

Côte d'Ivoire

CIENERGIE

**Diagnostic du Secteur de l'Energie en
Côte d'Ivoire
Rapport final de l'étude de collecte des
données relatives au secteur de
l'énergie électrique**

Mars 2019

**Agence administrative indépendante
Agence Japonaise de Coopération International (JICA)**

Asia Engineering Consultant Co., Ltd

IL
JR
19-021

Côte d'Ivoire

CIENERGIE

**Diagnostic du Secteur de l'Energie en
Côte d'Ivoire
Rapport final de l'étude de collecte des
données relatives au secteur de
l'énergie électrique**

Mars 2019

**Agence administrative indépendante
Agence Japonaise de Coopération International (JICA)**

Asia Engineering Consultant Co., Ltd

Table des matières

Table des matières

CHAPITRE 0 RESUME.....	0-1
0-1 GENERALITES.....	0-1
0-2 SITUATION IVOIRIENNE EN MATIERE D'ENERGIE ET D'ELECTRICITE (CHAPITRE 2)	0-2
0-3 STRUCTURE, ORGANISATION ET SITUATION FINANCIERE DU SECTEUR DE L'ENERGIE ELECTRIQUE, ET NIVEAU DES TARIFS DE L'ELECTRICITE (CHAPITRE 3)	0-3
0-4 ÉTAT ACTUEL DES RESEAUX ET DES EQUIPEMENTS D'ENERGIE ELECTRIQUE, ET EXPLOITATION ACTUELLE DES RESEAUX (CHAPITRES 3 ET 4)	0-3
0-5 PLAN D'EQUIPEMENTS DE L'ENERGIE ELECTRIQUES (CHAPITRE 5)	0-5
0-6 PRODUCTEUR INDEPENDANT D'ELECTRICITE (IPP) PHOTOVOLTAÏQUE (CHAPITRE 6) ...	0-8
CHAPITRE 1 DESCRIPTION GENERALE DE L' ETUDE	1-1
1-1 ARRIERE-PLAN DE L' ETUDE	1-1
1-2 DESCRIPTION GENERALE DE L' ETUDE	1-2
1-2-1 Objectifs de l' étude	1-2
1-2-2 Zones cibles de l'étude.....	1-2
CHAPITRE 2 DESCRIPTION GENERAL DE LA COTE D'IVOIRE.....	2-1
2-1 DESCRIPTION GENERALE SUR LES SITUATIONS SOCIALES ET ECONOMIQUES	2-1
2-1-1 Situation politique.....	2-1
2-1-2 Situations sociale et économique	2-1
2-2 GEOGRAPHIE ET CLIMAT	2-4
2-2-1 Géographie.....	2-4
2-2-2 Climat.....	2-5
2-3 Situation de l'énergie	2-6
2-3-1 Politique énergétique	2-6
2-3-2 Situations de l'équilibre offre-demande en électricité	2-7
2-4 SITUATION DE L'EQUILIBRE OFFRE – DEMANDE DE L'ELECTRICITE	2-10
2-4-1 Demande en électricité.....	2-10
2-4-2 Approvisionnement en électricité	2-12
2-4-3 Qualité de l'approvisionnement en électricité.....	2-15
2-4-4 Efficacité énergétique	2-16

CHAPITRE 3 : INFORMATIONS DE BASE SUR LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN CÔTE D'IVOIRE.....3-1

3-1	Aspects politiques, législatifs et réglementaires liés au secteur de l'électricité.....	3-1
3-1-1	Contexte historique de la politique du secteur de l'électricité	3-1
3-1-2	Lois et réglementation du secteur de l'électricité	3-2
3-1-3	Politique relative au secteur de l'énergie électrique.....	3-5
3-2	Régime des entreprises de l'électricité.....	3-5
3-2-1	Fonction des institutions et entreprises liées au secteur de l'énergie électrique	3-5
3-2-2	Organisation et structure de la CIE	3-7
3-2-3	Gestion des activités de la CIE et situation financière.....	3-8
3-3	ÉCONOMIE ET FINANCE DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ	3-10
3-3-1	Système financier du secteur de l'électricité.....	3-10
3-3-2	La situation financière du secteur de l'électricité	3-11
3-3-3	Structure des tarifs de l'électricité	3-12
3-4	RÉSEAU ÉLECTRIQUE	3-21
3-4-1	Description générale du réseau électrique	3-21
3-4-2	Principal réseau électrique	3-23
3-4-3	Réseau électrique de Grand Abidjan.....	3-25
3-4-4	Interconnexion internationale de l'électricité.....	3-27

CHAPITRE 4 ÉTAT ACTUEL ET EXPLOITATION DES EQUIPEMENTS D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE..... 4-1

4-1	ÉTAT ACTUEL DES EQUIPEMENTS	4-1
4-1-1	Équipements de production.....	4-1
4-1-2	Équipements de transport.....	4-5
4-1-3	Équipements de transformation	4-13
4-1-4	Équipements de distribution.....	4-20
4-1-5	Système de surveillance et de commande.....	4-22
4-2	EXPLOITATION DES EQUIPEMENTS	4-22
4-2-1	Système de mise en œuvre de l'exploitation du réseau	4-22

CHAPITRE 5 PLAN D'EQUIPEMENTS DE L'ENERGIE ELECTRIQUE5-1

5-1	Grandes lignes du plan d'équipements de l'énergie électrique	5-1
5-1-1	Plan directeur de l'énergie électrique.....	5-1
5-1-2	Prévisions de la demande en électricité	5-2
5-1-3	Analyse du réseau électrique.....	5-8
5-2	Plans de développement des sources d'énergie électrique	5-13
5-2-1	Grandes lignes du plan directeur de production d'électricité	5-13
5-2-2	Plans de développement des sources d'énergie électrique	5-15
5-3	Plans d'équipements de transport et de transformation.....	5-18
5-3-1	Grandes lignes du plan directeur de transport et de transformation	5-18
5-3-2	Plans actuels de renforcement des équipements de transport et de transformation.....	5-20
5-4	Plans d'équipements de distribution	5-35
5-4-1	Plan directeur de distribution	5-35
5-4-2	Plan d'équipements des réseaux de distribution du Grand Abidjan ..	5-36
5-5	Plans d'automatisation.....	5-39
5-6	Enjeux des réseaux électriques.....	5-41
5-7	Plans d'électrification rurale.....	5-46
5-7-1	Plan directeur de l'électrification rurale	5-46
5-7-2	Progression de l'électrification rurale et plans futurs	5-49
5-7-3	Approvisionnement par sources indépendantes d'énergies renouvelables, etc.....	5-53
5-7-4	Initiatives pour l'électrification de toutes les zones.....	5-54
5-8	Situation des investissements et du financement des équipements.....	5-55
5-9	La situation de l'aide des autres bailleurs de fonds	5-58
5-10	Plan directeur du WAPP	5-60
5-10-1	Prise de connaissance de la situation actuelle des pays membres ...	5-61
5-10-2	Prévisions de demande	5-66
5-10-3	État du développement des sources d'énergie électrique.....	5-67
5-10-4	Situation des lignes d'interconnexion internationale	5-68
5-10-5	Le marché des transactions d'électricité	5-69
5-10-6	Facteurs importants pour la mise en œuvre du plan directeur.....	5-69
5-10-7	Plan directeur des sources d'énergie électrique et des réseaux de transport.....	5-70
5-10-8	Projets nécessitant des investissements	5-76

CHAPITRE 6 PROJETS INDEPENDANTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE PHOTOVOLTAÏQUE.....	6-1
6-1 POTENTIEL DE L'ENERGIE SOLAIRE	6-1
6-2 CADRE POUR LA PROMOTION DES INVESTISSEMENTS PRIVES	6-2
6-3 PLAN DE MISE EN ŒUVRE DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE PHOTOVOLTAÏQUE ET REALISATIONS DANS CE DOMAINE	6-4
6-3-1 Korhogo solaire	6-5
6-3-2 Boundiali solaire.....	6-5
6-3-3 Poro Power-1	6-5
6-3-4 Autres projets.....	6-6
6-4 COUT DES PROJETS (CONSTRUCTION)	6-6
6-5 PRIX DE RACHAT	6-8
6-6 ÉTAPES DU DEVELOPPEMENT DE PROJET POUR LES PROJETS INDEPENDANTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE PHOTOVOLTAÏQUE.....	6-9
6-6-1 Étape 1 - Identification du site du projet et formation du concept de développement.....	6-11
6-6-2 Étape 2 - Étude de préfaisabilité	6-11
6-6-3 Étape 3 Étude de faisabilité.....	6-12
6-6-4 Étape 4 - Obtention des permis, contrats, et financements	6-12
6-6-5 Étape 5 Conception détaillée.....	6-13
6-6-7 Étape 7 Tests d'achèvement.....	6-14
6-6-8 Étape 8 Mise en service / exploitation et maintenance (E&M)	6-15
6-7 IMPORTANCE DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE PHOTOVOLTAÏQUE DANS LE SYSTEME D'ECHANGES D'ENERGIE ELECTRIQUE OUEST AFRICAIN (EEEOA).....	6-16
6.8 SITUATION DES BAILLEURS DE FONDS	6-18
6.9 INITIATIVES DE PARTENARIAT PUBLIC-PRIVE (PPP)	6-18
6.10 EXEMPLE DE DEVELOPPEMENT DE PROJETS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE PHOTOVOLTAÏQUE EN PPP (MALI).....	6-22
6-11 LIEUX CANDIDATS DE DEVELOPPEMENT EN COTE D'IVOIRE	6-25
6-12 DEFIS DU DEPLOIEMENT DE L'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE EN COTE D'IVOIRE	6-30
6-12-1 DEFIS AU NIVEAU DES INSTALLATIONS / DES RESEAUX	6-30
6-12-2 DEFIS D'ORDRE LEGISLATIF.....	6-32
6-13 L'INTERET DES ENTREPRISES JAPONAISES	6-32

Table des matières des figures et des tableaux

Table des matières des figures et des tableaux

Figure 1.1 La Côte d’Ivoire et ses pays voisins dans l’Afrique de l’ouest.....	1-3
Figure 1.2 Les grandes villes, les routes principales, le chemin de fer et les aéroports en Côte d’Ivoire.....	1-5
Figure 2.1 (a) Carte topographique.....	2-5
Figure 2.1 (b) Carte topographique	2-5
Figure 2.2 Classification de Köppen des climats	2-6
Figure 2.3 Sources électriques indépendantes Off-grid (55 dans le pays en fin décembre 2015)	2-14
Figure 3.1 Liens contractuels unissant les institutions gouvernementales,.....	3-7
Figure 3.2 Répartition des coûts de l’électricité en 2016.....	3-21
Figure 3.3 Principal réseau électrique à l’intérieur du pays.....	3-24
Figure 3.4 Réseau électrique sur la carte géographique.....	3-25
Figure 3.5 Principal réseau électrique dans la zone de Grand Abidjan.....	3-26
Figure 3.6 Réseau de transport de la zone de Grand Abidjan	3-26
Figure 3.7 EEEOA : Système d’Échanges d’Énergie Électrique Ouest Africain (WAPP) ..	3-27
Figure 4.1 Emplacement d’installation des centrales hydroélectriques.....	4-1
Figure 4.2 Emplacement d’installation des centrales thermiques et carte du réseau de la zone d’Abidjan.....	4-2
Figure 4.3 Mécanisme de la production électrique	4-5
Figure 4.4 Pylône en treillis 225 kV	4-7
Figure 4.5 Pylône en treillis 225 kV	4-7
Figure 4.6 Pylône en treillis 225 kV	4-7
Figure 4.7 Pylône monopode 225 kV	4-7
Figure 4.8 Pylône en treillis 90 kV	4-8
Figure 4.9 Pylône en treillis 90 kV	4-8
Figure 4.10 Accessoires	4-8
Figure 4.11 Mise à la terre de pied de pylône	4-8
Figure 4.12 Dispositif d’ascension	4-9
Figure 4.13 Dispositif d’ascension	4-9
Figure 4.14 Chaîne isolante équipée	4-11
Figure 4.15 Chaîne isolante équipée	4-11
Figure 4.16 Conditions environnantes	4-12
Figure 4.17 Conditions environnantes	4-12

Figure 4.18 État d'application du revêtement antirouille	4-13
Figure 4.19 État d'application du revêtement antirouille	4-13
Figure 4.20 Systèmes de jeu de barres.....	4-18
Figure 4.21 Équipements de transformation 225 kV	4-20
Figure 4.22 Poste de distribution et situation d'une ligne montante sur poteau	4-21
Figure 4.23 Poteaux de distribution en béton standardisés	4-21
Figure 4.24 Transformateur sur poteau et sectionneur de sectionnement à commande manuelle	4-22
Figure 5.1 Scénarios de prévision de la demande et valeurs corrigées	5-5
Figure 5.2 Carte des directions régionales en Côte d'Ivoire	5-6
Figure 5.3 Prévisions de demande par région (scénario moyen)	5-7
Figure 5.4 Plans de renforcement des équipements de transport et de transformation à l'horizon 2030	5-20
Figure 5.5 Distribution régionale des plans de renforcement des équipements de transport et de transformation	5-21
Figure 5.6 Carte des réseaux du Grand Abidjan en 2030.....	5-25
Figure 5.7 Carte des lignes de transport de la région Nord.....	5-27
Figure 5.8 Plan de renforcement des lignes d'interconnexion internationale du WAPP.....	5-27
Figure 5.9 Carte des lignes de transport de la région Nord-Est	5-29
Figure 5.10 Carte des lignes de transport de la région Sud-Est	5-31
Figure 5.11 Carte des lignes de transport des régions Ouest et Centre-Ouest.....	5-33
Figure 5.12 Postes de transformation 20 kV introduits.....	5-38
Figure 5.13 Zones approvisionnées par chacun des postes de transformation.....	5-38
Figure 5.14 Organigramme opérationnel des réseaux électriques en 2030.....	5-40
Figure 5.15 Réseau de télécommunications 2030.....	5-40
Figure 5.16 Réseau de télécommunications d'Abidjan 2030.....	5-41
Figure 5.17 Exemple de système de contrôle VQC	5-43
Figure 5.18 Déploiement rural de l'électrification.....	5-47
Figure 5.19 Prévision de la demande d'électricité sur le réseau de distribution 33 kV	5-47
Figure 5.20 Détail des mesures relatives aux lignes de distribution 33 kV	5-48
Figure 5.21 Évolution future des réseaux de distribution 33 kV	5-49
Figure 5.22 Zones dont le soutien à l'électrification rurale est réalisé principalement par les bailleurs de fonds	5-52
Figure 5.23 Exemple de kit de téléviseur avec panneau solaire.....	5-54
Figure 5.24 Organigramme du WAPP.....	5-60
Figure 5.25 Population et taux d'urbanisation des pays du WAPP	5-61

Figure 5.26 Indicateurs économiques	5-61
Figure 5.27 Formes de gestion des travaux d'électricité.....	5-62
Figure 5.28 Capacité des équipements de production installés et capacité disponible	5-63
Figure 5.29 Taux des sources d'énergie des équipements de production.....	5-63
Figure 5.30 Moyennes annuelles du nombre et de la durée des indisponibilités	5-64
Figure 5.31 Taux d'accès à l'électrification	5-65
Figure 5.32 Pertes de puissance des réseaux de transport et réseaux de distribution.....	5-65
Figure 5.33 Capacité des équipements de production d'électricité, par types de source d'énergie	5-71
Figure 5.34 Réseaux interconnectés en 2022.....	5-72
Figure 5.35 Modifications du courant électrique le jour et la nuit dans la zone WAPP (2025)	5-73
Figure 5.36 Plan de ligne transversale centrale Est-Ouest.....	5-74
Figure 5.37 Plan de ligne principale transversale 400 kV Est-Ouest.....	5-75
Figure 5.38 Liste des projets.....	5-77
Figure 6.1 Données relatives à la lumière du soleil pour sa conversion en énergie solaire photovoltaïque dans les environs de Korhogo en Côte d'Ivoire	6-1
Figure 6.2 Exemple de ventilation du coût d'un projet de centrale photovoltaïque à l'échelle du réseau électrique en Afrique.....	6-8
Figure 6.3 Étapes du développement de projet pour les projets indépendants de production d'électricité photovoltaïque et mesures mises en œuvre par l'agence de financement	6-11
Figure 6.4 Lieu du projet Ségou solaire Mali	6-23
Figure 6.5 Structure de la compensation directe de l'IDA.....	6-25
Figure 6.6 Postes électriques auxquels seront raccordées les centrales photovoltaïques.....	6-27
Figure 6.7 Illustration du flux de puissance par raccordement au réseau des centrales photovoltaïques	6-28
Tableau 1.1 Principales données de base sociales.....	1-3
Tableau 2.1 Evolution des principaux indicateurs socio-économique	2-3
Tableau 2.2 Prévision de la population et du PIB nominal de la Côte d'Ivoire	2-4
Tableau 2.3 Evolution de production des énergies primaires par catégorie.....	2-8
Tableau 2.4 Projets des centrales hydraulique et leur viabilité	2-8
Tableau 2.5 Evolution de la production nationale des énergies primaires, de l'exportation et de	

l'approvisionnement	2-9
Tableau 2.6 Evolution de consommation nationale d'énergie par secteur	2-10
Tableau 2.7 Evolution de la production et de la consommation nationale de l'électricité par catégorie.....	2-10
Tableau 2.8 Proportion de destination de l'exportation (2017).....	2-11
Tableau 2.9 Prévision de la capacité et le volume d'exportation de l'électricité d'ici 2025 ...	2-11
Tableau 2.10 Evolution de production de l'électricité	2-12
Tableau 2.11 Le mix énergétique et l'évolution des coûts moyens.....	2-13
Tableau 2.12 Valeur prévisionnelle du pic de demande d'électricité.....	2-14
Tableau 2.13 Évolution de la durée moyenne de coupure de courant (TMC) de 2013 à 2017	2-15
Tableau 2.14 Indices de SAIDI et de SAIFI	2-16
Tableau 2.15 Rendement de la distribution et du transport de l'électricité	2-17
Tableau 2.16 Résultats de perte de puissance et objectif de réduction de perte	2-18
Tableau 3.1 Coûts de rémunération en 2017 (prix unitaire).....	3-8
Tableau 3.2 (a) Bilan de la CIE en 2016	3-9
Tableau 3.2 (b) Bilan de la CIE en 2017	3-9
Tableau 3.3 Détail des tarifs de l'électricité.....	3-14
Tableau 3.4 Exemple de calcul du prix de l'électricité (contrat de 5 ampères, consommation d'électricité par bimestre de 156 kWh).....	3-15
Tableau 3.5 Détail des tarifs l'électricité (10A et 2,2 kVA ou plus).....	3-16
Tableau 3.6 Exemple de calcul du prix de l'électricité (cas du contrat de 10 ampères, quantité utilisée par bimestre de 348 kWh)	3-16
Tableau 3.7 Grille des tarifs en moyenne tension (de 15 kV à 90 kV) selon l'approvisionnement	3-18
Tableau 3.8 Grille des tarifs en haute tension (plus de 90 kV) selon l'approvisionnement	3-19
Tableau 3.9 Pénalités en cas de dépassement de la puissance.....	3-20
Tableau 3.10 Paramètre de pénalité en cas de dépassement de la puissance	3-20
Tableau 3.11 Description de principaux équipements électriques	3-23
Tableau 4.1 Liste des équipements de production.....	4-3
Tableau 4.2 Liste des contrats « Take Or Pay » d'électricité passés par CI-ENERGIES.....	4-4
Tableau 4.3 Evolution du réseau de transport (2014-2017)	4-6
Tableau 4.4 Spécificités des câbles	4-10
Tableau 4.5 Évolutions récentes du nombre de postes et du nombre de transformateurs et de leur capacité.	4-14
Tableau 4.6 Postes/postes de sectionnement 225 kV	4-15
Tableau 4.7 Liste des postes 90 kV	4-17

Tableau 4.8 Capacité de distribution par région et par tension	4-18
Tableau 4.9 Evolution du nombre d'équipement de compensation réactive et capacité	4-19
Tableau 4.10 Liste des équipements de compensation réactive	4-20
Tableau 5.1 Évolution de la demande en électricité.....	5-2
Tableau 5.2 Hypothèses des scénarios de demande.....	5-3
Tableau 5.3 Prévisions de demande scénario par scénario.....	5-4
Tableau 5.4 Résultats récents et corrections des prévisions de la demande d'électricité.....	5-4
Tableau 5.5 Historique de la demande d'électricité et valeurs des prévisions, par région (scénario moyen)	5-7
Tableau 5.6 Critères de fiabilité des équipements à l'état sain et sous contingence	5-8
Tableau 5.7 Méthode d'évaluation des critères de fiabilité.....	5-9
Tableau 5.8 Plans de développement des sources d'énergie électrique	5-14
Tableau 5.9 Les projets de développement de sources d'énergie réalisés et les plans de renforcement	5-16
Tableau 5.10 Projets des plans de développement des sources d'énergie électrique qui ont des perspectives de sources de financement.....	5-17
Tableau 5.11 Projets des plans de développement des sources d'énergie électrique pour lesquels il faudra chercher des sources de financement.....	5-17
Tableau 5.12 Buts principaux des plans de renforcement des équipements.....	5-22
Tableau 5.13 Plans de renforcement des équipements de transport et de transformation du Grand Abidjan.....	5-24
Tableau 5.14 Plans d'introduction de réseaux 400 kV	5-26
Tableau 5.15 Plans de renforcement des équipements de la région Nord.....	5-26
Tableau 5.16 Plan de renforcement des équipements de la région Nord-Est	5-28
Tableau 5.17 Plans de renforcement des équipements de ligne centrale.....	5-30
Tableau 5.18 Plans de renforcement des équipements de la région Sud-Est.....	5-31
Tableau 5.19 Plan de renforcement des équipements de la région Sud-Est (aux environs de la frontière du Ghana)	5-31
Tableau 5.20 Plans de renforcement des équipements de la région Ouest.....	5-32
Tableau 5.21 Plans de renforcement des équipements de la région Centre-Ouest.....	5-34
Tableau 5.22 Plan d'aménagement des bancs de distribution du Grand Abidjan (pour 2030)	5-37
Tableau 5.23 Progression de l'électrification rurale.....	5-50
Tableau 5.24 Situation du financement des plans de renforcement des équipements de production, transport et transformation de 2011 à 2017.....	5-55
Tableau 5.25 Situation du financement des plans de renforcement des réseaux de distribution de 2011 à 2017.....	5-56

Tableau 5.26 Situation du financement des plans d'automatisation, de 2011 à 2017	5-56
Tableau 5.27 Situation du financement des plans de renforcement des équipements de production, transport et transformation de 2018 à 2030.....	5-57
Tableau 5.28 Situation de l'aide des autres bailleurs de fonds.....	5-58
Tableau 5.29 Prévisions de demande	5-66
Tableau 6.1 Comparaison des données relatives à la lumière du soleil pour sa conversion en énergie solaire photovoltaïque dans les environs de Korhogo en Côte d'Ivoire et dans les pays voisins.....	6-2
Tableau 6.2 Liste des projets de production d'électricité photovoltaïque.....	6-5
Tableau 6.3 Coût repère moyen de développement européen de la production d'électricité photovoltaïque au sol (deuxième moitié de 2014) et proportion par rapport au total (%)	6-7
Tableau 6.4 Système d'exploitation et de maintenance des centrales photovoltaïques.....	6-15
Tableau 6.5 Répartition des projets dans les régions prioritaires du plan directeur du système d'EEEOA, y compris la production d'électricité photovoltaïque.....	6-17
Tableau 6.6 Montant des projets d'investissements privés dans les infrastructures de différents pays du système d'EEEOA et nombre de cas (2013 à 2017)	6-19
Tableau 6.7 Projets de production d'électricité photovoltaïque dans les pays du système des EEEOA (indication des projets PPP en jaune).....	6-21
Tableau 6.8 Coût du projet et détail du financement.....	6-24
Tableau 6.9 Lieux candidats dans le pays pour le développement des centrales	6-26
Tableau 6.10 Plan de renforcement de postes dans l'hypothèse d'un raccordement au réseau d'une centrale photovoltaïque.....	6-27
Tableau 6.11 Changements de flux de puissance vers Ferké dans l'hypothèse d'un raccordement aux réseaux de centrales photovoltaïques	6-29
Tableau 6.12 Capacité correspondant à la charge de demande de Ferké et à la ligne de transport dans les alentours dans l'hypothèse où le flux de puissance de l'axe dans le nord-ouest (de Korhogo à Ferké) atteindrait 100 % de la capacité nominale après raccordement au solaire photovoltaïque (lors de la production d'électricité de 460 MW maximum)	6-30

Tableau des attachements

Tableau des attachements

Attachement-1:

La liste des consultants japonais pour leurs noms, rôles et titres commerciaux

Attachement-2:

Schéma du système d'alimentation électrique de la Côte d'Ivoire

Tableau des abréviations

Tableau des abréviations

Abréviations	Mot non abrégé	Japonais
AAAC	All Aluminum Alloy Conductor	高力アルミ合金より線
ACP-EU(EF)	African, Caribbean and Pacific (ACP)-EU Energy Facility	アフリカ・カリブ・パシフィック-EU エネルギー設備
ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced	鋼心アルミより線
ADFD	Abu Dhabi Fund for Development	アブダビ基金
AEF	Access to Energy Fund	エネルギーアクセス基金
AFD	Agence Française de Développement	フランス開発庁
AfDB	African Development Bank Group	アフリカ開発銀行
AMDT	Amorphous metal distribution transforme	アモルファス変圧器
ANARE	L'Autorité Nationale de Régulation du secteur de l'Electricité de Côte d'Ivoire (Anaré)	国家電力セクター規制局
AVR	Automatic Voltage Regulator	自動電圧調整器
BAfD/BAD	Banque Africaine de Développement	アフリカ開発銀行
BEI	Banque Européenne d'Investissement	欧州投資銀行
BICIM	La Banque Internationale pour le Commerce et l'Industrie au Mali	マリ国際貿易産業銀行 BNP Paribas グループ
BID/ IsDB	Banque Islamique de Développement/ Islamic Development Bank	イスラム開発銀行
BM/WB	Bank Mondiale/ World Bank	世界銀行
BOAD-FDE	La Banque Ouest Africaine de Développement Fonds de développement de l'Énergie	西アフリカ開発銀行 エネルギー 開発基金
BOO	Build-Own-Operate	建設、所有、運営
BOOT	Build-Own-Operate-Transfer	建設、所有、運営、移転
BOS	Balance of System	バランスシステム
BT	Basse Tension	低電圧
CAPEX	Capital Expenditure	資本支出
CB	Circuit Breaker	遮断器
CEDEAO	Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest	西アフリカ諸国経済共同体 (ECOWASと同じ)
CEB	Communauté Electrique du Bénin	ベナン電力コミュニティ
CEPICI	Centre de Promotion des investissements en Cote d'Ivoire	投資促進庁
China Eximbank	Export-Import Bank of China	中国輸出入銀行
CIE	Companie Ivoirienne l'Électricité	コートジボワール電力会社
CIE-DME	La Direction des mouvements d'énergie	コートジボワール電力会社電力 潮流局
CI-ENERGIES	La Société des Energies de Côte d'Ivoire (Energy Society of Côte d'Ivoire)	CI エナジー
CIF	Climate Investment Fund	気候投資基金
CIPREL	Compagnie ivoirienne de production d'électricité	コートジボワール発電会社
CLSG	Cote D'Ivoire, Liberia, Sierra Leone and Guinea	コートジボワール、リベリア、シエ ラレオネ、ギニア
CNEEC	China National Electric Engineering Co., Ltd.	中国電力工程有限公司
CNR	Canadian Natural Resources	カナダ石油開発会社
Cote d'Ivoire	l'Etat de Cote d'Ivoire	コートジボワール国
CRGO	Cold Rolled Grain Oriented silicon steel	冷延方向性珪素鋼板
DDO	Distillate Diesel Oil	留出ディーゼル燃料
DRSA	Debt Service Reserve Account	債務返済準備勘定
DSA	Debt Sustainability Analysis	債務の持続可能性分析

Abréviations	Mot non abrégé	Japonais
ECOWAS	Economic Community of West African States	西アフリカ諸国経済共同体
EDM	Electricité du Mali	マリ電力
EIFFAGE	EIFFAGE	エファージュ(フランスの建設企業)
EMTP	Electro-Magnetic Transients Analysis Program	過渡現象解析プログラム
ENR	Énergies renouvelables	再生可能エネルギー
EPC	Engineering, Procurement, Construction	設計・調達・建設を行う事業者
EPFI	Equator Principles Financial Institution	赤道原則採択の金融機関
ESIA	Environmental and Social Impact Assessment	環境・社会影響評価
EU/UE	European Union/ Union Européenne	欧州連合
FCFA	Franc de la Communauté financière africaine	セーファーフランまたは CFA フラン
FMO	Financierings-Maatschappij voor Ontwikkelingslanden	オランダ金融開発公庫
FSRU	Floating Storage & Regasification Unit	浮体式 LNG 貯蔵再ガス化設備
GWh	Giga Watt Hour	ギガワット時(10 億ワット時)
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GHI	Global Horizontal Irradiation	全天日射量
GIS	Gas Insulated Switchgear	ガス絶縁開閉装置
GMS	Greater Mekong Subregion	大メコン圏
Gouv Espagne	Government of Spain	スペイン政府
GNI	Gross National Income	国民総所得
HT	Haute Tension	高電圧(≥90 kV)
HTA	Haute Tension (A)	高電圧(A)(50kV 以下)
HTB	Haute Tension (B)	高電圧(B)(50kV 以上)
HVO	Heavy Vacuum Oil	重質減圧油
IDA	International Development Association	国際開発協会(世銀グループ)
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IEC	International Electrotechnical Commission	国際電気標準会議
IFC	International Finance Corporation	国際金融公社
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IRENA	International Renewable Energy Agency	国際再生可能エネルギー機関
JETRO	Japan External Trade Organization	日本貿易振興機構
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
KFAED	Fonds Koweïtien	クウェート基金
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau	ドイツ復興金融公庫
kW/h	Kilo watt per hour	キロワット時(1000 ワット時)
LBTP	Le laboratoire du Bâtiment et des Travaux Publics	建築・公共事業研究所
LCOE	Levelized Cost of Electricity	均等化発電原価
LEC	Liberia Electricity Corporation	リベリア電力
LL-ACSR	Low-Loss Aluminum Conductor Steel Reinforced	低損失鋼心アルミより線
LOLP	Loss-of-Load Probability	電力不足確率
LTC	Load Tap-Changer	負荷時タップ切替器
MPEER	Le Ministère du Pétrole, de l'Énergie et du Développement des Énergies Renouvelables	石油・エネルギー・再生可能エネルギー開発省
MP	Master Plan	マスタープラン
MT	Moyenne Tension	中電圧(≥15 kV)
MVA	Mega Volt Ampere	メガボルトアンペア(皮相電力)
MVar	Mega Var	メガヴァール(無効電力)
MW/h	Mega Watt per Hour	メガワット時(百万ワット時)
MWp	Mega Watt Peak	メガワットピーク

Abréviations	Mot non abrégé	Japonais
OEM	Original Equipment Manufacturer	オリジナル機器製造会社
OFR	Over frequency relay	周波数上昇防止リレー
OLR	Over load relay	過負荷保護リレー
OMVG	l'Organisation de Mise en Valeur du Fleuve Gambia	ガンビア川流域開発機構
OMVS	l'Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal	セネガル川開発機構
OPEX	Operating Expenditure	運用費用支出
OPGW	Optical-fiber composite overhead Ground Wire	光ファイバ複合架空地線
OPIC	Overseas Private Investment Corporation	海外民間投資会社
PCOD	Project Commercial Operation Date	プロジェクト商業運転開始
PDER	Master Plan of Rural Electrification	地方電化マスタープラン
PEPT	Programme Électricité Pour Tous (Electricity for All Program)	「全ての人に電気」プログラム
PND	National Development Plan	国家開発計画
PPP	Public Private Partnership	官民パートナーシップ
PRONER	Programme National d'Électrification Rurale	地方電化計画
PSVR	Power System Voltage Regulator	系統電圧制御励磁装置
PV	Photovoltaic	太陽光電池
RTE	Réseau de Transport d'Électricité	フランス送電系統会社
SAIDI	System average interruption duration index	顧客一軒あたりの年間平均停電時間
SAIFI	System average interruption frequency index	顧客一軒あたりの年間平均停電回数
SAPP	Southern African Power Pool	南アフリカパワープール
SC/ Sc	Shunt Capacitor	電力用コンデンサ
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition System	集中監視制御システム
SDG	Sustainable Development Goal	持続可能な開発目標
SEZ	Special Economic Zones	経済特区
Shr	Shunt Reactor	分路リアクトル
SIR	Société Ivoirienne de Raffinage	コートジボワール精油会社
SONABEL	Société nationale d'électricité du Burkina Faso	ブルキナファソ電力公社
SOGOPE	Société de Gestion du Patrimoine du Secteur de l'Électricité	コートジボワール電力セクター資産運用会社
SOPIE	Société d'Opération Ivoirienne l'Électricité	コートジボワール電力運用会社
SREP	Scaling up Renewable Energy Programme	再生可能エネルギープログラムのスケールアップ
SVC	Static Var Compensator	静止型無効電力補償装置
TAG	Turbine à gaz	ガスタービン
TMC	Le Temps Moyen de Coupure	平均停電継続時間
toe	tonnes of oil equivalent	石油換算百万トン
UFR	Under Frequency Relays	系統周波数低下保護装置
UEMOA/ WAEMU	L'Union économique et monétaire ouest-africaine/ West African Economic and Monetary Union	西アフリカ経済通貨同盟
UGS	Ultra-High Strength Galvanized	超高強度亜鉛めっき鋼線
USAID	US agency for International Development	米国国際開発庁
VAT	Value Added Tax	付加価値税
VQC	V-Q Controller	電圧・無効電力制御装置
VRA	Volta River Authority	ボルタ川電力公社
WAPP	West Africa Power Pool	西アフリカパワープール
ZTACIR	Super Thermal-resistant Aluminum alloy Conductor Invar Reinforced	亜鉛めっきインバ心超耐熱アルミ合金より線

Chapitre 0

Résumé

Chapitre 0 Résumé

0-1 Généralités

Le présent rapport d'étude propose une orientation des appuis à venir de la JICA pour le développement du secteur de l'énergie électrique que poursuit la République de Côte d'Ivoire (ci-après dénommé « la Côte d'Ivoire »). À cet effet, l'équipe d'étude a analysé les enjeux et établi des recommandations en ce qui concerne des projets ivoiriens pouvant être ciblés par le prêt d'APD japonais. Dans le même temps, elle a collecté et vérifié des renseignements concernant d'autres projets, y compris ceux de production indépendante d'électricité photovoltaïque et d'électrification rurale, qui peuvent faire l'objet de la coopération japonaise. Afin de récapituler tout ceci, l'équipe a établi le présent rapport d'étude.

L'étude a d'abord consisté à faire une enquête globale et méthodique sur la Côte d'Ivoire afin de connaître l'organisation et la structure de son secteur de l'énergie électrique, sa situation concernant l'offre et la demande d'électricité, l'état actuel de ses ouvrages électriques et l'exploitation actuelle de l'énergie électrique. L'étude a également porté sur le plan directeur de l'énergie électrique qui avait été élaboré en 2015 et servi de base à des projets de développement du secteur de l'énergie électrique, afin de vérifier et d'analyser son contenu, son état d'avancement et ses éléments modifiés concernant notamment le transport et la transformation électriques, domaines candidats à de futurs projets de prêt d'APD.

L'équipe d'étude a ensuite procédé à une enquête sur le projet de nouvelle ligne de transport 225 kV (doublement de la ligne) pour lequel la Côte d'Ivoire Énergies (ci-après dénommée « CI-ENERGIES ») avait vivement sollicité un appui lors de la mission de prise de contact effectuée par la JICA en novembre 2017. L'enquête a montré que ce projet serait le plus approprié comme candidat au prêt d'APD pour le secteur ivoirien de l'énergie électrique. En effet, il présente un niveau élevé de nécessité et d'urgence et serait également efficace par rapport au coût investi. Dans le même temps, il peut faire son effet en cas d'application de la technologie japonaise de haut niveau telle que les conducteurs à faibles pertes et à capacité augmentée.

L'équipe a également effectué un travail d'analyse afin de connaître s'il est possible de formuler d'autres projets de prêt d'APD dans le domaine du transport et de la transformation. Si cette analyse n'a pas permis de trouver des projets à court et moyen termes pouvant faire l'objet d'un appui, elle a tout de même montré les questions auxquelles est confronté le secteur ivoirien de l'énergie électrique. Compte tenu que l'application d'un certain nombre de technologies japonaises et la coopération technique peuvent être envisagées pour ces questions, l'équipe d'étude les a analysées et fait les recommandations.

En ce qui concerne l'énergie solaire photovoltaïque en IPP, plusieurs projets sont élaborés et mis en œuvre à l'initiative du Ministère du Pétrole, de l'Énergie et du Développement des Énergies renouvelables, soucieux du mix énergétique. Ces projets sont réalisés dans le nord du pays où l'ensoleillement annuel est important. D'autre part, la mise en place d'un cadre institutionnel est également envisagée. Ainsi, l'équipe d'étude a mené une enquête non seulement sur l'état d'avancement et d'examen de ces projets, mais également sur le progrès marqué par des projets d'introduction rapide de l'énergie photovoltaïque au sein du Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain (WAPP) auquel adhère la Côte d'Ivoire. À travers cette enquête, le potentiel du pays en matière d'énergie photovoltaïque en IPP et en PPP a été examiné.

0-2 Situation ivoirienne en matière d'énergie et d'électricité (chapitre 2)

La Côte d'Ivoire produit des énergies primaires telles que le pétrole brut et le gaz naturel, mais la plupart du gaz naturel est utilisé comme combustible dans les centrales thermiques, ce qui fait craindre son épuisement. En revanche, les ressources en eau ont été développées activement depuis les années 1970, et couvrent à l'heure actuelle 22% de la production d'électricité. Cependant, excepté les lieux où des projets de développement de ces ressources prennent forme, il faudra encore du temps avant qu'elles deviennent complémentaires au gaz naturel dont l'approvisionnement est instable. De ce fait, parallèlement au développement des champs gaziers off-shore, non seulement l'introduction de l'énergie thermique au charbon et de nouvelles énergies renouvelables telles que l'énergie solaire et la biomasse, est envisagée, mais l'approvisionnement du gaz en haute mer à partir des méthanières est également examiné par le biais du gazoduc qui relie les champs off-shore existants aux centrales thermiques.

En 2016, l'électricité produite était de 10 253 GWh, dont 83% par la thermique et 15% par l'hydraulique. La consommation intérieure d'électricité était de 6 615 GWh (65% d'électricité produite), dont 33% pour l'industrie, 35% pour le commerce et les services publics, et 32% pour les domestiques.

