation incorporelle (M€) | 87,90 | 83,51 | 79,11 | 65,93 | 43,95 | 21,98 | 4,40 | - |
| Dette (M€) | 79,11 | 80,30 | 81,50 | 66,90 | 27,35 | - | - | - |
| Capitaux propres (M€) | 8,79 | 11,05 | 13,43 | 19,21 | 31,68 | 35,16 | 35,16 | 35,16 |
| **Revenus (M€)** | | | | | | | | |
| Revenus | | 18,10 | 18,46 | 19,59 | 21,63 | 23,88 | 25,85 | 26,36 |
| Subvention | | 4,23 | 4,32 | 4,58 | 5,06 | 5,58 | 6,04 | 6,16 |
| Total des revenus | | 22,33 | 22,77 | 24,17 | 26,68 | 29,46 | 31,89 | 32,53 |
| **Dépenses (M€)** | | | | | | | | |
| Achat d'énergie | | 12,79 | 13,04 | 13,84 | 15,28 | 16,87 | 18,27 | 18,63 |
| O&M | | 2,64 | 2,69 | 2,85 | 3,15 | 3,48 | 3,77 | 3,84 |
| Amortissement | | 4,40 | 4,40 | 4,40 | 4,40 | 4,40 | 4,40 | 4,40 |
| Intérêts | | - | - | 1,12 | 0,53 | - | - | - |
| Total des dépenses | | 19,82 | 20,13 | 22,21 | 23,36 | 24,75 | 26,43 | 26,87 |
| Revenus avant impôts | | 2,51 | 2,65 | 1,95 | 3,33 | 4,71 | 5,46 | 5,66 |
| Impôts | | 0,25 | 0,26 | 0,20 | 0,33 | 0,47 | 0,55 | 0,57 |
| Revenus après impôts | | 2,26 | 2,38 | 1,76 | 2,99 | 4,24 | 4,92 | 5,09 |
| Rendement capitaux propres | | 20,4% | 17,7% | 9,2% | 9,4% | 12,1% | 14,0% | 14,5% |
| | | | | | | | | |
| Subvention (*) | | 19,0% | 19,0% | 19,0% | 19,0% | 19,0% | 19,0% | 19,0% |
| Rendement moyen | 12,0% | | | | | | | |
| Revenus actualisés après impôts | 23,49 | | | | | | | |
| Rapport Bénéfices/Coûts | 1,14 | | | | | | | |

Note : (*) Subvention de 0,0318 €/kWh

### 10.3.4 Etudes de sensibilité – Ensemble du projet

Des études de sensibilité ont été effectuées pour voir l'effet sur les projections financières de la variation de certaines hypothèses de calculs, notamment au niveau de la durée de vie du projet, la structure de l'endettement et le taux d'intérêt.

10.3.4.1 Durée de vie du projet fixée à 30 ans

Les projections financières avec une durée de vie du projet fixée à 30 ans sont présentées au Tableau 10-13. Les résultats montrent qu'avec cette hypothèse, le rendement moyen des capitaux propres est de 17,6%.

**Tableau 10-13: Projections financières - Ensemble du projet – Durée de vie de 30 ans**

| Année | | 1 | 2 | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 | 30 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Immobilisation | 265,80 | 252,5 | 239,22 | 199,35 | 132,90 | 66,45 | - | - | - |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| incorporelle (M€) | | | | | | | | | |
| Dette (M€) | 239,22 | 242,81 | 246,45 | 202,30 | 82,69 | - | - | - | - |
| Capitaux propres (M€) | 26,58 | 33,42 | 40,64 | 58,20 | 96,02 | 106,32 | 106,32 | 106,32 | 106,32 |
| **Revenus (M€)** | | | | | | | | | |
| Revenus | | 35,97 | 36,69 | 38,94 | 42,99 | 47,47 | 52,41 | 57,86 | 63,88 |
| Subvention | | 18,32 | 18,68 | 19,83 | 21,89 | 24,17 | 26,681 | 29,46 | 32,53 |
| Total des revenus | | 54,29 | 55,37 | 58,76 | 64,88 | 71,63 | 79,09 | 87,32 | 96,41 |
| **Dépenses (M€)** | | | | | | | | | |
| Achat d'énergie | | 25,42 | 25,93 | 27,52 | 30,38 | 33,54 | 37,031 | 40,89 | 45,14 |
| O&M | | 7,97 | 8,13 | 8,63 | 9,53 | 10,52 | 11,62 | 12,83 | 14,16 |
| Amortissement | | 13,29 | 13,29 | 13,29 | 13,29 | 13,29 | 13,29 | - | - |
| Intérêts | | - | - | 3,39 | 1,56 | - | - | - | - |
| Total des dépenses | | 46,68 | 47,35 | 52,83 | 54,80 | 57,35 | 61,94 | 53,71 | 59,31 |
| Revenus avant impôts | | 7,60 | 8,02 | 5,93 | 10,08 | 14,28 | 17,15 | 33,61 | 37,11 |
| Impôts | | 0,76 | 0,80 | 0,59 | 1,01 | 1,43 | 1,71 | 3,36 | 3,71 |
| Revenus après impôts | | 6,84 | 7,22 | 5,34 | 9,07 | 12,85 | 15,43 | 30,25 | 33,39 |
| Rendement capitaux propres | | 20,5% | 17,8% | 9,2% | 9,4% | 12,1% | 14,5% | 28,4% | 31,4% |
| | | | | | | | | | |
| Subvention (*) | | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% |
| Rendement moyen | 17,6% | | | | | | | | |
| Revenus actualisés après impôts | 98,76 | | | | | | | | |
| Rapport Bénéfices/Coûts | 1,22 | | | | | | | | |

Note : (*) Subvention de 0,0693 €/kWh

10.3.4.2 Structure de l'endettement à 60/40

Les projections financières avec une structure de l'endettement de 60% en dettes et 40% en capitaux propres sont présentées au Tableau 10-14. Avec cette hypothèse, les projections financières produisent un rendement annuel moyen de 9,6%.

Le rendement des capitaux propres de la première année est de 6,4%, de 6,0% à l'année 5, de 9,0% à l'année 10 et puis augmente à 12,1% à l'année 15, pour atteindre 14,5% à l'année 20. Le revenu net actualisé, après impôts, est de 74,60 M€ et le rapport Bénéfices/Coûts actualisé est de 1,19.

Cette structure d'endettement conservatrice produit des rendements moyens inférieurs par rapport au scénario de référence, puisque la part des capitaux propres est plus grande. Le revenu net escompté, après impôts, est légèrement plus élevé, car les dépenses en intérêt sont inférieures à celles du scénario de référence (90/10).

**Tableau 10-14 : Projections financières – Ensemble du projet - Endettement 60/40**

| Année | | 1 | 2 | 5 | 10 | 15 | 19 | 20 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Immobilisation incorporelle (M€) | 265,80 | 252,51 | 239,22 | 199,35 | 132,90 | 66,45 | 13,29 | - |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Dette (M€) | 159,48 | 161,87 | 164,30 | 134,87 | 55,13 | - | - | - |
| Capitaux propres (M€) | 106,32 | 106,32 | 106,32 | 106,32 | 106,32 | 106,32 | 106,32 | 106,32 |
| **Revenus (M€)** | | | | | | | | |
| Revenus | | 35,97 | 36,69 | 38,94 | 42,99 | 47,47 | 51,38 | 52,41 |
| Subvention | | 18,32 | 18,68 | 19,83 | 21,89 | 24,17 | 26,16 | 26,68 |
| Total des revenus | | 54,29 | 55,38 | 58,77 | 64,88 | 71,63 | 77,54 | 79,09 |
| **Dépenses (M€)** | | | | | | | | |
| Achat d'énergie | | 25,42 | 25,93 | 27,52 | 30,38 | 33,54 | 36,31 | 37,03 |
| O&M | | 7,97 | 8,13 | 8,63 | 9,53 | 10,52 | 11,39 | 11,62 |
| Amortissement | | 13,29 | 13,29 | 13,29 | 13,29 | 13,29 | 13,29 | 13,29 |
| Intérêts | | - | - | 2,26 | 1,07 | - | - | - |
| Total des dépenses | | 46,69 | 47,35 | 51,70 | 54,27 | 57,35 | 60,99 | 61,94 |
| Revenus avant impôts | | 7,60 | 8,02 | 7,06 | 10,61 | 14,28 | 16,55 | 17,15 |
| Impôts | | 0,76 | 0,80 | 0,71 | 1,06 | 1,43 | 1,66 | 1,71 |
| Revenus après impôts | | 6,84 | 7,22 | 6,36 | 9,55 | 12,85 | 14,90 | 15,43 |
| Rendement capitaux propres | | 6,4% | 6,8% | 6,0% | 9,0% | 12,1% | 14,0% | 14,5% |
| | | | | | | | | |
| Subvention (*) | | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% |
| Rendement moyen | 9,6% | | | | | | | |
| Revenus actualisés après impôts | 74,60 | | | | | | | |
| Rapport Bénéfices/Coûts | 1,19 | | | | | | | |

Note : (*) Subvention de 0,0693 €/kWh

10.3.4.3 Taux d'intérêt à 5%

Les projections financières avec un taux d'intérêt à 5% sont présentées au Tableau 10-15. Avec cette hypothèse, les projections financières produisent un rendement annuel moyen des capitaux propres de 9,0%.

**Tableau 10-15 : Projections financières - Taux d'intérêt à 5%**

| **Année** | | **1** | **2** | **5** | **10** | **15** | **19** | **20** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Immobilisation incorporelle (M€) | 265,80 | 252,51 | 239,22 | 199,35 | 132,90 | 66,45 | 13,29 | |
| Dette (M€) | 239,22 | 251,18 | 263,74 | 229,08 | 109,47 | | | |
| Capitaux propres (M€) | 26,58 | 33,42 | 40,65 | 39,96 | 47,26 | 92,88 | | |
| **Revenus (M€)** | | | | | | | | |
| Revenus | | 35,97 | 36,69 | 38,94 | 42,99 | 47,46 | 51,38 | 52,41 |
| Subvention | | 18,32 | 18,68 | 19,83 | 21,89 | 24,17 | 26,16 | 26,68 |
| Total des revenus | | 54,29 | 55,37 | 58,77 | 64,88 | 71,63 | 77,54 | 79,09 |
| **Dépenses (M€)** | | | | | | | | |
| Achat d'énergie | | 25,42 | 25,93 | 27,512 | 30,38 | 33,54 | 36,31 | 37,03 |
| O&M | | 7,97 | 8,13 | 8,63 | 9,53 | 10,52 | 11,39 | 11,62 |
| Amortissement | | 13,29 | 13,29 | 13,29 | 13,29 | 13,29 | 13,29 | 13,29 |
| Intérêts | | | - | 12,65 | 6,67 | 0,69 | | |
| Total des dépenses | | 46,68 | 47,35 | 62,09 | 59,87 | 58,04 | 60,97 | 61,94 |
| Revenus avant impôts | | 7,60 | 8,02 | -3,32 | 5,01 | 13,59 | 16,55 | 17,15 |
| Impôts | | 0,76 | 0,80 | | 0,50 | 1,36 | 1,66 | 1,716 |
| Revenus après impôts | | 6,84 | 7,22 | -3,32 | 4,51 | 12,23 | 14,90 | 15,43 |
| Rendement capitaux propres | | 20,5% | 17,8% | -8,3% | 9,5% | 13,2% | 14,0% | 14,5% |
| | | | | | | | | |
| Subvention (*) | | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% |
| Rendement moyen | 9,0% | | | | | | | |
| Revenus actualisés après impôts | 41,06 | | | | | | | |
| Rapport Bénéfices/Coûts | 1,10 | | | | | | | |

Note : (*) Subvention de 0,0693 €/kWh

Le rendement des capitaux propres de la première année est de 20,5%, de 17,8% pour l'année 2, tombe à -8,3% à l'année 3 et puis remonte à 9,5% à l'année 10, pour atteindre


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

14,5% à l'année 20. Le résultat net escompté après impôt est réduit à 41,06 M€ et le rapport Bénéfices/Coûts actualisé est de 1,10.

Puisque les trois premières années sont une période de grâce, les intérêts étant encourus mais non payés, le taux d'intérêt élevé a un effet plus important à l'année 5.

10.3.4.4 Taux d'intérêt à 10%

Les projections financières avec pour un taux d'intérêt de 10% sont présentées au Tableau 10-16. Avec ce taux, les projections financières se traduisent par un rendement global moyen des capitaux propres de -49,9%.

**Tableau 10-16 : Projections financières - Taux d'intérêt à 10%**

| **Année** | | **1** | **2** | **5** | **10** | **15** | **19** | **20** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Immobilisation incorporelle (M€) | 265,80 | 252,51 | 239,22 | 199,35 | 132,90 | 66,45 | 13,29 | - |
| Dette (M€) | 239,22 | 263,14 | 289,45 | 270,56 | 150,95 | 31,34 | - | - |
| Capitaux propres (M€) | 26,58 | 33,42 | 40,64 | 5,17 | -52,58 | -39,78 | 13,20 | 28,64 |
| **Revenus (M€)** | | | | | | | | |
| Revenus | | 35,97 | 36,69 | 38,94 | 42,99 | 47,47 | 51,38 | 52,41 |
| Subvention | | 18,32 | 18,68 | 19,83 | 21,89 | 24,17 | 26,16 | 26,68 |
| Total des revenus | | 54,29 | 55,38 | 58,77 | 64,88 | 71,637 | 77,54 | 79,09 |
| **Dépenses (M€)** | | | | | | | | |
| Achat d'énergie | | 25,42 | 25,93 | 27,52 | 30,38 | 33,547 | 36,31 | 37,03 |
| O&M | | 7,97 | 8,13 | 8,63 | 9,53 | 10,527 | 11,39 | 11,62 |
| Amortissement | | 13,29 | 13,29 | 13,29 | 13,29 | 13,297 | 13,29 | 13,29 |
| Intérêts | | - | - | 29,45 | 17,49 | 5,53 | - | - |
| Total des dépenses | | 46,69 | 47,35 | 78,89 | 70,69 | 62,88 | 60,99 | 61,94 |
| Revenus avant impôts | | 7,60 | 8,02 | -20,12 | -5,81 | 8,75 | 16,55 | 17,15 |
| Impôts | | 0,76 | 0,80 | - | - | 0,88 | 1,66 | 1,71 |
| Revenus après impôts | | 6,84 | 7,22 | -20,12 | -5,81 | 7,88 | 14,90 | 15,43 |
| Rendement capitaux propres | | 20,5% | 17,8% | -389,1% | 11,0% | -19,8% | 112,9% | 53,9% |
| | | | | | | | | |
| Subvention | | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% | 33,7% |
| Rendement moyen | -49,9% | | | | | | | |
| Revenus actualisés après impôts | -23,53 | | | | | | | |
| Rapport Bénéfices/Coûts | 0,96 | | | | | | | |

Note : (*) Subvention de 0,0693 €/kWh

Le rendement des capitaux propres de la première année est de 20,5%, et de 17,8% pour l'année 2, puis chute à -389,1% à l'année 5. Le taux d'intérêt élevé, combiné avec le financement des dettes de 90%, produit un paiement d'intérêt élevé et des pertes de 20,12 M€ pour l'année 5. Le rendement des capitaux propres est négatif jusqu'à ce que le prêt soit remboursé après l'année 15. Il y aura des bénéfices dans les années ultérieures, mais cela ne suffit pas à compenser les pertes financières au cours des dix ans de remboursement du prêt.

Le résultat net escompté, après impôts, est de -23,53 M€ et le rapport Bénéfices/Coûts actualisé est de 0,96.

10.3.4.5 Résumé de l'analyse financière et des études de sensibilités

Les résultats de l'analyse financière pour le scénario de référence et les études de sensibilité sont résumés au Tableau 10-17.

L'analyse financière pour le scénario de référence de l'ensemble du projet a été effectuée pour déterminer la subvention qui devra être appliquée au tarif actuel pour obtenir un rendement moyen de 12% des capitaux propres.


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

**Tableau 10-17 : Résumé des analyses financières et études de sensibilité – Ensemble du projet**

| Critère | Scénario de référence | Etudes de sensibilité | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Durée de vie 30 ans | Dette/Fonds propres 60/40 | Taux d'intérêt 5% | Taux d'intérêt 10% |
| Tarif (€/kWh) | 0.136 | | | | |
| Subvention (€/kWh) | 0.0693 | | | | |
| Total (€/kWh) | 0.2053 | | | | |
| Subvention (%) | 33,7% | | | | |
| | | | | | |
| Rendement moyen des capitaux propres | 12,0% | 17,6% | 9,6% | 9,0% | -49,9% |
| VAN (M€) | 71,24 | 98,76 | 74,60 | 41,06 | -23,53 |
| Rapport Bénéfices/Coûts | 1,18 | 1,22 | 1,19 | 1,10 | 0,96 |

Sur la base des hypothèses décrites précédemment pour le scénario de référence, un tarif hors taxes de 0,205 €/kWh (134 FCFA/kWh) serait nécessaire pour avoir un rendement moyen des capitaux propres de 12,0%. Il convient cependant de noter que même le tarif actuel de 0,136 €/kWh (89,2 FCFA/kWh) est déjà plus de 3 fois supérieur au tarif moyen de 0,037 €/kWh (24,4 FCFA/kWh) que les clients potentiels dans les zones non électrifiées seraient prêts à payer.

Pour le scénario de référence, le rendement moyen des capitaux propres est de 12,0%, la valeur actuelle nette est de 71,24 M€ et le rapport Bénéfices/Coûts de 1,18.

Le cas considérant une durée de vie de 30 ans produirait les meilleurs résultats financiers, avec un rendement moyen des capitaux propres de 17,6%, une valeur actuelle nette de 98,76 M€ et un rapport Bénéfices/Coûts de 1,22.

Une structure d'endettement conservatrice de 60/40 produirait des résultats similaires à ceux du scénario de référence.

La sensibilité à un taux d'intérêt à 5% produit un rendement moyen des capitaux propres de 9,0%, une valeur actuelle nette de 41,06 M€ et un rapport Bénéfices/Coûts de 1,10.