La Côte d'Ivoire exporte l'électricité produite dans le pays. Ainsi, les 18% de celle-ci (de 10 à 20% selon l'année) sont exportées aux 5 pays voisins (Ghana, Burkina Faso, Mali, Bénin, Togo et Liberia). Notamment avec le Ghana, la Côte d'Ivoire a conclu ces derniers temps un contrat d'achat d'électricité en cas d'urgence.

À l'avenir, la consommation d'électricité s'accroîtra d'environ 10% par an dans la perspective d'une croissance économique soutenue et du développement des mines, mais également à la suite de l'augmentation de la demande due à l'électrification rurale, et en raison de la hausse de l'exportation d'électricité.

En 2017, la demande de pointe d'électricité était de 1 342 MW, ce qui laissait une marge suffisante sur la production totale de 2 199 MW (60% pour la thermique et 40% pour l'hydraulique). Cependant, l'équilibre offre-demande deviendrait de plus en plus difficile à tenir dans l'avenir, en raison de la dépendance de l'hydraulique à des conditions météorologiques telles que la précipitation, de l'instabilité d'approvisionnement du gaz naturel, et de l'accroissement annuel prévu de la demande de pointe d'environ 7%.

Par ailleurs, des centrales hors réseau (non connectées aux réseaux électriques) qui utilisent principalement le mazout léger, ainsi que des centrales biomasse sont éparpillées dans tout le pays en tant que sources d'énergie de l'électrification rurale.

Dans le Plan national de Développement (PND 2016-2020), la politique portant sur les domaines de l'énergie et de l'électricité affiche des objectifs qui portent sur l'électrification rurale (disparition de zones non électrifiées), le développement de la production électrique en favorisant l'investissement dans l'IPP, et l'amélioration du mix énergétique par le biais du développement des énergies renouvelables telles que l'hydraulique, la photovoltaïque et la biomasse.

En termes de la qualité de l'approvisionnement d'électricité, l'indice moyen annuel d'interruption par client desservi (SAIDI) était de 30 heures en 2015, alors que la fréquence annuelle de coupure par client desservi (SAIFI) était de 33 fois, ce qui montre le meilleur niveau parmi les 14 pays membre du WAPP. Pour ce qui est de la probabilité de défaillance en puissance (LOLP) qui était de 400 heures par an en 2014, la Côte d'Ivoire vise à la baisser jusqu'à 24 heures à l'horizon 2030.

D'autre part, les pertes en puissance qui comprennent celles non techniques sont d'environ 24%.

Cette situation exige l'efficacité de la consommation électrique et l'amélioration de la vente d'électricité en matière de recouvrement des factures.

0-3 Structure, organisation et situation financière du secteur de l'énergie électrique, et niveau des tarifs de l'électricité (chapitre 3)

En ce qui concerne la structure d'exploitation des ouvrages électriques, ce sont CI-ENERGIES et l'ANARE qui gèrent les opérateurs privés sous le contrôle du Ministère du Pétrole, de l'Énergie et du Développement des Énergies renouvelables et du Ministère de l'Économie et des Finances.

CI-ENERGIES assure principalement la planification des ouvrages électriques, la mise en œuvre et la supervision des travaux, ainsi que le contrôle de l'équilibre financier de l'ensemble du secteur. Ainsi, la centrale hydraulique de Soubré mise en service dernièrement est sous l'autorité de CI-ENERGIES, et, dans l'avenir, les ouvrages appartenant à l'État devraient être également transférés sous la gestion de CI-ENERGIES.

Pour ce qui est de la production thermique, trois producteurs indépendants (IPP) privés (deux producteurs en contrat BOOT, et un producteur en contrat de bail des ouvrages appartenant à l'État) produisent l'électricité en bénéficiant de l'approvisionnement du gaz naturel que l'État achète auprès des fournisseurs privés. D'autre part, la Compagnie ivoirienne d'Électricité (ci-après dénommée « la CIE ») ; ses activités portent principalement sur l'exploitation des ouvrages de production hydraulique, de transport et de distribution, et la vente d'électricité sous le contrat de concession conclu avec l'État) se voit confier l'exploitation des ouvrages thermiques anciens qui appartiennent à l'État.

Quant aux ouvrages de production hydraulique, hormis la centrale de Soubré qui relève de CI-ENERGIES, ils sont placés sous l'appartenance de l'État et exploités par la CIE.

En revanche, la CIE assure actuellement à elle seule l'achat d'électricité auprès des centrales thermiques et la gestion offre/demande des ouvrages tels que les centrales hydrauliques, mais aussi l'exploitation des réseaux de transport et de distribution et la vente d'électricité. Étant donné que le contrat de concession entre l'État et la CIE expire en 2020, il sera désormais question de la séparation des activités monopolistiques de production hydraulique, d'exploitation des réseaux de transport et de distribution, et de vente d'électricité.

La tarification de l'électricité, qui est arrêtée après une approbation, est calculée sur la base du coût de production tout en tenant compte des charges opérationnelles de la CIE, de l'amortissement, du remboursement des dettes, et des frais de fonctionnement de CI-ENERGIES et de l'ANARE, organismes d'État. En 2016, la tarification moyenne était de 69,47 FCFA (environ 13,23 yen avec le taux de change 1 FCFA=5,25 yen).

En ce qui concerne la situation financière du secteur de l'électricité, un système de stabilisation est mis en place afin que l'équilibre financier de l'ensemble du secteur puisse être assuré avec la recette provenant de la vente d'électricité aux clients nationaux et de l'exportation d'électricité. Bien que la hausse des tarifs prévue prenne du retard et que les arriérés de factures augmentent, l'état financier reste relativement bon ces derniers temps. Toutefois, le montant de remboursement sur les investissements d'équipement réalisés principalement avec des prêts va augmenter. Aussi, une baisse du coût de production et une amélioration supplémentaire du rendement des activités seront désormais demandées.

0-4 État actuel des réseaux et des équipements d'énergie électrique, et exploitation actuelle des réseaux (chapitres 3 et 4)

Le système d'énergie électrique ivoirien est constitué d'un réseau principal de transport 225 kV,

d'un réseau régional de transport 90 kV et des réseaux de distribution 33 kV et 15 kV. Le réseau de distribution 33kV est utilisé pour le transport à longue distance jusqu'à des petites localités éloignées des zones urbaines, alors que celui de 15 kV est destiné à la distribution dans les zones urbaines.

La fourniture aux grands abonnés se fait généralement en 33 kV et 15 kV. En revanche, les clients ordinaires sont alimentés en 380 V et 220 V après l'abaissement de tension au moyen des transformateurs de distribution (poste sur poteau et poste placé sur le sol).

Le système électrique ivoirien est caractérisé par les points suivants.

- Bien que les ouvrages de production se concentrent au sud (centrales thermiques) et au centre sud (centrales hydrauliques) du pays, la distance entre les lieux de production et de demande est relativement courte, en raison du fait que 70% de la consommation électrique nationale se situe à Abidjan et ses environs.
- Pour l'approvisionnement en électricité du centre-ville d'Abidjan, lieu de consommation, un réseau de transport circulaire 225 kV (réseau en anneau extérieur) qui entoure la ville est mis en place, ce qui assure une haute fiabilité du réseau.
- Bien qu'il existe au nord, à l'est et à l'ouest du pays des lignes d'interconnexion avec les pays voisins, le transport vers le Mali et le Burkina Faso, pays septentrionaux, se fait sur une longue distance à partir des centrales situées au sud et au centre sud.
- La fiabilité des réseaux est peu élevée dans l'arrière-pays en raison du fait que bon nombre de lignes de transport 225 kV et 90 kV sont en simple terre, et que beaucoup de postes électriques ne comporte qu'un simple jeu de barres et un seul banc de transformateurs.
- La plupart des lignes de transport sont aériennes, mais une partie de la ville d'Abidjan est desservie par un réseau de transport souterrain 90 kV.
- Parmi les facteurs liés aux désastres naturels pouvant avoir des impacts sur la mise en place des ouvrages et l'exploitation des réseaux, il existe les vents violents dus à la formation extrêmement rapide du cumulo-nimbus (y compris la rafale descendante), les coups de foudre, les inondations, les dégâts dus au sel dans les zones côtières, etc.

La Côte d'Ivoire occupe une place importante au sein du Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain (WAPP). Il existe actuellement des lignes d'interconnexion 225 kV avec les pays limitrophes. En effet, la Côte d'Ivoire est interconnectée, d'une part, à la SONABE du Burkina Faso et à l'EDM du Mali en passant par le réseau du nord, et d'autre part, avec la société ghanéenne d'électricité GRIDCo. Dans le même temps, le système ivoirien fournit son électricité aux réseaux togolais et béninois gérés par la société béninoise CEB, et ceci par le biais de VRA (Volta River Authority) ghanéen.

Les ouvrages électriques sont contrôlés par le centre de dispatching de la CIE situé à Abidjan, et celui-ci assure la gestion offre/demande (commande de mise en marche des alternateurs suivant l'évolution de la demande d'électricité), et la surveillance des réseaux principaux à l'aide du SCADA.

Dans tous les postes électriques, il y a actuellement du personnel de conduite qui manœuvrent les appareillages de transformation suivant les commandes reçues.

Pour Abidjan, un système automatique de distribution est introduit, et il commence à assurer la téléconduite des équipements installés dans les postes de distribution tels que les appareillages de connexion et les interrupteurs marquant la limite des lignes de distribution, et la surveillance des lignes de distribution commencent à être effectuées.

En ce qui concerne l'échange d'électricité, la Côte d'Ivoire exporte selon le contrat annuel une quantité fixe (environ 200 MW) vers le Burkina Faso et le Mali. En revanche, le contrat d'échange

d'énergie conclu en 2018 avec le Ghana prévoit que la ligne d'interconnexion reste ouverte en temps normal, et qu'elle soit fermée lorsque l'équilibre de l'offre et de la demande risque d'être perdu. Quant au WAPP, il est divisé en 5 zones et c'est dans chacune de ces zones que la gestion offre/demande est assurée. Cependant, pour la Côte d'Ivoire, le Burkina Faso et le Ghana, l'ajustage se fait avec les grands alternateurs ivoiriens et ghanéens mis en marche synchrone avec leurs réseaux interconnectés.

0-5 Plan d'équipements de l'énergie électriques (chapitre 5)

Le Plan directeur des ouvrages de production et de transport d'énergie électrique de la Côte d'Ivoire pour la période 2014-2030 (ci-après dénommé « le Plan directeur de l'énergie électrique ») a été élaboré en juin 2015 sur la base de l'étude réalisée par le bureau d'étude belge Tractebel Engineering.

Différents éléments se trouvaient en toile de fond à l'élaboration de ce plan directeur. Il s'agissait d'abord d'une forte augmentation de la consommation qui était prévue suite au développement économique, à l'électrification rurale et au développement minier dans l'ouest du pays. Dans le même temps, au fur et à mesure que son rôle prenait de plus en plus d'importance au sein du WAPP, la Côte d'Ivoire était confrontée à certains défis, dont la forte dépendance à la production thermique - qui cause également l'accélération de l'épuisement des ressources intérieures en gaz naturel -, la faible fiabilité d'approvisionnement et la faible efficacité du réseau électrique.

Le Plan directeur de l'énergie électrique commence par analyser la situation réelle des réseaux, puis fixe la situation des réseaux sur la base du plan des ouvrages électriques et de la prévision de demande. Il procède, dans le même temps, à l'étude par le biais de l'analyse des réseaux, et font enfin les recommandations sur le plan des ouvrages et les investissements nécessaires. Il réalise également une analyse établissant des scénarios prenant en compte l'incertitude de la prévision.

Le plan directeur aborde un large éventail de sujets concernant les ouvrages électriques. En effet, il est constitué des plans directeurs de production, de transport, de distribution, d'électrification rurale, et d'automatisme des ouvrages électriques qui comprennent les équipements de télécommunication.

Le Plan directeur de l'énergie électrique a été révisé par la suite en prenant en considération l'avancement des études et des examens ultérieurs, la remise à jour de la prévision de demande et l'état d'acquisition du financement.

En ce qui concerne la prévision de demande, la comparaison entre ce qui est décrit par le plan directeur pour l'année 2017 et la valeur réelle montre que celle-ci correspond approximativement au « scénario bas ». En revanche, à l'horizon 2030, la demande se situerait entre le « scénario bas » et le « scénario moyen » du plan directeur.

Nous pouvons affirmer que le développement des ouvrages de production évolue jusqu'en 2017 suivant le plan directeur. Mais, pour la période ultérieure, le développement à court et moyen termes de l'hydraulique, l'installation de nouveaux ouvrages thermiques de type cycle combiné et la biomasse sont reportés d'un à deux ans par rapport au plan directeur. De même, le démarrage du développement de la production thermique au charbon, pour lequel le financement chinois est acquis, est repoussé de deux ans, soit à partir de 2020.

En matière de renforcement des réseaux de transport, de nombreux projets sont prévus comme la création de lignes de transport et de postes, l'installation de transformateurs (ajout de banc de transformateurs), la mise en place de compensateurs, etc. Ces projets sont destinés premièrement à renforcer les ouvrages pour faire face à l'accroissement de la demande suite à l'urbanisation, à l'électrification rurale, au développement des mines et à l'exportation d'électricité. Ils visent également à augmenter la capacité d'approvisionnement par le biais de l'introduction des classes de

tension supérieures. Mais ils cherchent en même temps à améliorer la fiabilité d'approvisionnement à travers le développement des ouvrages de production, le doublement des lignes de transport, la multiplication de transformateurs, le bouclage de réseaux, les mesures relatives à des fluctuations de tension, etc.

Par ailleurs, les modifications importantes suivantes ont été apportées sur le plan directeur en raison des éléments intervenus après son élaboration, à savoir la rectification à la baisse de la prévision de demande, le retard de l'acquisition de financements, l'examen approfondi des projets, etc.

- Afin d'améliorer la fiabilité d'approvisionnement pour l'intérieur du pays tels que le réseau du nord qui présente une faiblesse en termes de l'exploitation, et le nord-est, l'est et l'ouest limitrophe qui ont besoin d'une capacité d'approvisionnement, le plan directeur prévoyait pour ces régions un réseau 90 kV. Mais en remplaçant celui-ci par un réseau 225 kV, le plan directeur vise à établir un système solide qui renforce la fiabilité d'approvisionnement par le biais de l'exploitation en boucle 225 kV.
- Concernant l'amélioration de la fiabilité d'approvisionnement sur le Grand Abidjan, qui est une question de grande urgence, le plan directeur prévoyait de nombreuses actions comme l'introduction d'un réseau circulaire 330kV la création de postes électriques 220 kV et de réseau 90 kV, etc., mais la tension du réseau circulaire a été ramenée de 330 kV à 400 kV. Ce changement de tension en 400 kV peut être expliqué par le fait que la tension de 330 kV initialement prévue pour l'interconnexion avec le Ghana a peu d'effet sur l'amélioration de la capacité d'approvisionnement en raison d'un écart faible par rapport à la tension de 225 kV.
- Les postes 225 kV, qui seront créés dans les zones urbaines comme celle d'Abidjan, abaisseront directement la tension de 225 kV à celles destinées à la distribution, alors qu'initialement il était prévu de descendre la tension à 90 kV avant de la ramener à 33 kV et à 15 kV.

Si bon nombre de projets de renforcement des réseaux de transport se concentrent sur le Grand Abidjan, les projets prévus pour l'intérieur du pays consistent très souvent à associer l'installation de nouveaux postes dans les zones urbaines avec la création de lignes de transport dont le montant d'investissement est important.

En ce qui concerne les réseaux de distribution, les projets y afférents prévoient une configuration de réseau pouvant servir de référence pour les projets ultérieurs des ouvrages de distribution dans les zones urbaines et rurales, et le remplacement dans l'avenir de la tension actuelle de 15 kV d'Abidjan par celle de 20 kV. Ainsi, les nouveaux transformateurs qui seront installés dans les zones de grand développement d'Abidjan seront désormais de 20 kV, et même lorsqu'il s'agit de l'ajout de transformateurs sur les réseaux 15 kV, des transformateurs à deux tensions assignées seront adoptés pour qu'ils puissent fonctionner aussi bien sur 15 kV que sur 20 kV. D'autre part, il est prévu de mettre en place des transformateurs de distribution 15/20 kV afin d'élargir progressivement les réseaux 20 kV.

Le plan directeur de distribution prévoit, quant à lui, l'introduction d'un système de distribution automatisé permettant l'observation des réseaux de distribution et la téléconduite des commutateurs de section pour pouvoir effectuer rapidement la manœuvre de rétablissement lors d'un défaut, et ce système est entré en service sur une partie des ouvrages d'Abidjan. Le plan directeur avance aussi des recommandations sur de multiples questions : d'abord, la réduction des pertes non techniques, notamment par la délimitation claire des ouvrages avec ceux des clients, le scellement au plomb des compteurs des clients et l'introduction de compteurs intelligents (réalisation d'essai pour les

compteurs intelligents), puis les bâtiments publics de transformateurs de distribution et les dispositions juridiques pour obtenir un espace dédié aux transformateurs dans des bâtiments privés, et enfin l'examen d'un système de protection des réseaux mixtes (aériens et souterrains) en vue de la mise sous terre de tous les réseaux d'Abidjan.

Dans le cadre du plan d'automatisation, le travail effectué par le centre de dispatching d'Abidjan concernant la gestion offre/demande et la surveillance des réseaux principaux sera partagé avec un autre centre qui sera mis en place dans l'avenir à Yamoussoukro. Dans le même temps, le plan d'automatisation prévoit d'élargir sur les autres villes principales l'automatisation de distribution démarrée à Abidjan, de centraliser la surveillance et la conduite des postes électriques (suppression de gardiennage des postes), et d'établir un système de télécommunication nécessaire à l'automatisation.

Avec pour objectif d'électrifier tout le pays à l'horizon 2025, l'électrification rurale est activement menée au tour du Programme national d'électrification rurale (PRONER) et du Plan directeur de l'électrification rurale (PDER).

En 2017, 3 895 localités n'étaient pas encore électrifiées (54% du territoire national, et le taux de population vivant dans des localités électrifiées par rapport à la population totale était de 82%). Toutefois, il existait 660 localités pour lesquelles l'approvisionnement n'était pas commencé après l'électrification.

La politique d'électrification prévoit l'approvisionnement à partir d'un réseau électrique par la prolongation d'une ligne de distribution 33 kV. Cette orientation s'explique par le fait que la plupart des localités non électrifiées de plus de 500 habitants où se situent les administrations régionales, sont présentes dans les 20 km d'un réseau de distribution 33 kV existant ou qui sera mis en place dans l'avenir. Pour la prolongation des lignes de distribution, des mesures pour la stabilité de tension sont également envisagées en considération des chutes de tension pouvant se produire dans certaines localités situées à l'extrémité des lignes.

Quant aux zones pour lesquelles la prolongation des lignes de distribution est économiquement difficile ou dans lesquelles les chutes de tension sont importantes, l'approvisionnement sera assuré par la production indépendante comme le diesel, la production hybride (photovoltaïque et diesel), la micro-hydraulique, etc.

D'autre part, à l'intention des populations qui ont du mal à supporter la facture d'électricité, plusieurs entreprises commercialisent des kits constitués d'un panneau solaire, d'un régulateur courant continu, d'un terminal de communication et d'un accumulateur lithium, qui permettent d'allumer des éclairages et des téléviseurs (certains fonctionnent en courant continu).

Par ailleurs, le gouvernement a adopté le Programme Électricité pour Tous (PEPT) proposé par la CIE pour l'électrification de toutes les localités. L'un des objectifs de ce programme vise la hausse du taux d'accès à l'électricité chez les habitants des localités électrifiées, et, pour ce faire, les initiatives globales sont prises en ce qui concerne les modalités de paiement de facture qui comprend aussi les frais de raccordement, la normalisation et la vérification du câblage domestique, etc.

Le fonds nécessaire aux projets de renforcement des ouvrages électriques dépend presque entièrement du financement extérieur sous forme de crédit. En effet, en ce qui concerne les investissements réalisés et les fonds alloués entre 2011 et 2017, et la situation de l'approvisionnement des fonds nécessaires pour la période de 2018 à 2030, les données montrent que, parmi les financements acquis, qui s'élèvent à 178 milliards de FCFA (35,7 milliards de yen avec le taux de change 1 FCFA=5 yen, le taux identique pour le montant ci-dessous), 76%, soit 135,94 milliards de

FCFA (27,2 milliards de yen) proviennent de la Banque d'exportation et d'importation de Chine.

Au sujet des réseaux de distribution, le montant du financement est élevé pour les plans de renforcement des lignes de distribution destinés à l'électrification de l'arrière-pays. Ainsi, les 17,8 milliards de FCFA (3,56 milliards de yen) de financement acquis viennent à 52%, soit 9,2 milliards de FCFA (1,84 milliards de yen) du crédit accordé par la Banque mondiale (BM).

Pour la période entre 2018 et 2030, les financements nécessaires sont les suivants : 5 308 milliards de FCFA (1 061,6 milliards de yen) pour la production, 1 028 milliards de FCFA (205,6 milliards de yen) pour le transport et la transformation, 792,8 milliards de FCFA (158,6 milliards de yen) pour la distribution et 5,6 milliards de FCFA (1,1 milliards de yen) pour l'automatisation. Sur ces financements nécessaires, 89% pour la production et 69% pour le transport et la transformation concernent les projets pour lesquels les sources de financement sont à l'étude.

Parmi les aides réalisées par les bailleurs de fonds, ce sont celles de la Chine (800 millions de dollars, soit 30% de l'ensemble) et de l'UE (720 millions de dollars) qui sont les plus frappantes.

Le plan directeur de l'énergie électrique du WAPP (révisé en 2011 par Tractebel) a été révisé à nouveau pendant la période de notre étude, et l'ébauche du « Tome I : Résumé exécutif » a été présentée en septembre 2018 aux parties concernées. Ce résumé exécutif porte sur les orientations envisagées par le WAPP, l'analyse de la situation actuelle des 14 pays membres, les solutions aux enjeux, et les projets de développement de la production électrique et de renforcement des lignes d'interconnexion. Aussi, nous avons analysé les éléments pouvant avoir le rapport avec notre étude.

0-6 Producteur indépendant d'électricité (IPP) photovoltaïque (chapitre 6)

En ce qui concerne l'énergie solaire photovoltaïque de la Côte d'Ivoire, plusieurs projets d'une envergure entre 25 et 50 MW prennent forme notamment dans le nord du pays dont les conditions d'ensoleillement sont bonnes.

Il n'existe pas de tarif de rachat garanti pour une durée déterminée qui favorise l'introduction des énergies renouvelables, mais il y a des incitations sur la base du code des investissements. Celles-ci visent des régions déterminées et des envergures spécifiques des ouvrages, et, dans ce cadre, des mesures favorables en matière de fiscalité régionale peuvent être espérées pour des investissements au nord du pays.

Si l'introduction de l'énergie solaire photovoltaïque n'est pas incitée par un tarif de rachat garanti pour une durée déterminée, plusieurs raisons peuvent être évoquées : une baisse mondiale constatée ces dernières années sur le coût de construction des ouvrages de production photovoltaïque à grande échelle, et le rachat éventuel à un prix relativement élevé en raison des effets attendus sur la diminution de consommation du gaz naturel dont l'épuisement est appréhendé en Côte d'Ivoire. Cependant, il existe à l'intérieur du WAPP des lieux plus propices à la production photovoltaïque comme le Mali et le Burkina Faso, et l'énergie photovoltaïque ivoirienne pourra être concurrencée par un grand développement de la production hydraulique à venir en Guinée. Ainsi, l'entrée dans la production indépendante d'électricité photovoltaïque nécessitera une observation attentive de l'évolution de l'échange d'énergie dans l'ensemble du WAPP et de la tarification pour le transport d'électricité utilisant des réseaux des autres pays membres.

Les investissements initiaux liés aux lignes d'interconnexion nécessaires au raccordement des opérateurs privés aux réseaux électriques sont à leur charge. Toutefois, le montant investi sera remboursé dans une durée déterminée après la mise en service, et les lignes seront, à la fin, la propriété de l'État.

En ce qui concerne le réseau de transport du nord du pays, sa capacité de transport d'électricité et

sa fiabilité augmenteront grâce à la nouvelle ligne de transport 225 kV Laboa-Boundiali-Ferké qui sera inaugurée en mars 2019. Dans le même temps, de nouvelles lignes de transport et de nouveaux postes de transformation sont également prévus dans la perspective du futur raccordement massif des ouvrages photovoltaïques. Aussi, même si un nombre important d'ouvrages de ce type sont créés dans cette région, leur raccordement au réseau national ne posera pas de problèmes particuliers.

Lors du raccordement des ouvrages photovoltaïques de grande envergure au réseau électrique, il y a des conditions techniques requises comme la coordination de protection et la conduite du réseau, et des mesures relatives à l'exploitation du réseau en rapport avec l'instabilité de la production photovoltaïque. Une centrale photovoltaïque (37,5 MW), qui est prévue à Boundiali sous le financement de KfW et sera la propriété de CI-ENERGES, servira alors de projet pilote pour vérifier ces questions. Il est donc probable qu'un système sera mis en place progressivement.

Chapitre 1

Description générale de l'étude

Chapitre 1 Description générale de l'étude

1-1 Arrière-plan de l'étude

La république de Côte d'Ivoire (ci-après « la Côte d'Ivoire ») est un pays qui occupe une place centrale de la politique et de l'économie de la sous-région de l'Afrique de l'Ouest. Avec sa population de 24 290 000 habitants, le GNI (le revenu national brut : RNB) par habitant s'élève à 1 579 USD, et en parité de pouvoir d'achat à 3 820 USD (Banque Mondiale, 2017).

Depuis l'indépendance de l'an 1960, la Côte d'Ivoire a vécu une prospérité économique appelée « le miracle ivoirien » principalement sur la base de sa riche production agricole, notamment le cacao (le premier pays producteur dans le monde), l'igname (le 2^{ème}) et le caoutchouc naturel (le 8^{ème}), etc. Malgré la chute des prix internationaux, et après une période de crise politique et militaire depuis la fin des années 90 qui a ralenti l'économie du pays, la Côte d'Ivoire connaît de nouveau un succès économique remarquable. Depuis la fin de la crise en 2012, la croissance économique a atteint 7,8 % en 2017, tout en gardant le niveau de 7 à 9 % par an en moyenne (source : Données de base du Ministère des Affaires Etrangères).

Dans le Plan National de Développement (PND 2016-2020), le gouvernement de la Côte d'Ivoire annonce les stratégies de « l'accélération du développement du capital humain et du bien-être social » et de « l'accélération de la transformation structurelle de l'économie par l'industrialisation ». Afin d'améliorer l'environnement de vie du peuple et de soutenir les activités économiques durables, le gouvernement s'est fixé l'objectif d'augmenter le taux d'électrification jusqu' à 77% en 2020, ce qui était de 40% en 2014. L'électrification rurale se développera en même temps pour atteindre à 100% à l'horizon 2030.

En ce qui concerne l'équipement de transport et de distribution, les problèmes de la qualité de l'énergie électrique, comme les pertes d'électricité causées par l'obsolescence et le manque de capacité, ou la coupure d'électricité, sont à résoudre dans les meilleurs délais en renouvelant et en aménageant l'infrastructure de transport, de transformation et de distribution de l'électricité.

Dans ces circonstances, le gouvernement ivoirien a élaboré le plan directeur de tout le secteur d'électricité, nommé « Plan Directeur des Ouvrages de Production et de Transport d'Energie Electrique de la Côte d'Ivoire pour la période 2016 – 2030 » (ci-après « Plan Directeur ») qui couvre à long terme les projets de renforcement d'équipement de production, transport, transformation et distribution, ainsi que d'extension de réseaux électriques régionaux. La réalisation des projets recommandés dans le Plan Directeur est attendue comme mesures à prendre.

Le développement de l'industrie d'énergie en Côte d'Ivoire constitue une grande opportunités d'affaires pour l'industrie japonaise, qui est de plus en plus active en ouvrant des succursales à Abidjan. Ces entreprises japonaises attendent l'implémentation des projets de coopération de la JICA, dans le domaine de l'énergie, en espérant que les projets de coopération offrent un pas pour élargir les activités de leurs affaires.

Sur la base de ces situations, l'équipe d'étude effectue l'étude sur place, pour collecter les informations sur le développement du secteur de l'énergie électrique (principalement le transport et la transformation) tout en respectant le Plan Directeur, pour vérifier la stratégie de développement du secteur qui est l'acteur principal du développement du pays, et pour analyser les situations actuelles et les problématiques afin de trouver les facteurs qui demandent l'amélioration pour un meilleur développement. Compte tenu de tous les facteurs, l'équipe donne ses propositions sur les projets prioritaires qui feront l'objet de l'appui futur concret de coopération japonaise y compris le prêt en yen de la JICA.

1-2 Description générale de l'étude

1-2-1 Objectifs de l'étude

Le présent projet vise à effectuer les études des informations collectées et confirmées, afin de rédiger un rapport qui peut servir à la JICA dans la formation des projets concrets de coopération future, sur le développement du secteur de l'énergie électrique (notamment le transport, la transformation et la distribution) réalisé par le gouvernement de la Côte d'Ivoire. Le rapport portera l'analyse des problématiques qui feront l'objet de la coopération japonaise de prêt en yen ou de financement non remboursables, ainsi que les recommandations des projets réalisables dans le cadre de la coopération, dans les domaines de l'énergie solaire IPP (production indépendante d'électricité), de l'électrification rurale et de l'aménagement des réseaux de distribution.

L'équipe d'étude travaillera en saisissant largement les informations et les données pour pouvoir évaluer et analyser les projets ivoiriens du développement du secteur d'électricité qui se basent sur l'esprit du Plan Directeur. L'équipe suivra les éléments qui constituent le Plan Directeur, comme le système de l'industrie ivoirienne de l'énergie électrique, l'idée de la planification de l'équipement et les projets existants.

Comme il y a plusieurs projets en cours dans le domaine du développement de transport, transformation et de distribution de l'électricité, l'équipe étudiera également les situations de coopération des bailleurs de fonds internationaux, tout en vérifiant les souhaits de la part du gouvernement de la Côte d'Ivoire. Dans les cas où un projet peut être financé par la JICA et par les autres bailleurs de fonds en même temps, l'équipe étudiera attentivement l'influence sur la justification du projet candidat et les points à vérifier.

1-2-2 Zones cibles de l'étude

La Côte d'Ivoire se situe dans la sous-région de l'Afrique de l'ouest comme montré dans la figure 1.1 ci-dessous. La Côte d'Ivoire partage sa frontière terrestre avec le Ghana à l'est, avec la Guinée et le Liberia à l'ouest, avec le Mali et le Burkina Faso au nord. A travers la ligne d'interconnexion avec le Ghana, le Burkina Faso et le Mali, la Côte d'Ivoire constitue l'EEEOA : Système d'Échanges

d'Énergie Électrique Ouest Africain, soit « West African Power Pool » en anglais (ci-après « WAPP ») et dans la présente étude, l'équipe a eu les informations sur les situations actuelles et le programme futur de l'export et de l'import de l'électricité avec ces pays voisins.



Figure 1.1 La Côte d'Ivoire et ses pays voisins dans l'Afrique de l'ouest

Les principales données de base sociales de la Côte d'Ivoire sont montrées dans le tableau 1.1 ci-dessous.

Tableau 1.1 Principales données de base sociales

Superficie	322 462 km ² (environ 85% de celle du Japon)
Population	24 290 000 habitants (en 2017, Banque Mondiale)
Capitale	Yamoussoukro ※ La capitale politique et administrative a été transféré d'Abidjan en 1983.
民族	La population de la Côte d'Ivoire est constituée de plus de 60 ethnies différentes : le groupe Akan localisé dans le sud-est du pays (Baoulé, Agni etc.), le groupe Krou dans le sud-ouest (Bété, Guéré, Dida etc.), le groupe Voltaïque dans le nord-est (Sénofo, Koulango, Lobi etc.) et le groupe Mandé dans le nord-ouest (Malinké, Dan etc.) sont les grands groupes.
Langue	Français (langue officielle) et les dialectes de chaque groupe ethnique
宗教	Christianisme 39,1%, Islam 33,7%, Religion traditionnelle 4,4%, Autres 0,6%, Sans 22,2%
Forme de l'Etat	République

Source : Site web du Ministère des Affaires Etrangères

L'emplacement des grandes villes, des routes principales, du chemin de fer et des aéroports est montré dans la figure 2.2.

Abidjan est un des 14 districts de la Côte d'Ivoire. Abidjan qui est l'ancienne capitale du pays avant le transfert de la capitale en 1983 a son statut du district autonome, et reste jusqu'à aujourd'hui le principal centre politique du pays.

Le District Autonome de Yamoussoukro est la capitale politique et administrative qui se situe au nord d'Abidjan. Yamoussoukro est la 5^{ème} grande ville de la Côte d'Ivoire dont la population s'élève à 350 000 habitants en 2014. L'autoroute entre Abidjan et Yamoussoukro est opérationnel, cependant la prolongation après Yamoussoukro est en projet. La ville de Bouaké (chef-lieu du département de Bouaké) est le centre économique du nord du pays. Avec sa population en 2014 de 680 000 habitants, Bouaké est la deuxième grande ville de la Côte d'Ivoire après Abidjan (4 700 000 habitants en 2014) et le poste de transformation de Bouaké devient de plus en plus important comme base d'approvisionnement de l'électricité. D'après le document de la Banque Africaine de Développement nommé « Special Economic Zones in Fragile Situations: A useful policy tool », Bouaké sera classé par le gouvernement comme une zone économique spéciale (ZES) pour promouvoir l'investissement du secteur privé. A la réalisation de la ZES, avec les zones industrielles dont les lots seront loué à un prix modéré, le secteur de textile concentré dans cette région sera activé comme les zones de PK24 d'Abidjan en cours de construction ainsi que de Yopougon.

La ville de Ferkessédougou (chef-lieu du Département de Ferkessédougou, appelée Ferké), située au nord de Bouaké et entourée des plantations de coton et de canne à sucre, est une base de production agricole de la région. La population est de 120 000 habitants actuellement, cependant l'opportunité de la ville est importante comme hub régional, avec ses fonctionnements de la transformation et de l'export des produits agricoles ainsi que du port sec. ¹

¹ En Côte d'Ivoire, il y a 14 Districts (y compris 2 Districts Autonomes) comme première catégorie. Chaque district est constitué d'une ou deux région(s) et au total il y a 31 régions comme 2^{ème} catégorie (les 2 districts autonomes d'Abidjan et de Yamoussoukro n'ont pas de région. Les régions sont divisées en 108 départements comme 3^{ème} catégorie, qui sont divisés en 510 sous-préfectures comme 4^{ème} catégorie, et ce pour promouvoir la décentralisation. Les 510 sous-préfectures sont constituées d'environ 8000 villages au total dont certains se regroupent pour constituer des communes comme 5^{ème} catégorie. Actuellement il y a 197 communes.



Figure 1.2

Les grandes villes, les routes principales, le chemin de fer et les aéroports en Côte d'Ivoire

Chapitre 2

Description général de la Côte d'Ivoire

Chapitre 2 Description général de la Côte d'Ivoire

2-1 Description Générale sur les situations sociales et économiques

2-1-1 Situation politique

Depuis l'indépendance de 1960 après l'époque de la colonie française, l'économie de la Côte d'Ivoire a connu une transformation positive spectaculaire, appelée « le miracle ivoirien » avec 8 % de taux de croissance annuel moyen, sous le régime du premier président ivoirien Félix Houphouët-Boigny qui a assuré la stabilité politique pendant plus que 30 ans. Grâce à la stabilité politique sans coups d'Etat, la Côte d'Ivoire supporte le rôle de leader dans la sous-région de l'Afrique de l'Ouest.

Après le décès du Président Houphouët-Boigny de 1993, la société ivoirienne perd sa stabilité en fin des années 90. Un an après le coup d'état de 1999, l'ex Président Laurent Koudou Gbagbo a été élu. Cependant en 2002, des soldats rebelles ont pris le contrôle des villes dans le nord et l'ouest et le pays a été partagé en deux sous l'état de crise politico-militaire. Du fait le fonctionnement de l'Etat ivoirien, la situation de sécurité ainsi que des services administratifs et sociaux se sont détériorés, et le peuple a souffert de l'angoisse, de l'injustice sociale et de la pauvreté.

À l'issue d'une élection présidentielle après dix ans, le 31 octobre 2010, Alassane Dramane Ouattara a été élu et a prêté serment comme président du pays, avec l'appui des Nations Unies. Pendant ce temps l'ex-président Laurent Gbagbo a refusé de céder le pouvoir, et en avril 2011 il a été arrêté par la force militaire. (Source : Etude en Côte d'Ivoire par la Chambre Haute du Japon)

Le Président Alassane Ouattara est réélu à l'issue de l'élection présidentiel en octobre 2015. En octobre 2016, le référendum a choisi la forme de l'Etat de la république constitutionnelle unitaire présidentielle, et en décembre l'élection de l'Assemblée Nationale a été réalisé dans la paix. Le Président a donné des objectifs pour son deuxième mandat, la promotion du processus de la réconciliation et de la paix, la révision de la constitution, ainsi que l'amélioration des rôles des femmes. La prochaine élection présidentielle est prévue en 2020.

2-1-2 Situations sociale et économique

Dans la période post-indépendance depuis 1960, la Côte d'Ivoire a décollé avec le choix de l'économie libérale, cependant la fondation de plusieurs entreprises d'Etat caractérise l'économie ivoirienne de l'époque. La Côte d'Ivoire a connu un développement économique remarquable appelé « miracle ivoirien » dans les années 60 et 70, en bénéficiant du secteur agricole. Le slogan « Le succès de ce pays repose sur l'agriculture » montre l'importance du secteur.

Les chocs pétrolier suivis de la crise économique ont causé la chute des prix du café et du cacao qui sont les deux principaux acteurs de l'économie ivoirienne (la Côte d'Ivoire est le premier pays producteur du cacao) et ont montré la fragilité de l'économie dépendante de l'agriculture.

L'économie ivoirienne a donc réfléchi, après 1980 et compte tenu des divers problèmes qu'elle a connus, sur la conversion des politiques de l'économie vers l'industrialisation, la privatisation des entreprises de l'Etat et la diversification. Le secteur agricole n'est plus le seul secteur clé mais le pays a renforcé le développement des autres secteurs (mine, pétrole, industrie et tourisme). Dans le secteur agricole aussi, en gardant le cacao comme produit d'exportation, la production des autres cultures (coton, palmier à huile, hévéa, noix de cajoux) ont vu un développement rapide. Pendant la crise sociale et politique qui a duré une dizaine d'années (de 1999 jusqu'à 2010), les visions projetées n'ont pas été réalisées. Cependant la Côte d'Ivoire a lancé, à partir de la fin de la crise en avril 2012, ses programmes de reconstruction et ses projets d'aménagement des infrastructures selon le Plan National de Développement nommé PND 2012-2015. Grâce à ces efforts, la Côte d'Ivoire a maintenu une forte croissance économique depuis 2012. Actuellement le gouvernement ivoirien s'est fixé un objectif de « la réalisation d'une économie de revenu moyen à l'horizon 2020 » selon le PND 2016-2020, et s'ouvre pour un meilleur développement social et économique, avec un montant total d'investissement de 30 000 000 000 000 FCFA ou de 50 milliards de USD entre 2016 et 2020, dont 60 % espérés du secteur privé, pour maintenir sa forte croissance économique pour l'avenir.