La sensibilité à un taux d'intérêt à 10% produit des résultats très médiocres. Le rendement moyen des capitaux propres est de -49,9%, une valeur actuelle nette de -23,53 M€ et un rapport Bénéfices/Coûts de 0,96.

### 10.3.5 Etudes de sensibilité – Sous-période 2014-2018

Les résultats de l'analyse financière pour la sous-période 2014-2018 et les études de sensibilité sont résumés au Tableau 10-18.

L'analyse financière pour le scénario de référence de la sous-période 2014-2018 a été effectuée pour déterminer la subvention qui devra être appliquée au tarif actuel pour obtenir un rendement moyen de 12% des capitaux propres.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

**Tableau 10-18 : Résumé des analyses financières et études de sensibilité - Sous-période 2014-2018**

| Critère | Scénario de référence | Etudes de sensibilité | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Durée de vie 30 ans | Dette/Fonds propres 60/40 | Taux d'intérêt 5% | Taux d'intérêt 10% |
| Tarif (€/kWh) | 0.136 | | | | |
| Subvention (€/kWh) | 0.0318 | | | | |
| Total (€/kWh) | 0.1678 | | | | |
| Subvention (%) | 19,0% | | | | |
| | | | | | |
| Rendement moyen des capitaux propres | 12,0% | 17,6% | 9,6% | 9,0% | -41,0% |
| VAN (M€) | 23,49 | 32,58 | 24,60 | 13,51 | -7,84 |
| Rapport Bénéfices/Coûts | 1,14 | 1,17 | 1,14 | 1,08 | 0,97 |

Sur la base des hypothèses décrites précédemment pour le scénario de référence, un tarif hors taxes de 0,168 €/kWh (110 FCFA/kWh) serait nécessaire pour avoir un rendement moyen des capitaux propres de 12,0%. Il convient cependant de noter que même le tarif actuel de 0,136 €/kWh (89,2 FCFA/kWh) est déjà plus de 3 fois supérieur au tarif moyen de 0,037 €/kWh (24,4 FCFA/kWh) que les clients potentiels dans les zones non électrifiées seraient prêts à payer.

Pour le scénario de référence, le rendement moyen des capitaux propres est de 12,0%, la valeur actuelle nette est de 23,49 M€ et le rapport Bénéfices/Coûts de 1,14.

Le cas considérant une durée de vie de 30 ans produirait les meilleurs résultats financiers, avec un rendement moyen des capitaux propres de 17,6%, une valeur actuelle nette de 32,58 M€ et un rapport Bénéfices/Coûts de 1,17.

Une structure d'endettement conservatrice de 60/40 produirait des résultats similaires à ceux du scénario de référence.

La sensibilité à un taux d'intérêt à 5% produit un rendement moyen des capitaux propres de 9,0%, une valeur actuelle nette de 13,51 M€ et un rapport Bénéfices/Coûts de 1,08.

La sensibilité à un taux d'intérêt à 10% produit des résultats très médiocres. Le rendement moyen des capitaux propres est de -41,0%, une valeur actuelle nette de -7,84 M€ et un rapport Bénéfices/Coûts de 0,97.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

# 11 IMPACT ENVIRONNEMENTAL SOMMAIRE

SNC·LAVALIN





## ÉNERGIE

TRANSPORT ET DISTRIBUTION

# 11. ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX

## 11.1 Introduction

Cette section présente des principaux enjeux de nature environnementale et sociale associés à la planification et au développement des infrastructures électriques de la CEET. Elle fait état des principaux guides devant être pris en compte afin de se conformer aux réglementations existantes et aux objectifs en matière de développement durable que s'est fixés le Togo. Les critères environnementaux ayant été intégrés dans le processus de développement et d'analyse des solutions et des options proposées dans le cadre du Plan sont également rappelés.

À l'étape conceptuelle de développement des solutions de production, de transport et de distribution d'énergie électrique, l'identification des enjeux et des retombés sur l'environnement et la société reste globale puisque le choix des équipements, surtout de production, n'est pas arrêté. Il est toutefois acquis, quelque soit la technologie des moyens de production retenus, que leurs performances techniques et environnementales seront ce qui se fait de mieux au moment de leur implantation. L'autre facteur qui explique que les enjeux plus spécifiques sont pour le moment mal maitrisés est que la localisation des équipements de production et de répartition sur le territoire n'est pas arrêtée, à l'exception de l'extension de la centrale ContourGlobal et du site hydroélectrique d'Adjarala.

Les impacts directs et indirects des différents projets de ce Plan seront donc évalués au moment opportun à travers les études environnementales et sociales détaillées qui seront réalisées selon l'échéancier d'implantation des équipements et cela en conformité avec la réglementation nationale en matière de protection de l'environnement.

## 11.2 Approche d'analyse intégrée

Afin de satisfaire les besoins futurs en énergie du Togo, plusieurs alternatives techniques et scénarios ont été considérés aussi bien en moyen de production que de transport et de distribution. Toutes ces solutions avaient comme priorité l'électrification des zones aussi bien urbaines que rurales afin de favoriser le développement économique, l'amélioration des conditions de vie des populations et la réduction de la pauvreté.

Devant de tels objectifs, et bien que certains effets négatifs puisent résulter du développement de tels projets, l'option communément appelée « sans projet » ne peut, du point de vue environnemental et social, être jugée recevable. En effet, le maintien d'une situation de pénurie d'énergie, à court, moyen et long terme, a des conséquences environnementales, sociales et économiques beaucoup plus néfastes que les avantages et les retombés qui peuvent découler de la réalisation de ces projets d'électrification. Le renforcement des moyens de production et de transport, tout comme le développement de l'électrification au niveau national, constitue des conditions essentielles au développement économique et social d'une nation. Si certains effets négatifs devaient donc résulter de l'implantation de nouveaux projets, des mesures de mitigation et de compensation seraient alors développées dans le cadre des plans de gestion environnementale et sociale inscrits aux études d'impacts sur l'environnement.

Le Plan directeur du développement des infrastructures CEET a été élaboré sur la base de la connaissance de plusieurs paramètres dont celui en priorité de l'état actuel du parc de production et celui associé à son développement futur à moyen terme. Le Plan comprend un ensemble de solutions et scénarios complémentaires et indissociables qui doivent permettre de répondre aussi bien à la demande en énergie qu'aux capacités financières et techniques de la CEET. Si ces choix ont été élaborés en priorité sur la base de critères technologiques, logistiques et économiques, l'analyse comparative n'a pas négligé pour autant la prise en compte de critères environnementaux et sociaux. Ainsi, les technologies les moins énergivores et les plus respectueuses de l'environnement, comme les centrales en cycles combinés et à l'efficacité énergétique élevée, ont été étudiées tout comme l'utilisation de


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

combustibles plus respectueux de l'environnement comme le gaz naturel et les énergies vertes. L'option des centrales à combustible au charbon repose, quant à elle, sur la grande disponibilité mondiale de la ressource, son faible coût mais également sur la flexibilité de ce type de centrale qui permet l'utilisation de combustible alternatif, réduisant ainsi les émissions de $NO_X$ et $SO_X$. Il est à noter, qu'aujourd'hui, il est possible d'implanter des centrales à charbon « propre » comme discuté par après. Enfin, l'option hydraulique a également été analysée d'autant plus que l'énergie y est renouvelable. Ainsi la puissance prochainement installée au site d'Adjarala a été intégrée aux solutions proposées bien qu'elle devra être appuyée de façon complémentaire par les moyens de production thermique. Le régime hydraulique qui caractérise le réseau hydrographique au niveau national ne permet en effet pas de reposer la production électrique sur cette seule ressource. Les solutions qualifiées de « vertes » ont aussi fait l'objet d'une attention certaine en reconnaissant toutefois qu'aujourd'hui, elles restent d'un apport potentiel relativement faible et donc uniquement complémentaire au moyen de production plus traditionnel. Enfin, la solution privilégiant la réhabilitation de certains équipements existants, afin d'en prolonger la durée de vie, a été la première étudiée afin de voir dans quelle mesure celle-ci pourra satisfaire la demande à court terme tout en permettant le développement de nouveaux projets plus performants à moyen et long terme.

Parmi les autres critères environnementaux et sociaux pris en compte, la disponibilité et la proximité des sources d'approvisionnement en combustible, des installations bâties et des récepteurs humains ou également des milieux sensibles et protégés ont été considérés. Ce dernier point fait, entre autres, référence aux réserves naturelles et aux parcs nationaux dont le gouvernement du Togo a récemment reconfirmé leur importance pour le maintien de la biodiversité au niveau national. Les capacités financières des populations à pouvoir assumer les coûts de l'énergie ont également été intégrées à l'analyse par une enquête ménage.

Du point de vue de l'environnement, il importe de rappeler qu'à l'étape de l'identification et des choix des solutions de production, il a également été établi comme hypothèse que tous les équipements seront technologiquement plus performants que ceux à remplacer.

Les axes stratégiques proposés dans le Plan directeur prennent donc en compte les principaux effets potentiels sur l'environnement des solutions étudiées. Protéger l'environnement, tout en assurant l'approvisionnement des populations en énergie, est donc l'un des défis majeurs que le Togo s'est engagé à relever en privilégiant des solutions de production dont les sources d'énergie doivent répondre aux stratégies de développement mises de l'avant entre autres dans le Plan National d'Action pour l'Environnement[1] et plus récemment dans le Document Complet de Stratégie de Réduction de la Pauvreté[2].

## 11.3 Cadre institutionnel et réglementaire

Les grands projets de développement énergétique sont parmi ceux qui soulèvent, auprès des populations et des partenaires, le plus d'intérêt non seulement au niveau national mais également international. La problématique de la réduction de la pauvreté, mais aussi celle du réchauffement climatique et des facteurs pouvant y contribuer, dont les gaz à effets de serre (GES), font l'objet de grands débats internationaux[3 et 4] auxquels participe le Togo. Les centrales thermiques sont particulièrement ciblées par ces questions dans la mesure où

[1] République du Togo - Ministère de l'Environnement et des ressources forestière - Plan National d'Action pour l'Environnement, 1999.
[2] Fonds Monétaire International, Document Complet de Stratégie de Réduction de la Pauvreté 2009-2011 – DCSRP, 2010
[3] République Togolaise, Ministère de l'Environnement et des Ressources Forestières – Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, 2001
[4] Accord cadre régional pour l'Afrique Occidentale et Centrale sur la pollution atmosphérique – Accord d'Abidjan, 2009


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

leurs émissions sont souvent mises en cause comme des facteurs pouvant altérer la qualité de vie, la santé des populations et la dégradation des écosystèmes naturels.

Au niveau d'élaboration du Plan directeur de production de la CEET, il a été établi que, si débat il devait y avoir, celui-ci devrait concerner en priorité les émissions atmosphériques et leurs effets potentiels sur la santé. Le cadre réglementaire limitant de telles émissions est donc brièvement rappelé ci-dessous en considérant que la législation va invariablement évoluer dans le temps. A cet effet, le Togo vient en effet d'amorcer une grande réflexion sur les normes nationales devant être édictées en matière d'émissions atmosphériques et en attente de leur élaboration, il tend à utiliser, tout comme ses partenaires régionaux, les normes internationales mises de l'avant entre autres par l'Organisation Mondiale de la Santé (OMS). Pour des projets qui reçoivent l'appui d'institutions internationales de financement, comme la Banque Mondiale ou la Banque Africaine de Développement (BAD), le Togo évalue alors la performance de ses projets sur la base de normes établies ou proposées par ces mêmes institutions. Tout projet à venir sera donc invariablement soumis à un processus d'évaluation environnementale et sociale qui devra tenir compte des réglementations ou des exigences et normes applicables. Ces évaluations, qui seront concrétisées par des études détaillées d'impact environnemental, concerneront toutes les questions de bruit, de vibration, de qualité de l'eau, des risques technologiques, ainsi que celles des retombées économiques et sociales.

### 11.3.1 Cadre institutionnel

Comme détaillé au chapitre traitant du schéma institutionnel et organisationnel (Section 2 du présent rapport), le Ministère des Mines et de l'Énergie (MME) est responsable du secteur de l'électricité au niveau national. Outre ses attributions portant sur les politiques d'électrification, il est également chargé d'encadrer la politique en matière de protection de l'environnement et du développement des sources renouvelables. Pour cela, il s'appuie sur le Ministre de l'Environnement et des Ressources Forestières (MERF) qui a pour charge l'élaboration, la coordination, le suivi et le contrôle de la Politique nationale de gestion environnementale. Il a aussi pour mission d'animer, de susciter, de promouvoir et de coordonner, en relation avec les départements ministériels concernés, l'action gouvernementale en matière de protection de l'environnement et d'en suivre l'exercice en vue.

Le MERF couvre des vastes prérogatives qui comprennent entre autres :

- L'exécution de la Politique nationale en matière de protection de l'environnement.
- Le développement des stratégies de lutte antiérosive et de protection contre la pollution industrielle.
- La gestion et l'aménagement des forêts naturelles et domaniales.
- La création et l'aménagement des aires protégées (parcs nationaux, réserves naturelles, monuments historiques, sites touristiques…).
- La conception et l'élaboration des normes environnementales devant servir de code de conduite en matière de lutte contre la pollution.
- La mise en place des procédures pour les études d'impact environnemental et social à l'intention des promoteurs de projets et leur suivi.
- L'élaboration et l'application de la réglementation en matière de protection et de gestion de l'environnement.
- La contribution à la mise en œuvre des conventions et programmes internationaux en matière de gestion et de protection des ressources naturelles et de l'environnement ainsi que l'implication de la population dans les actions de la défense de l'environnement.

Le MERF est donc l'entité administrative appelée à établir ou valider les termes de référence des études d'impact environnemental et social pour les projets inscrits au Plan directeur. Ce même Ministère sera chargé d'apprécier la performance environnementale des projets


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

soumis à autorisation et d'entreprendre les processus de consultations publiques. Il aura enfin autorité d'émettre (ou pas) les décrets d'autorisation pour la réalisation des projets.

### 11.3.2 Exigences réglementaires

La Section 2 du présent rapport, rappelle sommairement le cadre légal qui régit le secteur de l'électricité au Togo ainsi que les lois cadres qui intéressent plus directement la protection de l'environnement. À cette étape d'identification des grands enjeux environnementaux, deux cadres légaux doivent être rappelés soit celui du niveau national et celui de l'international.

#### 11.3.2.1 Cadre national

Au niveau national, deux textes de loi méritent une attention particulière dans le domaine de l'environnement, soit :

La Loi 2008-005 du 30 mai 2008 portant Loi cadre sur l'Environnement qui fixe le cadre général de la gestion de l'environnement au niveau national du Togo. Cette loi définit un ensemble de thèmes relatifs à la pollution des eaux, de l'air, des sols et du milieu ambiant sonore qui sont appuyés à leur tour par des décrets qui en définissent les normes admissibles. Tout projet pouvant compromettre la santé ou la sécurité publique et qui nuit au maintien des écosystèmes naturels est sujet à des évaluations environnementales.

Le Décret 2006-058/PR du 05 juillet 2006 qui fixe la liste des travaux, activités et documents de planification soumis à l'étude d'impact sur l'environnement (ÉIE). Sans autre analyse approfondie de ces textes et exigences qui y sont associées, et qui seront à prendre en compte lors de la planification et la réalisation d'un projet spécifique, il est à mentionner aujourd'hui que les projets de barrages hydroélectriques et les infrastructures énergétiques en territoire Togolais sont soumis à la procédure d'EIE obligeant ainsi l'évaluation des impacts positifs et négatifs, la consultation et la participation publique devant alors résulter sur l'émission au préalable de tout projet, d'une autorisation gouvernementale. Cette autorisation oblige également que les opérations d'expropriation pour cause d'utilité publique soient menées de la façon la plus juste et équitable en regard des lois du pays et cela au préalable de la construction du projet. Le processus d'évaluation des impacts environnementaux est donc une étape inconditionnelle dans le cadre d'un projet de construction de centrale thermique ou hydro-électrique tout comme pour celui d'un poste ou d'une ligne de transport à haute tension.

L'évaluation des enjeux environnementaux associés à un équipement de production électrique de source thermique s'effectue avant tout sur le respect des normes d'émissions atmosphériques. Si le Togo s'est doté de politiques, de guides et de certaines normes afin d'atteindre ses objectifs en matière de réduction des émissions atmosphériques, il est aujourd'hui admis, en attente de normes plus ciblées pour des moyens de production électrique, que les exigences internationales constituent des références de base.

Dans le cadre de la définition des principaux enjeux des solutions de production surtout thermique, la performance des équipements en terme de consommation de ressources énergétiques ainsi que les normes d'émissions atmosphériques ont été considérées comme des critères environnementaux prioritaires devant être pris en compte dès l'étape de planification d'un projet. En effet, les équipements de production ont une durée de vie relativement importante, ce qui oblige donc les parties prenantes responsables de ces projets à considérer non seulement les performances environnementales des équipements projetés, mais également l'évolution des normes de plus en plus respectueuses de l'environnement. Les autres enjeux, associés aux lignes de transport et de distribution électrique, concernent l'intégrité du domaine foncier public et privé avec la problématique des servitudes d'utilité publique et si requis des réinstallations involontaires des populations. Bien que ce dernier aspect peut-être jugé peu discriminant à cette étape du Plan directeur, il est toutefois important de rappeler l'intérêt soutenu qu'accordent les institutions financières


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

internationales à ces questions. Nonobstant cela, l'expérience montre que la prise en compte de critères environnementaux lors des études d'avant projet détaillées, soit lors de la phase de conception de tracé de ligne ou de sélection de sites, peut se traduire par des projets dont l'intégration dans le milieu est optimale, du moins sans impact important.

Dans tous les cas et quelques soient les projets qui seront mis de l'avant, les études environnementales approfondies permettront d'évaluer les impacts des dits projets et d'y apporter, si requis, les mesures de mitigation afin de les rendre compatibles avec le milieu, l'environnement et la société.

#### 11.3.2.2 Cadre international

Le Togo s'est engagé dans la définition de normes plus contraignantes visant à respecter ses engagements en matière de développement durable. En attente de la finalisation de telles normes, particulièrement celles relatives émissions atmosphériques des centrales thermiques et autres infrastructures industrielles, le Togo s'appui généralement sur les normes internationales, dont celles du Groupe de la Banque Mondiale et de l'Organisation mondiale de la santé (OMS).