Le secteur principal est l'agriculture : le cacao (la Côte d'Ivoire est le premier pays exportateur de cacao avec un tiers de la production totale mondiale), la noix de cajoux (le premier pays exportateur aussi), le café, les tubercules, l'hévéa, coton. Il y a d'autres secteurs porteurs comme l'exploitation minière (nickel, cuivre, manganèse, fer, bauxite, or, etc.), la foresterie et l'industrie (produits alimentaires et pétroliers). La solde de l'import-export donne chaque année le surplus de 1 milliard de USD grâce à la bonne performance de l'export du cacao, des produits pétroliers et du bois.

En ce qui concerne l'aménagement des infrastructures, il y a plusieurs projets en cours des travaux visant la réalisation des ponts et des autoroutes. On peut citer les ponts récemment réalisés comme Pont Henri Konan Bedie entre la Commune de Marcory et la Commune de Cocody (Riviera), Pont de Jacquerville, Pont de Marahoue et Pont de Bouafle. Dans le domaine des infrastructures routières, il y a des travaux achevés comme Autoroute entre Singrobo et Yamoussoukro (départ d'Abidjan), Autoroute entre Tiebissou et Bouaké, Autoroute entre Abidjan et Grand Bassam, sans oublier la réparation des routes régionales dans tous le pays dont la longueur totale s'élève à 500 km. A part ces projets, le gouvernement a décidé le lancement des projets des 2 grands ports maritimes : agrandissement du Port d'Abidjan et du Port de San-Pedro.

Dans le secteur de l'électricité, la centrale hydraulique de Soubré (275 MW) est opérationnelle depuis février 2017, les centrales thermiques d'Azito dans l'ouest d'Abidjan, d'Aggredo et de CIPREL ont été construites entre 2011 et 2017 afin d'ajouter 863 MW de puissance au total de ces nouvelles centrales. En parallèle, le gouvernement a pris la décision d'aménager les zones industrielles existantes et le développement des autres régions dans le cadre de l'appui au développement de l'industrie.

La Côte d'Ivoire occupe 40 % du PIB total des pays membres de l'Union Economique et Monétaire de l'ouest Africaine : UEMOA (en anglais, West African Economic and Monetary Union : WAEMU), et sa position en tant que base des marchés de la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest : CEDEAO (en anglais, Economic Community of West African States : ECOWAS) est

importante vu la population de 300 millions d'habitants de la zone couverte.

Le tableau 2.1 ci-dessous montre l'évolution des principaux indicateurs socio-économiques.

Tableau 2.1 Evolution des principaux indicateurs socio-économiques

Article		Résultats			
		2014	2015	2016	2017
Evolution du PIB réel (%)		8,79	8,84	8,34	7,77
PIB nominal par habitant (USD)		1 531	1 398	1 495	1 617
Population (million d'habitants)		22,5	23,1	23,7	24,3
Taux de chômage		2,7	2,7	2,6	2,6
Taux d'inflation		0,4	1,2	0,7	0,8
Ratio par secteur du PIB (%)	Agriculture, foresterie et pêche	21,1	20,1	19,0	18,1
	Industrie	27,4	28,3	30,0	30,6
	Service	28,4	28,3	28,6	29,5
Ratio de l'exportation (% du PIB)		36,2	36,9	27,7	29,2
Ratio de l'importation (% du PIB)		31,3	28,8	22,9	21,9

Source : Republic of Cote d'Ivoire « Accelerating 2030 Agenda »; IMF World Economic Outlook (April 2017) ; IMF, Direction of Trade Statistics; Knoema World Atlas, et JETRO « Information par pays et par région », Indices économiques de base

L'économie de la Côte d'Ivoire, vu l'indice du PIB réel, a connu un recul important de 2010 en 2011 en conséquence de la crise, cependant après la fin de la crise, comme montré dans le tableau 2.1, a eu une croissance remarquable du PIB de 8,8% en 2015, de 8,3% en 2016 et de 7,8% en 2017. Ces taux de croissance sont supérieurs à la moyenne de l'Afrique subsaharienne (1,4% en 2016) et aussi à la moyenne des pays membre de l'UEMOA (6,7% en 2016) donc supérieur à la moyenne mondiale. La Côte d'Ivoire maintient la croissance grâce aux investissements publics et privés notamment dans les secteurs industriels et de service, malgré la chute de 35% du prix du marché de cacao en 2016. Le PND compte réaliser un taux de croissance de 8,7% en moyenne entre 2016 et 2020.

Selon la version récente du DSA (Debt Sustainability Analysis, juin 2018) du FMI (Fonds Monétaire International, IMF en anglais), la croissance du PIB réel se repose sur l'investissement et de l'export avec un taux prévu de 6,9%, qui n'a pas de grande différence de la valeur prévue dans le DSA de la version décembre 2017.

Le taux de chômage est de 2,6%, contre 6,7% en 1991 et 4% en 1995, et maintient un taux faible, passant de 3,0% en 2011 après l'époque de la crise, à 2,6% en 2017.

Le taux d'inflation était 4,9% en 2011, mais après cette période difficile le taux a baissé jusqu'à 0,7

à 1,2% entre 2015 et 2017. Le FMI estime le taux d'inflation entre 2020 et 2023 à 2,0% environ.

La solde des dettes extérieures est de USD 20 493 000 000 en 2016, ce qui équivaut 56% du PIB nominale (USD 36 400 000 000) de la Côte d'Ivoire. Le Programme de la Stratégie de gestion de la Dette à Moyen Terme (SDMT) prévoit d'atteindre le taux de 42,8% ou moins contre le PIB, et ce, un niveau bien modéré en comparaison entre les pays voisins.

Il reste toujours des mesures à prendre visant à améliorer du fonctionnement de l'Etat et à rétablir le déséquilibre et les écarts régionaux. Notamment la promotion des actions pour la réconciliation nationale et l'intégration sociale ainsi que l'amélioration des services sociaux de base sont les thèmes importants pour établir la fondation du développement durable de l'économie ivoirienne.

La prévision d'ici 2030 de la population ainsi que du PIB nominal, faisant la base des hypothèses des demandes en électricité, est montrée dans le tableau 2.2 ci-dessous. La croissance annuelle de la population prévue en 2030 (en % de la population prévue de l'an 2018) est de 1,7% environ au total, et celle des zones urbaines 2,5%, avec le taux de croissance du PIB de 4,3% par an.

Tableau 2.2 Prévision de la population et du PIB nominal de la Côte d'Ivoire

Année	Population nationale (Million d'habitants)	Population urbaine (Million d'habitants)	PIB nominal (Milliard de USD)
2018	24,89	14,01	45,13
2020	26,18	15,09	51,64
2025	29,60	18,07	69,28
2030	33,23	21,44	93,62

Source : International Futures at the Pardee Center, Univ.of Denver :
http://www.ifs.du.edu/ifs/firm_TableDisplay.aspx

2-2 Géographie et climat

2-2-1 Géographie

La Côte d'Ivoire est un pays africain subsaharien qui partage sa frontière terrestre avec le Liberia et la Guinée à l'ouest, avec le Mali et le Burkina Faso au nord et avec le Ghana à l'est. Le territoire de la Côte d'Ivoire compris entre 4° et 11° de latitude nord, entre 2° et 9° de longitude Ouest, est bordé au sud par l'océan Atlantique au niveau du golfe de Guinée. A partir du littoral ivoirien au cœur des forêts tropicales humides où de nombreux fleuves se déversent en lagunes et ensuite vers l'océan, les altitudes montent progressivement vers le nord jusqu'à 500 mètres. Le point le plus haut est au Mont Nimba qui dresse à 1752 m d'altitude, dans la chaîne montagneuse de la frontière ouest. Le littoral ivoirien ne dispose pas de port naturel, et le pays est vulnérable aux désastres naturels comme des hautes vagues et des inondation pendant la saison de pluie. La carte topographique est montré dans la Figure 2.1 (a) et (b).



Figure 2.1 (a) Carte topographique



Figure 2.1 (b) Carte topographique

2-2-2 Climat

Les climats en Côte d'Ivoire sont, selon la classification de Köppen, le climat tropical de savane (Aw) et au littoral le climat mousson (Am) de type tropical. Ayant les températures en moyenne annuelle de 25 °C à 33 °C, cette zone connaît trois saisons : chaude et sèche entre novembre et mars, très chaude et sèche entre mars et mai, puis chaude et humide entre juin et octobre.¹

¹ Le climat tropical de savane (Aw) est un climat tropical qui possède une saison humide prononcée et une saison sèche, influencé par le mouvement du nord au sud de la crête subtropicale. La précipitation est concentré en été sous l'influence de la zone de convergence intertropicale (ZCIT), également connue sous le nom de zone de convergence équatoriale. En hiver le climat est sec sous l'influence de la crête subtropicale. Les deux saisons sèche et humide se distinguent clairement. La zone savana est parsemée d'arbres ou d'arbustes adaptés à la sécheresse.

Le climat mousson (Am) de type tropical se trouve au littoral, entre l'équateur et le tropique du Cancer, et est caractérisé par l'existence de deux saisons, la saison humide et la saison sèche influencée par la mousson. La précipitation en saison humide est aussi forte que dans la zone de climat équatorial, et la sécheresse peut causer des dégâts. La flore est principalement constituée des feuillus.

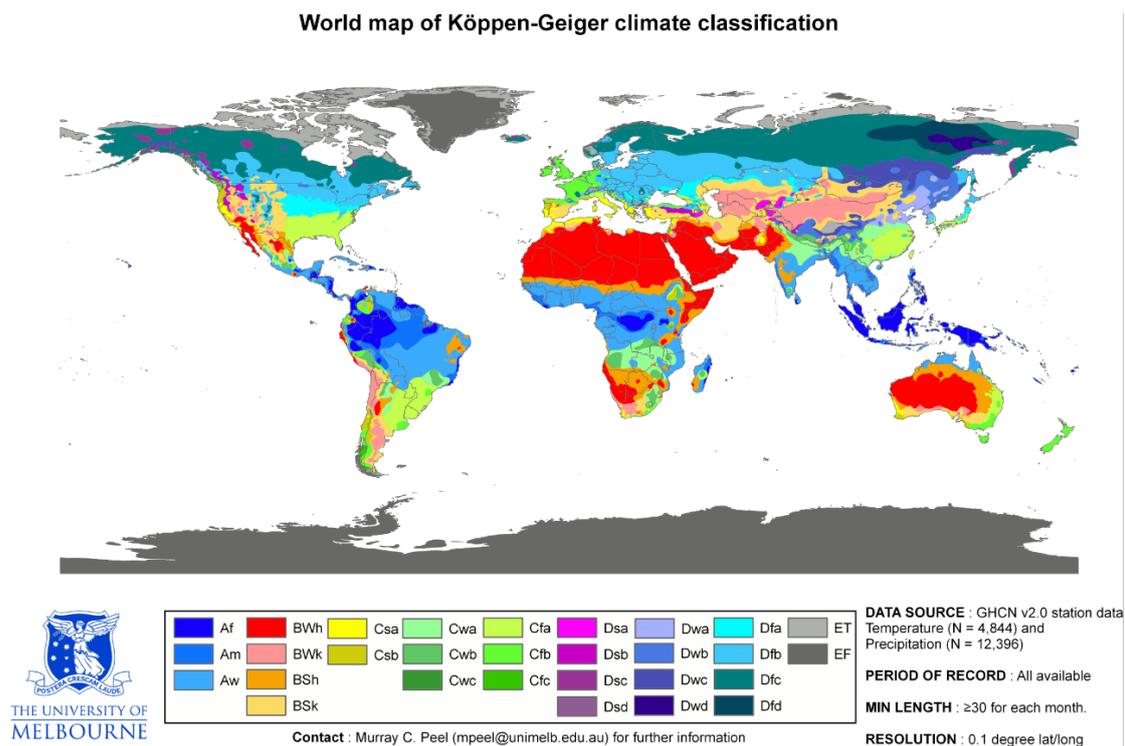


Figure 2.2 Classification de Köppen des climats

2-3 Situation de l'énergie

2-3-1 Politique énergétique

Plan national de développement PND 2016-2020 du gouvernement de la Côte d'Ivoire fixe les politiques énergétiques sousmentionnées. Cependant les programmes sont partiellement révisés selon la croissance réelle de la demande, et les projets révisés ne sont pas forcément identiques à ce qui est prévu dans le PND, concernant les projets de développement des centrales thermiques par exemple.

- Electrification rurale
- Promotion de l'investissement privé dans le développement de l'énergie à combustible fossile (ceci fait partie de l'investissement de 30 billions de FCFA au total qui est prévu entre 2016 et 2020)
- Développement des centrales électriques visant à atteindre l'objectif de 4 000 MW à l'horizon 2020, avec un montant total de l'investissement entre 2012 et 2030 de 5,3 billions de FCFA, dont les projets de développement sont comme suit ;
 - Renforcement de la centrale thermique de CIPREL jusqu'à 400 MW à l'horizon 2019
 - Renforcement de la centrale thermique d'AZITO en augmentant de 300 MW à l'horizon 2020
 - Renforcement de la centrale hydraulique de Soubré en augmentant de 275 MW en 2018
 - Produire 15 MW d'énergie biomasse à l'horizon 2020
 - Produire 200 MW d'énergie solaire photovoltaïque à l'horizon 2020
- En ce qui concerne le financement public-privé, la part du gouvernement sera moins que 15%.

- Dans le mix énergétique, l'équilibre restera toujours en faveur de l'énergie thermique tout en préservant les ressources nationales.
- Objectifs de développement durable (SDG, Sustainable Development Goals) No. 7 : Réalisation de l'énergie propre à un coût raisonnable.

Selon l'explication du Ministère du Pétrole, de l'Énergie et du Développement des énergies renouvelables, le mix énergétique est constitué actuellement, de 22% en énergie hydraulique et de 78% de l'énergie thermique, et grâce à l'introduction des énergies renouvelables le mix énergétique devrait être constitué de 11% en énergies renouvelables, de 23% en énergie hydraulique et de 66% en énergie thermique en 2020, et puis vise à atteindre l'objectif en 2030 de 16% en énergies renouvelables, de 28% en énergie hydraulique et de 56% en énergie thermique.

2-3-2 Situations de l'équilibre offre-demande en électricité

Comme le Tableau 2.3 montre, la Côte d'Ivoire est un pays producteur des ressources des énergies primaires comme le pétrole et le gaz naturel. La grande partie du gaz naturel est utilisée comme combustible pour les centrales thermiques. L'exploitation des champs pétrolier et gazier sous-marin est en plein développement, puisque la consommation des centrales thermique est un facteur qui accélère l'épuisement des ressources du gaz naturel ivoirien.

Les ressources hydrauliques sont positivement développées depuis des années 1970, et en 2016 l'énergie hydraulique a produit 15% de la consommation annuelle de l'électricité, malgré l'instabilité de la précipitation. La viabilité des ressources hydrauliques est estimée être, comme montré dans le Tableau 2.4, de 1 900 MW en électricité, soit 10 TWh par an, cependant dans la section 2016, la production réel était autour de 1,3 TWh seulement, avec la capacité de 604 MW. La centrale hydraulique de Soubré dont la capacité nominale est de 275 MW est opérationnelle depuis 2017 (par l'investissement chinois) mais la capacité totale de la production hydroélectrique n'atteint pas encore à 900 MW.

En ce qui concerne l'énergie biomasse (des résidus agricoles et du déchet ménager), la Côte d'Ivoire ayant 1 200 millions de tonnes de biomasse est un des pays africains qui ont la meilleure opportunité. Il y a quelques usines qui produisent l'énergie biomasse pour leur propre consommation de l'électricité. Le « Projet Palmci-Biokala » (capacité nominale : 2x23 MW) est en phase de réalisation. Il s'agit d'un projet d'une centrale à biomasse à partir des résidus des graines de palme après l'extraction d'huile. Le projet vise à produire 46 MW d'électricité, ce qui sera la plus grande centrale à biomasse en Afrique à la réalisation en 2021, en utilisant le biocarburant des 400 000 tonnes des résidus végétaux des usines de l'huile de palme. Les autres centrales à biomasse, par exemple un projet de bio-gaz à partir des décharges dans les sites d'enfouissement, sont aussi en plein développement.

Tableau 2.3 Evolution de production des énergies primaires par catégorie

		Unité : ktoe					
Catégorie de ressources		2011	2012	2013	2014	2015	2016
Production nationale		12 289	12 491	12 910	12 895	12 578	13 425
Proportion de production	Pétrole	1 708	1 497	1 277	967	1 387	2 049
	Gaz naturel	1 308	1 426	1 638	1 652	1 687	1 885
	Hydraulique	153	154	138	164	116	131
	Biocarburant et biomasse	9 120	9 414	9 857	10 112	9 396	9 359

Source : IEA World Energy Balances 2018

Tableau 2.4 Projets des centrales hydraulique et leur viabilité

Nom de centrale	Source d'eau	Puissance (MW)	Production annuelle (GWh)
SOUBRE (depuis 2017)	SASSANDRA	270	1 600
N'DIELIESSO	COMOE	100	835
MALASSO	COMOE	90	605
LOUGA	SASSANDRA	280	1 330
SINGROBO	BANDAMA	67	315
KOKUMBO	BANDAMA	78	350
BOULOUMERE	SASSANDRA	156	785
DABOITIER	SASSANDRA	91	375
GRIBOPOPOLI	SASSANDRA	112	515
TAYABOUI	SASSANDRA	100	515
TIASALA	BANDAMA	51	215
BROU ATAKRO	BANDAMA	90	410
ABOISSO COMOE	COMOE	150	986
GAO SASSANDRA	SASSANDRA	74	475
DROU(MAN)	CAVALLY	1.6	11
TAHIBLI	CAVALLY	19,5	128
KOUROUKORO	SASSANDRA	32	215
ABOISSO BIA	BIA	5	33
AGNEBY	AGNEBY	0,3	
TIBOTO	CAVALLY	220/2 (Liberia)	1 500
Total		1 847MW	10 151GWh

Source : SITUATION DE L'HYDROELECTRICITE EN COTE D'IVOIRE, ATELIER REGIONAL DE LA CEDEAO SUR LA PETITE HYDROELECTRICITE, 16- 20 avril 2012, Monrovia, Libéria

En comparaison de la production nationale des énergies primaires aux volumes de l'importation et de l'exportation des énergies dont les produits pétroliers occupent une grande part, comme le Tableau 2.5 ci-dessous montre, les volumes de l'importation et de l'exportation sont équilibrés, comme l'on peut voir dans l'exemple de 2016 : l'exportation totale de l'exportation du pétrole et des produits pétroliers était de 3 300 ktoe, contre la production totale nationale (2 049 ktoe) et l'importation totale (2 744 ktoe). Quant au gaz naturel, les statistiques de l'IEA (2018) montrent que, contre la production nationale de 1 885 ktoe, la plupart est destinée aux centrales thermiques (1 579 ktoe) et le reste est consommé pour l'industrie (306 ktoe). Comme mentionné en haut, la consommation du gaz naturel dans les cantrales thermiques se repose sur la production nationale.

Tableau 2.5

Evolution de la production nationale des énergies primaires, de l'exportation et de l'approvisionnement

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	
		Unité : ktoe						
Production dans le pays		12 289	12 491	12 910	12 895	12 578	13 425	
Importation et exportation des énergies	Importation	2 477	3 631	3 833	3 582	3 438	2 745	
	Proportion importation	Pétrole	2 379	3 509	3 645	3 370	3 173	2 464
		Produits pétroliers	96	117	188	212	263	280
	Exportation	-3 072	-3 453	-3 185	-2 544	-2 978	-3 461	
	Proportion exportation	Pétrole	-1 652	-1 459	-1 256	-904	-1 362	-1 904
		Produits pétroliers	-1 367	-1 938	-1 858	-1 564	-1 541	-1 396
		Electricité	-53	-55	-71	-75	-75	-161
	Carburant pour aviation / navigation maritime etc.	-40	-35	-26	-57	-52	-201	
	Approvisionnement dans le pays		11 653	12 635	13 532	13 876	12 987	12 507

Source : IEA World Energy Balances 2018

Le Tableau 2.6 ci-dessous montre l'évolution de consommation nationale d'énergie par secteur.

Parmi les secteurs, la consommation ménagère de 4 270 ktoe occupe 60% de la totale consommation nationale.

Tableau 2.6 Evolution de consommation nationale d'énergie par secteur

		Unité : ktoe					
Secteur		2011	2012	2013	2014	2015	2016
Totale consommation nationale		6 375	6 926	7 364	7 958	6 780	7 231
Secteur	Industrie	458	504	637	649	700	772
	Transport	539	784	824	874	1 044	1 198
	Ménagère	4 642	4 817	4 995	5 120	4 173	4 270
	Commerce / Public	643	707	742	814	717	805
	Agriculture	75	89	91	92	112	116
	Autres	18	24	60	48	33	70

Source : IEA World Energy Balances 2018

NB) La formule de conversion de « 1toe=11,63 MWh » est applicable.

2-4 Situation de l'équilibre offre – demande de l'électricité

2-4-1 Demande en électricité

La consommation de l'électricité par catégorie est de 6 615 GWh au total en 2016, dont 33% pour l'industrie, 35% pour le commerce et le service public, et 32% pour les ménagers (comme montré dans le Tableau 2.7). La consommation ménagère de 2,093 TWh est introduite par la consommation ménagère de 4 270 ktoe en 2016 (comme montré dans le Tableau 2.4), convertie en Wh par la formule de conversion « 1 toe = 11,63 MWh ». Vu le résultat de 49,66 TWh en moyenne de la Côte d'Ivoire, la proportion de l'utilisation de l'énergie électrique dans les ménagers est très limitée. Par conséquence, la demande en énergie électrique sera augmenté avec l'électrification rurale et la vulgarisation des électro-ménagers au futur.

Tableau 2.7

Evolution de la production et de la consommation nationale de l'électricité par catégorie

		Unités : Milliard de kWh (TWh)					
Catégorie		2011	2012	2013	2014	2015	2016
Production nationale		6,099	7,016	7,650	8,286	8,711	10,253
Importation		0,022	0,054	0	0	0,023	0,019
Exportation		-0,615	-0,645	-0,820	-0,877	-0,872	-1,877
Perte		1,365	1,366	1,680	1,187	1,744	1,627
Consommation nationale finale		3,836	4,708	5,046	5,561	6,023	6,615
Industrie		1,312	1,737	1,900	1,881	2,011	2,177
Agriculture		0	0	0	0	0	0
Commerce / Public		0,930	1,226	1,258	1,923	2,092	2,334
Ménage		1,494	1,745	1,712	1,749	1,904	2,093

Source : IEA World Energy Balances, 2018

La Côte d'Ivoire est un membre essentiel de WAPP pour promouvoir les échanges de l'électricité avec les pays voisins, et exporte par le biais de l'interconnexion vers les 5 pays (le Ghana, le Burkina Faso, le Mali, le Bénin et le Togo ainsi que le Liberia) (855 GWh en 2015 et 1 650 GWh en 2016).

Le volume exporté en 2017 est de 1 225 GWh dont la proportion est montrée dans le Tableau 2.8 en bas. L'exportation en 2017 a reculé par rapport à 2016 de 26%. Selon le Rapport Annuel de CIE, il y a deux raisons : Le Ghana, le Togo et le Bénin ont demandé d'arrêter l'importation en juillet 2017, et pour le Mali et le Burkina Faso le volume d'exportation n'a pas pu assuré à cause des restrictions du réseau du poste de Ferké. L'importation de l'électricité se fait seulement du Ghana : la Côte d'Ivoire a importé 17,4 GWh en 2015, et 19,0 GWh en 2016.

Tableau 2.8 Proportion de destination de l'exportation (2017)

Sonabel (Burkina Faso)	CEB (Togo et Bénin)	VRA (Ghana)	LEC (Liberia)	EDM (Mali)
47,6%	6,0%	18,0%	0,7%	27,8%

Source : CIE Annual Report 2017

NB)	LEC:	Liberia Electricity Corporation
	VRA:	Volta River Authority
	CEB:	Communauté Electrique du Bénin
	SONABEL:	Société nationale d'électricité du Burkina Faso
	EDM:	Electricité du Mali

La politique énergétique de la Côte d'Ivoire vise à devenir la base des échanges de l'électricité dans l'Afrique de l'Ouest, tout en satisfaisant la demande du pays qui ne cesse à augmenter avec la croissance de l'économie.

D'après les documents de CI-ENERGIES, les projets d'interconnexion avec le Liberia, le Sierra Leone et la Guinée est en cours visant à réaliser en 2025, et en parallèle, le volume d'exportation vers le Burkina Faso et le Mali sera augmenté, pour multiplier le volume d'exportation de l'électricité sur les contrats. (Tableau 2.9)

Tableau 2.9 Prévision de la capacité et le volume d'exportation de l'électricité d'ici 2025

	2014	2015	2017	2020	2025
Exportation d'électricité (GWh)	975	1020	1245	1695	2700
Capacité électrique (MW)	115	120	150	200	320

Source : Documents de CI-ENERGIES

2-4-2 Approvisionnement en électricité

Comme le montre le tableau 2.10, le total de la production d'énergie électrique a augmenté de 68% en cinq ans, passant de 6 099 GWh en 2011 à 10 253 GWh en 2016, dont 83% d'énergie thermique et 15% d'énergie hydraulique. C'est en particulier depuis 2012 avec la sortie de la crise décennale et la reprise économique que la production électrique augmente rapidement. A compter de maintenant, la croissance économique robuste, la demande liée au développement minier, ainsi que l'exportation d'électricité, font attendre une croissance annuelle de la demande d'environ 10%.

Tableau 2.10 Evolution de production de l'électricité

Unités: Milliard de kWh (TWh)

Ressources	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Production nationale	6,099	7,016	7,650	8,286	8,711	10,253
Pétrole	0,033	0,428	0,204	0,508	0,455	0,074
Gaz	4,228	4,733	5,772	5,795	6,799	8,477
Biomasse	0,064	0,066	0,068	0,070	0,105	0,173
Hydraulique	1,774	1,789	1,606	1,913	1,352	1,529

Source : IEA World Energy Balances 2018

Si l'on regarde la répartition des sources d'énergie, la capacité de production électrique totale en 2016 était de 1 886 MW, dont 68% (1 282 MW) d'énergie thermique à partir de combustible fossile, principalement de gaz naturel, et 32% (604 MW) d'énergie hydroélectrique. Étant donné l'objectif cible de limiter à 60% au maximum la dépendance envers une source d'énergie unique, la part des centrales thermiques dans le mix énergétique est un peu élevée. Cette répartition s'explique par le fait que la capacité de production d'énergie hydroélectrique est restée constante à 604 MW entre 2000 et 2017 tandis que la proportion d'énergie thermique a presque doublé, passant de 610 MW en 2000 à 1 171 MW en 2015. Cependant, ce déséquilibre en faveur de l'énergie thermique a été contrebalancé par la mise en service en février 2017, plus tôt que prévu, de la centrale hydroélectrique de Soubré d'une puissance de 275 MW, avec une capacité maximum de 625 GWh. En octobre 2018, la capacité totale de production d'énergie thermique est de 1 320 MW et la capacité totale de production d'énergie hydroélectrique de 879 MW, pour une capacité totale de 2 199 MW. L'augmentation de la production d'énergie hydroélectrique a pour effet de réduire la consommation de gaz. Selon les projections de CI-ENERGIES, les projets de centrale thermique de Mondoukou à Grand-Bassam (capacité de 220 MW) et celle à cycle combiné d'Abatta (capacité de 123 MW) seraient retirés de la liste des investissements en raison de restrictions d'approvisionnement en combustible sans que l'équilibre offre-demande ne soit menacé, la croissance de la demande étant inférieure à celle prévue par le plan directeur actuel.

La première unité (23 MW) du projet de Biokala (46 MW), qui constitue la première production d'électricité à partir de biomasse, a été reportée à 2021, sans que cela n'impacte l'objectif consistant

à élever à 42% le taux d'énergies renouvelables (hydroélectricité incluse) d'ici 2030.

Selon les explications de CI-ENERGIES, dans un cadre de 80% de production à partir de gaz et de 20% à partir d'hydroélectricité, le coût moyen de production de l'électricité en 2014 était fixé à 65 FCFA / kWh. L'objectif cible est de 40 FCFA / kWh en 2020, et de 45 FCFA / kWh en 2030 (voir tableau 2.11). Les documents de présentation du secteur de l'énergie pour l'UE indiquent que le coût de production de l'électricité en 2016 est de 44,75 FCFA / kWh.

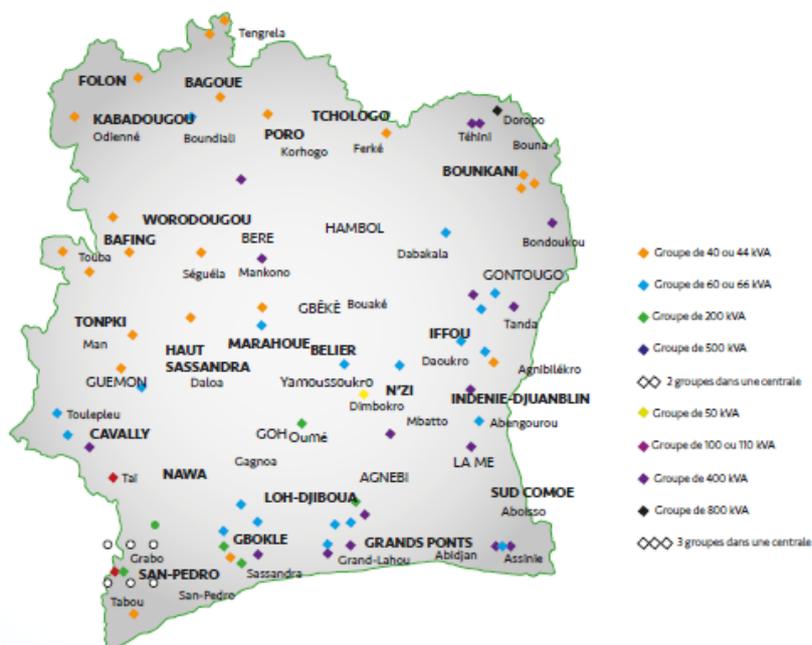
Tableau 2.11 Le mix énergétique et l'évolution des coûts moyens

	2014		2020			2030		
Coût moyen de production	65 FCFA/kWh		40 FCFA/kWh			45 FCFA/kWh		
Proportion de mix énergétique	Gaz	80%	Gaz	57%		Gaz	32%	
			Charbon	9%		Charbon	25%	
			Energies renouvelables (ENR)	34%		Energies renouvelables (ENR)	42%	
	Hydraulique	20%	Proportion	Hydraulique	23%	Proportion	Hydraulique	26%
				Photo-voltaïque	0%		Photo-voltaïque	6%
				Biomasse	11%		Biomasse	10%

Source : Documents de CI-ENERGIES

En outre, à la fin de 2015, dans l'ensemble du pays il y a 55 centrales isolées en service (déconnectées du réseau électrique), qui utilisent principalement mazout léger, et il y a également plusieurs centrales à biomasse (voir figure 2.3). La puissance de ces centrales varie de 40 kVA à 800 kVA. Elles se situent à divers endroits : au Nord, avec par exemple Bafing, Bagoue et Bounkani, et à l'Est, avec Gountoug et Indenie Djuablin, mais aussi à Gbokle au Sud et à Cavally à l'Ouest. Au Nord-est dans le Zanzan, il existe un mini-réseau hybride de PV-diesel de 465 kW au total. La puissance totale de ces centrales isolées est de 5,6 MW, soit une contribution de 10,1 GWh en 2015.

2. CARTE DE RÉPARTITION RÉGIONALE DES CENTRALES ISOLÉES EN SERVICE AU 31 DÉCEMBRE 2015



Source : Carte de repartition regionale des centrales isolees en service au 31 decembre 2015, ANARE, et <https://www.africa-eu-renewables.org/market-information/cote-divoire/energy-sector/>

Figure 2.3 Sources électriques indépendantes Off-grid (55 dans le pays en fin décembre 2015)

Avec un pic de demande d'électricité de 1 342 MW (le 10 mai 2017 à 22 h 45), la capacité de production actuelle fait état d'une marge suffisante, mais le taux de réserve tend à diminuer à cause de la croissance de la demande et de la dépendance de l'énergie hydroélectrique envers les conditions naturelles telles que les précipitations atmosphériques. Selon les données présentées par la CEDEAO en 2018, il est prévu que le pic de demande d'électricité augmente d'environ 7% par an, ce qui nécessiterait l'augmentation de la capacité totale de production à 3 300 MW d'ici 2030 (voir tableau 2.12).

Tableau 2.12 Valeur prévisionnelle du pic de demande d'électricité

Année	2018	2020	2022	2025	2030	2033	Evolution annuelle moyenne
Pic de demande (GW)	1,42	1,767	2,013	2,434	3,316	3,981	7,1%

Source : Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy, Draft Final Report, Tractebel Engie, September 2018

En ce qui concerne les sources d'énergie pour la vie quotidienne, c'est le bois de chauffage qui est encore principalement utilisé dans les zones rurales. Environ 5 000 des 8 582 districts non connectés au réseau ne sont pas du tout électrifiés, et le taux d'accès à l'électrification est de 79 % par rapport à

la population totale du pays. L'électrification des zones rurales est une tâche urgente pour améliorer le déséquilibre d'approvisionnement en électricité et pour la stabilité sociale. Le premier levier mobilisé pour l'électrification des zones rurales est l'utilisation des énergies renouvelables telles que la production d'électricité à partir de biomasse, le développement de la production d'énergie solaire et le biogaz. Toutefois, en ce qui concerne le développement futur de la production d'énergie solaire, il faut considérer le fait qu'en 2017 la consommation a été maximale vers 23 heures et que la période de pointe se situe le soir entre 19 h 30 et 23 h 00, comme on peut le voir à travers le système de tarification différentielle du kWh par tranche horaire. Il est par conséquent nécessaire de prendre en compte l'évolution future des activités industrielles et les changements dans la structure de la consommation entre jour et nuit.

2-4-3 Qualité de l'approvisionnement en électricité

La Loss-of-Load Probability (LOLP) correspond à la probabilité de rupture de courant et constitue un indice utilisé pour le calcul du niveau de défaillance de l'approvisionnement en électricité. Elle est généralement provoquée par un déséquilibre entre l'offre et la demande et on l'estime par la durée pendant laquelle la demande dépasse la capacité de l'offre. En Côte d'Ivoire vers 2011, avec une capacité d'offre largement insuffisante, cette valeur dépassait 1000 heures par an. Selon CI-ENERGIES, elle était de plus de 400 h / an en 2014 et l'objectif à l'horizon 2030 est de ne pas dépasser 24 h / an, avec une exception de 100 h / an en cas d'année de sécheresse.

La durée moyenne de coupure de courant (TMC en anglais) était de 49 heures 18 minutes par an en 2013 et de 23 heures 50 minutes en 2017, soit une diminution de moitié. La valeur cible de TMC fixée par la CIE en 2015 est de 25 heures par an. Cette cible a été atteinte mais un nouvel objectif de réduction à 10 heures a été fixé pour 2020.

En 2015 la TMC se répartissait comme suit : 25% pour les événements pendant le transport d'énergie électrique ; 37% pour la distribution d'électricité ; 22% d'interruptions liées à des opérations techniques ; 11% d'événements divers ; 5% pour la production. On ne remarque pas de cause particulière.

Le tableau 2.13 présente les TMC de 2013 à 2017.

Tableau 2.13 Évolution de la durée moyenne de coupure de courant (TMC) de 2013 à 2017

	2013	2014	2015	2016	2017
TMC	49 heures 18 minutes	40 heures 2 minutes	44 heures 38 minutes	27 heures 30 minutes	23 heures 50 minutes

Source : Documents d'ANARE et de CI-ENERGIES

Par ailleurs, on trouvera ci-dessous dans le tableau 2.14 tiré d'un document d'ANARE de 2015 les

indices SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) et SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*). Ces chiffres démontrent la qualité de l'approvisionnement électrique par rapport à des pays tels que la Guinée, le Ghana et le Sénégal. Avec ses partenaires du secteur, ANARE calcule les indices SAIDI et SAIFI, dans le cadre d'une initiative lancée en 2014 pour introduire des indicateurs appropriés de mesure de la qualité de l'approvisionnement électrique. Toutefois, selon un rapport de la Banque mondiale d'août 2016, seuls quatre pays d'Afrique, dont l'Afrique du Sud, étaient en mesure d'afficher des indices SAIDI et SAIFI conformes aux normes internationales en vigueur, et la Côte d'Ivoire n'est pas incluse. Les indices SAIDI et SAIFI en Afrique du Sud sont respectivement de 36 h et de 20, mais il n'est pas confirmé que ces valeurs soient calculées pour la Côte d'Ivoire avec les mêmes méthodes et règles de calcul que pour l'Afrique du Sud et les autres pays.

Tableau 2.14 Indices de SAIDI et de SAIFI

	SAIDI	SAIFI
Total hors événement exceptionnel	30 heures 21 minutes	33 fois
Evenement exceptionnel	27 heures 45 minutes	9 fois

Source : Documents d'ANARE

NB)

System average interruption duration index (SAIDI) : the annual average outage duration for each customer served, soit la durée moyenne de coupure de courant par an et par client

System average interruption frequency index (SAIFI) : Nombre moyenne de coupure de courant par an et par client

2-4-4 Efficacité énergétique

Selon les données du modèle de plan d'action (PNAEE) pour l'efficacité énergétique conformément à la Politique d'Efficacité Énergétique de la CEDEAO, le niveau de perte du réseau électrique (production, transport et distribution) est passé de 25,61 % en 2010 à 21,41 % en 2014, soit une baisse de 4,4 % en moyenne sur quatre ans.

D'après le rapport annuel 2017 de la CIE, le rendement global en 2017 est de 78,95 % et la perte de 21,05 %. Le rendement étant de 80,3 % en 2016, il a donc reculé quelque peu. Le tableau 2.15 ci-dessous présente le rendement des lignes de distribution et de transport de l'électricité au cours des trois dernières années. Selon ce rapport, le rendement de la distribution a légèrement diminué en 2017, mais cela s'explique par la nouvelle technique de calcul pour mesurer la consommation d'énergie des clients directement raccordés sans compteur, qui conduit au rejet des factures d'anomalie par le Laboratoire du Bâtiment et des Travaux Publics (LBTP), ce que l'amélioration générale du système ne parvient pas à combler.