Sans en faire une analyse exhaustive, et pour des fins de référence, la Banque Mondiale et l'OMS ont émis des valeurs guides pour plusieurs types d'équipements industriels. Ainsi, et à titre d'exemple, la BM recommande les valeurs limites suivantes d'émissions des moteurs fixes des centrales thermiques au gaz et au mazout.

**Tableau 11-1 : Directives d'émission de la Banque Mondiale**

| Paramètres | Directives d'émission (mg/Nm$^3$) | |
|---|---|---|
| Carburant fossile | Gaz naturel | Diesel |
| Matières particulaires | 50 | 50 |
| $SO_2$ | 0.2 Tm/jour/MW ou 2000 mg/Nm$^3$ | 0.2 Tm/jour/MW ou 2000 mg/Nm$^3$ |
| $NO_x$ | 125 | 165 |

Cette même institution a également émis des normes de qualité de l'air, tout comme l'Organisation mondiale de la santé dont les valeurs guides visent d'abord et avant tout la protection de la santé humaine : ces dernières valeurs ne sont qu'indicatives, mais restent toutefois très proches des normes édictées entre autres par l'Union Européenne. Par contre les normes européennes doivent être considérées comme pouvant être limitatives pour les conditions observées au Togo et dans la sous région puisque celles-ci ont été développées, entre autres, dans un souci de limiter les enjeux associés aux pluies acides, enjeux qui ne s'appliquent obligatoirement pas, pour le moment, au Togo.

Les deux tableaux ci-dessous, portant sur les concentrations sur la qualité de l'air, montrent que les directives de l'OMS sont, de façon générale, souvent plus contraignantes que celles de la Banque Mondiale.

**Tableau 11-2 : Qualité de l'air - Directive de l'OMS**

| Paramètres | Conc.max au niveau du sol | Période de référence |
|---|---|---|
| $NO_2$ | 200 µg/m$^3$ | Moyenne horaire |
| $NO_2$ | 40 µg/m$^3$ | Moyenne annuelle |
| $SO_2$ | 500 µg/m$^3$ | Moyenne aux 10 minutes |
| $SO_2$ | 125 µg/m$^3$ | Moyenne 24 heures |
| $SO_2$ | 50 µg/m$^3$ | Moyenne annuelle |

**Tableau 11-3 : Qualité de l'air - Directive de la Banque Mondiale**

| Paramètres | Conc.max. au niveau du sol | Période de référence |
|---|---|---|
| $NO_2$ | 150 µg/m$^3$ | Moyenne 24 heures |
| $NO_2$ | 100 µg/m$^3$ | Moyenne annuelle |
| $SO_2$ | 150 µg/m$^3$ | Moyenne 24 heures |
| $SO_2$ | 80 µg/m$^3$ | Moyenne annuelle |
| MPT | 230 µg/m$^3$ | Moyenne 24 heures |


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

| | | |
|---|---|---|
| MPT | 80 µg/m$^3$ | Moyenne annuelle |
| $PM_{10}$ | 150 µg/m$^3$ | Moyenne 24 heures |
| $PM_{10}$ | 50 µg/m$^3$ | Moyenne annuelle |

Sur la base de ces normes type et valeurs guides, des caractéristiques climatiques des sites et des niveaux de bruits de fond de la qualité de l'air, des combustibles qui seront utilisés et des émissions rejetées par les équipements retenus et établies par les équipementiers, il sera alors possible, lors des études d'impacts approfondies (à réaliser lors des études d'avant-projet), d'évaluer les effets réels des projets sur le milieu. Il est toutefois prévisible, pour les sites situés en zone peu développée ou en front de mer, que les concentrations en $NO_2$, $SO_2$ et en matières particulaires seront très faibles et que tout projet dont les équipements seront modernes devrait permettre de s'approcher des valeurs guides émises par les différents organismes et autorités. Tout projet de centrale planifié dans le cadre du Plan directeur devra donc évaluer, avant même que son site soit définitivement retenu, différentes alternatives visant à limiter les effets sur le milieu environnent immédiat. En cas de situation pouvant, par exemple, se traduire par le dépassement de certaines normes, des mesures pourront alors devoir être recommandées en sachant toutefois que celles-ci passeront certainement par des moyens de contrôle technologique souvent dispendieux.

Enfin concluons, au sujet de la qualité de l'air, sur le fait que le cadre réglementaire évolue dans le temps tout comme les technologies aussi bien au niveau des équipementiers que des combustibles. Ces évolutions ne pourront, qu'à terme, tendre vers un développement plus harmonieux en accord avec les objectifs de développement durable.

Plusieurs autres aspects, dont celui sur la réinstallation involontaire des populations et les études de risques technologiques, sont largement documentés par la Banque Mondiale et démontrent l'intérêt de ces institutions sur ces sujets. Il en est de même pour la protection des biotopes et des espèces menacées qui sont encadrés par les Politiques de sauvegarde. Ces enjeux, principalement associés à la problématique de localisation des infrastructures de production et de transport/distribution, seront traités au cas par cas pour chaque projet lors de la réalisation des études d'impacts détaillées.

## 11.4 Caractéristiques de base des milieux

L'évaluation des effets potentiels de tout projet sur le milieu s'établit sur l'état de référence de ce milieu, soit les conditions qui caractérisent un site particulier avant que le projet de développement ne s'y implante. Ces conditions initiales, appelées également «bruit de fond» ou «sans projet» sont l'état de référence qui permet alors d'évaluer les effets potentiels et réels de la venue d'un projet. Cette connaissance générale s'effectue par divers inventaires et relevés touchant aussi bien les composantes physiques, biologiques qu'humaines. Les enquêtes ménages sur la consommation d'énergie en milieu rural ont constitué une première étape ayant permis d'établir un certain cadre de référence et d'orienter les choix de développement du Plan directeur.

Si certains sites régionaux ou locaux peuvent aujourd'hui être considérés comme pouvant recevoir des projets de centrales thermiques – par exemple le site de la centrale de ContourGlobal, la grande majorité des sites d'implantation des équipements restent à définir. Ce constat est aussi applicable pour les lignes de transport et de distribution qui, lors des études d'avant projet, feront l'objet d'étude de localisation. Ce n'est qu'une fois cette localisation connue et optimisée que les impacts environnementaux et sociaux pourront être évalués et si requis mitigés.

Au niveau des études environnementales et sociales qui seront requises pour les centrales thermiques, il est plus que probable qu'aucune donnée ne permet aujourd'hui de caractériser le milieu ambiant et plus spécifiquement la qualité de l'air. Si une centrale devait être implantée sur un nouveau site en zone rurale, il peut être admis que la qualité ne pourra être affectée de manière significative par la venue d'un projet dont les bonnes performances


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

environnementales seront démontrées. Par contre, si un projet devait être implanté sur un site déjà industrialisé ou en zone urbaine, il pourrait être admis que les émissions atmosphériques émises par le nouvel équipement, bien que très faibles, pourraient affecter la qualité de l'air au niveau local et cela par effets cumulatifs. Cette présomption est établie sur le fait que très souvent les équipements existants sont âgés, de technologie plus souvent qu'autrement désuète ou tout simplement en fin de vie. Ils nécessitent alors des réhabilitations importantes ou impliquent leur remplacement.

Bien que le bruit de fond de la qualité de l'air ne soit donc pas aujourd'hui confirmé pour aucun site, cette situation ne porte pas de préjudices importants aux nouvelles installations qui sont programmées à moyen terme puisque, dans tous les cas, il est admis que les nouveaux groupes seront de technologie moderne et seront ce qu'il y a de mieux en matière de contrôle des émissions atmosphériques. Ces mêmes hypothèses sont celles qui ont été considérées lors de l'analyse comparative des solutions et scénarios.

Au niveau national du Togo, plusieurs territoires ont été déclarés comme d'intérêt pour leurs caractéristiques floristiques et faunistiques et doivent donc être protégés. Il s'agit entre autres des parcs nationaux de Kéran, Aledja, Fazao-Malfakassa et des réserves Akaba, Togodo et Kpessi. Du point de vue environnemental et social, seules donc les études de caractérisation de base, également appelées de «caractérisation du milieu » et qui seront entreprises lors des études d'impacts préliminaires ou approfondies permettront d'apprécier la nature spécifique des milieux, l'importance des impacts des projets associés et de la portée des mesures de mitigations voire même de relocalisation appropriées de projet qui seront proposées.

## 11.5 Effets anticipés

L'élaboration de toute stratégie de développement des sites de production et de réseaux de transport et distribution doit, comme mentionnée en introduction, tenir compte des effets potentiels sur l'environnement et le milieu social. Outre les effets directs associés aux solutions proposées, les conditions environnementales de base des sites ou régions directes qui y prévalent sont certainement un facteur pouvant influencer les effets réels d'un projet sur un milieu donné. Indépendamment de ces dernières conditions, certains éléments de l'environnement sont plus susceptibles d'être affectés. Ainsi, dans le cadre d'un équipement de production thermique d'énergie électrique, il est généralement reconnu que les émissions atmosphériques émises sont les plus sujettes à faire l'objet de préoccupations. Le second concernerait les rejets liquides puisque l'eau entre souvent dans le procédé de production (refroidissement). De plus, pour qu'un enjeu soit discriminant dans l'analyse et le choix des options et solutions, il doit comporter un aspect temporel important souvent à long terme. Ainsi les effets appréhendés lors de la construction, bien que pouvant être importants dans certains cas, peuvent être mitigés et donc fortement réduits. Dans le cadre de l'opération, un impact même jugé peu important va toutefois durer la vie du projet et se cumuler à d'autres effets totalement indépendants de celui-ci.