Par ailleurs, le rendement du transport a légèrement baissé de 93,1 % en 2016 à 92,3 % en 2017. La raison en est que l'augmentation des exportations d'électricité vers le Mali et le Burkina Faso et celle de la consommation dans le nord du pays ont une influence néfaste sur l'efficacité de la transmission. Selon le calcul des pertes de transport effectué par la société française RTE (Réseau de transport d'électricité) à la demande de la CIE, 30 % des pertes de transport sont à imputer au transport d'électricité au Mali et au Burkina Faso.

Tableau 2.15 Rendement de la distribution et du transport de l'électricité

	2015	2016	2017
Rendement Distribution	83,30%	84,90%	84,70%
Rendement Transport	93,50%	93,10%	92,30%

Source : Rapport Annuel CIE 2017

La situation de l'exploitation du réseau électrique domestique se caractérise par une surcharge des installations existantes due à une augmentation de la charge globale, comme on le voit par exemple dans le cas de l'exploitation minière de Tongon.

Cette tendance se remarque particulièrement dans le système des lignes de transmission de 225 kV de Taabo-Kossou-Bouaké 2-Ferké et dans le système de 90 kV de Laboa-Odienné-Boundiali-Ferké où des problèmes spécifiques sont apparus, notamment une importante chute de tension électrique dans le réseau de la région nord. Pour cette raison et afin d'améliorer la tension dans le réseau du Nord et d'augmenter les exportations d'électricité vers le Mali et le Burkina Faso, des condensateurs pour l'ajustement de phase ont été installés à Bouaké (7,2 MVar) et à Boundiali (7,2 MVar) en décembre 2017 et à Ferké (14,4 MVar) en février 2018. En outre, le système de transmission de 225 kV de Laboa-Boundiali-Ferké sera bientôt lancé, ainsi que le compensateur statique SVC (+/- 50 MVar) connecté à la ligne 225 kV de Ferké. Selon les tests déjà effectués, une augmentation potentielle des exportations d'électricité d'au moins 30 MW en heures creuse et 20 MW en heures de pointe a été confirmée.

Le tableau 2.16 ci-dessous présente la perte réelle d'énergie électrique et la valeur cible pour la réduction de cette perte. En 2014, en tenant compte de l'ensemble de l'électricité disponible notamment les exportations et importations, les pertes de l'ensemble du système d'approvisionnement s'élèvent à 21 %, y compris les pertes de production d'électricité, de transport, les pertes techniques lors de la distribution, ainsi que les pertes non techniques. L'objectif d'ici 2030 est de réduire de moitié les pertes liées à la distribution d'électricité et celles liées au transport (qui comptent respectivement pour 7 et 3 % des pertes), et de réduire de 10% au plus la perte totale. Selon CI-ENERGIES, afin de réduire les pertes pendant le transport il est prévu de réduire le facteur de charge des postes de transformation en poursuivant les investissements, et pour réduire les pertes techniques de distribution la tension sera élevée de 15 kV à 20 kV dans les zones urbaines comme Abidjan. De plus, la plupart des pertes non techniques s'expliquent par la fraude et le recel d'électricité par des revendeurs malveillants. Afin d'éradiquer de tels actes répréhensibles, l'on renforcera la surveillance, les alertes, et l'on appliquera rigoureusement la loi sur l'électricité.

Tableau 2.16 Résultats de perte de puissance et objectif de réduction de perte

		2014	2020	2030
Totale perte : Production, Transport, Distribution (a)+(b)		21%	16%	10%
Proportion	Perte de production et transport (a)	6%	3%	3%
	Perte de distribution (b) = (c)+(d)	15%	13%	7%
Proportion	Perte technique (c)	7%	6%	3%
	Perte non technique (d)	8%	7%	4%

Source : Plan d'Actions National pour l'Efficacité Energétique (PANEE), CÔTE D'IVOIRE, Période 2016 – 2020 / 2030

Selon le rapport annuel de la CIE, le taux global de disponibilité des équipements de transmission et de transformation est de 98,78 % à la fin décembre 2017, en baisse de 0,37 % par rapport à 2016. Par ailleurs, le taux de disponibilité des lignes de transport était de 98,60 % en 2017, ce qui représente une baisse de 0,34 % par rapport aux 98,94 % atteints en 2016.

Chapitre 3 :
Informations de base sur le secteur de
l'électricité en Côte d'Ivoire

Chapitre 3 : Informations de base sur le secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire

3-1 Aspects politiques, législatifs et réglementaires liés au secteur de l'électricité

3-1-1 Contexte historique de la politique du secteur de l'électricité

L'histoire du secteur de l'énergie est représentée dans la chronologie suivante³.

1952 : L'ensemble du secteur de l'électricité est géré par EECI (Energie Électrique de Côte d'Ivoire)

29 juillet 1985 : Loi formulant le cadre juridique du secteur de l'électricité

25 octobre 1990 : Première réforme du secteur de l'électricité, qui accorde une concession de service public à la CIE

20 juillet 1994 : CIPREL (BOOT), première entreprise de production d'électricité à entrer sur le marché

5 septembre 1997 : AZITO Energie (BOOT), deuxième producteur à entrer sur le marché

16 décembre 1998 : Deuxième réforme du secteur de l'électricité – création de SOPIE et SOGEPE

12 octobre 2005 : La concession de service public à la CIE est prolongée de 15 ans

16 mars 2010 : Entrée sur le marché d'un troisième producteur, AGGREKO (bail)

21 décembre 2011 : Troisième réforme du secteur de l'électricité – création d'une entreprise publique, Énergies de Côte d'Ivoire – dissolution de SOPIE et SOGEPE

24 mars 2014 : Promulgation de la nouvelle loi sur l'électricité

En Côte d'Ivoire, la loi sur l'électricité de 1985 a ouvert le secteur de la production d'électricité aux entreprises privées. Trois entreprises privées de production d'électricité sont entrées sur le marché, mais les domaines tels que le transport, la distribution, l'importation et l'exportation de l'électricité restaient des monopoles d'État. En 1990, le gouvernement a octroyé à une entreprise privée, la Compagnie Ivoirienne l'Électricité (CIE), une concession sur la production, la transmission, la distribution, l'importation et l'exportation de l'électricité pour une durée de 15 ans (reconduite en 2005).

En décembre 1998, le gouvernement a réformé le cadre institutionnel du secteur pour limiter l'autorité de la CIE et a créé deux entreprises d'État, SOGEPE et SOPIE. SOGEPE a été fondée dans le but de prendre en charge les actifs et les flux financiers du secteur, alors que SOPIE joue un rôle dans la planification à long terme des investissements du secteur.

Suite à la nouvelle réforme de 2010, SOGEPE et SOPIE ont fusionné et une nouvelle société

³ Cartographie des infrastructures de la Côte d'Ivoire (domaine de l'énergie) : informations sur les secteurs touchant à la production, au transport, et à la distribution d'électricité (JETRO, bureau d'Abidjan, mars 2017).

publique de l'énergie, la Société des énergies de Côte d'Ivoire, a été créée en vertu d'un décret publié en décembre 2011. Énergies de Côte d'Ivoire continue de mener à bien les opérations des deux sociétés précédentes, elle ne s'occupe pas que de l'approvisionnement en électricité de l'État, en tant que titulaire d'un contrat de concession, elle gère des projets du secteur de l'électricité.

En 2014, la nouvelle loi sur l'électricité, qui fournit un cadre complet pour la production, le transport, la distribution, la vente, l'importation et l'exportation de l'électricité, a été révisée et promulguée. En vertu de cette loi, les autorités de régulation du secteur de l'électricité ont vu leurs compétences renforcées, incluant le développement des énergies alternatives et des énergies renouvelables, jusqu'à la lutte pénale contre la fraude et les actes illégaux (comme le vol) qui causent de nombreuses pertes technologiques et commerciales dans le secteur. L'objectif de cette loi était de libéraliser davantage le secteur de l'électricité en mettant officiellement fin au monopole de l'État sur le transport, la distribution, la vente, l'importation et l'exportation.

Un décret publié en novembre 2017 décide du transfert des actifs à la société d'État Énergies de Côte d'Ivoire qui devient CI-ENERGIES, une abréviation pour Côte d'Ivoire Énergies, qui voit son périmètre d'activité élargi au secteur de l'électricité.

Actuellement, les activités de transport, de distribution, de vente, d'importation et d'exportation d'électricité sont monopolisées par la CIE (Compagnie Ivoirienne d'Électricité) en vertu d'un contrat de concession, mais l'Article 6 de cette nouvelle loi sur l'électricité prescrit que ces activités « ne constituent pas un monopole de l'État ». Ainsi, en 2020, à l'expiration du contrat de concession en vigueur, le transport, la distribution et la vente de l'électricité seront ouverts à la concurrence et il est possible que plusieurs entreprises entrent sur le marché.

3-1-2 Lois et réglementation du secteur de l'électricité

En ce qui concerne des lois et du réglementation du secteur de l'énergie électrique, la loi N° 2014-132 du 24 mars 2014 portant Code de L'Electricité a été mise en vigueur en 2014. L'objectif et les activités (Chapitre 2, Article 2) ainsi que la définition et les règles d'exercice des activités du secteur de l'électricité sont prévus dans chaque article de la présente loi. Les textes des articles importants et qui concerne la présente étude sont extraits ci-dessous, notamment les articles sur la limitation du monopole, le système d'autorisation aux énergies renouvelables selon la taille, l'esprit du domaine public pour le transport de l'électricité vu l'intérêt public, l'installation des institutions des règlements, la possibilité de réviser le système fiscal et d'introduire des mesures d'incitation, etc.

Objectif et portée

ARTICLE 2 : La présente loi a pour objet de définir les principes généraux d'organisation, de fonctionnement et de développement du secteur de l'électricité. Elle fixe les règles d'exercice des activités du secteur de l'électricité.

Elle a pour objectifs notamment de :

- garantir l'indépendance énergétique et la sécurité de l'approvisionnement en énergie électrique ;
- promouvoir le développement des énergies nouvelles et renouvelables ;

- développer l'énergie électrique et de favoriser l'accès à cette énergie ;
- promouvoir la maîtrise de l'énergie ;
- créer les conditions économiques permettant la rentabilisation des investissements ;
- promouvoir les droits des consommateurs ;
- promouvoir la concurrence et les droits des opérateurs.

Réglementation commune du secteur de l'électricité

ARTICLE 6 : Les activités de production, de transport, de distribution, d'importation, d'exportation et de commercialisation de l'énergie électrique ne constituent pas un monopole de l'Etat.

Les activités de dispatching constituent un monopole de l'Etat susceptible d'être concédé à un opérateur unique.

ARTICLE 8 : La production d'électricité à partir des sources d'énergie nouvelle et renouvelable et de toutes autres sources, est réalisée sous le régime de la liberté, le régime de la déclaration préalable ou le régime de l'autorisation préalable applicable à toute autoproduction.

Transport de l'électricité

ARTICLE 13 : Les ouvrages de transport construits en dehors d'une propriété privée font partie du domaine public de l'Etat.

ARTICLE 15 : L'opérateur chargé de la gestion des ouvrages de transport appartenant à l'Etat est tenu :

- d'exploiter et d'entretenir les ouvrages de transport ;
- de veiller à la disponibilité et à l'utilisation optimale de ces ouvrages de transport ;
- d'assurer la sécurité de l'exploitation de ces ouvrages de transport, ainsi que la fiabilité et l'efficacité desdits ouvrages.

Cependant, l'Etat peut, dans le cadre de la convention conclue avec l'opérateur de transport, lui confier le renforcement, le renouvellement et le développement des ouvrages de transport.

Tout opérateur, chargé de la gestion des ouvrages de transport appartenant à l'Etat, est rémunéré en fonction du volume d'énergie transitée sur la base d'un modèle de grille tarifaire approuvé par l'autorité compétente et rendu applicable par arrêté interministériel.

ARTICLE 18 : L'opérateur chargé de la gestion du dispatching appartenant à l'Etat est tenu :

- d'exploiter et d'entretenir les ouvrages du dispatching ;
- de veiller à la disponibilité et à l'utilisation optimale des ouvrages du dispatching ;
- d'assurer la sécurité de l'exploitation des ouvrages du dispatching ainsi que la fiabilité et l'efficacité desdits ouvrages.

Cependant, l'Etat peut, dans le cadre de la convention conclue avec l'opérateur de dispatching, lui confier le renforcement, le renouvellement et le développement des ouvrages du dispatching.

(**ARTICLE 20 :** L'exercice des activités d'importation ou d'exportation est subordonné à la conclusion préalable d'une convention avec l'Etat. Les activités d'importation ou d'exportation à une tension

supérieure ou égale à la tension minimale de transport sont exercées par l'opérateur de dispatching.)

Propriété attribuée au service public de l'électricité

ARTICLE 35 : Font partie du domaine public de l'Etat :

- l'ensemble des emprises et implantations territoriales des moyens de production appartenant à l'Etat et l'ensemble des emprises et implantations territoriales des moyens de transport, de dispatching et de distribution appartenant à l'Etat ;
- l'ensemble des ouvrages et équipements de production, de transport, de dispatching et de distribution appartenant à l'Etat;
- l'ensemble des ouvrages et équipements de transport, de dispatching ou de distribution régulièrement réalisés sur le domaine public.

ARTICLE 36 : Sous réserve du respect de la législation en vigueur, des règles de l'art et de bonnes pratiques en la matière et des dispositions spécifiques de sa convention, tout opérateur est autorisé à :

- établir à demeure des canalisations souterraines ou des supports pour conducteurs aériens sur le domaine public ;
- exécuter sur les voies publiques et leurs dépendances tous travaux nécessaires à l'établissement, à l'entretien des ouvrages, en se conformant notamment aux règlements de voirie et d'urbanisme ainsi qu'aux plans directeurs d'urbanisme et aux textes en vigueur concernant la sécurité, la protection de l'environnement, la police et le contrôle des installations électriques.

Dans l'accomplissement de la mission de service public qui lui a été déléguée par l'Etat, tout opérateur a le droit de recourir par l'intermédiaire de l'Etat à la procédure d'expropriation, après déclaration d'utilité publique, des ouvrages et équipements de production, de transport, de dispatching ou de distribution ainsi que de leurs emprises et implantations, conformément à la réglementation en vigueur.

Institution de réglementation

ARTICLE 44 : L'organe de régulation du secteur de l'électricité est chargé notamment :

- de contrôler le respect des lois et règlements ainsi que les obligations résultant des autorisations ou conventions en vigueur dans le secteur de l'électricité ;
- de proposer à l'Etat des tarifs applicables dans le secteur de l'électricité, y compris les tarifs de l'accès aux réseaux ;
- de préserver les intérêts des usagers du service public d'électricité et de protéger leurs droits ;
- de régler les litiges dans le secteur de l'électricité notamment entre opérateurs et entre opérateurs et usagers ;
- de conseiller et d'assister l'Etat en matière de régulation du secteur de l'électricité.

Réglementation de finance et de fiscalité

ARTICLE 52 : Les opérateurs ayant conclu des conventions de concession avec l'Etat sont assujettis aux dispositions fiscales et douanières de droit commun en vigueur.

Toutefois, pour des raisons d'intérêt général, il peut être accordé des avantages financiers, fiscaux et douaniers spécifiques aux opérateurs du secteur de l'électricité.

3-1-3 Politique relative au secteur de l'énergie électrique

La politique gouvernementale de la Côte d'Ivoire en matière d'électricité vise à satisfaire la demande domestique et à faire du pays une base régionale pour l'approvisionnement électrique en exportant de l'électricité vers les pays partenaires de l'Afrique de l'Ouest. Comme indiqué dans la section 2-3-1, « Politique de l'énergie », le gouvernement souligne l'importance du mix énergétique et se concentre sur le développement de l'énergie thermique. De 2018 à 2020, il prévoit d'installer d'autres grandes centrales alimentées au gaz naturel et de créer de nouvelles centrales hydroélectriques afin d'atteindre un niveau de production de 300 MW chaque année. Les autres axes de la politique du secteur consistent à augmenter le taux d'investissement privé pour diminuer le taux d'investissement gouvernemental, à promouvoir le développement de l'énergie solaire et de la biomasse, et à compléter au plus tard en 2030 l'électrification d'environ 5 000 localités non électrifiées en zones rurales. De plus, si l'objectif affiché est d'atteindre 4 000 MW de production totale d'électricité d'ici 2020, le total pour octobre 2018 est de 2 199 MW, et il sera difficile de parvenir à la valeur cible même si les centrales thermiques sont bien construites comme prévu. Cependant, comme indiqué dans la section 2-4-2, « Approvisionnement en électricité », la prévision de la demande ayant été également revue à la baisse par rapport à l'estimation initiale, il est envisagé de reconsidérer les dates de lancement des ouvrages et de mise en service des centrales. L'exportation d'énergie électrique peut être considérée comme un facteur important, en particulier pour combler la différence entre la capacité des installations et la pointe de charge sur le marché intérieur. Il faut également tenir compte des périodes de sécheresse et garantir une capacité d'approvisionnement stable tout au long de l'année en recourant à l'énergie produite à partir de gaz naturel. Il est attendu de la politique d'exploitation qu'elle accroisse le taux de disponibilité de l'ensemble des centrales électriques, par un fonctionnement efficace de la production d'énergie solaire dans la région nord pendant la journée, en répondant au pics de demande domestique par l'énergie hydroélectrique, ou encore en augmentant largement les exportations.

3-2 Régime des entreprises de l'électricité

3-2-1 Fonction des institutions et entreprises liées au secteur de l'énergie électrique

Sous la supervision du Ministère du Pétrole, de l'Énergie et du Développement des Énergies Renouvelables, du Ministère de l'Économie et des Finances et du Ministère du Budget, CI-ENERGIES est notamment chargé pour le compte du gouvernement de la Côte d'Ivoire de la direction technique des activités suivantes : la gestion des actifs institutionnels, la surveillance des flux de capitaux et de l'exploitation de l'énergie électrique, le contrôle des travaux de construction effectués avec des investissements nationaux dans le secteur de l'énergie, la planification des activités de production, de transport et de distribution de l'électricité, la gestion des flux d'énergie, la gestion des travaux de construction. En outre, en collaboration avec ANARE (Autorité Nationale de Régulation du secteur de l'Électricité), qui régule notamment les activités de production d'électricité et de fourniture de combustibles, CI-ENERGIES prend également en charge la régulation de certaines activités commerciales relatives à l'énergie électrique et la mise en œuvre de projets d'électrification

des zones rurales.

En ce qui concerne la production d'énergie thermique, les trois entreprises privées d'électricité (AGGREKO, AZITO Energie, CIPREL) gèrent et exploitent en tant que producteurs indépendants (IPP : *Independent Power Producer*) des centrales thermiques dans la région du sud-ouest et dans la banlieue d'Abidjan. AZITO Energie et CIPREL ont conclu avec le gouvernement un contrat de concession BOOT (*Build-Own-Operate-Transfer*) et AGREKO a conclu quant à elle un contrat de bail. Le contrat BOOT prévoit un transfert de possession à l'Etat après 20 ans.

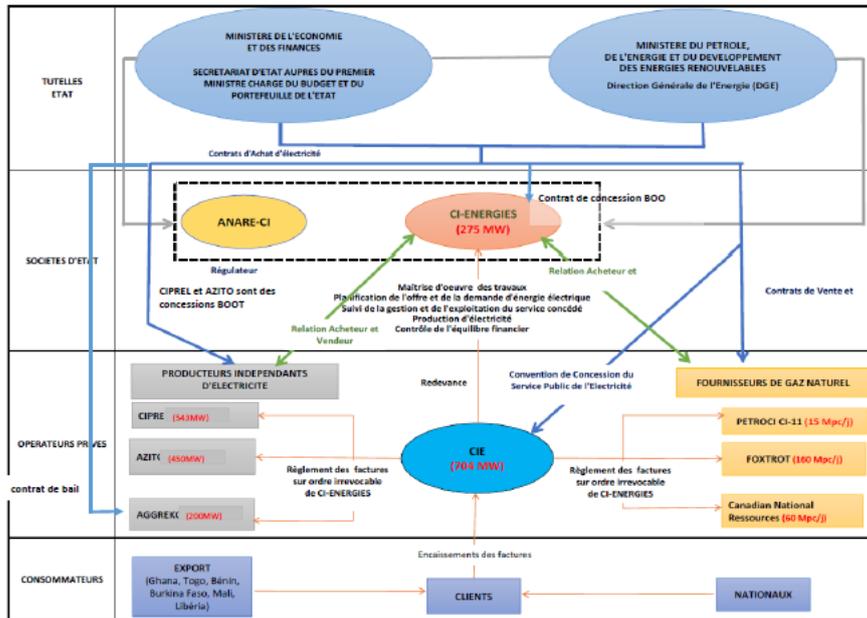
L'approvisionnement de ces centrales thermiques en gaz naturel est assuré par trois entreprises privées (Canadian Natural Resources, CNR International ; FOXTROT International ; Société Nationale d'Opérations Pétrolières de Côte d'Ivoire, PETROCI - CI 11) dans le cadre d'un contrat d'approvisionnement et de vente de gaz naturel conclu avec le Ministère du Pétrole, de l'Énergie et du Développement des Énergies Renouvelables et avec le Ministère de l'Économie et des Finances.

Les centrales hydroélectriques appartiennent à l'État, à l'exception de la centrale de Soubré (275 MW) qui a été construite à l'aide de capitaux chinois et pour laquelle un contrat de concession de type BOO a été conclu entre le gouvernement et CI-ENERGIES qui détient la propriété de l'équipement et l'exploite.

En ce qui concerne les activités de transport et de distribution d'électricité, bien que l'État possède les actifs, seule la CIE (Compagnie Ivoirienne d'Électricité), titulaire d'un contrat de concession octroyé par l'État, détient le monopole commercial du service de fourniture d'électricité jusqu'aux clients individuels et de l'import-export. La CIE exploite également une centrale thermique (CIE-VRIDI), six centrales hydroélectriques (Ayame 1, Ayame 2, Faye, Kossoue, Buyo, Taabo) et des centrales isolées indépendantes. La CIE a commencé ses activités en tant que société privée en 1990 avec un contrat de concession de 15 ans et ce contrat a été prolongé de 15 ans de 2005 jusqu'à 2020.

En outre, si la CIE assurait l'exploitation de toutes les centrales hydroélectriques, les activités de CI-ENERGIES ayant été étendues à la production d'électricité par décret en novembre 2017, l'exploitation de la centrale de Soubré, qui venait d'entrer en service, a été confiée à CI-ENERGIES (la gestion courante est assurée par des sous-traitants). Il est prévu que d'autres activités soient transférées à CI-ENERGIES à l'avenir.

La figure 3.1 ci-dessous présente les fonctions et les liens contractuels unissant les institutions gouvernementales, les organismes de régulation étatiques, les entreprises privées et les consommateurs.



Source : Documents de CI-ENERGIES, ANARE Rapport Annuel 2017

Figure 3.1 Liens contractuels unissant les institutions gouvernementales, les organismes de régulation étatiques, les entreprises privées et les consommateurs

3-2-2 Organisation et structure de la CIE

Les activités de la CIE sont les suivantes : l'exploitation et l'entretien des centrales électriques appartenant à l'État ; l'exploitation du réseau électrique, y compris l'acheminement de l'électricité depuis les centrales thermiques des producteurs indépendants (IPP) et l'import-export avec des sociétés étrangères ; le paiement du coût du carburant pour les IPP auprès des sociétés qui fournissent le gaz naturel ; l'approvisionnement de VRIDI et CIPREL en carburant de secours (HVO) ; l'exploitation des centrales isolées indépendantes ; l'exploitation et l'entretien des installations de distribution de l'énergie (notamment lignes de transport, sous-stations, lignes de distribution) ; la vente au détail de l'électricité, y compris les activités commerciales et le service à la clientèle ; la mise en œuvre des travaux de renforcement et de rénovation des installations de distribution de l'électricité à partir des fonds approuvés par le gouvernement pour maintenir la qualité requise.

La fourniture d'électricité au détail pour les clients domestiques sert les clients alimentés à moyenne tension (MT), 15 kV ou plus, et à haute tension (HT), 90 kV ou plus, et les clients alimentés à basse tension (BT) avec une distribution de 220 ou 380 volts. La consommation d'électricité des clients alimentés en basse tension à usage principalement résidentiel est de 3 576 GWh en 2017, une augmentation de 1% par rapport à 2016, ce qui représente 53,9 % du total de la consommation domestique. Le nombre de contrats souscrits en basse tension est de 1 892 711, rapporté aux 1 897 826 contrats souscrits au total, cela représente 99,7 %. Les 5 115 contrats souscrits pour la moyenne et haute tension ont consommé 3 059 GWh, soit 46,1% du total de la consommation domestique.

3-2-3 Gestion des activités de la CIE et situation financière

Fondée en 1990 et cotée en Bourse en 1992, la CIE, d'un capital de 14 milliards de FCFA (environ 22 millions d'euros), est actuellement détenue à 54% par le français ERANOVE et à 15% par le gouvernement. En plus de la CIE, ERANOVE est également propriétaire de la Compagnie Ivoirienne de Production d'Électricité (CIPREL) qui exploite une centrale thermique et de la Société de Distribution d'Eau de Côte d'Ivoire (SODECI).

Selon le contrat de concession conclu en octobre 1990 entre le gouvernement de la Côte d'Ivoire et la CIE (« la convention de concession du service public national de production, de transport, de distribution, d'exportation et d'importation de l'énergie électrique, conclue entre l'État de Côte d'Ivoire, agissant en qualité d'autorité concédante, et la Compagnie ivoirienne d'électricité, agissant en qualité de concessionnaire »), la CIE rémunère les six centrales hydroélectriques, la centrale thermique VRIDI 1, les centrales isolées aussi bien que les coûts du transport et de la distribution selon la quantité traitée en kWh.

Les coûts de rémunération (prix unitaire) pour 2017 sont indiqués dans le tableau 3.1 ci-dessous.

Tableau 3.1 Coûts de rémunération en 2017 (prix unitaire)

Catégorie de coût de la rémunération	Coût unitaire
Coût de la rémunération CIE estimée sur la production hydro en FCFA par kWh	7,96 FCFA/kWh
Rémunération CIE estimée sur Vridi 1 et centrales isolées en FCFA par kWh	7,96 FCFA/kWh
Coût de revient de la rémunération CIE estimée sur Transport en FCFA par kWh	4,72 FCFA/kWh
Coût de revient de la rémunération CIE estimée sur la distribution en FCFA par kWh	9,58 FCFA/kWh

Source : ANARE Rapport Annuel 2017 pp.48

En outre, au sujet des tarifs de rémunération, la convention stipule que le prix unitaire est diminué comme suit lorsqu'un certain seuil de volume traité (GWh) est passé, et il existe un mécanisme pour augmenter les bénéfices du secteur de l'électricité si les ventes augmentent. Le prix unitaire doit alors être révisé en fonction d'indicateurs économiques.

- Tant que la quantité d'électricité est inférieure à 4 000 GWh, un prix unitaire à 100 % est appliqué.
- Entre 4 000 GWh et 6 300 GWh, un prix unitaire à 50 % s'applique.
- Pour des quantités supérieures à 6 300 GWh, un prix unitaire à 33,33 % s'applique.
- Pour l'exportation, si la quantité d'électricité dépasse 1 500 GWh, le prix unitaire est réduit de moitié. (Pour référence, en 2017, l'exportation d'électricité était de 1 210 GWh).

Selon le rapport annuel de la CIE et le rapport annuel d'ANARE qui font état des revenus et des dépenses de la CIE, son bilan est déficitaire en 2016 comme en 2017. Les coûts de rémunération représentent environ 22% du total de ses dépenses.

Les bilans de 2016 et 2017 sont respectivement présentés dans les tableaux 3.2 (a) et 3.2 (b) suivants.

Tableau 3.2 (a) Bilan de la CIE en 2016

		Unité : Milliard de FCFA	
Revenu		Dépense	
Déficit (Solde de caisse)	-13,8	Paiement IPP	184,5
Subvention	0		
Recette	549,3	Paiement du gaz et du carburant liquide	255,2
Proportion		Proportion	
Exportation	110,9	Gaz	245,6
Vente nationale	438,4	Pétrole	9,6
(Basse tension)	253,9	(HVO 7,4 et 2,2 pour essence / gasoil y compris)	
(Haute tension)	184,5		
Compensation de revenu de -3,5 en 2015 et de -12,8 en 2016 y comprise		Coûts de rémunération de CIE	123,4
Total revenu	549,3	Total dépense	563,1

Tableau 3.2 (b) Bilan de la CIE en 2017

		Unité : Milliard de FCFA	
Revenu		D	
Déficit (Solde de caisse)	-21,4	Paiement IPP	204,5
Subvention	0		
<hr/>		<hr/>	
Recette	542,4	Paiement du gaz et du carburant liquide	234
Proportion		Proportion	
Exportation	81,5	Gaz	232,26
Vente nationale	460,9	Pétrole	1,72
(Basse tension)	260,1	(HVO et essence /	
(Haute tension)	199,7	gasoil y compris)	
		Coûts de rémunération de CIE	125,3
<hr/>		<hr/>	
Total revenu	542,4	Total recette	563,8

3-3 Économie et finance du secteur de l'électricité

3-3-1 Système financier du secteur de l'électricité

La gestion financière du secteur de l'électricité par CI-ENERGIES est régie par le décret n° 2010-200 du 15 juillet 2010. Les recettes, qui comprennent les éléments suivants, sont consacrées uniquement aux dépenses de ce secteur.

- 1) Recettes provenant de la facturation de l'électricité : en tant que concessionnaire responsable de la production, du transport, de la distribution, de l'importation et de l'exportation de l'électricité, la CIE collecte des recettes auprès des clients généraux, des organismes publics et des pays qui importent l'énergie électrique.
- 2) Taxes assignées au secteur de l'électricité : une contribution à l'électrification rurale ainsi qu'au développement du secteur de l'électricité sont collectées auprès de chaque client comme charges supplémentaires sur la redevance d'électricité (clairement indiquées sur la facture).
- 3) Autres revenus d'activités pour services.
- 4) Revenus de prêts de l'État ou de ses représentants.
- 5) Dons, donations, subventions.
- 6) Fonds collectés dans le but de stabiliser le secteur de l'électricité.

Les dépenses sont classées dans les catégories détaillées plus bas et suivent un ordre de priorité (dépenses consacrées uniquement au secteur de l'électricité, la catégorie A ayant la priorité la plus élevée, la catégorie F la plus basse).

Catégorie A : Paiement à la CIE pour service rendu en tant que concessionnaire (paiement sur facture mensuelle).

Catégorie B : Frais d'achat de l'électricité aux IPP tels que AZITO Energie, et ceux de l'achat de combustibles auprès des fournisseurs de pétrole et de gaz tels que Foxtrot.

Catégorie C : Dépenses de CI-ENERGIES et ANARE-CI liées à l'organisation du secteur de l'électricité, à sa gestion et à sa supervision.

Catégorie D : Dépenses relatives à l'investissement dans le secteur de l'électricité, à l'exclusion du remboursement de la dette.

Catégorie E : Autres dépenses dans le secteur de l'électricité, y compris le remboursement de la dette.

Catégorie F : Épargne ou rétablissement de capitaux visant à la stabilisation du secteur de l'électricité.

Les tarifs de l'électricité sont établis en fonction des coûts et approuvés par le gouvernement.

Les actifs nécessaires aux activités dans le domaine de l'électricité appartiennent à l'État, à l'exception des centrales thermiques qui appartiennent aux IPP – l'entreprise de production thermique Aggreko a toutefois un contrat de bail avec le gouvernement. Le taux de l'impôt sur les entreprises est déterminé au cas par cas pour chaque société privée. Des exonérations d'impôt et des mesures d'incitation aux projets d'investissement seront décidées par le Centre de Promotion des Investissements en Côte d'Ivoire (CEPICI) à la suite de négociations.

3-3-2 La situation financière du secteur de l'électricité

Les rapports financiers des entreprises nationales impliquées dans le secteur de l'électricité (les autorités qui contrôlent le secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire : ANARE-CI, CI-ENERGIES) et des quatre entreprises privées (CIPREL, AZITO Energie, Aggreko, CIE) sont comptabilisés séparément.

Selon un document programmatique de CI-ENERGIES, la balance en 2016 est excédentaire de 1 735 millions de FCFA (environ 350 millions de yens) et celle de 2017 est excédentaire de 5 279 millions de FCFA (environ 1 050 millions de yens). Cependant, il ressort de l'interview avec CI-ENERGIES que le bénéfice n'est pas assurée en toutes circonstances si l'on considère la balance sur l'ensemble du secteur de l'électricité.

Sur l'ensemble du secteur, n'ont pas encore été obtenues les données relatives notamment aux revenus de la facturation de l'électricité, aux paiements à chaque organisation, au remboursement des fonds levés, et à la dépréciation de l'équipement, mais on peut constater qu'il existe des cas d'aide

concrète par des subventions, par exemple pour l'approvisionnement en combustibles. Le rapport de la Banque mondiale (Financial Viability of Electricity Sectors in Sub-Saharan Africa Quasi-Fiscal Deficits and Hidden Costs_WPS7788) rend compte de la situation de la Côte-d'Ivoire de la manière suivante :

- Une comparaison des tarifs de l'électricité dans les pays d'Afrique subsaharienne révèle que le prix de vente, qui a baissé de 0,04 \$ / kWh par rapport au tarif de 0,15 \$ / kWh en 2014, est insuffisant.
- Le gouvernement fournit des carburants complémentaires pour la production d'électricité à travers deux canaux. L'un est le gaz gratuit obtenu par le gouvernement en contrepartie de sa participation de 15% dans l'extraction de gaz du pays. L'autre est la subvention du mazout lourd (HVO) via les raffineries de pétrole. Le montant des aides en gaz et en pétrole pour la production de l'électricité en 2013 est estimé à 131 millions de dollars américains (environ 14,5 milliards de yens, d'après quelqu'un de la Banque mondiale), soit 0,03 dollars par kWh. En 2014, le montant des subventions pour le mazout de distillation (HVO) aurait dépassé de plus de deux tiers le budget initial, pour une somme atteignant 100 millions de dollars au total.

De plus, selon le rapport de la Banque mondiale

(CIENERGIES-Guarantee-PAD-P164145-AFRDE-comments-June-7-final-1-06122018) :

- En décembre 2017, le gouvernement a réglé 6 milliards de FCFA d'arriérés du secteur public en numéraire, ainsi que 42 milliards de FCFA d'arriérés de la ville d'Abidjan sous forme de billets à ordre.
- En vertu d'un accord avec les exploitants du gaz ivoirien, l'État reçoit en nature une portion déterminée du gaz qu'il revend au secteur de l'électricité au prix du marché. Le gouvernement conserve 50 milliards de FCFA de ce revenu tiré de la vente du gaz, mais les revenus supplémentaires doivent être tout de même retournés au secteur (CI-ENERGIES).

Ainsi, il semblerait que le gouvernement essaye d'équilibrer la balance des paiements en injectant directement des revenus du secteur du gaz dans le secteur de l'électricité ou en recourant à des prêts temporaires en cas de retard dans le remboursement des dettes.

3-3-3 Structure des tarifs de l'électricité

Comme dans de nombreux pays de la région, la facturation de l'électricité en Côte d'Ivoire est considérée comme trop faible et on pense qu'elle ne reflète pas correctement l'inflation ni le coût réel de l'énergie. En outre, le système fiscal aurait un impact négatif sur la rentabilité du secteur de l'électricité et entraverait les projets d'investissement. Pour cette raison, la Côte d'Ivoire envisage de réviser le système fiscal et est en train d'établir une nouvelle stratégie tarifaire, augmentant graduellement les tarifs de l'électricité afin de combler l'écart entre le coût de production de l'électricité et son prix de vente, et, plus encore, renégociant les prix à l'exportation.

À titre d'exemple, le tarif de l'électricité en basse tension a augmenté de 10,4 %, passant de 80,90 CFA / kWh en 2013 à 89,32 FCFA / kWh en 2015. De plus, les tarifs de l'électricité en moyenne et haute tensions ont augmenté de 8,1 %, passant de 69,94 FCFA / kWh en 2013 à 75,63 FCFA / kWh en 2015 (sans compter les taxes).

Selon le site internet du Programme de coopération Afrique-UE dans le domaine des énergies

renouvelables (RECP), en juin 2016 le gouvernement a encore procédé à des augmentations, jusqu'à 10 % pour 2016, puis de 5 % par année en 2017 et 2018, et devait augmenter de 3 % par année en 2019 et 2020, mais le président Ouattara a été contraint d'annuler une partie de ces augmentations à cause de plaintes faisant état de certains cas d'augmentation des prix d'environ 40 %.

En juin 2016, le ministère du Pétrole, de l'Énergie et du Développement des Énergies Renouvelables, le ministre du Budget et du Portefeuille de l'État, et le ministre de l'Économie et des Finances ont publié un décret réformant le commerce de l'électricité. Selon ce décret « portant modification des tarifs de l'électricité et fixant le principe d'un remboursement des abonnés à l'électricité » (20 juin 2016), les prélèvements dépassant une augmentation tarifaire de 10 % pour les abonnés à la basse tension leur seront remboursés.

Article 17 : Pour la période allant de juillet 2015 à mars 2016, tout montant payé par un abonné en Basse Tension au titre de sa facture de consommation d'énergie électrique au-delà de 10% de sa facture TTC, par rapport à ce qu'il aurait payé conformément aux tarifs de l'Arrêté n°569/MMPE/MPMEF du 20 décembre 2012 portant modification des tarifs de l'électricité, à volume égal, lui sera remboursé.

En août 2018, si l'on consulte les tarifs qui s'appliquent pour les abonnés à la basse tension sur le site internet de la CIE, en comparant avec les tableaux des tarifs de 2012 pour les abonnés à la basse tension que l'on peut trouver sur le site d'ANARE, on constate que les prix de la basse tension pour les abonnés aux revenus les plus faibles ne changent pas, alors que pour les abonnés à des niveaux de revenus supérieurs les prix augmentent dans une fourchette de 6 à 10 %, notamment le montant fixe annuel et le prix du kWh. Par conséquent, il semble que l'augmentation de 5% chaque année à partir de 2017 prévue initialement n'a pas été mise en œuvre à l'heure actuelle.

En ce qui concerne la structure actuelle des tarifs, la plupart des abonnés domestiques à la basse tension diffèrent par leur classe de consommateur (prix générique du contrat en ampères) et par leur utilisation, le tarif variant, pour l'utilisation, de 36 FCFA / kWh (environ 0,055 euro ou 7,4 yens) à 66,96 FCFA / kWh (environ 0,100 euro) et, pour le prix fixe, de 559 FCFA (environ 0,85 euro ou 111 yens) à 1246,56 FCFA (environ 1,87 euro) par bimestre (61 jours) – à quoi il faut ajouter la TVA et la redevance pour l'électrification rurale. En outre, proportionnellement à la consommation en kWh, la redevance RTI (télévision et radio) et une taxe communale sont également prélevées.