Le Plan directeur propose des équipements qui à terme remplaceront ceux existants en fin de vie. Cette supposition confirme donc que toute centrale thermique aujourd'hui jugée désuète du point de vue de ses rejets d'émissions atmosphériques sera remplacée par des équipements plus performants, comme dans le cas des centrales à charbon dite « propre ».

Dans le cadre de la présente étude, l'intérêt n'est donc pas à priori d'effectuer un exercice d'évaluation des impacts mais bien plus de présenter les principaux points forts des solutions et options et si requis, de proposer de nouvelles approches en terme de développement durable.

### 11.5.1 Moyens de production

Les solutions et les scénarios proposés au Plan combinent plusieurs types d'équipements qui seront répartis sur le territoire national. En phase d'élaboration du Plan directeur,


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

l'évaluation des impacts de la mise en œuvre de ces projets reste sujette à caution dans la mesure où les lieux d'implantation (et leurs conditions de base) et les dates de mise en exploitation restent à confirmer. Sur le plan technologique, les équipements des centrales sont susceptibles à moyen terme d'atteindre des niveaux de performance jusqu'alors non atteints. L'exemple récent des centrales à charbon « propre » en est un frappant. Lors d'un récent colloque[5] , il a été discuté des solutions technologiques efficaces qui permettent aujourd'hui de limiter l'impact de ces centrales et dont le déploiement pourrait débuter d'ici 2020. En l'absence aujourd'hui de la connaissance des équipements qui seront privilégiés par rapport à d'autres, leurs valeurs d'émissions atmosphériques étant non disponibles – l'évaluation des effets reste aléatoire. Il est toutefois possible de confirmer que les effets à long terme des nouvelles technologies seront dans tous les cas positifs, par rapport à celles qui sont disponibles aujourd'hui, et encore plus avantageuses par rapport aux anciennes technologies et dont les équipements sont en fin de vie utile. À titre d'exemple, la pollution générée par l'utilisation du charbon se manifeste à deux niveaux : la pollution locale (rejets de poussières, de suies, d'oxydes de souffre et d'azote) qui est constatée à proximité des centrales et qui de façon générale est tant bien que mal maitrisée dans les pays développés; et la pollution globale, liées aux GES puisque les centrales au charbon émettent deux fois de $CO_2$ plus que les centrales au gaz naturel. Au rythme actuel, les émissions de $CO_2$ liées au charbon devraient augmenter de plus de 50% d'ici 2025. Pour limiter cet impact qui aura potentiellement des conséquences néfastes, il va falloir réduire rapidement les effets de ce type de centrale sur l'environnement.

Une des premières solutions permettant de réduire les émissions atmosphériques de ces centrales est d'en augmenter l'efficacité énergétique. Les 2/3 des centrales existantes de par le monde ont plus de 20 ans d'âge et affichent des piètres rendements de tout juste 30%. Les plus modernes, basées sur les technologies dites de cycle vapeur, peuvent atteindre un rendement de 45%. La mise en œuvre de technologies de captage et de stockage de $CO_2$ (COACH) pourrait fondamentalement modifier la donne et rendre au charbon ses lettres de noblesse, le rendant plus performant que certaines ressources alternatives. Indépendamment de ces améliorations à moyen terme, il est toutefois possible d'apprécier des effets potentiels des projets inscrits au Plan directeur sur la base des technologies disponibles aujourd'hui. À cet effet, et dans un contexte comparatif, les études de la centrale au charbon récemment menées sous l'égide de la Banque Africaine de Développement et la Banque Mondiale peuvent dès lors servir de référence[6].

À titre d'exemple, des évaluations des effets sur l'environnement de ce type de centrale ont permis d'établir qu'elles auraient des impacts non négligeables sur la qualité de l'air ambiant au niveau local et cela même si elles devaient fonctionner entièrement au fuel lourd et dans un environnement dont les concentrations de fond avaient été jugées négligeables. Il a été évalué que leur mise en œuvre allait se traduire par l'émission non négligeable de $NO_2$ et de $SO_2$. Sans entrer dans le détail explicatif, les dépassements estimés excédaient alors les normes de la Banque Mondiale. Les recommandations qui avaient été émises, lors de ces études afin de réduire ces impacts, concernaient en tout premier lieu la mise sur pied d'un suivi continu de la qualité de l'air, mais également l'adoption de technologie de réduction de $NO_X$ et l'utilisation d'un combustible de remplacement produisant un impact moindre sur les GES. Il a même été recommandé, pour l'une d'elles, qu'en cas de dépassement excessif des concentrations atmosphériques, que des ententes soient conclues avec l'opérateur national afin de celui-ci baisse la capacité de production de la centrale afin d'en réduire les impacts. Tel que mentionné précédemment, les technologies de réduction des émissions atmosphériques sont souvent dispendieuses à mettre en place en plus de requérir des suivis environnementaux permanents et en continu. Dès lors, les choix judicieux devront être faits au niveau technologique et auprès des équipementiers.

[5] Colloque Panorama organisé par IFP Énergies nouvelles - Février 2008

[6] BAD - Sendou 125 MW Centrale à Charbon, Août 2009 et ERM - Étude d'Impact Environnemental de la centrale thermique diesel de 67,5 MW dans la localité de Kounoune Juillet 2005



© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

En ce qui a trait aux centrales au gaz, celles-ci sont reconnues pour leurs meilleures performances environnementales, par rapport, aux autres combustibles fossiles. Ces centrales ont l'avantage de pouvoir également fonctionner au diesel en cas de pénurie de gaz. Les études environnementales réalisées sur ce type de centrale montrent que de façon générale les effets sur la qualité de l'air restent mineurs avec des concentrations en $SO_2$ et $NO_2$ largement inférieures aux directives de la Banque Mondiale et de l'OMS. En fonctionnement au diesel, les concentrations émises sont définitivement supérieures à celles du gaz sans toutefois dépasser les normes de la Banque Mondiale et de l'OMS.

Du point de vue technologique, l'utilisation du diesel sur ce type de centrale est généralement planifiée sur de courtes périodes et seulement associée à une pénurie temporaire de gaz. Les effets négatifs, mais temporaire de l'utilisation du diesel, sont donc compensés par le combustible au gaz et ce type de centrale présente un meilleur bilan annuel qu'une fonctionnant totalement au diesel. Par contre, dès que l'utilisation du gaz est plus constante, les avantages économiques s'estompent. Le diesel devient alors, d'un point de vue économique, plus avantageux avec toutefois les effets néfastes soulignés précédemment. Quant au charbon, selon sa provenance et les technologies utilisées, il peut présenter des émissions dépassant largement les normes aujourd'hui admises.

Indépendamment des technologies et combustibles qui seront retenus au cas par cas pour les centrales, la gestion des produits dangereux reste assurément l'une des plus problématiques importante puisque toute action non contrôlée ayant un effet négatif sur l'environnement va s'échelonner sur la vie du projet. Il est non seulement fait référence à des déversements ou pertes fugitives d'hydrocarbure comme tel (mazout, fuel lourd, autre), mais également d'huiles lubrifiantes et diélectriques et aux eaux de procédés et de refroidissement souvent souillés par ces mêmes produits. Les centrales thermiques utilisent en effet de grandes quantités d'huiles qui ont, en cas de déversement dans le milieu naturel, un potentiel hautement contaminant. La conception de toute centrale devra, au même titre que pour le contrôle des émissions atmosphériques, prévoir un projet qui intégrera non seulement des mesures de protection de l'environnement, mais également des procédures et des programmes de suivis et de mesures d'urgence en cas déversement. Les coûts associés à de tels programmes devront être prévus.

Enfin, il faut mentionner que la problématique associée aux huiles diélectriques pouvant contenir des askarels (BPC) jugés cancérigènes, n'est plus d'actualité dans la mesure où il est aujourd'hui possible d'utiliser des huiles qui en sont exempt. Dès lors, et tel que mentionné, précédemment, le projet a été conçu selon les meilleures technologies disponibles.

Protéger l'environnement tout en assurant l'approvisionnement des populations en énergie électrique est l'un des défis majeurs que le Togo doit relever. Les autorités nationales ont défini, dans un cadre de partenariat sous-régional, les orientations et stratégies de développement des énergies renouvelables pour la lutte contre la pauvreté et l'accès aux services énergétiques à un plus grand nombre de la population. Jusqu'à preuve du contraire, ces objectif devraient être atteints puisque les projets planifiés dans le cadre du Plan directeur vont avoir des effets positifs sur :

- l'amélioration de la qualité des services;
- la création d'emplois;
- l'amélioration du cadre de vie;
- la valorisation des zones des projets; et
- l'afflux des populations.

Ces mêmes effets vont engendrer indirectement des conséquences positives sur :

- l'amélioration de la productivité des unités industrielles;
- la promotion de l'économie locale; et de façon plus générale
- la meilleure insertion sociale des populations.