Le prix du kWh pour les petits commerces va de 86,31 FCFA / kWh (environ 0,129 euro ou 16,9 yens) à 73,40 FCFA / kWh (environ 0,110 euro) et le forfait fixe par bimestre est de 1 552 FCFA (environ 2,33 euros).

Selon les informations fournies par le site internet de la CIE, dans le cas des abonnés à la basse tension aux revenus les plus bas (contrat d'approvisionnement basse tension à 5 ampères), il y a une limite d'utilisation de 200 kWh par bimestre, et en cas de dépassement de cette limite dans la moyenne des trois derniers mois, un disjoncteur de 5A est installé et on passe automatiquement au « tarif domestique général de basse tension : Low voltage general domestic tariff ». Toutefois, contrairement au tarif de 36,05 FCFA / kWh dans la première tranche, le tarif de la deuxième tranche est de 62,70 FCFA / kWh, ce qui est nettement plus élevé que les autres systèmes tarifaires pour la basse tension. D'après les données d'ANARE, les abonnés à faible revenu compteraient pour 69 % du nombre total d'abonnés en 2011, ce qui correspond à 20,8 % de la consommation totale d'électricité du pays. De

plus, pour les abonnés à faible revenu de la première tranche, la TVA (18%) ne s'applique pas au prix du kWh jusqu'à 80 kWh, mais lorsque l'utilisation par bimestre dépasse 80 kWh, ce sont les tarifs de la deuxième tranche de 62,70 FCFA / kWh et de 559 FCFA de prime fixe qui s'appliquent, et la TVA (18%) est également appliquée au prix du kWh de la deuxième tranche.

Le tableau 3.3 ci-dessous présente les tarifs de l'électricité en cas d'utilisation limitée à 200 kWh par bimestre avec un contrat de 5 ampères.

Tableau 3.3 Détail des tarifs de l'électricité

TARIF MODERE DOMESTIQUE	FCFA	TVA(18%)	FCFA
Prime fixe par bimestre (61 jours)	559	0	559
Redevance électrification rurale par bimestre			100
Prix du kWh jusqu'à 80kWh / bimestre	36,05	0	36,05
Prix du kWh au-delà de 80kWh / bimestre	62,7	11,29	73,99
Redevance électrification rurale par kWh			1
Redevance RTI par kWh			2
Taxe communale Abidjan par kWh			2,5
Taxe communale autres communes / kWh			1

Source : (<https://www.africa-eu-renewables.org/market-information/cote-divoire/energy-sector/>) et

Site Web de CIE (<http://www.cie.ci/particuliers/vos-consommations/tarifs-electricite>)

A partir de ce système de tarification, le tableau 3.4 ci-dessous montre un exemple de calcul du prix de l'électricité pour un abonné qui a conclu un contrat de 5 ampères et dont la consommation totale d'électricité par bimestre atteint 156 kWh.

Tableau 3.4 Exemple de calcul du prix de l'électricité (contrat de 5 ampères, consommation d'électricité par bimestre de 156 kWh)

使用量		156kWh
Puissance Souscrite	$220V \times 5A =$	1.1 kVA
1ère tranche	$80 \times 36,05 =$	2 884 FCFA
2ème tranche avec 18% de TVA	$(156-80) \times 62,7 \times 1,18 =$	5 622 FCFA
Prime fixe		559 FCFA
Facture Energie	$2884 + 5622 + 559 =$	9 066 FCFA
Redevance Electrification rurale	$100 + 156 \times 1 =$	256 F CFA
Redevance RTI	$156 \times 2 =$	312 F CFA
Taxe Communale (le cas de la ville d'Abidjan)	$2,5 \times 156 =$	390 F CFA
Total Facture		10 024 F CFA

Source : Site Web de ANARE (<http://www.anare.ci/index.php?id=27>)

On trouve ensuite le tarif domestique général basse tension tel que présenté ci-dessous. Ce système tarifaire s'applique à de nombreux foyers – selon ANARE, en 2011 il représenterait 19,4 % des clients, soit 15 % du total des consommateurs.

Pour les abonnés qui ne sont pas à faible revenu mais utilisent plus de 200 kWh, il existe deux types de contrats : le contrat de 5A et 1,1 kVA, et le contrat de 10A et 2,2 kVA ou plus. Ce dernier est présenté dans le tableau 3.5.

Tableau 3.5 Détail des tarifs l'électricité (10A et 2,2 kVA ou plus)

Le tarif domestique général basse tension	FCFA	TVA(18%)	FCFA
Prime fixe par bimestre (61 jours)	1246,56	224,38	1,470,94
Redevance électrification rurale par bimestre			100
Prix du kWh 1ère Tranche (jusqu'à 180 kWh / kVA)	66,96	12,05	79,01
Prix du kWh 2ème Tranche (au-delà de 180 kWh / kVA)	58,04	10,45	68,48
Redevance électrification rurale par kWh			1
Redevance RTI par bimestre			2,000
Taxe communale Abidjan par kWh			2,5
Taxe communale autres communes / kWh			1

Source : Site Web de ANARE (<http://www.anare.ci/index.php?id=27>)

Site Web de CIE (<http://www.cie.ci/particuliers/vos-consommations/tarifs-electricite>)

La grille tarifaire en cas d'utilisation de 348 kWh est indiquée dans le tableau 3.6 ci-dessous.

Tableau 3.6 Exemple de calcul du prix de l'électricité

(cas du contrat de 10 ampères, quantité utilisée par bimestre de 348 kWh)

Exemple de consommation		348kWh
Puissance Souscrite 2,2 kVA (10A)	$220V \times 10A =$	2,2 kVA
1ère tranche avec TVA 18%	$348 \times 79,01 =$	27 495 FCFA
Prime fixe avec TVA 18%	$1470,94 \times 2,2 =$	3 236 FCFA
Facture Energie (Consommation totale) Sous Total		30 731 FCFA
Redevance Electrification rurale	$100 + 348 \times 1 =$	448 F CFA
Redevance RTI		2 000 F CFA
Taxe Communale $348 \times 2,5 =$		870 F CFA
Total Facture		34 049 F CFA

Source : Site Web de ANARE (<http://www.anare.ci/index.php?id=27>)

Les tarifs à la clientèle pour la moyenne tension (de 15 kV à 90 kV) se répartissent entre le tarif en heures de pointe, le soir entre 19 h 30 et 23 h 00, le tarif en heures creuses (de 24 h 00 à 7 h 30) ainsi que le tarif heures pleines pour les autres heures de la journée (de 7 h 30 à 19 h 30 et de 23 h 00 à 24 h 00). De plus, la prime fixe et le prix du kWh varient en fonction de la classe d'abonnés, de la demande et de la durée d'utilisation. Par exemple, le tarif général pour une utilisation courte est de 69,95 FCFA / kWh (environ 0,106 euro) de 7 h 30 à 19 h 30 et de 23 h 00 à 24 h 00, mais il existe l'exception du « tarif spécial pour les complexes textiles ». Ce tarif spécial pour les complexes textiles comprend un prix fixe annuel de l'abonnement plus élevé, à 79 036,16 (121 euros) par kW souscrit, mais d'un autre côté le prix du kWh est de 25,48 FCFA / kWh (0,039 euro) en heures pleines, de 39,38 FCFA / kWh (environ 0,06 euro) en heures de pointe de 19 h 30 à 23 h 00, et de 24,56 FCFA / kWh (environ 0,037 euro) en heures creuses de 24 h 00 à 07 h 00 le lendemain, soit moins de la moitié du prix du kWh en tarif longue utilisation et ce quel que soit le créneau horaire – on peut dire qu'il s'agit d'un système tarifaire particulièrement bon marché. A propos de ce mécanisme, le décret qui réforme le commerce de l'électricité « portant la modification des tarifs de l'électricité et fixant le principe d'un remboursement des abonnés à l'électricité » publié en juin 2016 par le ministère du Pétrole, de l'Énergie et du Développement des Énergies Renouvelables, le ministre du Budget et du Portefeuille de l'État et le ministre de l'Économie et des Finances, stipule dans son Article 20 que « pour les sociétés ayant conclu, au 31 décembre 2015, une convention avec l'État et qui bénéficient d'un tarif préférentiel dénommé *Spécial Complexes Textiles*, il leur est accordé, jusqu'au terme de leur convention initiale, le bénéfice du *Spécial Complexes Textiles* ». Ainsi, on peut dire que le gouvernement accorde toujours des avantages sur les tarifs de l'électricité aux entreprises des complexes textiles qui en bénéficiaient auparavant.

Les primes fixes et les prix du kWh pour la moyenne tension sont indiqués dans le tableau 3.7. Veuillez noter que cette grille de tarifs est tirée d'un document d'ANARE de 2012.

Tableau 3.7 Grille des tarifs en moyenne tension (de 15 kV à 90 kV) selon l'approvisionnement

Les tarifs en moyenne tension	FCFA	TVA (18%)	Total : FCFA
Annual fixed premium per kW subscribed – Short usage rate (0-999 heures)	17 572,74	3 163,09	20 735,84
Annual fixed premium per kW subscribed – General Traiff (1000-5000 heures)	24 177,98	4 352,04	28 530,01
Annual fixed premium per kW subscribed – Long usage rate (5001 heures ou plus)	35 131,38	6 323,65	41 455,03
Annual fixed premium per kW subscribed – Textile Complexes	79 036,16	14 226,51	93 262,66

Tarif (par kWh)	Short usage	General Tariff	Long usage	Textile Complexes
Full hours (in FCFA inclusive of 18% VAT) 07:30 – 19:30, 23:00 – 24:00	69,95	61,28	58,81	25,48
Peak hours (in FCFA inclusive of 18% VAT) 19:30-23:00	108,24	83,55	74,70	39,38
Off-Peak hours (in FCFA inclusive of 18% VAT) 24:00-07:30	50,26	50,70	51,13	24,56
Redevance électrification rurale Annual electrification fee per kW subscribed				1 700
Redevance RTI par kWh				1 000

Sour : ANARE (<http://www.anare.ci/index.php?id=27>)

Dans le système tarifaire pour la haute tension (90 kV ou plus), à l'instar de celui pour la moyenne tension, les prix sont définis en fonction du créneau horaire et de la durée d'utilisation annuelle. En revanche, un tarif spécial s'applique pour la Société Ivoirienne de Raffinage (SIR). La SIR raffine 3,8 millions de tonnes de pétrole brut par an et fournit des produits dérivés du pétrole. Il s'agit d'une société semi-publique, dont 47,28 % du capital est détenu par le gouvernement de la Côte d'Ivoire et 20,35 % par l'entreprise Total. Contrairement aux tarifs spéciaux accordés aux « Spécial Complexes Textiles », pour cette société la prime fixe annuelle est peu élevée mais le prix du kWh est aussi élevé que le prix en courte durée (jusqu'à 999 heures) pour les abonnés ordinaires de la haute tension. Il semble que cela ait pour effet de maîtriser la demande et de subventionner les revenus du secteur de l'électricité.

Les parts forfaitaires et variables des tarifs pour la haute tension sont indiqués dans le tableau 3.8 ci-dessous. Veuillez noter que cette grille de tarifs est tirée d'un document d'ANARE de 2012.

Tableau 3.8 Grille des tarifs en haute tension (plus de 90 kV) selon l'approvisionnement

Les tarifs en haute tension	FCFA	TVA (18%)	Total : FCFA	
Prime fixe annuelle par kW souscrit – Tarif courte utilisation Annual fixed premium per kW subscribed – Short usage rate (0-999 hours)	43 495,06	7 829,11	51 324,17	
Annual fixed premium per kW subscribed – General Traiff (1000-5000 hours)	58 841,39	10 591,45	69 432,84	
Annual fixed premium per kW subscribed – Long usage rate (5001 hours or more)	74 169,81	13 350,57	87 520,38	
Annual fixed premium per kW subscribed – Ivorian Refinery Corp. Ivorian Refinery Corp.(SIR)	34 509,66	6 271,74	40 721,40	
Tarif (kWh)	Short usage	General Tariff	Long usage	Ivorian Refinery Corp.(SIR)
Full hours (in FCFA inclusive of 18% VAT) 07:30 – 19:30, 23:00 – 24:00	62,71	38,46	37,86	62,11
Peak hours (in FCFA inclusive of 18% VAT) 19:30-23:00	114,85	47,91	42,30	113,86
Off-Peak hours (in FCFA inclusive of 18% VAT) 24:00-07:30	35,37	35,98	35,98	40,99
Redevance électrification rurale Annual electrification fee per kW subscribed				1 700
Redevance RTI par kWh				1 000

出所 : ANARE (<http://www.anare.ci/index.php?id=27>)

Les paramètres permettant de calculer les pénalités lorsque la puissance maximale dépasse la puissance souscrite dans le contrat ou lorsque le facteur de puissance est trop faible sont présentés dans le tableau 3.9 ci-dessous. La prime fixe mensuelle est prise comme base pour le calcul des amendes en fonction de l'ampleur du dépassement ou de l'écart. Dans les données citées ici, au lieu

du facteur de puissance ($\cos \theta$), comme Tangent phi ($Tg \phi$) sert d'indice, c'est le facteur de puissance (en %) qui est utilisé.

Tableau 3.9 : Pénalités en cas de dépassement de la puissance

Les paramètres de calcul de la pénalité de dépassement de puissance/ The parameters for calculating the power overrun penalty	
Tangente phi ($Tg\phi$)	FORMULES
$Tg\phi \leq 0,62$ Facteur de puissance 85% ou plus	1,6 x Prime fixe unitaire mensuelle x (Puissance maxi male atteinte -puissance souscrite)
$0,62 < Tg\phi \leq 0,75$ Facteur de puissance de 80% - 85%	3,2 x Prime fixe unitaire mensuelle x (Puissance maxi male atteinte -puissance souscrite)
$0,75 < Tg\phi$ Facteur de puissance moins de 80%	4,2 x Prime fixe unitaire mensuelle x (Puissance maxi male atteinte -puissance souscrite)

Le paramètre de pénalité en cas de dépassement de la puissance est montré dans le tableau 3.10.

Tableau 3.10 Paramètre de pénalité en cas de dépassement de la puissance

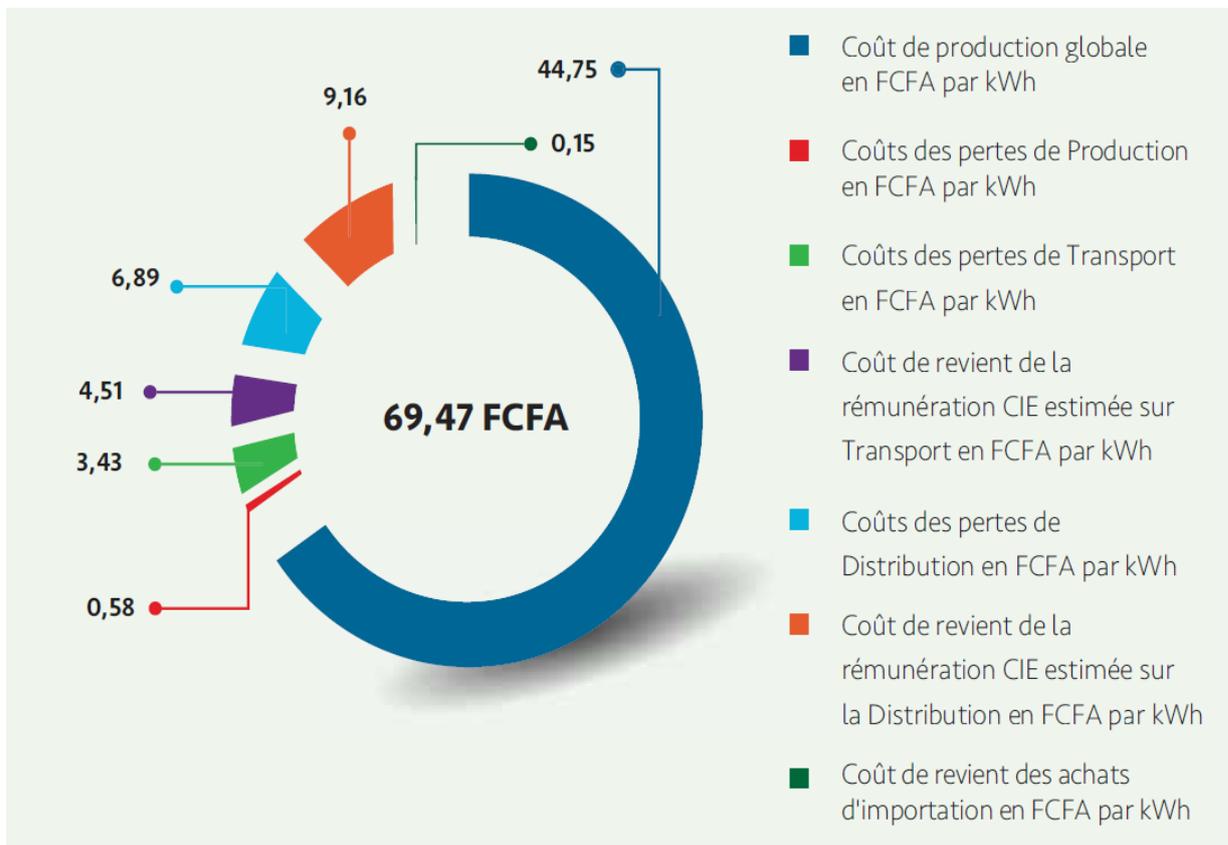
Les paramètres de calcul de la pénalité pour mauvais facteur de puissance/ The penalty calculation parameters for bad power factor	
Tangente phi ($Tg\phi$)	FORMULES
$0,75 < Tg\phi \leq 0,80$ Facteur de puissance 78%-80%	10,6% x (Prime Fixe mensuelle + montant des consommations)
$0,80 < Tg\phi \leq 0,90$ Facteur de puissance 74%-78%	21,2% x (Prime Fixe mensuelle + montant des consommations)
$0,90 < Tg\phi \leq 1,00$ Facteur de puissance 70,7%-74%	37,2% x (Prime Fixe mensuelle + montant des consommations)
$1,00 < Tg\phi \leq 1,10$ Facteur de puissance 67,3%-70,7%	58,4% x (Prime Fixe mensuelle + montant des consommations)
$1,10 < Tg\phi$ Facteur de puissance moins de 67,3%	$(79,6 + 21,2 \times E (10Tg\phi - 11,11)\%) \times$ (Prime Fixe mensuelle + montant des consommations)

E=Partie Entiere du nombre decimal entre les parentheses

Source (Tableau 3.9~3.10) : arrete interministeriel, PORTANT MODIFICATION DES TARIFS DE L'ELECTRICITE ET FIXANT LE PRINCIPE D'UN REMBOURSEMENT DES ABONNES A L'ELECTRICITE le 20 juin 2016

La répartition des coûts de l'électricité en 2016 est présentée dans la figure 3.2 ci-dessous. Sur un total de 69,47 FCFA / kWh, les coûts de production de l'électricité représentent environ 64 %. Selon CI-ENERGIES, les mesures pour réduire les coûts de production de l'électricité sont 1) l'élévation du rendement des turbines à gaz à cycle combiné et 2) le développement de l'énergie hydroélectrique, mais on peut considérer que le développement de l'énergie thermique au charbon et la production

d'énergie à partir de biomasse comme les résidus de cacao, de noix de cajou et de palmier, contribuent également à réduire les coûts.



Source : Présentation Secteur Energie Côte d'Ivoire, Réunion des chef de coopération du 6 Février 2018

ANARE Rapport Annuel 2017 pp.181

Figure 3.2 Répartition des coûts de l'électricité en 2016

3-4 Réseau électrique

3-4-1 Description générale du réseau électrique

Le réseau électrique de la Côte d'Ivoire comprend les éléments suivants: réseau de transport principal 225 kV, réseau de transport régional 90 kV et réseau de distribution. Le réseau de distribution comprend deux catégories de tension: 33 kV et 15 kV. 33 kV est destiné aux installations industrielles et aux longues distances dans les zones rurales éloignées des zones urbaines telles que les petits villages agricoles. Le système à 15 kV est destiné à la distribution dans les zones urbaines. Il existe également un réseau de 5,5 kV pour les installations industrielles. Le système actuellement utilisé pour fournir ces tensions dans les sous-stations de transport est en train de se transformer à

partir de 90 kV, mais un nouveau système de chute directement à partir de 225 kV commence à être introduit et sera la tendance à venir. Dans la zone urbaine d'Abidjan, un projet de modification du réseau de distribution urbaine de 15 kV vers celui de 20 kV est en cours, afin d'augmenter la capacité de distribution et de réduire la perte au niveau des lignes de distribution.

La distribution aux clients de grande consommation se fait avec la haute tension de 33 kV et de 15 kV, et aux clients ordinaires avec la basse tension de 380 kV et de 220 kV baissée au niveau des transformateurs de distribution (installés sur les poteaux ou dans la rue). Dans une partie du réseau de distribution, il y a quelques postes de transformation munis des commutateurs liés aux transformateurs pour baisser de 33 kV à 15 kV.

Le réseau électrique de la Côte d'Ivoire est caractérisé des situations suivantes.

- Les sources d'électricités sont concentrées dans le sud du pays (thermique) et dans le centre-sud (hydraulique), cependant 70% de l'électricité est consommés dans Abidjan et ses banlieues donc la distance entre les sources et le lieu de consommation est relativement réduite.
- Pour approvisionner l'électricité au centre-ville d'Abidjan qui est le lieu d'une grande consommation, un réseau électrique circulaire de 225 kV est construit autour de la ville d'Abidjan pour assurer un réseau fiable.
- Il y a des lignes d'interconnexion pour transporter l'électricité au nord, à l'est et à l'ouest. La distance de transport à partir des sources du sud et du centre-sud est importante surtout pour le nord (pour le Mali et le Burkina Faso).
- A l'intérieur de la Côte d'Ivoire, la plupart des lignes ont le circuit unique pour 225 kV et pour 90 kV, et la connexion aux postes se font en général avec la ligne mère unique d'une banque. Du fait, le réseau d'approvisionnement est constitué d'un système peu fiable.
- La plupart des lignes électriques sont des lignes aériennes, sauf dans une partie d'Abidjan munie des lignes souterraines de 90 kV.
- Comme facteurs des désastres naturels qui peuvent influencer la formation des équipement et l'exploitation du réseau électrique, on peut citer les vents violents causés par un développement très rapide du cumulonimbus (y compris la rafale descendante), la foudre, l'inondation et le dégâts de sel au littoral.

Le réseau électrique est constitué des équipements montrés dans le Tableau 3.11 ci-dessous.

Tableau 3.11 Description de principaux équipements électriques

Centrale	Thermique	Production totale (2017)	1 320 MW	2 centrales sont à la possession de l'IPP et exploitées par l'IPP. 1 centrale est à la possession de l'Etat et exploitée par l'IPP sous forme de bail. 1 centrale est à la possession de l'Etat et exploitée par CIE.
	Hydraulique	Production totale (2017)	879 MW	6 centrales sont à la possession de l'Etat et exploitées par CIE. 1 centrale est à la possession de CI-Energie et exploitées par un tiers.
Ligne	225 kV	Longueur totale (itinéraire) 5 133 km (2015)	Nombre 16	Les lignes de transport sont totalement à la possession de l'Etat. La ligne entre Soubré et San-Pedro est conçue pour une capacité de 225 kV mais exploitée pour 90 kV.
	90 kV		Nombre 56	
Poste	225 kV : 16 postes		21 transformateurs de transport	Les postes de transformation sont totalement à la possession de l'Etat.
	90 kV : 31 postes		84 transformateurs de distribution	

Source : Préparé par l'équipe JICA sur la base des documents de CI-Energies

3-4-2 Principal réseau électrique

Pour 225 kV, grâce à la mise en oeuvre de la nouvelle ligne de transport de Laboa – Boundiali – Ferké (prévu en mars 2019), le réseau 225 kV des régions ouest-nord-centre sera connecté, à partir de Taabo, par un réseau boucle de la longueur totale d'itinéraire de 1 460 km, pour les zones de l'intérieur du pays de Soubré – Buyo – Man – Laboa – Boundiali – Ferké – Bouaké 2 – Kossou.

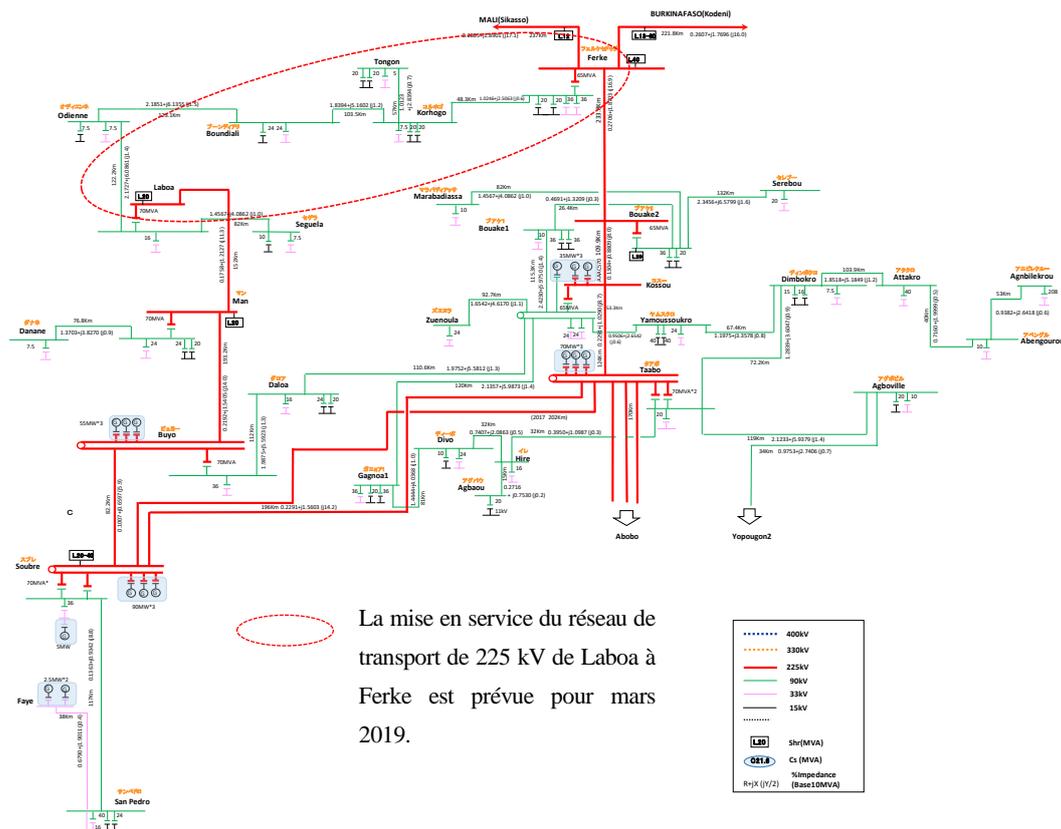
Pour le réseau de la région du sud (zone de Grand Abidjan), un réseau boucle d'approvisionnement de Grand Abidjan à partir d'Abobo vers Azito – Vridi – Riviera – Djibi (ci-après, « boucle d'Abidjan ») est déjà formé, ce qui est connecté avec le réseau boucle de l'intérieur du départ de Taabo, d'une manière solide avec 3 circuits : ligne de 2 circuits entre Abobo et Taabo, et 1 circuit entre Yopougon 2 et Taabo.

Pour 90 kV de Grand Abidjan, les deux boucles de 90 kV sont formées : entre la boucle d'Abidjan des postes de 225 kV (Abobo, Vridi et Riviera) et la boucle des postes de 90 kV dans la ville d'Abidjan, et aussi entre les postes de 90 kV d'Abobo et de Riviera et ceux de 90 kV de l'est d'Abidjan.

Dans les zones intérieures du pays, la plupart sont connectée par le biais des plusieurs postes de 90 kV, à partir des postes de 225 kV. Cependant une partie est connectée d'une manière radiale sans la suite.

En ce qui concerne l'interconnexion internationale, le boucle d'Abidjan est connectée à Prestea du Ghana par le biais du poste de Bingerville, et le boucle de l'intérieur à Kodeni du Burkina Faso et à Sikasso du Mali par le biais du poste de Ferké.

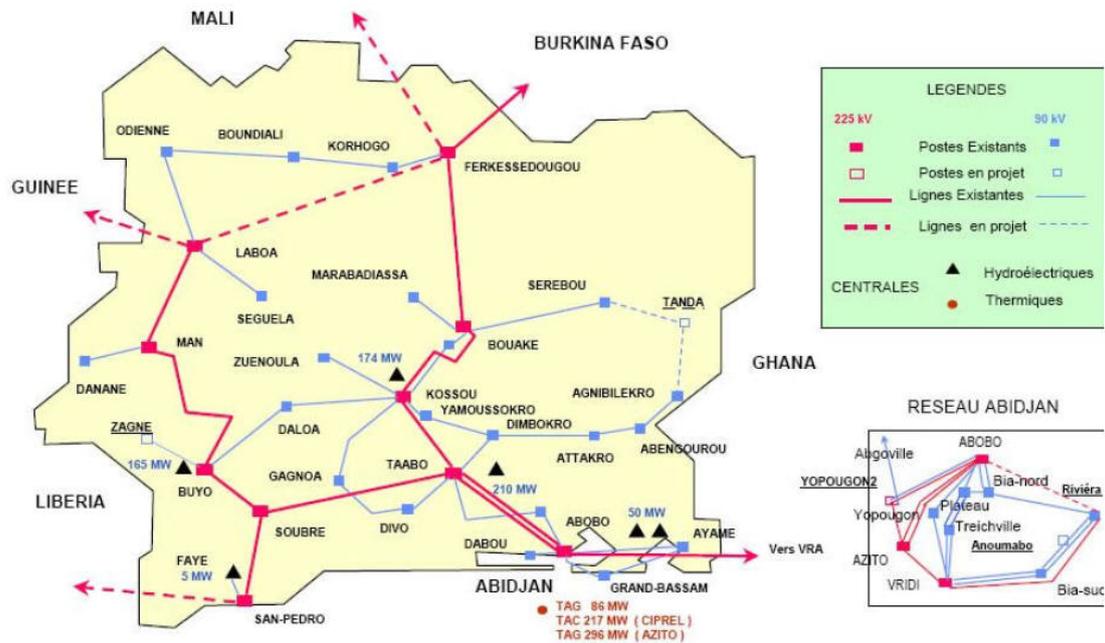
Le principal réseau électrique est montré dans la Figure 3.3 ci-dessous.



Source : Préparé par l'équipe JICA sur la base des documents de CI-Energies

Figure 3.3 Principal réseau électrique à l'intérieur du pays

Le principal réseau électrique est montré sur la carte géographique dans la Figure 3.4 ci-dessous.



Source : RECP Renewable Energy cooperation Programme (Africa-EU Energy Partnership (AEEP))

Figure 3.4 Réseau électrique sur la carte géographique

3-4-3 Réseau électrique de Grand Abidjan

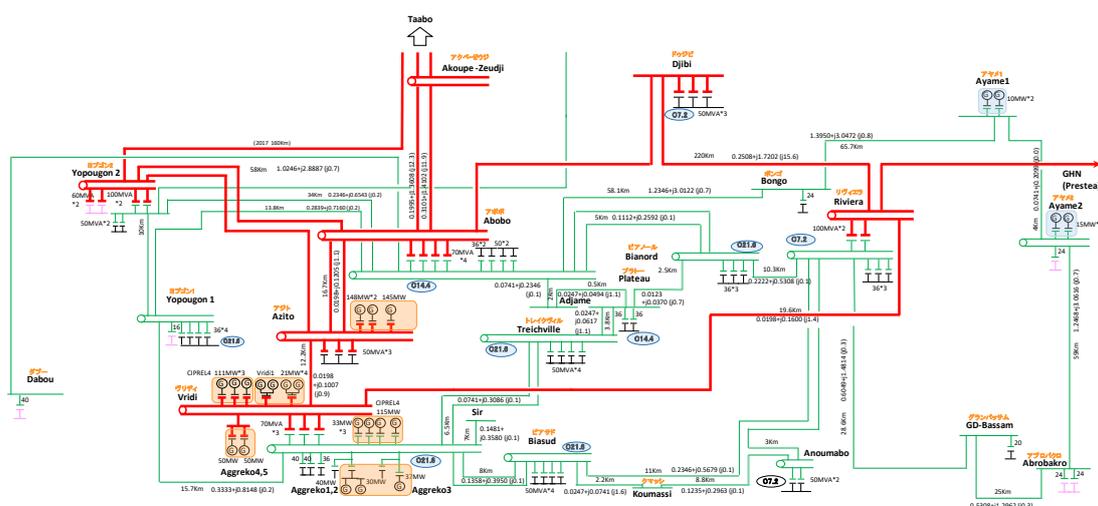
L’approvisionnement de l’électricité pour la ville d’Abidjan se fait par le réseau électrique circulaire de 225 kV, qui est constitué par deux routes : premièrement à partir du poste d’Abobo (connecté au poste de Taabo avec deux circuits) via le poste d’Azito sur la lagune (poste d’augmentation et centrale thermique) puis le poste de Vridi sur l’océan, le poste de Riviera et le poste de Djibi pour revenir au poste d’Abobo, et deuxièmement à partir du poste de Yopougon 2 de 225 kV nouvellement construit dans la zone industrielle de Yopougon (connecté au poste de Taabo avec un circuit) vers les postes d’Abobo et d’Azito.

L’alimentation de l’électricité se fait de ce réseau électrique circulaire de 225 kV, en baissant jusqu’à 15 kV de trois systèmes de transformation : 1) baisser la tension à 90 kV dans les 4 poste de 225 kV puis baisser à 15 kV pour la distribution urbaine, 2) baisser à 90 kV dans les postes de 225 kV puis dans les 6 postes de distribution de 90 kV dans la ville d’Abidjan (Plateau, Bia Nord, Yopougon, Treichville, Anoumabo et Bia sud) jusqu’à 15 kV, et 3) baisser directement de 225 kV à 15 kV dans un poste de 225 kV comme au poste de Djibi, et ce troisième système est la tendance pour devenir au futur le standard de l’alimentation dans les zones urbaines.

Dans les banlieues d’Abidjan, il y a un réseau électrique de 90 kV, de Riviera vers le poste de

Bassam de la région de Grand Bassam. Ce réseau de 90 kV de l'Est d'Abidjan est connecté, pour former une boucle de 90 kV (Riviera – Bia Nord – Abobo, de 90 kV aussi) dont l'itinéraire est de : Abrobakro – Ayame 2 (poste d'augmentation, hydraulique) – Ayame 1 (poste d'augmentation, hydraulique) – Bongo – Abobo.

Dans la banlieue Ouest, il y a seulement le réseau d'alimentation de 90 kV du poste d'Abobo vers Dabou. Le principal réseau électrique est montré sur la carte géographique dans la Figure 3.5 ci-dessous. Le réseau électrique est montré sur la carte géographique dans la Figure 3.6 ci-dessous.



Source : Figure préparée par l'équipe de la JICA selon les documents de CI-Energies

Figure 3.5 Principal réseau électrique dans la zone de Grand Abidjan



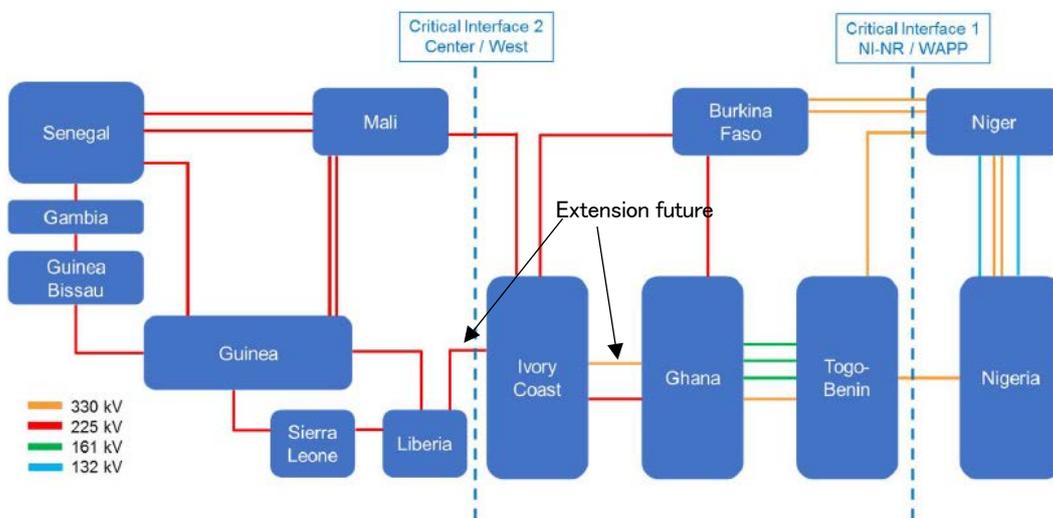
Source : Réseau électrique, CI-Energies

Figure 3.6 Réseau de transport de la zone de Grand Abidjan

3-4-4 Interconnexion internationale de l'électricité

La Côte d'Ivoire se charge d'une position importante dans l'EEEOA ⁴ : Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain, soit « West African Power Pool » en anglais (ci-après « WAPP »). Les lignes d'interconnexion existante entre la Côte d'Ivoire et les pays voisins sont exploitées pour : Ligne d'interconnexion 225 kV de Ferké – Kodené au nord (Kodené est un poste de transformation de SONABEL du Burkina Faso), ligne d'interconnexion 225 kV de Bingerville – Prestea (poste de GRIDCo du Ghana) qui se sert aussi pour le transport vers le Togo et le Bénin (géré par CEB) par l'intermédiaire de VRA du Ghana.

La description générale de WAPP est montrée dans la Figure 3.7 ci-dessous.



Source : Tractebel Engineering , Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy (Draft Final Report)

Figure 3.7 EEEOA : Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain (WAPP)

⁴ EEEOA : Système d'Échanges d'Énergie Électrique Ouest Africain, soit « West African Power Pool » en anglais (WAPP) est fondé en 2006, avec l'accord des 14 pays des 15 pays membre de l'ECOWAS, pour la promotion de développement dans la sous-région, de coordination des transferts internationaux ainsi que d'aménagement des équipements de transport et de transformation de l'électricité.

Chapitre 4

État actuel et exploitation des équipements d'énergie électrique

Chapitre 4 État actuel et exploitation des équipements d'énergie électrique

4-1 État actuel des équipements

4-1-1 Équipements de production

En 2017, la Côte d'Ivoire disposait d'équipements de production de 2 199 MW pour une production annuelle de 9 941 GWh, dont 1 191 GWh exportés dans les pays voisins. La consommation domestique était de 8 716 GWh et les ventes de 6 603 GWh. La demande de pointe se situait à 1 342 MW.

En matière d'énergie hydroélectrique, une politique de mise en valeur des riches ressources nationales a été appliquée. La centrale d'Ayame 1, sur le bassin de la rivière Bia, a ainsi été mise en service en 1959, suivie par les centrales d'Ayame 2 sur le même bassin (1965), de Kossou (1972) et de Taabo (1979) sur le bassin du fleuve Bandama, de Buyo (1980) sur le bassin du Sassandra, de Faye (1984) sur le bassin de Grah, et enfin de Soubré (2017), d'une puissance de 275 MW, sur le bassin de la Sassandra. La capacité des équipements de production hydroélectrique atteignait ainsi 879 MW en 2017. (Figure 4.1)



Source : Equipe d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES

Figure 4.1 Emplacement d'installation des centrales hydroélectriques

Du côté du thermique, après l'entrée en service de la centrale de Vridi en 1984, la construction de nouvelles centrales thermiques a été engagée à la place des centrales hydroélectriques, car ces dernières nécessitent de longs travaux. Il s'agissait en effet de faire face à l'accroissement de la demande causée par la reprise économique, elle-même résultant de la dévaluation du franc CFA à partir de 1994. C'est ainsi que la centrale de Vridi 2, du producteur indépendant CIPREL (Compagnie Ivoirienne de Production d'Électricité), puis la centrale d'Azito, exploitée par AZITO ENERGIE, autre producteur indépendant, et enfin la centrale d'Aggreko, exploitée par la société AGGREKO, ont été successivement mises en service. En 2017, la capacité thermique installée était de 1 320 MW. La Figure 4.2 est une carte du réseau de la zone d'Abidjan où se concentrent les centrales thermiques.



Source : Equipe d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES
Figure 4.2 Emplacement d'installation des centrales thermiques et carte du réseau de la zone d'Abidjan

Tableau 4.1 Liste des équipements de production

(Unité de capacité : MW)							
Centrales hydroélectriques	Capacité installée	Mise en service	Centrales thermiques	Capacité installée	Combustible primaire	Combustible secondaire	Mise en service
Ayame 1	20.0	1959	Vridi (TG 1-4)	100.0	GN	HVO/DDO	1984
Ayame 2	30.0	1965	CIPREL 2 (TG 5-8)	220.0	GN	HVO/DDO	1995/1997
Buyo	165.0	1980	CIPREL 2 (TG 9)	115.0	GN	HVO/DDO	1997
Kossou	174.0	1972	CIPREL 2 (TG 10)	115.0	GN	HVO/DDO	2013
Tabbo	210.0	1979	CIPREL 2 (TAV)	119.0	GN	HVO/DDO	2015
Faye	5.0	1984	Azito (TG1, 2)	296.0	GN	DDO	1999/2000
Soubre	275.0	2017	Azito (TAV)	145.0	GN		2015
			Aggreko (TG 1-5)	210.0	GN		2010-2013
Total hydroélectrique	879.0		Total thermique	1320.0			

Source : Equipe d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES

Suite à la mise en service de la centrale de Soubre, les équipements de production sont maintenant constitués à 40% de centrales hydroélectriques et à 60% de centrales thermiques. La Côte d'Ivoire adopte une stratégie d'équilibre entre l'énergie hydroélectrique (influencée par l'hydraulicité) et thermique (influencée par le prix du combustible). En effet, la politique de « tournant hydraulique » s'est trouvée dans une impasse après la crise économique du début des années 80 et la sécheresse de 1983, et des défaillances à grande échelle ont affecté le système de transport. La Côte d'Ivoire favorise donc maintenant le maintien en dessous de 60% de la dépendance d'une source d'énergie spécifique.

La composition actuelle des équipements montre que le thermique compte pour 60%, ce qui semble indiquer que les biais de dépendance ont été corrigés. La dépendance du thermique (gaz naturel liquéfié, GNL) continue cependant, car les centrales hydroélectriques sont désavantagées par rapport au thermique en matière de volume de production, en raison de leur soumission aux aléas pluviométriques.

En outre, les capacités d'offre du combustible (gaz naturel) sont insuffisantes pour couvrir l'ensemble des besoins, et en cas de difficultés d'approvisionnement, on utilise du DDO (Distillate Diesel Oil) et du HVO (Heavy Vacuum Oil) comme carburant de secours pour les turbines à gaz.

Les centrales thermiques sont concentrées à Abidjan, puisque la ville possède une baie utile pour assurer la disponibilité du combustible, et les centrales hydroélectriques sont dispersées dans les différents bassins des régions Sud-Ouest, Centre et Sud-Est. Quant au positionnement de ces unités de production sur le réseau, la production thermique permet de couvrir Abidjan, qui est la plus importante zone de consommation électrique, et en ajoutant la production hydroélectrique, une ligne 225 kV interconnectant la région Centre du nord au sud permet la desserte de la région Nord et l'exportation dans les pays voisins.

A l'exception de la centrale de Soubre, les centrales hydroélectriques ont été mises en service il y a plus de 30 ans, et même de 50 ans dans le cas d'Ayame. Des travaux de réhabilitation seront rapidement nécessaires, car si la durée de vie économique d'un équipement de génie civil est d'une cinquantaine d'années, elle n'est que de quelques années pour les équipements électriques et mécaniques.

D'autre part, les conditions de fonctionnement du barrage de Kassou sont soumises à de forts aléas saisonniers, sans qu'il soit possible d'assurer un volume suffisant d'eau du réservoir. Il sera donc désormais essentiel d'assurer son remplissage au moment où la nouvelle construction de centrales hydroélectriques le permettra.

Du côté des centrales thermiques, 30 ans ont déjà passé depuis la mise en service de Vridi 1, et compte tenu de ses pannes répétées et de sa forte consommation spécifique, son déclassement devra être étudié lorsque l'équilibre production/demande sera assuré avec une marge suffisante. La centrale électrique d'AGGREKO constitue un cas particulier : Il s'agit d'une centrale en location totalisant 200 MW (capacité de production moyenne annuelle de 1160 GWh), actuellement en service jusqu'à fin 2019 dans le cadre d'une option de prolongation.

Le Tableau 4.2 indique les contrats « Take Or Pay » passés par CI-ENERGIES concernant les centrales thermiques de producteurs indépendants (IPP).

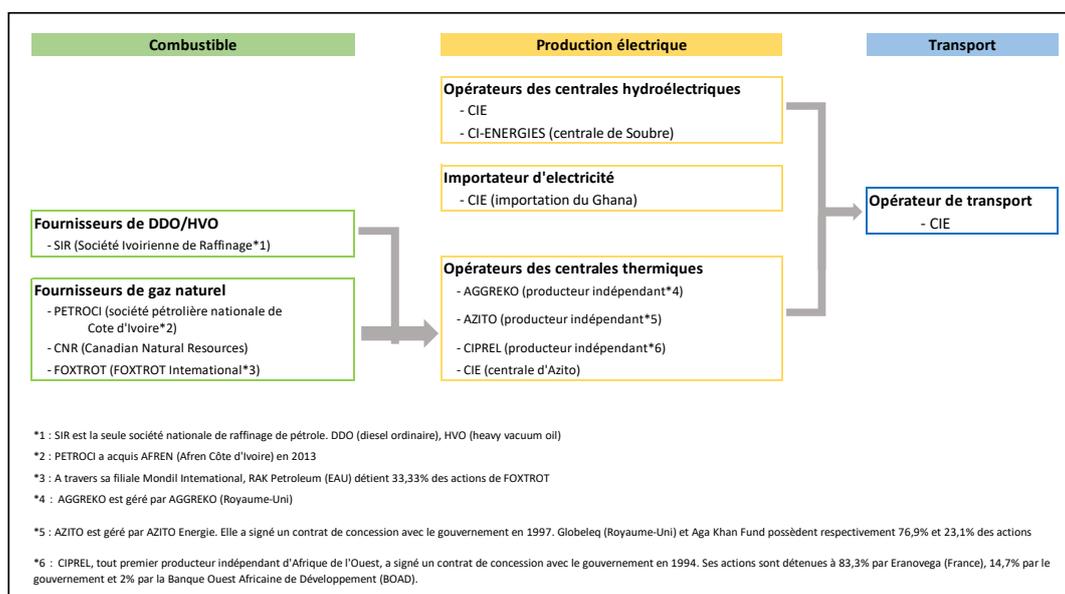
Tableau 4.2 Liste des contrats « Take Or Pay » d'électricité passés par CI-ENERGIES

Centrale électrique	Capacité installée (MW)	Période de début du contrat	Période de fin du « Take or Pay »	Capacité de production moyenne annuelle (GWh)	Prix du kWh (hors combustible) (FCFA)	Coûts variables/coûts fixes d'O&M (millions d'USD)
Azito	427	5/2015	2034	3 100	14,19	7,75/3,63
Ciprel (Vridi2)	543	12/2011	12/2021 (2035)	3 810	18,798 (jusqu'en 2021)	9,53
Aggreko	200	6/2013	3/2015 Prolongation de location	1 160	18,0 (à partir de 192 MW : 13,775)	

Note : Les coûts variables d'O&M sont annuels

Source : Données de CI-ENERGIES

Le mécanisme de production électrique est constitué des centrales hydroélectriques, des centrales thermiques et des équipements d'offre de combustible. La Figure 4.3 en présente un résumé.



Source : Données de CI-ENERGIES

Figure 4.3 Mécanisme de la production électrique

Actuellement, le combustible des centrales thermiques est du gaz naturel, provenant de fournisseurs qui développent les champs pétroliers et gaziers au large de la Côte d'Ivoire. Certaines des centrales électriques peuvent aussi sélectionner comme combustible secondaire le HVO/DDO fourni par la Société Ivoirienne de raffinage (SIR) (voir Tableau 4.1).

Si la production actuelle de gaz naturel permet de couvrir les besoins, de nouveaux développements gaziers sont quand même considérés nécessaires, car cette production ne devrait plus suffire dans les 10 ans à venir, compte tenu des futures constructions de centrales thermiques. Le volume produit peut néanmoins être maintenu pour l'instant, par exemple en augmentant les capacités d'extraction des champs gaziers.

L'importation de GNL depuis des pays africains et le Qatar est par ailleurs prévue, dans l'objectif de satisfaire correctement la demande de gaz naturel. Concernant en particulier les équipements de stockage du GNL importé du Qatar, un consortium mené par le français Total (où l'État ivoirien est également investisseur) construit à Vridi une unité flottante de stockage et de regazéification (FSRU) dont la mise en service est prévue très prochainement. Consistant à fournir le gaz aux centrales électriques de la banlieue d'Abidjan à travers un pipeline, après regazéification à bord des navires, cette méthode permet une fourniture à relativement bon marché, car l'installation des quais et réservoirs de stockage habituels n'est plus nécessaire.

4-1-2 Equipements de transport

En 2017, les lignes de transport 90 kV ou plus du réseau de production-transport en Côte d'Ivoire étaient en majorité aériennes (longueur 5 093 km), les lignes souterraines ne comptant que pour environ 1% (longueur 40 km).

Le tableau 4.3 indique l'évolution du nombre de lignes et des longueurs depuis 2014. La longueur des lignes de transport aériennes 225 kV a augmenté de 381 km, atteignant maintenant un niveau d'équipement équivalent à celui en lignes de transport 90 kV.

Tableau 4.3 Evolution du réseau de transport (2014-2017)

	Élément	Tension	Unité	2014	2015	2016	2017	Variation 2014-2017
Lignes de transport	Nombre de lignes	225 kV	Lignes	18	19	23	23	5
		90 kV	Lignes	52	52	54	54	2
		Total	Lignes	70	71	77	77	7
aériennes	Longueur	225 kV	km	2 088	2 088	2 469	2 469	381
		90 kV	km	2 613	2 613	2 624	2 624	11
		Total	km	4 700	4 700	5 093	5 093	392
Lignes de transport souterraines	Nombre de lignes	90 kV	Lignes	9	9	10	10	1
	Longueur		km	32	32	40	40	7

Source : Equipe d'étude de la JICA, d'après DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE (CI-ENERGIES, février 2018)

(1) Supports (pylônes)

Les supports des lignes de transport existantes sont principalement des pylônes en treillis utilisant des cornières d'acier à côtés égaux. Les supports 225 kV sont fréquemment des pylônes de type « Chat » à une ligne armée en nappe horizontale, alors que les supports 90 kV sont des pylônes à fût quadrangulaire à une ligne armée en triangle. Par ailleurs, dans les zones urbaines de la périphérie d'Abidjan, on trouve des pylônes à fût quadrangulaire à deux lignes armées en drapeau et des pylônes monopodes (voir Figures 4.4 à 4.9). Quant aux tracés des lignes de transport, les conditions d'utilisation des terrains montrent des tracés en ligne droite sur une topographie facilitant la construction, et de nombreux supports à suspension sont visibles.



Figure 4.4 Pylône en treillis 225 kV
(type « Chat », 1 ligne, suspension,
Kossou-Bouake)



Figure 4.5 Pylône en treillis 225 kV
(type « Chat », 1 ligne, ancrage, environs de
Kossou)



Figure 4.6 Pylône en treillis 225 kV
(fût quadrangulaire, 2 lignes, ancrage, environs
d'Abidjan)



Figure 4.7 Pylône monopode 225 kV
(monopode à section quadrangulaire, 2 lignes,
suspension, environs d'Abidjan)



Figure 4.8 Pylône en treillis 90 kV
(fût quadrangulaire, 1 ligne, suspension)
Taabo-Kossou)



Figure 4.9 Pylône en treillis 90 kV
(fût quadrangulaire, 1 ligne, ancrage, poste
Kossou)

On a également pu constater que ces supports étaient équipés d'accessoires, à savoir des défenses anti-escalade et des dispositifs d'ascension. Les dispositifs d'ascension comprennent des boulons échelons montés sur les principales membrures des pylônes, et des lames qui remplissent le même rôle (voir Figures 4.10 à 4.13)



Figure 4.10 Accessoires
(défenses anti-escalade)



Figure 4.11 Mise à la terre de pied de pylône



Figure 4.12 Dispositif d'ascension
(boulons échelons)



Figure 4.13 Dispositif d'ascension
(lames)



(2) Câbles

Les conducteurs utilisés en Côte d'Ivoire sont des conducteurs homogènes en alliage d'aluminium (All Aluminum Alloy Conductor, ci-dessous AAAC), comme indiqué au Tableau 4.4. Ces conducteurs ont les spécificités suivantes, par rapport aux conducteurs en Aluminium Renforcés d'Acier (Aluminum Conductor Steel Reinforced, ci-dessous ACSR) principalement utilisés au Japon..

- Torons d'aluminium sans âme d'acier (l'ACSR est un conducteur toronné combinant fils d'aluminium et d'acier).
- Conducteur dont la dureté de l'aluminium a été accrue pour suppléer à la résistance mécanique insuffisante des fils d'aluminium (l'ACSR obtient les caractéristiques nécessaires en combinant les caractéristiques électriques des conducteurs d'aluminium, et les caractéristiques mécaniques des conducteurs d'acier).
- Les conducteurs d'aluminium ont une conductivité relativement faible car ils contiennent des impuretés.
- La conductivité d'un brin est de 53%, voire de 58% (la conductivité d'un brin d'aluminium dur d'ACSR est de 61%).

- En tant que conducteur toronné, possède des performances électriques supérieures ou égales à un ACSR de diamètre extérieur sensiblement équivalent.
- Fort taux d'allongement par fluage à haute température en raison de l'absence d'une âme d'acier.

La Côte d'Ivoire adopte des câbles AAAC 570 mm² sur les lignes de transport 225 kV, mais une insuffisance de capacité pose problème, car des câbles AAAC 366 mm² ont été adoptés sur les lignes initiales. Le même problème existe sur les lignes de transport 90 kV, aux emplacements où des câbles AAAC 228 mm² ont été adoptés.

Tableau 4.4 Spécificités des câbles

Tension nominale (kV)	Type	Résistance à 40°C (Ω/km)	Réactance (Ω/km)	Courant capacitif (kVAR/km)	Capacité (MVA)
225 kV	AAAC 570 mm ²	0,0588	0,404	143	330
	AAAC 366 mm ²	0,0937	0,42	147,2	245
90 kV	AAAC 570 mm ²	0,0588	0,404	22,35	132
	AAAC 366 mm ²	0,0937	0,42	22,95	100
	AAAC 228 mm ²	0,144	0,42	22,95	75
	ACSR 228 mm ²	0,171	0,42	22,95	72

Source : Equipe d'étude de la JICA d'après le plan directeur

(3) Isolateurs

En Côte d'Ivoire, les isolateurs utilisés sur les équipements de transport sont principalement en verre. Parmi les raisons de cette adoption, citons la facilité de découverte de dommages éventuels à la partie en verre. Par ailleurs, des isolateurs composites sont également utilisés, car les conditions de salissure sont particulièrement sévères dans le sud du pays (voir Figures 4.14 et 4.15).



Figure 4.14 Chaîne isolante équipée
(ancrage simple, suspension, isolateurs verre)



Figure 4.15 Chaîne isolante équipée
(support à bretelle, isolateurs verre)

(4) Câbles de garde

Des câbles de garde à fibre optique (Optical-fiber composite overhead Ground Wire, ci-dessous OPGW) sont adoptés de façon standard sur les lignes de transport 225 kV, et un réseau de communication à fibre optique est déjà en cours de mise en place pour la commande, la protection et les télécommunications du réseau électrique.

(5) Conditions environnantes sous les lignes

L'Etat a globalement dédommagé les propriétaires lorsqu'il a acquis les terrains des pylônes et ceux situés sous les lignes aériennes de transport, et il est maintenant propriétaire de ces terrains appartenant au domaine public. L'utilisation des terrains situés sur l'emprise des lignes n'est pas autorisée, mais il apparaît qu'en réalité cette emprise est utilisée sans occupation pour l'habitation ou comme terrains de culture.

Sous les lignes, on trouve quelques arbres clairsemés, qui demandent une certaine attention quant à la préservation de l'éloignement nécessaire. Les espaces concernés sont pour la plupart des herbages, terrains d'arbustes ou de culture, où l'abattage est régulièrement pratiqué.

La longueur de portée (portée entre un pylône et le pylône précédent ou suivant) des lignes existantes est de 500 m maximum sur les lignes 225 kV et d'environ 400 m maximum sur les lignes 90 kV. Aux emplacements où les lignes 90 kV et 225 kV sont parallèles, un écartement horizontal d'environ 30 m est conservé.



Figure 4.16 Conditions environnementales
(Kossou-Bouake)



Figure 4.17 Conditions environnementales
(environs du poste de Taabo)

(6) Exploitation des équipements

En Côte d'Ivoire, la méthode de maintenance des supports consiste à appliquer un revêtement antirouille (comme cela se fait au Japon et dans d'autres pays). Il faut cependant constater que ce revêtement n'est pas appliqué à proximité des parties actives, aux endroits où il est impossible d'arrêter les lignes de transport pour des raisons d'exploitation du réseau. Pour cette raison, on a pu observer des supports dont la partie inférieure uniquement était revêtue, et la partie supérieure sans revêtement (voir Figures 4.18 et 4.19). La période d'application de revêtement antirouille aux emplacements supérieurs non revêtus n'est pas encore fixée. Par rapport à un pays insulaire tel que le Japon, où les dégâts du sel sont notables, l'environnement corrosif en Côte d'Ivoire est de niveau moyen. Dans les parties côtières, toutefois, une progression de la dégradation plus notable que dans les régions intérieures a pu être observée.



Figure 4.18 État d'application du revêtement
antirouille
(poste de Yamoussoukro)



Figure 4.19 État d'application du revêtement
antirouille
(environs d'Abidjan)

4-1-3 Equipements de transformation

(1) Forme et échelle des postes

En 2017, le nombre de postes du réseau de production-transport de Côte d'Ivoire était de 15 postes 225 kV, un poste de sectionnement 225 kV et 33 postes 90 kV. Le nombre et la capacité des transformateurs – qui sont des données exprimant l'échelle des postes – étaient de 25 unités de 225 kV, pour 1 835 MVA, et 129 unités de 90 kV, pour 3 834 MVA.

On trouve donc 1,7 transformateur 225 kV par poste 225 kV, soit moins que les 2 transformateurs par poste qui permettraient de disposer d'un équipement de secours en cas d'arrêt d'un transformateur (approche N-1). La capacité moyenne par transformateur est de 73,4 MVA pour les transformateurs 225 kV et de 24,9 MVA pour les transformateurs 90 kV.

Le Tableau 4.5 présente les évolutions récentes du nombre des postes ainsi que du nombre et de la capacité des transformateurs. Le tableau laisse entrevoir une tendance de renforcement des transformateurs, en réponse aux problèmes urgents de la surcharge et de la vétusté de l'ensemble du réseau 90kV.

Tableau 4.5 Évolutions récentes du nombre de postes et du nombre de transformateurs et de leur capacité.

	Élément	Tension	Unité	2014	2015	2016	2017	Variation 2014-2017
Postes	Nombre	225 kV	Postes	14	14	15	15	1
		90 kV	Postes	32	32	33	33	1
		Total	Postes	46	46	48	48	2
Transformateurs	Nombre	225 kV	Transformateurs	20	21	25	25	5
		90 kV	Transformateurs	110	118	129	129	19
		Total	Transformateurs	130	139	154	154	24
	Capacité	225 kV	MVA	1365	1495	1835	1835	470
		90 kV	MVA	2996	3328	3834	3834	838
		Total	MVA	4361	4823	5669	5669	1308

Source : Equipe d'étude de la JICA, d'après DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE (CI-ENERGIES, février 2018)

En outre, on répartit généralement les postes électriques en fonction de leur rôle, entre postes éleveurs de tension annexes aux centrales électriques, postes de transport et postes de distribution, mais en Côte d'Ivoire, un seul poste se voit attribuer ces différents rôles.

Parmi les 15 postes 225 kV, 6 ont des fonctions d'élévation de tension et de distribution pour les centrales hydroélectriques et thermiques, 2 ont simplement des fonctions de distribution sans l'abaissement à 90 kV, et les 7 restants sont des postes de transport à fonction de distribution.

Quant à la répartition par région, on trouve 8 postes à fonction de distribution concentrés dans la zone du Grand Abidjan, de manière à pouvoir répondre à la puissante demande de la ville.

Le tableau 4.6 montre le nombre de transformateurs, le système de jeux de barres (jeux de barres multiples, jeu de barres simple) et le nombre de lignes de transport, par capacité de transformateur des postes 225 kV.

Tableau 4.6 Postes/postes de sectionnement 225 kV

En vert, capacité des transformateurs 90/33 kV × nombre d'unités, en bleu capacité des transformateurs 90/15 kV × nombre d'unités.

Dans la colonne des lignes de transport, le chiffre du haut désigne le nombre de lignes 225 kV, et le chiffre du bas le nombre de lignes 90 kV.

	Nom du poste (zone de fourniture)	Rôle	Capacité des transformateurs (MVA) par rapport de transformation (kV) nombre d'unités					Type de jeux de barres	Lignes de transport
			225/90	225/33	225/15	90/33	90/15		
1	Taabo (Centre)	Elévation hydroélectrique			82,5* ¹ × 3			Multiples	6 3
		Transport/ distribution	70×2			20×1			
2	Kossou (Centre)	Elevation hydroélectrique			72* ¹ ×3		72* ¹ ×1	Simple	2 5
		Transport/ distribution	65×1			24×2			
3	Buyo (Ouest)	Elévation hydroélectrique			61* ¹ ×3			Multiples	2 1
		Transport/ distribution	70×1			36×1			
4	Soubre (Ouest)	Elévation hydroélectrique			90* ¹ ×3			Multiples	4 0
		Transport/ distribution	70×2			36×1			
5	Vridi (Abidjan)	Elévation thermique			70* ¹ ×2 61* ¹ ×2 151* ¹ ×3		85* ¹ ×2 51* ¹ ×3 151* ¹ ×1	Multiples	2 5
		Transport/ distribution	70×3				36×1 40×2		
6	Azito (Abidjan)	Elévation thermique			190* ¹ ×3			Multiples	4 0
		Transport/ distribution			50×3				
7	Abobo (Abidjan)	Transport/ distribution	70×4				50×2 36×2	Multiples	6 7
8	Riviera (Abidjan)	Transport/ distribution	100×2				36×3	Multiples	3 4
9	Yopougon2 (Abidjan)	Transport/ distribution	100×2				50×2	Multiples	3 3
10	Djibi (Abidjan)	Distribution			50×4			Multiples	2 0
11	Bingerville (Abidjan)	Sectionnement						Multiples	2 0
12	Akoupe-Zeudji (Abidjan)	Distribution		60×2				Multiples	2 0
13	Bouake2 (Centre)	Transport/ distribution	65×1				36×1 20×1	Simple	2 3
14	Ferke (Nord)	Transport/ distribution	65×1			36×2	20×2	Simple	3 1
15	Man	Transport/	70×1			24×1	24×1	Simple	2

	(Ouest)	distribution					20×1		1
16	Laboa (Centre)	Transport/	70×1			24×1	24×1	Simple	1
		distribution					20×1		2
Capacité totale des transformateurs			1 575	120	350	260	680		

Source : Equipe d'étude de la JICA, d'après DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE (CI-ENERGIES, février 2018)

Les postes 90 kV chargés de la fourniture d'énergie électrique dans les régions sont au nombre de 33, et dans les régions intérieures, la forme standard est la fourniture à 15 kV dans les zones urbaines et à 33 kV dans les zones rurales.

Le tableau 4.7 indique les postes 90 kV chargés de la distribution et de la fourniture dans chaque région.

Tableau 4.7 Liste des postes 90 kV

En vert, capacité des transformateurs 90/33 kV × nombre d'unités,
 en bleu, capacité des transformateurs 90/15 kV × nombre d'unités.

Elévation hydroélectrique	Ayame 1	Ayame 2	(Faye)	
Fourniture dans les régions	10×2 (élévation)	15×2 (élévation) 24×1	33kV*1 2,5×2 (élévation)	
Zone du Grand Abidjan	Yopougon	Plateau	Treichville	Bia-Sud
	40×1 50×4 Multiples	36×2 Simple	50×4 Multiples	50×4 Multiples
	Anoumabo	Bia-Nord	Gd-Bassam	Abrobakr
	50×2 Multiples	36×3 Multiples	20×1 Simple	24×2 Simple
Nord	Dabou	Bongo	Agboville	Total
	40×1 Simple	24×1 Simple	10×1 20×1 Simple	162 ; 920
	Korhogo	Tongon	Boundiali	Odiene
Nord-Est	7,5×1 36&20×1 Simple	5×1 20×2 Simple	24×1 24×1 Simple	7,5×1 7,5×1 Simple
	Seguela	Total		
	7,5×1 16×1 Simple	51,5 ; 143,5		
Centre	Serebou	Dibbokro	Attakro	Abengourou
	20×1 Simple	7,5×1 15&16×1 Simple	40×1 Simple	10×1 Simple
	Agnibilekro	Hire	Divo	Agbaou
	20×1 Simple	18×1 Simple	24×1 10×1 Simple	20×1 Simple
Ouest	Gagnoa	Total		
	36×1 36&20×1 Simple	175,5 ; 117		
Centre-Ouest	Bouake1	Yamoussoukro	Marabadiassa	Total
	10×1 36×2 Simple	24×1 40×2 Simple	10×1 Simple	44 ; 152
Centre	San-Pedro	Danane	Total	
	16×1 40&20×1 Simple	7,5×1 Simple	23,5 ; 60	
Ouest	Daloa	Zuenoula	Total	
	16×1 24&20×1 Simple	24×1 Simple	40 ; 44	

Source : Equipe d'étude de la JICA, d'après DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE (CI-ENERGIES, février 2018)

Le Tableau 4.8 est obtenu en répartissant la capacité de distribution et de fourniture par région (capacité totale des transformateurs de distribution) entre postes 225 kV et postes 90 kV, et entre 33 kV et 15 kV.

On peut observer que les régions Nord-Est et Centre sont dépourvues de poste 225 kV servant de base à la fourniture/distribution, alors que la répartition entre les transformateurs 15 kV, qui

alimentent principalement les zones urbaines, et les transformateurs 33 kV, qui alimentent principalement les zones rurales, montre que 84% des transformateurs d'Abidjan sont de capacité 15 kV. Tous ces chiffres suggèrent une forte prépondérance de la fourniture en zone urbaine.

Tableau 4.8 Capacité de distribution par région et par tension

Le (%) du total 15 kV indique la proportion des transformateurs de capacité 15 kV de dans la capacité totale de chaque région.

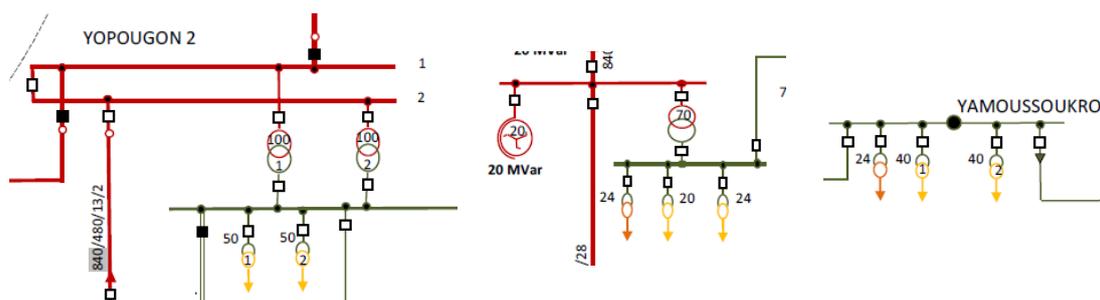
		Abidjan	Nord	Nord-Est	Centre	Ouest	Centre-Ouest
Postes 225kV	33 kV	180	72	-	68	120	-
	15 kV	846	40	-	56	88	-
Postes 90 kV	33 kV	162	51,5	175,5	44	23,5	40
	15 kV	920	143,5	117	152	60	44
Total 33 kV (935,5MVA)		342	123,5	175,5	112	143,5	40
Total 15 kV (2 466,5MVA)		1 766 (84%)	183,5 (60%)	117 (40%)	208 (65%)	148 (51%)	44 (52%)

Source : Equipe d'étude de la JICA, d'après DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE (CI-ENERGIES, février 2018)

(2) Système de connexion des postes

Dans la plupart des postes des régions intérieures, la connexion est à jeu de barres simples en un banc. Cette structure oblige à dépendre des interconnexions en cas d'incident. En outre, il existe 10 postes 90 kV à réseau radial où l'interconnexion avec le poste source est unidirectionnelle.

Dans les postes importants, le système de barres est à jeux de barres multiples à un disjoncteur de couplage. On observe également un cloisonnement par sectionneur dans une partie des systèmes à jeu de barres simple. La figure 4.20 présente les systèmes de barres typiques.



Source : Schéma du réseau d'alimentation de la CIE

Figure 4.20 Systèmes de jeu de barres

(3) Méthode régulation de la tension

Si la tension d'un réseau d'énergie électrique varie à chaque instant, en fonction des évolutions de la demande et de la capacité de fourniture, il est cependant nécessaire de contenir ces variations dans une certaine plage, et d'assurer le maintien d'une tension stable, afin que les consommateurs puissent

utiliser leurs appareils sans problèmes. En général, la régulation de la tension par les transformateurs et la régulation de la puissance réactive s'écoulant dans le réseau, qui sont nécessaires au maintien de cette tension stable, sont réalisées par les postes¹.

En Côte d'Ivoire, le système adopté consiste à réguler la tension à travers l'adoption standard de transformateurs avec régleur en charge (réglant automatiquement le rapport de tension dans la plage de tension fixée), et à régler la puissance réactive s'écoulant dans la ligne de transport au moyen d'équipements de compensation réactive tels que condensateurs, inductances shunts, etc.

Parmi ces équipements de compensation réactive, les condensateurs sont installés dans les postes des zones d'Abidjan où la densité de charge est forte, et les inductances shunt dans les postes de 225 kV des régions intérieures.

Le tableau 4.9 indique l'évolution du nombre d'équipements de compensation réactive et leur capacité.

Tableau 4.9 Evolution du nombre d'équipement de compensation réactive et capacité

	Tension	Unité	2014	2015	2016	2017	Variation 2014-2017
Condensateurs	11 kV	Condensateurs	3	3	3	3	0
		MVA	22	22	14	14	-7
	15 kV	Condensateurs	22	22	26	26	4
		MVA	151	158	187	187	36
	33 kV	Condensateurs	4	4	4	4	0
		MVA	29	29	29	29	0
	90 kV	Condensateurs	3	3	3	3	0
		MVA	10	10	10	10	0
Inductances shunt		Inductances shunt	5	5	6	6	1
		MVA	120	120	160	160	40

Source : Equipe d'étude de la JICA, d'après DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE (CI-ENERGIES, février 2018)

Le tableau 4.10 indique les principaux équipements de compensation réactive installés dans les postes.

¹ Pour maintenir une tension adéquate, il est nécessaire de contrôler l'énergie réactive dispersée dans le réseau, et ceci s'effectue par la régulation de la tension/du facteur de puissance des générateurs, et la conduite générale des équipements de compensation réactive. La régulation de l'énergie réactive, outre son objectif de régulation de la tension, a également des objectifs d'exploitation économique, comme la réduction des pertes de transport, l'amélioration du taux d'efficacité des équipements, etc.

Tableau 4.10 Liste des équipements de compensation réactive

Condensateurs	Abobo	Bia-Nord	Bia-Sud	Plateau
	15 kV 7 MVar ×3	15 kV 7 MVar ×5	15 kV 7 MVar ×4	15 kV 7 MVar ×2
	Riviera	Treichville	Vridi	Yopougon
	15 kV 7 MVar ×1	15 kV 7 MVar ×3	15 kV 7 MVar ×3	15 kV 7 MVar ×5
Inductances shunt	Bouake	Ferke	Laboa	Man
	90 kV 20 MVar ×1	225 kV 40 MVar ×1	225 kV 20 MVar ×1	225 kV 40 MVar ×1
	Soubre			
	225 kV 40 MVar ×1			

Source : Schéma du réseau d'alimentation de la CIE

(4) Equipements de transformation

Les équipements de transformation de Côte d'Ivoire sont pour la plupart des postes électriques à isolation par air.

La figure 4.21 montre un disjoncteur à air comprimé 225 kV et un transformateur 225/90 kV, 65 MVA.



Figure 4.21 Équipements de transformation 225 kV

4-1-4 Équipements de distribution

Le réseau de distribution électrique de la ville d'Abidjan est équipé pour la distribution aérienne par pose de câble (isolé) aérien sur poteaux électriques, ou la distribution souterraine par pose de câble souterrain. Les transformateurs et sectionneurs de sectionnement des lignes de distribution ne sont pas montés sur les poteaux, mais installés au bord des voies, dans des postes de distribution de type cabine ou sous terre, et aucun transformateur aérien sur poteau n'est observé sur les lignes de distribution aériennes en ville.

La figure 4.22 montre un poste de distribution de type cabine et la situation d'une ligne montante sur un poteau.



Figure 4.22 Poste de distribution et situation d'une ligne montante sur poteau

En revanche, lorsqu'on s'éloigne des zones urbaines, on trouve une distribution aérienne par poteaux de béton standardisés, comme indiqué sur la figure 4.23, avec les transformateurs aériens des lignes de distribution montés sur ces poteaux.

Les lignes de distribution comportent des sectionneurs de sectionnement, et dans une partie du réseau de distribution de la zone d'Abidjan, de tels sectionneurs télécommandables depuis le centre de conduite distribution d'Abidjan sont installés, indiquant que l'automatisation de la distribution commence à être exploitée. La figure 4.24 présente un transformateur sur poteau et un sectionneur de sectionnement à commande manuelle.



Figure 4.23 Poteaux de distribution en béton standardisés



Figure 4.24 Transformateur sur poteau et sectionneur de sectionnement à commande manuelle

4-1-5 Système de surveillance et de commande

Le dispatching de la CIE se trouve à Abidjan. Au moyen d'un système SCADA (système de contrôle et d'acquisition de données, de fabrication Alstom), il donne d'une part les instructions de conduite (gestion offre/demande) aux générateurs d'après les données de conduite des centrales électriques et les données de surveillance du réseau de distribution-transport, et d'autre part des instructions de commande aux équipements de connexion de ce même réseau.

Depuis son introduction en 1981, ce SCADA a été mis à jour en 2011 et 2016 et bénéficie des tous derniers équipements.

Un système de commande de la distribution capable de surveiller et commander le réseau de distribution d'Abidjan est aussi installé au dispatching, mais l'exploitation au moyen de ce système n'a commencé qu'en 2016.

4-2 Exploitation des équipements

4-2-1 Système de mise en œuvre de l'exploitation du réseau

(1) État de l'exploitation du réseau

La gestion de l'offre et de la demande (instructions de conduite des générateurs d'après les variations de la demande) au moyen du SCADA du dispatching de la CIE met en œuvre des estimations de demande par unité annuelle, unité mensuelle et unité journalière, et donne aux agents conducteurs des centrales électriques des instructions de mise en marche/d'arrêt des générateurs, de régulation de la puissance de sortie, etc.

Pour l'exploitation stable du réseau, en cas de risque qu'un incident fasse dévier la fréquence hors de la plage fixée, la tension est régulée (entre $\pm 0,4$ Hz) en contrôlant la puissance de sortie des générateurs des centrales de Taabo et d'Azito, qui sont de grande envergure.

Quant aux échanges d'électricité, une quantité fixe (environ 150 MW) est exportée sur la base de contrats annuels passés avec le Burkina Faso et le Mali. Dans le contrat d'échange de 2018 avec le Ghana, la ligne d'interconnexion est laissée ouverte (hors tension) en temps normal, et elle est utilisée (sous tension) pour des échanges ponctuels lorsqu'il y a risque d'effondrement de l'équilibre entre offre et demande, etc. La gestion entre l'offre et la demande du WAPP est répartie entre cinq

zones et s'opère dans chacune d'elles, et dans le réseau d'interconnexion entre la Côte d'Ivoire, le Burkina Faso et le Ghana, la régulation s'effectue au moyen des grands générateurs de Côte d'Ivoire et du Ghana.

Les études viennent juste de commencer quant aux défis techniques concernant la gestion offre/demande et l'interconnexion, qui se poseront désormais si de grandes centrales photovoltaïques, dont les fluctuations sont importantes, sont interconnectées dans la partie Nord.

Le service d'exploitation de la CIE comprend une équipe réalisant les prévisions de demande, une équipe de gestion des données statistiques, qui analyse les éventuels incidents et reflète les mesures mises en œuvre, et une équipe gérant les systèmes et les équipements de télécommunications. La particularité, c'est qu'en cas d'incident important sur le réseau, une commission destinée à analyser l'incident se réunit et étudie les mesures.

Au dispatching, les postes de responsable et d'agent de conduite pour la gestion offre/demande, et les postes de responsable de la surveillance/des instructions de commande et d'agent de conduite pour le réseau de production-transport bénéficient de deux personnes affectées à chaque poste, en système de deux équipes en rotation par périodes de 12 heures.