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

Le projet hydroélectrique planifié Adjarala présente également de forts potentiels économiques et sociaux. Il pourrait ainsi à terme, intégrer ou bonifier des volets à fins d'usages multiples par exemple de régulation hydraulique, d'irrigation agricole. Il pourrait également viser le développement économique par la réduction des effets associés aux aléas climatiques sur l'agriculture et la société avec en priorité la diminution de la dépendance à l'énergie fossile dont le prix volatile constitue une contrainte sérieuse à tout développement.

La production électrique du Togo repose actuellement en majorité sur les centrales thermiques, d'où les coûts élevés de maintenance et de réparation et des dépenses en devises sans compter la durée de vie relativement courte des équipements. Tout développement de projet hydroélectrique est donc préférable à celui utilisant des ressources non renouvelables. Ce type de projet, en fonction des potentiels pouvant être développés, ne pourra avoir que des effets bénéfiques sur les économies du pays, mais également sur sa population.

Ces projets vont toutefois requérir, des démarches de management environnemental qui devront être intégrées au processus décisionnel et cela dès les études d'avant projet afin de retenir les équipements aux technologies les plus respectueuses de l'environnement. Par la suite, leur localisation devra faire l'objet d'une attention toute particulière. Il appartiendra, alors, aux autorités compétentes d'évaluer les effets des projets et aux opérateurs de respecter les ententes, les normes et les directives qui accompagneront les autorisations d'exploitation des dites centrales. L'option centrale thermique est une solution qui pourra être combinée à bien d'autres sources d'énergie alternative, mais elle reste pour le moment la plus économiquement rentable, la plus écologiquement respectueuse dans la mesure où le manque de disponibilité d'énergie pour les populations se traduit par une déforestation qui a déjà eu et qui aura encore plus d'effets dévastateurs sur l'environnement et les sociétés civiles.

### 11.5.2 Moyens de transport et distribution

Le Plan directeur du réseau d'électrification de la CEET, propose de grands axes de developpement afin d'acheminer l'énergie aux points des charges. Ces axes s'inscrivent dans un programme de réalisation qui dépend d'un ensemble de facteurs et d'éléments associés aussi bien à la réalisation dans le temps de projets de production que de transport, l'objectif ultime étant de satisfaire la demande des régions administratives en fonction de l'évolution des localités et de la répartition de la population sur le territoire.

La localisation des lignes et des équipements qui supporteront ces circuits MT n'a toutefois pas encore été établie puisque plusieurs étapes restent encore à finaliser. Les études d'Avant Projet Détaillé (APD) et d'Exécution permettront de définir les projets dans leurs différents aspects techniques et de conception, mais également de les localiser en fonction des niveaux de contrainte et de compatibilité des composantes environnementales et sociales des milieux traversés.

En phase d'élaboration du Plan directeur, les réseaux analysés et proposés sont donc représentés uniquement de façon schématique. Pour des fins d'identification des principaux enjeux environnementaux et sociaux associés au Plan directeur, les hypothèses suivantes ont été retenues :

- Tout nouveau projet ou partie de projet a été considéré comme devant éviter les contraintes environnementales et sociales. Il est fait particulièrement référence aux parcs nationaux et aux réserves naturelles, mais également aux milieux densément utilisés par les populations. Le passage de ligne électrique en milieu urbain soulève toute la problématique associée aux conflits d'usage des sols par les populations et la définition des servitudes d'utilité publique.
- Tout nouveau projet doit profiter des éléments attractifs comme par exemple les


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

infrastructures routières majeures et les lignes de transports existantes afin entre autres de faciliter les accès ou profiter de servitude d'utilité publique existante.

- Tout nouveau circuit, présenté comme une addition à un circuit existant, devra être considéré comme y étant localisé de façon contigüe au premier circuit. Cela suppose que les deux circuits pourront être implantés dans un même et unique corridor. Le regroupement d'infrastructures de transport d'énergie électrique au sein d'un même corridor est jugé préférable dans la mesure où les réseaux existants sont généralement plus accessibles, puisque leur emprise a une vocation d'utilité publique. De plus, le regroupement d'infrastructures facilite les inspections du réseau et les réhabilitations lorsque requises.

Ces hypothèses de travail invitent donc à ce que les études de localisation de conception et d'impacts sur l'environnement, qui seront réalisées par les différents promoteurs de projet, tiennent non seulement compte des lignes existantes, mais également des autres projets de renforcement inscrits à plus long terme aux réseaux sous régionaux.

Les solutions proposées au Plan directeur comprennent des postes et des lignes à moyenne tension. Au niveau des postes électriques, il est prévu des réhabilitations, des ajouts d'équipements, des extensions ou carrément de nouveaux postes. En ce qui a trait aux lignes électriques, à peu près les mêmes travaux seront programmés et comprendront donc de multiples réhabilitations ainsi que de nouvelles lignes afin de consolider aussi bien le réseau interconnecté au niveau national que local et répondre aux besoins énergétiques des localités.

De façon générale, l'élaboration et le choix des infrastructures de transport devront reposer sur le respect des critères techniques, économiques, mais aussi environnementaux. Parmi ces derniers mentionnons à titre de référence :

- Éviter les zones faisant l'objet d'une protection réglementaire (parc national, réserve, autres);
- Éviter les zones présentant un potentiel élevé de protection écologique (zone humide, forêt dense, autres);
- Éviter les secteurs construits ou densément utilisés afin de limiter les réinstallations involontaires des populations (milieu et quartier urbain); et
- Rechercher le parcours le plus direct car dans un milieu homogène, une longueur moindre réduit, généralement, les perturbations environnementales tout en présentant un avantage économique et technique.

Par la prise en compte de ces critères dès la phase de conception, il est généralement reconnu que les projets linéaires de transport/distribution en milieu non urbanisé peuvent être réalisés sans se traduire par des impacts environnementaux importants ou irréversibles. En milieu bâti, urbanisé ou densément utilisé par la population, les enjeux différent selon qu'il s'agisse de lignes à haute tension ou de lignes de distribution. Les lignes de transport HT requièrent généralement une servitude d'utilité publique souvent large (30 mètres et plus) et sur de plus longues distances et dans laquelle les usages des sols par les populations sont sur principe contrôlés voire limités afin d'assurer l'intégrité des équipements électriques et la sécurité des populations. Dans la majorité des cas, des acquisitions de servitudes sont requises entrainant des expropriations et des réinstallations involontaires des populations.

Bien que les cadres législatifs et les procédures en pareil cas existent, la mise en œuvre des mesures de compensations et des réinstallations est un processus souvent long et qui dans la majorité des cas se solde par des impacts négatifs, voire des mécontentements généralisés de la part des populations affectées par les projets.

Les institutions internationales de financement, dont la Banque Mondiale, accordent une grande importance à cet enjeu et ont établi, à cette fin, des règles ou directives qui encadrent, rigoureusement un processus de réinstallations involontaire des populations qui


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

permet de compenser et dédommager d'une façon équitable, juste et transparente les populations affectées par les projets. Il sera donc important que la programmation des travaux par le Maitre d'Ouvrage prévoit non seulement les structures organisationnelles, mais également les ressources financières suffisantes afin de couvrir les coûts de telles réinstallations. Les délais de réalisation de telles études, mais également ceux associés à l'obtention des autorisations doivent également être intégrés à la planification des travaux.

Du point de vue écologique, la délimitation d'une emprise de ligne oblige généralement le dégagement d'un corridor par la coupe des strates arborescentes dans cette emprise afin d'assurer un dégagement suffisant par rapport aux conducteurs et cela pour des fins de sécurités du réseau. La strate arbustive (maquis et plantes de bordures de plans et cours d'eau) et les activités agricoles sont généralement maintenues à moins de contraintes spécifiques.

À plus long terme, les servitudes d'utilité publique de lignes peuvent toutefois être intégrées des projets de développement et constituer des espaces privilégiés afin d'y maintenir voire développer certains usages ou fonctions. Les expériences montrent en effet que ces emprises, en zone rurale, sont compatibles au maintien et au développement des activités agricoles. En milieu urbanisé, de tels espaces où les habitations permanentes ne sont généralement pas admises peuvent être mis à profit afin d'y développer les espaces verts ou récréatifs à des fins publiques. En matière de qualité de vie des populations, les effets d'un tel projet peuvent donc être largement positifs à long terme.

Indépendamment des obligations techniques, économiques et environnementales associées à la délimitation d'une servitude d'utilité publique de plusieurs dizaines de mètres de large, la prise en compte, dès la phase de conception d'un projet, de critères de localisation, permet généralement dans la majorité des cas, d'éviter voire de fortement réduire les effets négatifs associés à l'implantation de ligne de transport. Dans le cadre de la mise en œuvre du Plan, la préservation des zones protégées, comme les parcs nationaux et les réserves naturelles, devra être particulièrement priorisée et intégrée au processus d'élaboration des projets.