(2) Système de surveillance des postes électriques

À l'heure actuelle, tous les postes électriques comportent du personnel (agent de conduite en permanence dans le poste, système à trois personnes dans les postes du réseau de production-transport, et autrement, système à deux personnes avec surveillance intermittente la nuit par le personnel situé dans un logement d'employés voisin du poste).

Pour la gestion de la tension, les transformateurs avec régulateur en charge fonctionnent automatiquement, mais l'utilisation ou non des équipements de compensation réactive s'opère manuellement.

Des équipements de transmission entre dispatching et postes électriques sont en cours de mise en place, et il est désormais prévu d'étendre les postes télécommandables et d'y supprimer les agents.

Chapitre 5
Plan d'équipements de l'énergie
électrique

Chapitre 5 Plan d'équipements de l'énergie électrique

5-1 Grandes lignes du plan d'équipements de l'énergie électrique

5-1-1 Plan directeur de l'énergie électrique

Le PLAN DIRECTEUR DES OUVRAGES DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT D'ENERGIE ELECTRIQUE DE LA COTE D'IVOIRE POUR LA PERIODE 2014-2030 (désigné ci-après le « Plan directeur de l'énergie électrique ») a été élaboré en juin 2015 d'après l'étude de Tractebel Engineering¹.

Le plan directeur de l'énergie électrique commence par analyser la situation actuelle du réseau pour l'année 2013, qui est l'année de base au moment de son élaboration. Il fixe ensuite la situation du réseau pour chaque année (2015, 2017, 2020, 2025, 2030) sur la base du plan d'équipements de l'énergie électrique et des prévisions de demande, puis effectue une analyse sur la base de l'analyse du réseau et propose le plan d'équipements et les investissements nécessaires. Il réalise également une analyse établissant des scénarios prenant en compte l'incertitude des prévisions.

Le plan directeur de l'énergie électrique est constitué de plusieurs tomes. Le Volume I est un résumé exécutif. Le Volume II indique au titre du diagnostic de la situation actuelle, les hypothèses de l'étude, les critères de planification et d'exploitation, la méthode d'analyse du réseau, les problèmes du réseau actuel, etc. Le Volume III est la prévision de la demande. Le Volume IV présente le plan directeur de production. Le Volume V est le plan directeur de transport. Les annexes contiennent les questions relatives aux consommateurs et aux producteurs indépendants, le plan directeur de distribution, le plan directeur d'électrification rurale, et le plan directeur d'automatisation des équipements de transport, de transformation et de distribution et des systèmes de télécommunications.

Différents éléments se trouvent en toile de fond à l'élaboration de ce plan directeur. En premier lieu, une forte augmentation de la consommation est prévue suite au développement économique, à l'électrification rurale et au développement minier dans l'ouest du pays. Ensuite, alors que le rôle au sein du WAPP prend de plus en plus d'importance, certains défis doivent être relevés, dont la forte dépendance à l'électricité thermique – qui cause également l'accélération de l'épuisement des ressources intérieures en gaz naturel –, la faible fiabilité d'approvisionnement et la faible efficacité du réseau électrique.

Par conséquent, le plan offre des objectifs concrets : maintenir la probabilité de pénurie d'électricité à moins de 24 heures par an d'ici l'année 2030, stratégie de développement équilibré des sources d'énergie pour assurer la sécurité énergétique du pays (en particulier maintenir à moins de 60 % la dépendance à une source d'énergie spécifique), et, concernant l'utilisation des énergies renouvelables, atteindre une capacité des équipements de 20 % à l'horizon 2030.

Il est également prévu de commencer l'approvisionnement en électricité aux villages de 500 habitants et plus (25 MW par an en moyenne) en vue d'améliorer le taux d'approvisionnement en électricité (nombre de villages approvisionnés en électricité/nombre total de villages), et de mettre en œuvre le programme d'offre d'électricité universelle (qui vise à fournir de l'électricité à 200 000 ménages par an en moyenne de 2014 à 2020), en vue d'améliorer le taux d'utilisation de l'électricité (population des villages approvisionnés en électricité/population totale).

¹ Tractebel Engineering : Firme-conseil en génie électrique célèbre à travers le monde, elle est affiliée à la société GDF SUEZ de France. Elle a notamment réalisé l'étude pour le plan directeur (dont la révision est prévue très prochainement) élaboré en 2011 par le WAPP.

Des mesures concrètes pour une meilleure efficacité énergétique sont également énoncées, notamment l'utilisation d'appareils d'éclairage à faible consommation, la réduction de la consommation dans les bâtiments publics, etc.

Le plan indique un large éventail de propositions, parmi lesquels le renforcement du cadre institutionnel, des mesures budgétaires concernant le secteur de l'énergie électrique, une réduction de la charge de ce secteur, une révision des revenus de la CIE, qui est le concessionnaire, des mesures de correctives de réduction du prix d'achat du gaz, l'amélioration de l'efficacité du réseau électrique (renforcement du contrôle de la demande, contrôle de la demande énergétique, sensibilisation des ménages concernant les économies d'énergie, optimisation de la demande énergétique des secteurs public et privé), ajustement des prix d'exportation, révision des contrats d'approvisionnement en électricité passée avec les pays partenaires d'échange d'électricité internationaux, appuis budgétaires de l'État à court et moyen terme, et affectation d'une partie de la consommation gouvernementale de gaz.

Quant aux investissements en équipements pour la réalisation de ce plan directeur, 5 trillions de FCFA sont prévus pour les centrales électriques et le réseau de transport, au titre du plan à long terme d'affectations au secteur de l'électricité dans le budget de l'État ; le plan mentionne toutefois comme enjeux, notamment, la disponibilité des ressources financières de l'État et les capacités de mise en œuvre des promoteurs intéressés aux projets.

5-1-2 Prévisions de la demande en électricité

Comme indiqué au Tableau 5.1, le plan directeur de l'électricité prévoit une croissance de la demande en Côte d'Ivoire de 10 à 12% à court terme et de 5 à 7% à partir de 2020.

Tableau 5.1 Évolution de la demande en électricité

	2014	2015	2017	2020	2020	2030
Volume d'électricité (GWh)	7 332	8 251	9 945	12 662	17 598	22 799
Pourcentage d'augmentation (%)	9	13	9	8	6	5

Source : Mission d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES

Dans le plan directeur, les prévisions de la demande future en électricité sont réalisées par régression linéaire, principalement à partir du PIB et de la population, et elles prennent aussi en compte, notamment, les effets de l'approvisionnement des mines et usines, le nouvel approvisionnement rural et l'amélioration de l'efficacité énergétique. Par ailleurs, comme indiqué au Tableau 5.2 et au Tableau 5.3, le plan directeur élabore trois scénarios de prévision de demande – haut, moyenne, bas – qui montrent chacun une demande future supérieure aux résultats passés.

Les conditions utilisées pour les prévisions de demande du plan directeur de l'électricité sont les suivantes.

MODÈLE DE RÉGRESSION

$$\text{Cons} = A_1 \text{Pop} + A_2 \text{PIB} + B + e$$

Cons : Consommation électrique nette des réseaux interconnectés mutuellement (offre d'électricité/électricité fournie)

Pop : Population de la Côte d'Ivoire, PIB : PIB réel
 A 1, A 2 : Facteur de charge B : constante, e : écart

Tableau 5.2 Hypothèses des scénarios de demande

	Scénario moyen	Scénario haut	Scénario bas
Population	+2,2% par année jusqu'en 2023 +2,1% par année à partir de 2023	+3,0% par année jusqu'en 2023 +2,8% par année à partir de 2023	+1,7% par année jusqu'en 2023 +1,6% par année à partir de 2023
PIB	+8% par année en 2014 et 2015 +5% par année à partir de 2016	+10% par année en 2014 et 2015 +8% par année de 2014 à 2018 +6% par année à partir de 2019	+7% par année en 2014 et 2015 +3,5% par année à partir de 2016
Nouvel approvisionnement rural	500 localités par année, pointe de consommation moyenne de 50kW	Comme ci-contre à gauche	Comme ci-contre à gauche
Mines	Alimentation de 25 MW par année	Alimentation de 25 MW par année	Alimentation de 10 MW par année
Efficacité énergétique	Lampes basse consommation (50 à 100 MW) Éclairage public (0,5 à 1,5 MW)	Lampes basse consommation (50 à 100 MW) Éclairage public (0,5 à 1,5 MW)	Lampes basse consommation (50 à 100 MW) Éclairage public (0,5 à 1,5 MW) Bâtiments publics (4 MW)

Source : Mission d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES

Tableau 5.3 Prévisions de demande scénario par scénario

Scénario		2014	2015	2017	2020	2025	2030
HAUT	Taux d'augmentation du volume d'électricité (GWh)	7 561 12%	8 685 15%	11 014 13%	14 551 10%	20 917 8%	28 134 6%
	Taux d'augmentation de la puissance de sortie (MW)	1 190 10%	1 331 12%	1 696 13%	2 249 10%	3 249 8%	4 388 6%
MOYEN	Taux d'augmentation du volume d'électricité (GWh)	7 332 9%	8 251 13%	9 945 10%	12 662 8%	17 598 7%	22 799 5%
	Taux d'augmentation de la puissance de sortie (MW)	1 153 9%	1 260 9%	1 521 10%	1 941 8%	2 708 7%	3 518 5%
BAS	Taux d'augmentation du volume d'électricité (GWh)	7 001 4%	7 614 9%	8 759 7%	10 563 6%	13 693 5%	16 634 4%
	Taux d'augmentation de la puissance de sortie (MW)	1 103 2%	1 168 6%	1 349 7%	1 634 7%	2 129 5%	2 593 4%

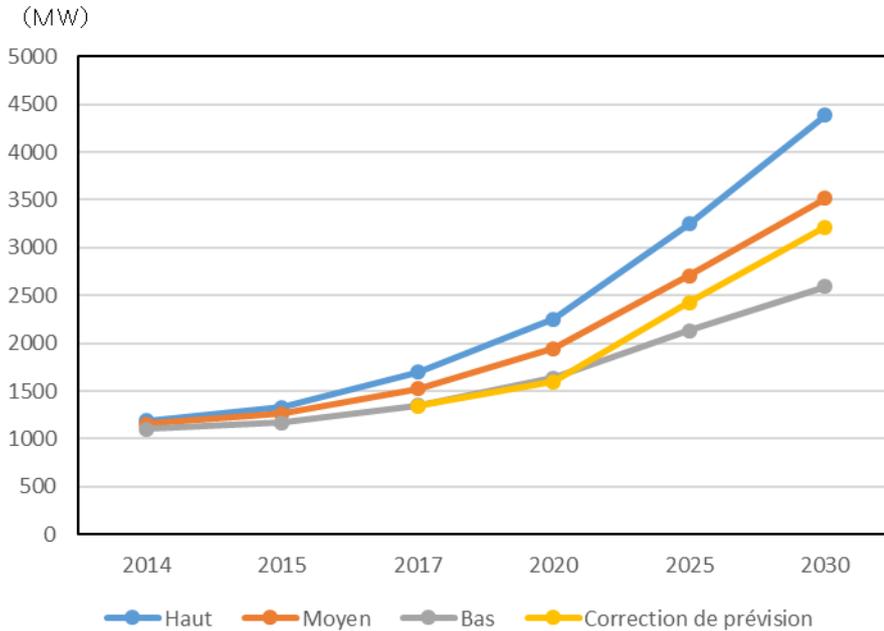
Source : Mission d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES

Le Tableau 5.4 et la Figure 5.1 indiquent les résultats des entretiens réalisés dans la présente étude avec CI-ENERGIES au sujet des résultats récents et des prévisions de la demande (GWh, MW).

Tableau 5.4 Résultats récents et corrections des prévisions de la demande d'électricité

	Demande d'électricité (GWh)	Demande de pointe (MW)
2017	8 716	1 342
2020	10 413	1 594
2025	15 745	2 429
2030	20 849	3 216

Source : Mission d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES



Source : Mission d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES

Figure 5.1 Scénarios de prévision de la demande et valeurs corrigées

Si l'on compare le plan directeur de l'énergie électrique et les résultats réels pour l'année 2017, on observe une concordance approximative avec les valeurs du scénario bas, mais les prévisions jusqu'à l'année 2030 envisagent une position intermédiaire entre le scénario bas et le scénario moyen du plan directeur. Ceci permet de considérer qu'en l'absence de changements importants dans les différents facteurs relatifs aux hypothèses de demandes futures, dans les politiques, etc., il est pertinent de suivre le scénario envisagé par le plan directeur.

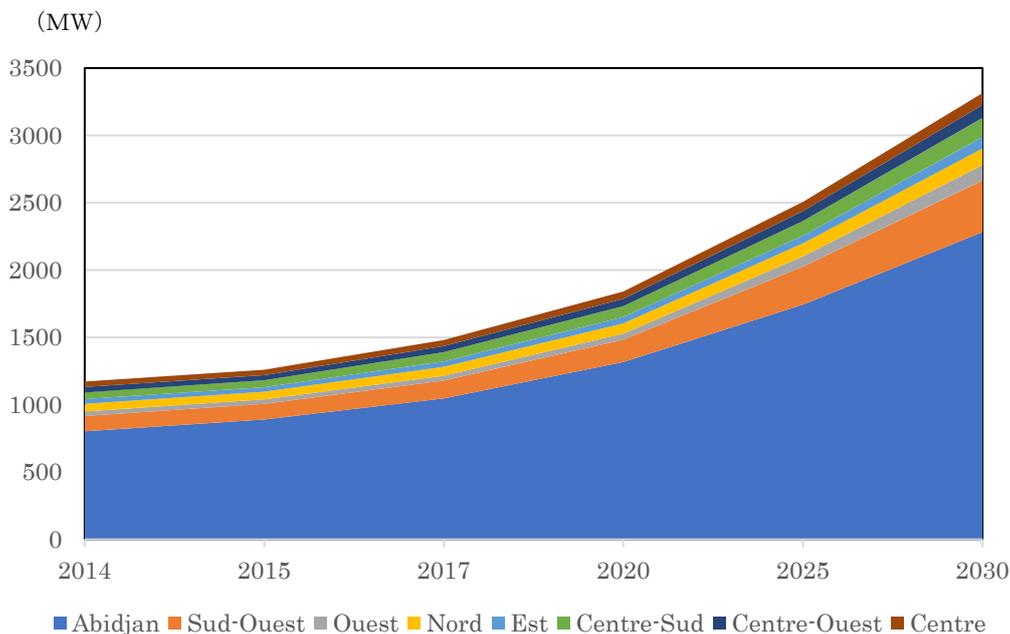
La demande par région, indiquée à la Figure 5.2, est quant à elle estimée suivant une catégorisation approximative entre Abidjan et sa périphérie, d'une part, et l'intérieur du pays (Sud-Ouest, Ouest, Nord, Est, Sud-Est, Centre-Sud, Centre-Ouest, Centre), d'autre part. L'historique sur les 30 dernières années (1984-2012) permet de confirmer que la consommation d'Abidjan et de sa périphérie occupe avec constance 70% de l'ensemble.

On note aussi récemment dans une partie des régions intérieures (principalement Sud-Ouest) une rapide augmentation qui dépasse celle des autres régions. Même si cette poussée de la consommation dans le Sud-Ouest provient de sa croissance démographique et du développement industriel aux alentours de San-Pedro, il semble que la croissance de la consommation s'accéléra désormais non seulement dans le Sud-Ouest, mais dans tout l'intérieur du pays.

Sur cette base, on peut envisager que la part occupée par la demande d'Abidjan et de sa périphérie dans la consommation d'ensemble du pays devrait se stabiliser à l'horizon 2030 en passant des 70% actuels à 64% environ.



Source : données de CI-ENERGIES
Figure 5.2 Carte des directions régionales en Côte d'Ivoire



Source : Mission d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES

Figure 5.3 Prévisions de demande par région (scénario moyen)

Tableau 5.5 Historique de la demande d'électricité et valeurs des prévisions, par région (scénario moyen)

	2014	2015	2017	2020	2025	2030
Abidjan	803	891	1 048	1 316	1 745	2 282
Région intérieure	349	369	473	625	963	1 236
Sud-Ouest	113	115	131	166	282	383
Ouest	34	33	37	45	74	115
Nord	57	58	66	78	97	124
Est	35	34	39	46	59	84
Centre-Sud	49	50	69	81	108	142
Centre-Ouest	41	39	45	55	73	96
Centre	40	40	45	54	69	89

Source : Mission d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES

La Figure 5.3 et le Tableau 5.5 indiquent l'historique et les valeurs des prévisions de la demande par région (scénario moyen).

La zone d'approvisionnement du réseau principal 225 kV basée sur le tronçon Kossou-Bouake-Ferke s'étend sur le Centre-Sud, le Centre, l'Est et une partie du Nord et du Centre-Ouest, et la demande devrait y passer de 250 MW (2017) à 500 MW en 2030.

5-1-3 Analyse du réseau électrique

Pour élaborer le plan d'équipements d'un réseau électrique, il est nécessaire de vérifier, par analyses et calculs divers, si la fiabilité d'approvisionnement du réseau électrique qui a été fixée est satisfaite ou non ; à partir de ce résultat, on fixe alors la capacité d'exploitation du réseau pour maintenir cette fiabilité d'approvisionnement, et l'on établit les plans des nouveaux équipements qu'il est nécessaire d'installer.

Un réseau électrique constitué de nombreux appareils tels que générateurs, lignes de transport, transformateurs, lignes de distribution, charges, etc., comporte différentes limitations relatives à la production et au transport de l'énergie électrique. Ces limitations sont à considérer sous les deux angles des limitations relatives au courant maximal admissible d'un équipement individuel, et sous celui de la stabilité du réseau dans son ensemble. Ces limitations comprennent les suivantes :

- Capacité thermique : limitations quant à la résistance thermique des appareils constitutifs du réseau d'énergie électrique.
- Fréquence : limitations en vue de maintenir avec stabilité la fréquence
- Tension : limitations en vue de maintenir avec stabilité la tension
- Stabilité : limitations en vue de maintenir la stabilité du fonctionnement synchrone des générateurs

Pour exploiter avec stabilité un réseau d'énergie électrique, il est nécessaire de maintenir tous ces éléments dans leurs limites, et on établit comme « capacité d'exploitation » le courant maximal de la capacité de transport.

Cependant, faire en sorte d'éviter les coupures de courant dans toutes les situations entraîne une perte de rationalité économique. Par conséquent, des normes de fiabilité de l'énergie électrique, établies dans chaque pays, servent d'indicateur de l'équilibre entre exploitation stable de l'énergie électrique et rationalité économique. Les normes de fiabilité et la méthode d'évaluation utilisées au Japon sont ici présentées à titre d'exemple, mais l'approche fondamentale est la même dans de nombreux pays.

Tableau 5-6 Critères de fiabilité des équipements à l'état sain et sous contingence

Équipements à l'état sain	<ul style="list-style-type: none"> ◇ Le courant ne dépasse pas la capacité normale des équipements. ◇ La tension est maintenue adéquatement. ◇ Les générateurs peuvent fonctionner de manière stable.
Équipements sous contingence (Contingence N-1)	<ul style="list-style-type: none"> ◇ En principe, l'approvisionnement n'est pas perturbé. Les pannes qui ne perturbent l'approvisionnement que de manière limitée sont toutefois admissibles. ◇ Réseaux interconnectés à une source d'énergie : les pannes n'empêchent que partiellement la production d'électricité.
Équipements sous contingence (Contingence N-2)	<ul style="list-style-type: none"> ◇ Le degré de fiabilité étant atteint, les chutes partielles de source d'énergie et les perturbations partielles d'approvisionnement sont admissibles. Par contre, dans les cas où les perturbations d'approvisionnement sont majeures et font craindre un impact social, envisager la prise de mesures.

* Contingence N-1 : En principe, panne d'une ligne de transport, d'un transformateur ou d'un

générateur.

* Contingence N-2 : Panne qui entraîne la perte de deux dispositifs ou plus en même temps lors d'une panne de ligne de transport double, etc.

Tableau 5-7 Méthode d'évaluation des critères de fiabilité

Rubrique	Méthode d'évaluation
Capacité normale et capacité de surcharge des équipements	Pour éviter l'endommagement des lignes de transport et des appareils tels que les transformateurs, il est important que le courant ne dépasse pas la « capacité normale » et la « capacité de surcharge ».
Stabilité du réseau	Il est nécessaire d'assurer la « stabilité du réseau » sur un réseau électrique d'échange, autrement cela entraîne le décrochage des générateurs et a un grand impact sur le réseau électrique. Concrètement, la « stabilité transitoire » et la « stabilité permanente » sont toutes deux nécessaires, et il faut, dans les cas où la stabilité du réseau ne peut être assurée, prendre des mesures adéquates, telles que la multiplication des tracés de lignes de transport et l'aménagement de postes de sectionnement intermédiaires.
Stabilité de tension	Sur les réseaux électriques, des perturbations sont engendrées pendant la période de forte charge estivale par la hausse soudaine de la charge et par les pannes de ligne de distribution, dont peuvent découler une efficacité de régulation insuffisante des équipements de modification de phase et des transformateurs, le non-maintien de la stabilité de tension, la baisse de tension jusqu'à un niveau anormal, et finalement la perturbation de l'approvisionnement sur une vaste étendue, d'où s'ensuit la nécessité d'assurer la stabilité de tension. Dans les cas où la stabilité de tension ne peut être assurée, prendre des mesures appropriées, telles que la mise en place de condensateurs d'énergie réactive.
Maintien de la fréquence	Lorsque la fréquence baisse considérablement, à cause, par exemple, de la chute d'une grosse source d'énergie, il arrive que les autres générateurs interconnectés au réseau chutent en chaîne à cause de la déviation de la fréquence qui permet le fonctionnement, et, si la fréquence baisse davantage, que cela perturbe l'approvisionnement sur une vaste étendue ; il est donc nécessaire de maintenir une fréquence adéquate. Dans les cas où il n'est pas possible de respecter la norme de fréquence, prendre des mesures adéquates, telles que la multiplication des tracés de lignes de transport.

De plus, on trouve également les limitations suivantes.

- **Capacité thermique** : Lorsqu'ils sont alimentés, les appareils électriques (lignes de transport, transformateurs, etc.) voient leur température augmenter en raison de la chaleur de Joule, en fonction de la grandeur du courant qui les traverse. Dans les spécifications des appareils, elle est parfois exprimée en tant que valeur nominale de la capacité thermique qui permet l'utilisation continue.

- **Fréquence** : La fréquence est proportionnelle à la vitesse de rotation des générateurs, et il est nécessaire d'accorder à chaque instant la demande (consommation électrique) et le productible (production d'électricité)

Tout dérèglement de la fréquence produit des différences dans la vitesse de rotation des moteurs du côté des consommateurs, empêchant par exemple le fonctionnement correct des processus automatisés dans les usines ou déstabilisant la commande des machines électriques à haute vitesse des filatures ou des usines de papeterie, ce qui risquerait d'affecter la qualité des produits et de faire augmenter la quantité d'articles défectueux. Du côté du réseau, les variations de fréquence sont un obstacle considérable à son exploitation stable, car elles génèrent des vibrations des turbines des générateurs, et si elles sont de forte amplitude, peuvent même causer des pannes d'axe de turbine.

- **Tension** : L'exploitation stable d'un réseau d'énergie électrique demande de maintenir à une valeur adéquate la tension de chaque partie du réseau. L'approche fondamentale pour réaliser cette adéquation est d'optimiser l'équilibre de la puissance réactive dans chaque partie du réseau jusqu'aux lignes de distribution. Pour contrôler la puissance réactive, on emploie des appareils qui la produisent ou la consomment – condensateur de puissance, bobines d'inductance shunt, compensateur synchrone, etc. – ainsi que des régulateurs de tension de système d'alimentation qui ajustent les tensions primaire et secondaire en contrôlant le rapport entre les enroulements des transformateurs.

Par ailleurs, dans un réseau électrique, la limite de puissance transportée/de l'électricité transportée, c'est-à-dire la demande limite d'exploitation stable, est fixée en fonction de la situation du réseau. Le dépassement de la demande limite produit des phénomènes d'instabilité de la tension pouvant mener à des coupures à grande échelle. On appelle « stabilité de tension » du réseau ses propriétés et caractéristiques qui permettent à la tension de s'établir à un nouveau point d'équilibre en cas de désordre sur le réseau. Cette stabilité de tension est généralement évaluée par la courbe P-V qui indique la relation entre l'électricité transportée et la tension du réseau.

- **Stabilité** : La majorité des générateurs connectés au réseau électrique étant des générateurs synchrones, ils doivent tourner à des vitesses identiques. On appelle fonctionnement synchrone cet état de marche à la même vitesse, et le degré auquel on peut maintenir ce fonctionnement synchrone est généralement appelé stabilité d'un réseau. La stabilité du réseau est elle aussi divisée en deux grandes catégories. La stabilité statique du réseau est celle par laquelle on vérifie si un générateur peut poursuivre son fonctionnement stable en cas de manipulation normale, par exemple si l'on arrête une ligne faisant partie d'une ligne de transport double. La stabilité transitoire du réseau est celle par laquelle on vérifie si les générateurs peuvent continuer leur fonctionnement stable en cas de délestage de protection principal suite à un défaut de ligne à la terre.

C'est la stabilité transitoire qui cause souvent problème sur les réseaux ordinaires, et ce concept peut être expliqué par la courbe P-théta (ancrage de surface) qui exprime la relation théta d'angle de phase entre l'électricité transportée, l'extrémité générateur et l'extrémité charge.

Le plan directeur procède à une analyse du réseau pour les années 2015, 2017, 2020, 2025 et 2030 sur la base de la situation en 2013.

L'objectif principal de l'analyse du réseau électrique est de vérifier si, une fois les équipements

augmentés et le réseau exploité, cela est en conformité avec les normes de planification des équipements et d'exploitation stable qui ont été fixées ; cela demande d'examiner toutes les versions de formation des équipements et de méthodes d'exploitation du réseau.

Le plan directeur a été élaboré en se référant à des critères de planification et d'exploitation sur le modèle du manuel d'exploitation du WAPP élaboré en 2007, car il est apparu qu'il serait difficile d'appliquer dès le départ les normes européennes, compte tenu notamment de l'insuffisance actuelle des équipements.

Les lignes directrices du WAPP appliquent la règle N-1. La situation N-1 est celle d'un arrêt d'un équipement de type ligne de transport, transformateur, etc., et il est souhaitable de disposer d'un réseau à fiabilité élevée, de façon à ce que même dans ce cas aucun impact social tel qu'une indisponibilité ne soit entraîné. L'approche du plan directeur en matière de fiabilité du réseau, sur la base des lignes directrices du WAPP, et indiquée ci-dessous.

- En situation de tension normale, maintien sur une place ± 5 % de la tension nominale ; en situation N-1 (après un défaut), maintient dans une plage de ± 10 % de la tension nominale.
- En situation normale de taux de charge des équipements, ne pas dépasser 100% de la capacité nominale, en situation N-1, maintenir les lignes de transport à 110% ou moins et les transformateurs à 120% ou moins.
- En situation N-1, qu'il ne se produise aucune indisponibilité, aucun délestage de générateur ou de charge par les équipements de protection, et aucun délestage de l'interconnexion avec d'autres pays.
- En situation normale, la gamme de fréquence doit être dans une plage de 49,9 Hz à 50,1 Hz. En situation N-1 (perte d'un générateur ou d'une interconnexion avec d'autres pays), la déviation ne doit pas dépasser -0,2 Hz dans les 30 secondes suivant le défaut et la fréquence transitoire maximale ne doit pas dépasser 0,5 Hz. Tout spécialement, et quelle que soit l'importance du défaut, le réseau doit normalement fonctionner dans la plage de 48 Hz à 51,5 Hz.
- Pour la puissance réactive de l'interconnexion avec d'autres pays, maintenir la limite minimale pour contrôler la perte de tension et pour affecter la capacité de transmission à la puissance active. Si possible, contrôler la puissance réactive générée par l'interconnexion.
- Maintenir le niveau de stabilité transitoire et le niveau de stabilité dynamique du réseau. Concrètement, il faut qu'il y ait un fonctionnement continu en maintenant le fonctionnement synchrone des générateurs même en cas de défaut triphasé au poste, et que la durée continue du défaut (durée de coupure du disjoncteur) soit de 150 ms sur un réseau 90 kV et de 120 ms sur un réseau 225 kV. De plus, juger selon que la vitesse angulaire du générateur faiblit ou non par rapport à la déviation maximale immédiatement après le défaut.
- Quant à la puissance de réserve instantanée, elle doit correspondre au coefficient de charge de la Côte d'Ivoire (soit environ 0,2 sur la base du volume de distribution d'électricité du pays dans le réseau WAPP, pour la somme – 400 MW – des deux plus grands équipements de centrales de système interconnecté WAPP, tel que recommandé par le manuel d'exploitation du WAPP. Ce qui donne environ 80 MW.

La conception ci-dessus, cohérente avec la norme de fiabilité des réseaux électriques du Japon, semble adéquate en tant qu'orientations des nouveaux plans d'extension des équipements d'énergie électrique de la Côte d'Ivoire.

Dans l'analyse du plan directeur, les données de la PowerFactory (fabriquée par DigSILENT)

fournies par CIE:DME sont analysées pour tous les équipements des réseaux de 90 à 225 kV du système Smart Flow développé par Tractebel sur la base d'Eurostag.

Les résultats de l'analyse des réseaux de 2013 sont tels qu'indiqués ci-dessous.

- Une baisse de tension de 10% ou plus lors d'une contingence N-1 peut être provoquée par un défaut du CB des jeux de barres, un défaut de ligne de transmission de réseau en boucle, et un défaut de condensateur pour hausse de tension. En général, la tension est maintenue à 80 % ou plus, mais dans certains cas elle peut descendre jusqu'à 77% lors d'un défaut de condensateur.
- À l'inverse, une hausse de tension de 10% ou plus peut être provoquée par une hausse de tension par la capacité de terre d'une ligne de transport longue distance lors d'une baisse de courant accompagnant un défaut de l'interconnexion Burkina Faso - Mali au Nord ; elle monte jusqu'à un maximum de 116%. Par ailleurs, il arrive que la tension monte jusqu'à un maximum de 117% en cas de défaut des bobines d'inductance shunt utilisées pour baisser la tension.
- Pour les contingences N-1, il n'y a pas que des variations de tension ; nombreux sont les cas où survient une panne de courant locale provoquée par l'arrêt d'une ligne d'alimentation ou d'un transformateur. En effet, s'il s'agit par exemple d'une ligne de transport simple ou d'un poste à un seul transformateur, il est normal qu'il y ait une panne lorsque lesdits équipements s'arrêtent. En outre, il arrive souvent que les calculs eux-mêmes ne convergent pas. Il arrive également que la convergence entre l'offre et la demande ne soit pas possible, auquel cas il se peut qu'un écroulement de la tension soit survenu suite à une baisse de tension causée par un défaut de ligne de transport de 225 kV ou 90 kV sur un réseau en boucle.
- En ce qui concerne la surcharge, on constate qu'en gros, 5% ou moins des équipements sont surchargés en temps normal. L'arrêt d'un des quatre transformateurs de Biasud provoque une surcharge de 117%, mais le rétablissement est possible en modifiant le raccordement des autres transformateurs à un jeu de barres sain.
- Sur les deux lignes d'alimentation 90 kV de Yopougon1, la tension était à 110% en temps normal mais à 212% lorsqu'il y avait un défaut sur une des lignes ; ce problème a toutefois été réglé avec l'ajout d'une ligne d'alimentation supplémentaire en 2017. Il arrive donc que l'un des équipements subisse une surcharge lorsque deux lignes ou deux transformateurs sont parallèles ; entre Vridi et Biasud, le défaut d'une ligne entraîne une surcharge de 146% sur l'autre ligne.

Les lignes directrices du WAPP établissant à 110% la tolérance de surcharge en cas de contingence N-1, et lors du défaut d'une des deux lignes sur un service exploité sur deux lignes en temps normal, la surcharge de la ligne restante ne doit pas dépasser 110%.

- Les calculs ont été effectués en supposant un défaut de court-circuit triphasé du courant de court-circuit alors que tous les générateurs sont en service, et en aucun point le pouvoir de coupure en court-circuit des disjoncteurs n'a été dépassé, aussi bien pour le réseau 225 kV que pour le réseau 90 kV. Le pouvoir de coupure du réseau 225 kV étant de 31,5 kA ou de 40 kA, il suffit amplement, mais sur le réseau 90 kV il est un peu juste en certains points, comme à Abodo où le courant de court-circuit est de 18,6 kA (pouvoir de coupure de 20 kA) et à Biasud où il est de 15,3 kA (pouvoir de coupure de 22,4 kA). Cela semble dû au fait qu'il s'agit d'endroits situés près de la source d'électricité et qu'il n'est pas possible d'y réduire le courant de défaut qui passe par la ligne de transport et le transformateur.
- En ce qui concerne l'analyse dynamique pour vérifier l'évolution temporelle de l'état du réseau après le défaut, la possibilité ou non du rétablissement de la tension et du fonctionnement synchrone des générateurs est examinée. Pour la tension, le calcul s'effectue en remplaçant

l'effet de contrôle des prises de transformateur par les caractéristiques de tension de la charge, et dans de nombreux cas on a pu confirmer une baisse de tension par la coupure des lignes de transport 225 kV et 90 kV (déclenchement du disjoncteur 120 ms après le défaut de la ligne de transport 225 kV entre Buyo et Man sur le réseau Ouest, avec une baisse de tension à 108 kV à Man, soit moins de la moitié de la tension avant défaut).

Quant à la possibilité ou non du fonctionnement synchrone des générateurs, les générateurs du poste de Buyo n'ont pas pu fonctionner de manière synchrone lors du défaut de déclenchement (phénomène de décrochage) de la ligne de transport 225 kV entre Kossou et Bouake.

Les résultats d'analyse de réseau présentés ci-dessus sont ceux de 2013, et bien qu'en 2017 la situation s'était améliorée en certains endroits, notamment avec l'ajout de nouvelles sections de ligne de transport, la présente étude a permis de constater que la situation demeure difficile du point de vue de la tension sur le réseau Nord-Ouest, en raison de l'absence de modifications apportées au réseau. Par exemple, il y aura des perturbations si, en raison d'une avarie, la ligne de transport 225 kV Kossou - Ferke, qui est une ligne de transport simple, devient non disponible, et le transport du courant vers le Mali et le Burkina Faso sera interrompu. Comme ligne de transport vers le Nord, il y a la ligne de transport Nord-Ouest Laboa - Ferke de 90 kV, mais elle ne permet pas le transport stable de l'électricité du point de vue de la tension. Pour cette raison, on évite les pannes de courant dans la région d'Abidjan en délestant la région intérieure au moyen de dispositifs de protection qui empêchent la panne de courant de s'étendre à l'ensemble du réseau.

Par ailleurs, actuellement la tension du réseau 225 kV du Nord est de 195 kV à 200 kV lorsqu'il est sain, soit environ 10% de moins que la tension de fonctionnement. Par conséquent, puisque la tension diminue encore davantage avec la hausse du volume d'électricité transporté vers le Mali et le Burkina Faso, la valeur cible de volume d'électricité transporté vers ces deux pays a diminué jusqu'à 80 MW.

Les projets d'équipements de la société CI-ENERGIES sont basés sur le plan directeur ; elle effectue des analyses du réseau électrique qui incluent les contingences N-1 au moyen d'outils d'analyse tels que PowerFactory et EMTP, sur la base de l'état réel de l'offre et de la demande et des tendances régionales, et c'est sur la base de ces analyses que le réseau est exploité. Par conséquent, CI-ENERGIES connaît bien les problèmes du réseau et cela se reflète amplement dans ses projets d'équipements.

Par ailleurs, les contingences survenues jusqu'ici sur le réseau 225 kV peuvent être divisées, en gros, selon quatre types de causes. La première est l'anomalie de relais de protection, suivie de la foudre, du contact avec les arbres et du contact avec les grues (survenu près du village de Treichivill).

5-2 Plans de développement des sources d'énergie électrique

5-2-1 Grandes lignes du plan directeur de production d'électricité

Le plan directeur de production d'électricité (plans de développement des sources d'énergie électrique) recommande principalement de diversifier le bouquet énergétique, et il mentionne les limites du modèle de dépendance envers une seule source de combustible fossile (gaz ou charbon) et les risques qu'il comporte face à la hausse du prix du carburant et à l'incapacité éventuelle de fournir l'alimentation électrique.

De plus, comme les équipements sont concentrés dans des régions spécifiques (ceux du gaz à Abidjan et ceux du charbon à San Pedro), le courant des lignes de transport ne peut être optimisé et cela entraîne des pertes de transport. En outre, du point de vue également des transformations

énergétiques et de l'opération des équipements existants, dépendre à 100% de l'énergie thermique au charbon soulève un point d'interrogation, aussi le plan directeur recommande-t-il de promouvoir un bouquet énergétique combinant l'énergie hydraulique, le gaz, le charbon et les énergies renouvelables.

Les plans de développement des sources d'énergie électrique adoptés par CI-ENERGIES sur la base de ces recommandations, tel qu'indiqué ci-dessous, procurent une bonne marge de manœuvre pour couvrir la consommation intérieure d'électricité, la demande d'électricité des mines et les exportations.

Tableau 5.8 Plans de développement des sources d'énergie électrique

	2014	2015- 2016	2017	2020	2025	2030
Capacité des équipements existants	1 632	1 632	1 632	1 432	1 432	1 432
Plan de développement hydroélectrique			270	426	1 066	1 066
Plan de production thermique (gaz)		470	593	1 085	1 208	1 208
Plan de production thermique (charbon)				500	750	1 000
Plan d'énergies renouvelables			20	235	580	985
Capacité des équipements	1 632	2 102	2 515	3 678	5 036	5 691
Capacité des équipements (y compris pour les mines)	1 632	2 102	2 515	4 678	6 036	6 691

Source : Mission d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES

La mise en œuvre de ces plans exige les plus grands efforts, tout particulièrement afin de soutenir le redressement rapide du pays. Ce programme, en vue du développement souhaitable du réseau de production et transport de l'énergie dans la période de transition des cinq prochaines années, prévoit la construction de nombreux équipements pendant ladite période.

Étant donné, d'une part, que la production hydroélectrique demande cinq ans ou plus pour la construction des barrages et leur mise en service, et, d'autre part, qu'il s'agit d'une source d'énergie instable, à court terme il importe de répondre à la hausse de la demande en augmentant la capacité des équipements de centrales thermiques, et c'est pour cela que l'on planifie la construction de nouvelles centrales thermiques, y compris pour leur utilisation dans les divers projets liés à l'approvisionnement stable de gaz pour les centrales, le développement de gisements offshore et l'importation de gaz.