En ce qui a trait aux lignes de distribution électrique basse tension, la problématique environnementale et sociale est généralement moins contraignante dans la mesure où la servitude d'utilité publique pour ce type de ligne est d'une largeur relativement restreinte et cela même si les milieux traversés par ces lignes sont généralement bâtis souvent à haute densité. Ces lignes aériennes sont habituellement localisées en bordure des rues urbaines et trottoirs et nécessitent généralement, pour leur implantation, que l'élagage de branches, et plus rarement la coupe d'arbres ornementaux. De plus, ces lignes offrent énormément de flexibilité de localisation contrairement aux lignes à HT et MT qui doivent de préférence avoir une parcours le plus rectiligne possible. La programmation des travaux d'implantation des lignes de distribution permet donc généralement une meilleure optimisation de la localisation de chaque infrastructure (poteau, hauban, transformateur, autre), en sachant toutefois que ces équipements ont pour objectif premier d'assurer une électrification des logements et donc une amélioration de la qualité de vie des populations.

L'une des problématiques associées à la distribution concerne la présence de transformateurs contenant des huiles souvent au potentiel contaminant. La programmation de travaux d'entretien dans des centres permet généralement la saine gestion de ces huiles et limite donc tout effet négatif potentiel sur l'environnement.

La problématique environnementale et sociale associée à l'extension des postes est différente de celle des lignes puisque très souvent, ceux existants sont implantés depuis de nombreuses années dans des milieux bâtis. Dès lors, toute extension de poste pourra se traduire par des expropriations qui devront être réalisées en conformité aux règles de l'art avec des ressources requises qui auront été programmées au projet. Il en est de même pour les nouveaux postes qui devront être localisés au plus près de la charge, soit proche des milieux urbanisés et donc bâtis. Dès lors, et pour des raisons techniques et économiques, l'acquisition par expropriation pourra s'imposer. Tout comme pour l'ensemble des projets, la


**© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.**

programmation des travaux par le Maitre d'Ouvrage devra prévoir les moyens techniques et financiers afin de réaliser ces acquisitions et surtout en couvrir les coûts.

Bien que certains impacts négatifs soient donc appréhendés par la mise en œuvre du Plan directeur, une planification des travaux, la réalisation d'études d'impact environnemental et social et l'élaboration des mesures de mitigation et d'un plan de gestion permettront l'optimisation des projets.

### 11.6 Stratégie de développement en environnement et recommandations

Dans l'attente de la programmation effective de la mise en œuvre du Plan directeur, des choix qui seront privilégiés pour les équipements et de la localisation comme telle de ceux-ci, il est possible au niveau de l'analyse conclusive d'orienter une approche quant aux choix à venir en matière de stratégie environnementale qui devra être adoptée.

Cette approche, qui respecte les politiques en matière de développement durable, est basée sur un ensemble de prémisses ou d'hypothèses qui s'appuient elles-mêmes sur l'expérience et les règles de l'art en matière de conception, de réalisation et d'opération de projets. Les obligations réglementaires restent également la référence puisqu'elles sont les seules qui puissent assurer un niveau de protection de l'environnement.

Il est important de rappeler que les études d'avant projet devraient pouvoir à elles seules permettre le développement harmonieux des projets dans la mesure où ces études apporteront les solutions d'intégration optimale des projets dans leur milieu.

Quelque soit l'approche qui sera privilégiée en termes de gestion environnementale, elle devra intégrer un ensemble de moyens connus dont l'optimisation des procédés et l'innovation technologiques. Pour que celle-ci soit considérée comme novatrice, les moyens techniques, voire économiques, devront être dépassés et encadrés par des façons de faire que l'on peut qualifier d'organisationnelle.

Parmi les éléments à considérer dans l'approche environnementale, il y a lieu de mentionner de :

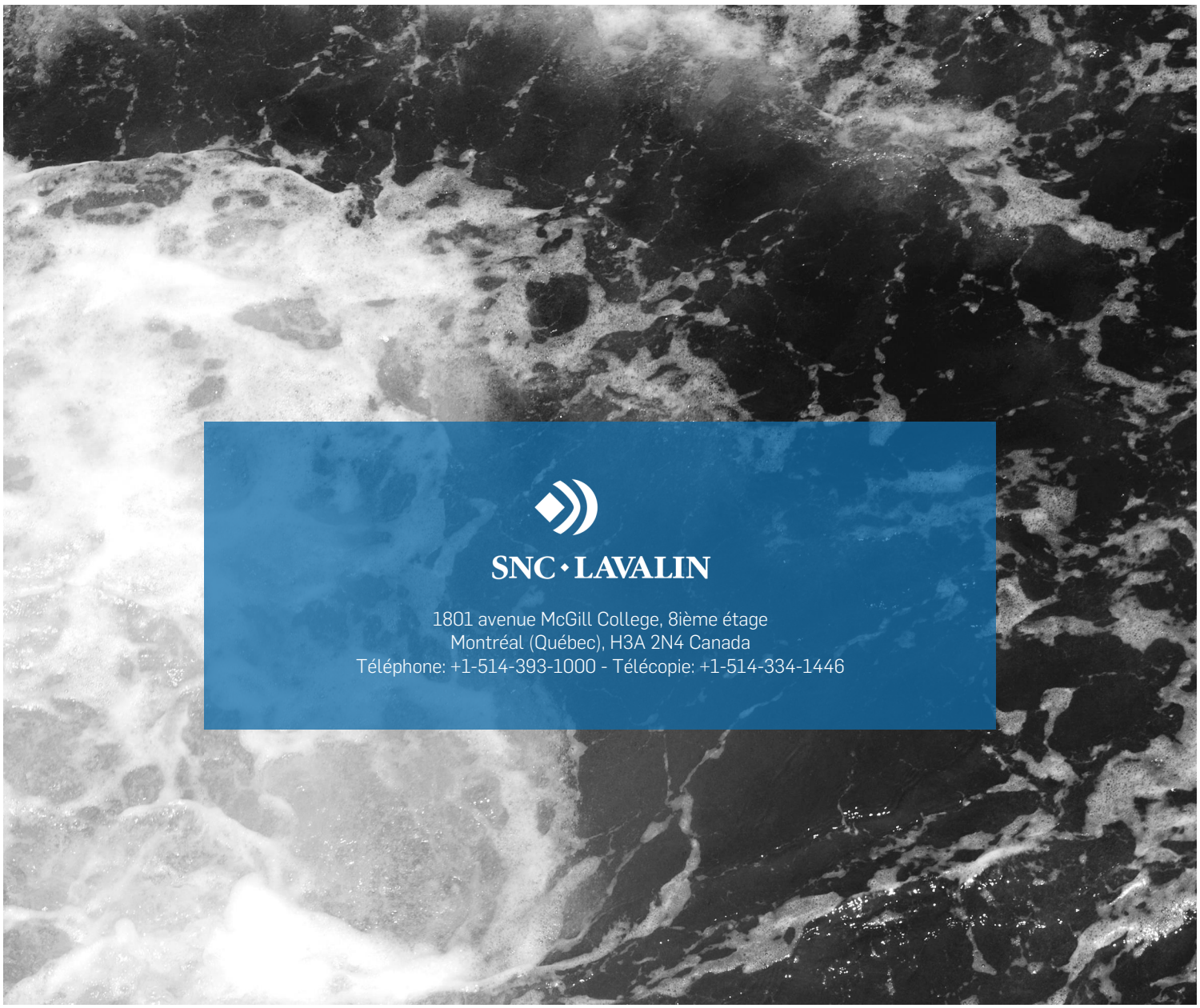
- Planifier les investissements et la programmation des travaux avec suffisamment de délai afin d'intégrer des technologies permettant de respecter au mieux les normes nationales et des lignes directrices des institutions internationales de financement;
- Prévoir les ressources financières suffisantes au projet afin de réaliser les études d'avant projet tenant compte des considérations environnementales et sociales - entre autres les études d'impacts environnementales approfondies, les études de compensation et de réinstallation involontaires des populations et les coûts des mesures d'atténuation, de compensation et de dédommagement;
- Prévoir le renforcement des structures organisationnelles internes et la formation et sensibilisation du personnel non seulement sur la protection de l'environnement, mais également afin d'assurer les suivis environnementaux et sociaux des projets;
- Privilégier les réhabilitations et les modernisations des équipements existants, aux technologies souvent désuètes ou non respectueuses de l'environnement, par des équipements aux technologies plus performantes et moins polluantes;
- Prévoir et planifier les ressources financières suffisantes afin de réaliser des programmes de renforcement, de formation et d'accompagnement du personnel sur les questions environnementales et sociales,
- Prévoir les ressources financières et humaines pour assurer le suivi environnemental des projets et surtout ceux portant sur la qualité de l'air et de l'eau pour chaque projet de centrale sur une période d'au moins une année avant l'amorce des études d'impacts environnementales approfondies.

En matière de conclusion, le Plan directeur va dans le sens des politiques en matière de développement économique et de la réduction de la pauvreté qui ont été prônées par le


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.

gouvernement du Togo. Il reste maintenant à prévoir les moyens pouvant permettre à la fois d'en réaliser les programmes et les équipements tout en respectant les objectifs de durabilité.


© SNC-Lavalin International Inc. 2014. Tous droits réservés. Confidentiel.



SNC·LAVALIN

1801 avenue McGill College, 8ième étage
Montréal (Québec), H3A 2N4 Canada
Téléphone: +1-514-393-1000 - Télécopie: +1-514-334-1446