Comme objectifs à moyen ou long terme, on peut mentionner le maintien d'un rythme élevé d'investissement tenant compte de l'augmentation de la demande et des plans d'exportation. De plus, pour limiter à 24 heures ou moins par année en 2030 – dans le cas d'une année à pluviométrie normale – la probabilité de pénurie d'électricité engendrée par l'écart entre les moyens de production

d'électricité en service et le niveau de la demande, il faut une stratégie équilibrée d'aménagement de centrales énergétiques (avec un taux de dépendance à une source d'énergie donnée ne dépassant pas 60%) qui assure la sécurité énergétique à l'intérieur du pays.

5-2-2 Plans de développement des sources d'énergie électrique

En ce qui concerne l'équilibre de l'offre et de la demande entre les régions du pays, la production d'électricité se trouve principalement dans les régions Sud-Ouest et Sud, et ces régions fourniront l'électricité en grande quantité aux autres régions grâce à l'augmentation de leur capacité de production par le développement accru des sources d'énergie hydrauliques et des sources d'énergie thermiques.

La région d'Abidjan, lorsqu'elle est en pointe de charge, bénéficie d'échanges d'électricité avec les autres régions ; le Nord, l'Ouest et l'Est reçoivent également de l'énergie de l'extérieur, car il n'y a presque pas de moyens de production à l'intérieur de ces régions.

Le développement accru et simultané de l'énergie hydraulique, du gaz, du charbon et des énergies renouvelables permettra une stratégie équilibrée d'aménagement des centrales électriques et l'atteinte progressive des objectifs d'utilisation des énergies renouvelables.

Les entrevues réalisées chez CI-ENERGIES lors de la présente étude, au sujet du développement des centrales jusqu'en 2017 et des plans de développement futur, ont permis de comprendre que le développement des centrales est allé bon train jusqu'en 2017 sur la base du plan directeur. Ladite société planifie toutefois, pour le développement futur, de retarder d'une année le développement à court ou moyen terme des sources d'énergie hydrauliques (à Singrobo, Gribopoli, Boutoudre et Louga), et de retarder de deux ans celui des centrales à biomasse, en raison du ralentissement de l'augmentation de la demande.

De plus, elle prévoit de prolonger de deux ans le développement des deux centrales thermiques à cycles combinés de 123 MW chacune, et, au sujet du développement des sources d'énergie thermiques au charbon, elle prévoit de le prolonger de deux ans (en le faisant commencer en 2020) et d'en réduire l'envergure.

À moyen et long terme, elle planifie de retarder substantiellement la période de développement d'aménagements hydroélectriques (à Daboitie et Tiboto) et de microcentrales hydrauliques.

Le Tableau 5.9 présente les projets de développement de sources d'énergie réalisés et les plus récents plans de renforcement pour la période 2018-2030.

Tableau 5.9 Les projets de développement de sources d'énergie réalisés et les plans de renforcement

Développement des centrales et plans futurs (CI-ENERGIES)

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
		Réalisées			Planifiées par CI-ENERGIES													
Centrales décidées par le gouvernement	Vridi 2 (TAV)		111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	
	Azito (TAV)	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	
	Soubre				270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	
	Singrobo						☆	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	
	Gribopopori						☆	112	112	112	112	112	112	112	112	112		
	Boutoubre							☆	150	150	150	150	150	150	150	150	150	
	Louga								☆	246	246	246	246	246	246	246	246	
	Biokala (Aboisso)			23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	
Thermique	Centrale à cycles combinés					440	670	670	670	670	670	916	1039	1039	1039	1285	1408	
	Centrale thermique au charbon								350	700	700	700	700	1050	1400	1400	1400	
	Centrale Abidjan TG		220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220		
Hydroélectrique	Daboitie										☆		91	91	91	91		
	Tiboto											☆						
	Microcentrale hydroélectrique						☆											
Autres	Centrale biomasse					☆		46	46	46	131	131	131	131	171	221		
Les étoiles (☆) indiquent l'année de mise en service des équipements indiquée dans le plan directeur																		

Source : Mission d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES

Le Tableau 5.10 présente, parmi les projets des plans de développement des sources d'énergie électrique, les 38 projets qui ont des perspectives de sources de financement, tandis que le Tableau 5.11 présente les 14 projets pour lesquels il faudra chercher des sources de financement.

Tableau 5.10 Projets des plans de développement des sources d'énergie électrique qui ont des perspectives de sources de financement

N°	Projet	Sous Projet	Puissance	Date de MES	Coût HT,HD
			MW		Md XOF
1	Centrale Hydroélectrique Singrobo, 44 MW	Singrobo 2x22 MW	44	2021	46,4
2	Centrale Hydroélectrique Gribopopoli, 112 MW	Gribopopoli 2x56 MW	112	2021	305,2
3	Centrale Hydroélectrique Boutoubéré, 44 MW	Boutoubéré 2x22 MW	150	2022	295
4	Centrales Hydroélectriques Louga 1 & 2, 44 MW	Louga 1 & 2, 2x123 MW	246	2023	309
5	Centrale Hydroélectrique Tahibli, 20 MW	Tahibli 1x20 MW	20	2030	58
6	Centrale Hydroélectrique Daboitié, 91 MW	Daboitié 2x45,5 MW	91	2026	226,4
7	Centrale Hydroélectrique Tiboto, 113 MW	Tiboto 2x56,6 MW	113	2030	329,5
8	Centrale Hydroélectrique Tayaboui, 80 MW	Tayaboui 2x40 MW	80	2024	230
9	Centrale Hydroélectrique Gao, 80 MW	CH Gao 2x40 MW	80	2024	230
10	Centrale Mini Hydrauliques 2, 20 MW	Ferké, 8 MW	8	2030	14,4
11	Centrale Mini Hydrauliques 2, 20 MW	Haut Bandaman, 12 MW	12	2030	23,7
12	Centrale Mini Hydrauliques 3, 30 MW	Man 2,5 MW	2,5	2030	4,9
13	Centrale Mini Hydrauliques 3, 30 MW	Marabadiassa, 15 MW	15	2030	4,9
14	Centrale Mini Hydrauliques 3, 30 MW	Zégbéry, 12,5 MW	12,5	2030	29,6
15	Centrale Mini Hydrauliques 1, 10 MW	Aboisso, 6 MW	6	2030	7,9
16	Centrale Thermique à Cycles Combinés Azito IV, 280 MW	AZITO IV TAG	180	2019	160
17	Centrale Thermique à Cycles Combinés Azito IV, 280 MW	AZITO IV TAV	100	2020	
18	Centrale Thermique à Cycles Combinés Ciprel V, 390 MW	Ciprel V - 1er Tranche TAG	260	2019	280
19	Centrale Thermique à Cycles Combinés Ciprel V, 390 MW	Ciprel V - 2eme Tranche TAV	130	2020	
20	Centrale Thermique à Cycles Combinés Songon, 369 MW	SONGON - 1er Tranche TAG 1	123	2025	79,7
21	Centrale Thermique à Cycles Combinés Songon, 369 MW	SONGON - 2eme Tranche TAG 2	123	2025	79,7
22	Centrale Thermique à Cycles Combinés Songon, 369 MW	SONGON - 3eme Tranche TAV	123	2026	79,7
23	Centrale à Biomasse Biokala 1, 46 MW	BIOKALA 1.1, 1x23 MW	23	2021	20,7
24	Centrale à Biomasse Biokala 1, 46 MW	BIOKALA 1.2, 1x23 MW	23	2021	20,7
25	Centrale à Biomasse Biokala 2, 40 MW	BIOKALA 2.1, 1x10 MW	10	2024	10
26	Centrale à Biomasse Biokala 2, 40 MW	BIOKALA 2.2, 1x10 MW	10	2024	10
27	Centrale à Biomasse Biokala 2, 40 MW	BIOKALA 2.3, 1x20 MW	20	2024	21,3
28	Centrale Solaire DRN, 300 MW	RECA	20	2018	18
29	Centrale Solaire DRN, 300 MW	CANADIAN SOLAR	50	2019	44
30	Centrale Solaire DRN, 300 MW	Centrale solaire 1 (25 MW)	25	2019	22
31	Centrale Solaire DRN, 300 MW	Centrale solaire 2 (GreenWich)	50	2019	44
32	Centrale Solaire DRN, 300 MW	Centrale solaire 3 (ENGIE)	40	2020	35
33	Centrale Solaire DRE, 30 MW	Centrale solaire 4 (DAOUKRO)	30	2020	26
34	Centrale Solaire DRN, 300 MW	Centrale solaire 5 (KFW)	30	2020	24
35	Centrale Thermique à Charbon 1, 700 MW	Centrale à charbon S-Energies 1.1	350	2022	423,4
36	Centrale Thermique à Charbon 1, 700 MW	Centrale à charbon S-Energies 1.2	350	2023	423,4
37	Centrale Thermique à Charbon 2, 700 MW	Centrale à charbon (350 MW) 1.3	350	2027	423,4
38	Centrale Thermique à Charbon 2, 700 MW	Centrale à charbon (350 MW) 1.4	350	2028	423,4
TOTAL GENERAL ADDITIONNEL			3 762		4 783

Source : DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE (Document de référence) CI-ENERGIES FEVRIER 2018

Tableau 5.11 Projets des plans de développement des sources d'énergie électrique pour lesquels il faudra chercher des sources de financement

N°	Projet	Sous Projet	Puissance	Date de MES	Coût HT,HD
			MW		Md XOF
1	Centrale Mini Hydrauliques 1, 10 MW	Korogho, 4 MW	4	2030	7,9
2	Centrale Mini Hydrauliques 4, 10 MW	Agnéby, 2 MW	2	2030	24,5
3	Centrale Mini Hydrauliques 4, 10 MW	Mankono, 8 MW	8	2030	15,5
4	Centrale Mini Hydrauliques 5, 6 MW	Palé, 2MW	2	2030	4,2
5	Centrale Mini Hydrauliques 5, 6 MW	Téhini, 4 MW	4	2030	8,3
6	Centrale Thermique à Cycles Combinés 4, 369 MW	Thermique 4 - 1er Tranche TAG 1	123	2029	79,7
7	Centrale Thermique à Cycles Combinés 4, 369 MW	Thermique 4 - 1er Tranche TAG 2	123	2029	79,7
8	Centrale Thermique à Cycles Combinés 4, 369 MW	Thermique 4 - 1er Tranche TAV	123	2030	79,7
9	Centrale à Biomasse Cacao, 40 MW	BIOMASSE CACAO, 1x20 MW	20	2024	21,3
10	Centrale à Biomasse Coton, 40 MW	BIOMASSE COTON, 1x25 MW	25	2024	26,62
11	Centrale à Biomasse Cacao Yamoussoukro, 80 MW	BIO Cacao Yakro 1, 2x20 MW	40	2028	42,6
12	Centrale à Biomasse Cacao Yamoussoukro, 80 MW	BIO Cacao Yakro 2, 2x20 MW	40	2029	42,6
13	Centrale à Biomasse Coton Boundiali, 25 MW	BIO Boundiali, 1x25 MW	25	2029	26,62
14	Centrale Solaire DRN, 300 MW	Centrale solaire 6	75	2021	66
TOTAL GENERAL ADDITIONNEL			614		525

Source : DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE (Document de référence) CI-ENERGIES FEVRIER 2018

5-3 Plans d'équipements de transport et de transformation

5-3-1 Grandes lignes du plan directeur de transport et de transformation

Le renforcement des équipements de transport et de transformation est généralement planifié selon la conception suivante.

- ① Lignes de transport et postes de transformation nécessaires au transport de l'énergie électrique générée par les plans de développement des sources d'énergie électrique (y compris les plans de développement des énergies renouvelables de grande envergure)
- ② Renforcement (hausse de capacité et ajout d'installations) des postes sources et des postes de transport par des équipements supérieurs, en fonction des prévisions de demande, et lignes de transport nécessaires
- ③ Lignes de transport et postes de transformation réduisant le déséquilibre régional de l'offre et de la demande d'électricité, et permettant un transport efficace et stable de l'électricité
- ④ Lignes de transport et postes de transformation nécessaires à l'approvisionnement direct des gros clients
- ⑤ Lignes de transport et postes de transformation nécessaires pour répondre au dépassement de la capacité de transport en temps normal sur la base des prévisions de demande et du load flow, et pour assurer, lors d'un défaut de ligne de transport, la capacité de transport, la stabilité transitoire et la stabilité de tension de courte durée.
- ⑥ Doublement de ligne de transport pour assurer la redondance du réseau, mise en place de plusieurs transformateurs dans les postes de transformation et doublement des jeux de barres (norme N-1)
- ⑦ Lignes de transport et postes de transformation nécessaires à la construction d'un réseau en boucles pour renforcer la fiabilité de l'approvisionnement
- ⑧ Introduction d'un réseau de tension supérieure assurant l'augmentation substantielle de la capacité de transport, la diminution des pertes de transport et la stabilité de la tension ; et lignes de transport, postes de transformation et transformateurs élévateurs nécessaires à la construction d'un réseau de tension supérieure
- ⑨ Équipements de modification de phase nécessaires pour maintenir la tension adéquate et éviter le phénomène d'instabilité de tension
- ⑩ Lignes de transport et postes de transformation nécessaires selon les résultats de l'analyse globale des mesures à prendre face à l'augmentation des frais d'entretien entraînés par l'usure des équipements et par la modification de la situation environnante des équipements
- ⑪ Expansion des équipements de commutation, jeux de barres et dispositifs de protection des postes de transformation, aux deux extrémités, nécessaires lors de l'ajout de lignes de transport.

Les plans mentionnés dans le Plan directeur de l'énergie électrique élaboré en 2014 énumèrent plusieurs projets (composantes) de renforcement des équipements de transport et de transformation selon la conception ci-dessus ; les projets et leurs sous-projets y sont catégorisés selon la nécessité, l'urgence et la relation entre les composantes, les années cibles de mise en œuvre y sont spécifiées les sources de financement discutées.

De plus, le Plan directeur corrige les plans en tenant compte des études et examens réalisés

ultérieurement, de la révision des prévisions de demande en énergie électrique, etc. À la lecture des plans¹ actuels de CI-ENERGIES, on constate les progrès et les modifications substantielles ci-dessous.

- Étant donné que le taux d'augmentation de la demande est inférieur aux prévisions de demande du Plan directeur de l'énergie électrique, que l'on examine la réduction du coût des projets et que le financement accuse du retard, le contenu de nombreux plans a été modifié et leurs années d'exécution reportées.
- Parmi les 27 projets planifiés pour 2011-2017 dans le Plan directeur de l'énergie électrique, cinq sont achevés ou près d'être achevés.
- Pour huit des projets (montant total de l'investissement, 178 Md FCFA), l'achèvement est visé pour 2018-2018 et la source de financement est décidée. Il s'agit de financements du CNEEC de la Chine pour quatre projets, d'un financement coordonné de la CNEEC et de l'AfDB (unité de sous-projet), de deux financements de la Banque mondiale (10,2 Md FCFA) et d'un financement de la BAfD (32,8 Md FCFA).
- Une des principales modifications apportées par la suite au Plan directeur de l'énergie électrique porte sur l'amélioration de la stabilité de l'approvisionnement pour le réseau du Nord, dont l'exploitation est fragile, et pour les régions intérieures situées à proximité des frontières du Nord-Est, de l'Est et de l'Ouest, où il est nécessaire d'assurer la capacité d'approvisionnement ; le Plan directeur prévoyait l'aménagement d'un réseau de transport 90 kV dans ces régions, mais cela a été remplacé par l'aménagement d'un robuste réseau de transport 225 kV opéré en boucle, pour hausser la fiabilité d'approvisionnement.
- Par ailleurs, il y a une importante modification au sujet du défi urgent que constitue la hausse de la fiabilité d'approvisionnement du Grand Abidjan. Le Plan directeur de l'énergie électrique comprenait divers plans, dont l'introduction d'un réseau périphérique 330 kV, l'ajout d'un poste de transformation 220 kV et le renforcement des réseaux 90 kV, mais la tension du réseau périphérique à très haute tension du Plan directeur a été modifiée de 330 kV à 400 kV (on prévoyait initialement 330 kV, soit la tension d'interconnexion avec le Ghana, mais cela a été remplacé par une tension plus élevée, semble-t-il parce que l'effet d'amélioration de l'approvisionnement aurait été minime à cause de la faible différence de tension par rapport à 225 kV).
- L'approvisionnement depuis le réseau périphérique 400 kV a été modifié pour une structure simple d'approvisionnement par poste de transformation 225 kV doté d'une fonction de distribution 20 kV, en vue de former un réseau capable de répondre à la demande dans les régions où elle connaîtra une hausse considérable.

¹ En février 2018, CI-ENERGIES a rédigé un document de référence, intitulé DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE, qui peut être qualifié de plan d'équipements le plus récent.

5-3-2 Plans actuels de renforcement des équipements de transport et de transformation

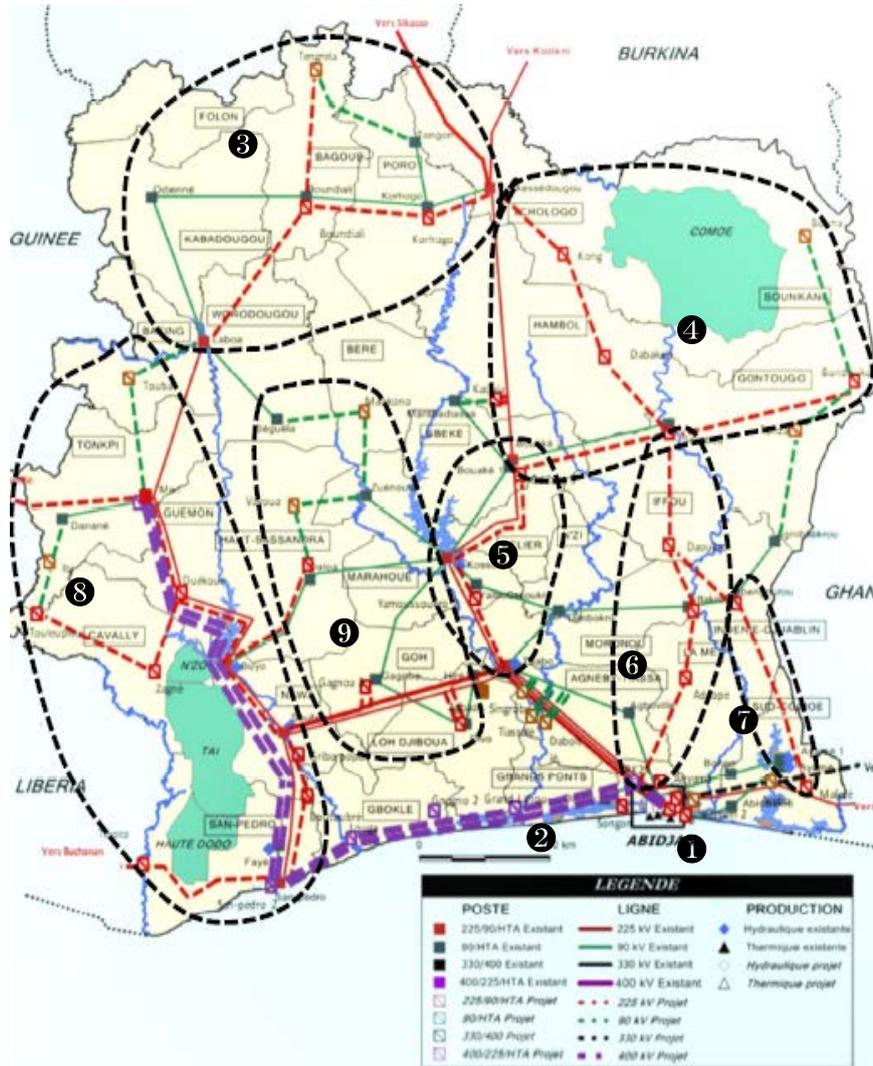
(1) Vue d'ensemble des plans de renforcement des équipements de transport et de transformation

À la Figure 5.4, la carte du réseau de transport de 2030 créée par CI-ENERGIES permet de comprendre sous forme schématique les plans actuels de renforcement des équipements de transport et de transformation. Cette carte indique les éléments du réseau de transport pour lesquels des travaux de renforcement – ajout de lignes de transport et de postes de transformation, hausse de la tension, etc. – sont planifiés à l'horizon 2030 pour la partie en pointillés rouges (réseau 225 kV) et la partie en pointillés verts (réseau 90 kV). Quant aux lignes pointillées épaisses de couleur violette, elles indiquent les réseaux 400 kV qui seront introduits.



Figure 5.4 Plans de renforcement des équipements de transport et de transformation à l'horizon 2030

Ces plans de renforcement peuvent être classés, comme à la Figure 5.5, selon les caractéristiques régionales et les buts visés.



- ① Hausse de la fiabilité et renforcement de la capacité d’approvisionnement du réseau du Grand Abidjan
- ② Hausse de la fiabilité et renforcement de la capacité d’approvisionnement du réseau par l’introduction de lignes 400 kV
- ③ Hausse de la fiabilité et renforcement de la capacité d’approvisionnement du réseau de la région Nord
- ④ Hausse de la fiabilité et renforcement de la capacité d’approvisionnement du réseau de la région Nord-Est
- ⑤ Hausse de la fiabilité et renforcement de la capacité d’approvisionnement de la ligne centrale
- ⑥ Hausse de la fiabilité et renforcement de la capacité d’approvisionnement du réseau de la région Sud-Est
- ⑦ Hausse de la fiabilité et renforcement de la capacité d’approvisionnement du réseau de la région Sud-Est (aux environs de la frontière du Ghana)
- ⑧ Hausse de la fiabilité et renforcement de la capacité d’approvisionnement du réseau de la région Ouest
- ⑨ Hausse de la fiabilité et renforcement de la capacité d’approvisionnement du réseau de la région Centre-Ouest

Source : Mission d’étude de la JICA d’après les données de CI-ENERGIES

Figure 5.5 Distribution régionale des plans de renforcement des équipements de transport et de transformation

De plus, du point de vue des buts principaux de chacun des plans de renforcement des équipements, ils peuvent être classés comme au Tableau 5.12.

Tableau 5.12 Buts principaux des plans de renforcement des équipements

		Buts principaux des plans de renforcement des équipements
①	Grand Abidjan	Expansion du réseau 225 kV pour répondre à l'augmentation de la demande d'électricité d'Abidjan (distribution directe par l'ajout de postes à transformateurs élévateurs). Sur le réseau de transport 90 kV, régler le problème de surcharge des bancs de distribution.
②	Réseau 400 kV	Renforcement de la capacité d'approvisionnement et hausse de la fiabilité d'approvisionnement, par la construction du réseau périphérique d'Abidjan à tension supérieure capable de répondre à l'augmentation de la demande d'électricité d'Abidjan, au développement des nouvelles sources d'énergie thermiques et à la hausse de la capacité d'interconnexion (interconnexion à 330 kV) avec le Ghana. Renforcement de l'interconnexion aux sources d'énergie thermiques d'Abidjan et aux sources supplémentaires d'énergie hydrauliques et au charbon de l'Ouest. Renforcement de la capacité d'approvisionnement vers le réseau Ouest pour répondre à l'augmentation de la demande qui accompagne le développement minier de l'Ouest.
③	Région Nord	Hausse de la fiabilité d'approvisionnement par l'interconnexion du réseau Nord en tant que réseau en boucle de la région intérieure Hausse de la capacité d'interconnexion réseau des sources d'énergie solaires de la région Nord Renforcement de la capacité d'approvisionnement pour répondre à l'augmentation de la demande entraîné notamment par le développement des zones urbaines de la région Nord, l'électrification rurale, le développement minier et la hausse du volume d'exportation d'électricité vers le Burkina Faso et le Mali
④	Région Nord-Est	Hausse de la fiabilité d'approvisionnement, ligne centrale et région Nord comprises, par la construction d'une interconnexion en boucle à la ligne de transport simple Bouake - Ferke Renforcement de la capacité d'approvisionnement pour répondre à l'augmentation de la demande entraînée notamment par le développement des zones urbaines et l'électrification rurale de la région Nord-Est
⑤	Ligne centrale	Hausse de la fiabilité d'approvisionnement par le doublement de la ligne de transport simple Taabo - Kossou - Bouake Renforcement de la capacité d'approvisionnement pour répondre à l'augmentation de la demande entraînée notamment par le développement économique et social et l'électrification rurale de Yamoussoukro et Bouake

<p>6 Région Sud-Est</p>	<p>Hausse de la fiabilité d'approvisionnement par la construction d'un réseau en boucle avec la ligne principale Abobo - Taabo et la ligne centrale Renforcement de la capacité d'approvisionnement pour répondre à l'augmentation de la demande entraînée notamment par le développement des zones urbaines et l'électrification rurale dans la région Sud-Est</p>
<p>7 Région Sud-Est (aux environs de la frontière du Ghana)</p>	<p>Hausse de la fiabilité d'approvisionnement par la construction de la ligne en boucle de la région Sud-Est Renforcement de la capacité d'approvisionnement pour répondre à l'augmentation de la demande entraînée notamment par le développement des zones urbaines et l'électrification rurale dans la région Sud-Est (aux environs de la frontière du Ghana)</p>
<p>8 Région Ouest</p>	<p>Hausse de la fiabilité d'approvisionnement du réseau Ouest par le doublement de ligne de transport simple Soubre - Buyo - Man - Laboa Renforcement du réseau selon le développement des ressources d'énergie hydrauliques et d'énergie thermiques au charbon Renforcement de l'interconnexion au Liberia Renforcement de la capacité d'approvisionnement pour répondre à l'augmentation de la demande entraînée notamment par le développement des zones urbaines de la région Ouest, le développement minier de la région Nord-Ouest et l'électrification rurale</p>
<p>9 Région Centre-Ouest</p>	<p>Hausse de la fiabilité d'approvisionnement, par la construction du réseau en boucle 90 kV des régions Centre-Ouest et Ouest Renforcement de la capacité d'approvisionnement pour répondre à l'augmentation de la demande entraînée notamment par le développement des zones urbaines et l'électrification rurale dans la région Centre-Ouest</p>

Source : élaboré par la mission d'étude de la JICA après l'analyse des données de CI-ENERGIES

(2) Plan de renforcement des équipements du Grand Abidjan

Les plans actuels de CI-ENERGIES, dont le contenu, la période d'achèvement et le montant d'investissement nécessaire sont révisés, sont hiérarchisés comme suit : plans dont le financement est décidé, plans pour lesquels on cherche une source de financement, et plans dont le financement, bien que nécessaire, reste à déterminer.

Le Tableau 5.13 présente, pour les plans de renforcement du Grand Abidjan, les grandes lignes du plan, l'année d'achèvement, le contenu du plan, le montant de l'investissement et la source de financement. Quant aux couleurs des numéros, le rouge indique les plans pour lesquels on cherche une source de financement, et le bleu les plans qui restent à déterminer. Pour les plans dont la source de financement est décidée, le tableau indique le nom du bailleur de fonds. (Voir la colonne Financement du Tableau 5.13.)

Tableau 5.13 Plans de renforcement des équipements de transport et de transformation du Grand Abidjan

Unité : milliard de FCFA ; numéros en rouge : projets dont la source de financement est à l'étude

No	Résumé	Achèvement	Plans de renforcement	Montant d'investissement	Financement
1	Installation de bancs au poste 225 kV de Bingerville	2018	TR: 225/20kV, 50MVA x 3	8.62	
2	Installation de bancs au poste 225 kV Akoupe Zeudji	2018	TR: 225/33kV, 60MVA x 3	11.49	
3	Nouveau poste 225 kV à Anani Piquage de la ligne 225 kV Riviera - Prestea	2018	TR: 225/15kV, 50MVA x 3 LT : 22km	12.59	Gouv. Espagne
4	Nouveau poste 225 kV à Yopougon3 Piquage de la ligne 225 kV Songon - Akoupe Zeudji	2019	TR: 225/15kV, 60MVA x 3 2 propositions de tracé Songon - Akoupe Zeudji, non confirmées (sous la ligne de transport)	6.88	
5	Hausse de tension à 225 kV du poste 90 kV à Treichville Construction d'une ligne de transport 225 kV Vridy - Treichville ? (plan non confirmé)	2019	TR: 225/90kV, 100 MVA x 2	8.44	BM (10,3)
6	Hausse de tension à 225 kV du poste 90 kV à Bia Sud Piquage de la ligne de transport 225 kV Vridi - Bia Sud	2019	TR: 225/90kV, 100MVA x 2 Sous la ligne de transport	4.80	BM (5,8)
7	Hausse de tension à 225 kV du poste 90 kV à Yopougon1 Piquage de la ligne de transport 225 kV Abobo - Azito	2019	TR: 225/33kV, 24MVA x 2 Sous la ligne de transport	5.20	BM (8,8)
8	Nouveau poste 225 kV à Anani2 Piquage de la ligne de transport 225 kV Anani1 - Grand Bassam	2020	TR: 225/20kV, 50MVA x 3 Sous la ligne de transport	8.3	
9	Construction d'Abomo Anyyama 225 kV Piquage de la ligne de transport 225 kV Akoupe Zeudji - Adzope	2020	TR: 225/33kV, 60MVA x 3 LT : 3km	17.76	
10	Construction d'un nouveau poste 225 kV à Bakre Nouvelle ligne de transport 225 kV Azito - Bakre - Vridi	2020	TR: 225/20kV, 50MVA x 3 LT : Azito - Bakre 10km Bakre - Vridi 5km	10.00	
11	Nouveau poste 90 kV à Bassma2 Piquage de la ligne de transport 90 kV Riviera - Abrobakro	2018	TR: 90/33kV, 24MVA x 1, 90/15kV, 50MVA x 2 Sous la ligne de transport	4.71	

Sources de financement

- BM : Banque mondiale
- BAfD : Banque africaine de Développement
- EB CHINE : Banque d'exportation et d'importation de Chine
- KFAED: Fonds Koweïtien
- Gouv. Espagne : Gouvernement d'Espagne

Source : Mission d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES

Ce qui caractérise les plans de renforcement des équipements du Grand Abidjan, c'est l'ajout de postes 225 kV et l'élévation de tension des postes de transformation 90 kV existants. Les plans prévoient l'ajout de huit postes de transformation 225 kV d'ici 2020, à Anani, Yopougon3, Treichville, Bia Sud, Yopougon1, Anani2, Abobo Anyyama et Bakre, mais comme il s'agit soit de nouvelles installations, soit de travaux d'élévation de la tension en zone urbaine, l'enjeu consistera en l'acquisition des terrains nécessaires.

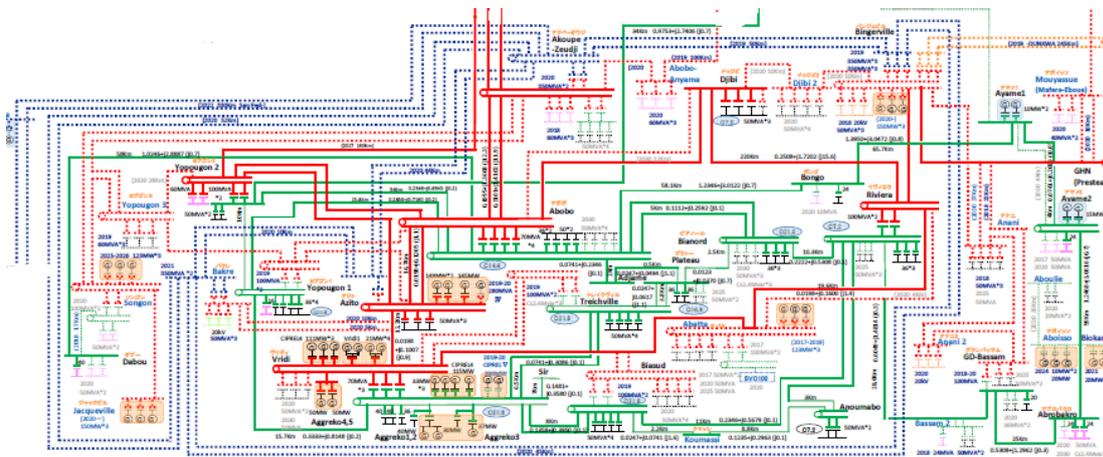
En ce qui concerne les plans de lignes de transport, il n'y a pas de plans de renforcement des lignes de transport simples pour hausser la fiabilité de l'approvisionnement, car la boucle d'Abidjan est déjà construite. On constate également que les plans des travaux de lignes de transport d'approvisionnement des nouveaux postes de transformation évitent la zone urbaine, et qu'ils évitent

d'ajouter des lignes de transport à Abidjan, y compris en ajoutant de nombreuses nouvelles lignes directement sous les lignes de transport existantes.

Par ailleurs, au sujet de Treichville et Yopougon1, dont le financement par la Banque mondiale est décidé, les plans prévoient l'adoption d'appareils de commutation à isolation gazeuse (GIS).

La Figure 5.6 présente la carte du réseau, y compris le renforcement des équipements (lignes pointillées) d'ici 2030 dans le Grand Abidjan ; étant donné que les parties indiquées en pointillés sur la carte correspondent aux réseaux planifiés d'ici 2030, on comprend qu'il s'agit d'énormes plans d'investissement en équipements.

Il semble donc qu'il sera nécessaire de procéder à un examen pour limiter les investissements supplémentaires, par des études visant la concrétisation et la mise en œuvre des plans d'acquisition de sources de financement futures, et par l'examen global des plans et de l'aspect opérationnel des



réseaux.

Source : Mission d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES

Figure 5.6 Carte des réseaux du Grand Abidjan en 2030

(3) Introduction de réseaux de 400 kV

L'introduction des réseaux de 400 kV se divise en trois grandes étapes. La première est la construction d'un réseau périphérique 400 kV autour d'Abidjan, ce réseau partant du point d'interconnexion au Ghana que constitue Bingerville (il s'agit actuellement d'un poste de sectionnement, mais la mise en place de bancs est prévue dans les prochaines années) et revenant à Bingerville, en passant par Akoupe Zeudji, Bakre et Azito. Toutefois, l'interconnexion de Bingerville avec le Ghana sera de 330 kV, comme au Ghana.

La deuxième étape est le tracé qui, partant d'Akoupe Zeudji, longe le littoral jusqu'à San Pedro, où seront connectées de grandes installations d'énergie thermique au charbon dont le financement par la Chine est décidé.

Quant à la troisième étape, il s'agit d'un réseau de transport de San Pedro à Duekoue et Man, ce réseau étant nécessaire pour les développements miniers de grande envergure et pour l'interconnexion à Riviera.

Parmi ces plans, le plus récent vise l'achèvement du projet jusqu'à San Pedro d'ici 2022, comme le montre le Tableau 5.14.

Il est permis de croire, au sujet de ces plans, que leur réalisation nécessitera un examen encore plus global compte tenu de l'ampleur des travaux et de l'ampleur des montants d'investissement, sans

oublier, au sujet de la période où leur réalisation sera nécessaire, leurs liens à la progression des plans de développement de l'énergie électrique.

Tableau 5.14 Plans d'introduction de réseaux 400 kV

Unité : milliard de FCFA ; numéros en rouge : projets dont la source de financement est à l'étude

No	Résumé	Achèvement	Plans de renforcement	Montant d'investissement	Financement
12	Hausse de tension du poste 225 kV de Bingerville, à 300 kV côté Ghana et 400 kV côté Côte d'Ivoire Nouvelle ligne de transport 330 kV Dunkwa - Bingerville Nouvelle ligne de transport 400 kV Bingerville - Akoupe Zeudji	2019	TR: 330/225kV, 350MVA x 3 400/225kV, 350MVA x 3 LT : 330kV Dunkwa - Bingerville 245km 400kV Bingerville - Akoupe Zeudji 50km	104.00	
13	Hausse de tension à 400 kV du poste 225 kV à Akoupe Zeudji Hausse de tension à 400 kV du poste 225 kV à Bakre Nouvelle ligne de transport 400 V Akoupe Zeudji - Bakre - Azito - Akoupe Zeudji Nouvelle ligne de transport 400 kV Bakre - Bingerville (ligne double)	2021	TR: Akoupe Zeudji 400/225kV, 350MVA x 2 Bakre 400/225kV, 350MVA x 2 LT : Akoupe Zeudji - Bakre 52km Bakre - Azito 10km Azito - Akoupe Zeudji 44km Bakre - Bingerville 45km	54.96	
14	Hausse de tension à 400 kV du poste 225 kV à San Pedro Nouvelle ligne de transport 400 kV Akoupe Zeudji - San Pedro	2022	TR: 400/225kV, 200MVA x 2 LT : 330km	131.00	

Source : Mission d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES

(4) Plans de renforcement des équipements de la région Nord

Le renforcement du réseau de la région Nord, une fois construits la ligne de transport Laboa - Boundiali - Ferke (prévue pour mars 2019) et le réseau en boucle de la région intérieure, haussera grandement la fiabilité d'approvisionnement de la région Nord.

Selon ces plans, la tension de Boundiali sera élevée à 225 kV, puis il est prévu d'élever la tension de Korhogo à 225 kV pour l'interconnexion à la grande centrale solaire qui sera construite dans la région Nord, et d'ajouter une nouvelle ligne de 225 kV à Tengrela pour répondre à la demande du développement minier dans la région Nord.

Quant aux plans de renforcement des réseaux régionaux pour répondre à la hausse de la demande dans la région Nord, la plupart consistent à abaisser la tension actuelle de 90 kV et à augmenter le nombre de bancs qui approvisionnent la distribution.

Tableau 5.15 Plans de renforcement des équipements de la région Nord

Unité : milliard de FCFA ; numéros en rouge : projets dont la source de financement est à l'étude

No	Résumé	Achèvement	Plans de renforcement	Montant d'investissement	Financement
15	Nouvelle ligne de transport 225 kV Laboa - Boundiali - Ferke Nouveau poste 225 kV à Boundiali Installation de SVC au poste 225 kV Ferke	2018	LT : 310km TR: 225/90kV, 100MVA x 1 SVC: 50MVA	48.00	
16	Nouveau poste 225 kV à Korhogo Piquage de la ligne de transport 225 kV Bondiali - Ferke	2020	TR: 225/90kV, 70MVA x 2 LT :	8.05	
17	Nouveau poste 225 kV à Tengrela Nouvelle ligne de transport 225 kV Boundiali - Tengrela	2020	LT : 106km	38.00	

Source : Mission d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES

La Figure 5.7, qui présente la carte des lignes de transport de la région Nord, permet de les situer géographiquement.



Source : carte des lignes de transport de CI-ENERGIES

Figure 5.7 Carte des lignes de transport de la région Nord

De plus, les plans d'interconnexion internationale du WAPP indiqués à la Figure 5.8 prévoient une interconnexion à Ferke par une nouvelle ligne 330 kV depuis le Nigeria, et une interconnexion à la Guinée à Boundiali.



Source : Ébauche du Rapport « Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO »

Figure 5.8 Plan de renforcement des lignes d'interconnexion internationale du WAPP

(5) Plan de renforcement des équipements de la région Nord-Est

En ce qui concerne la hausse de la fiabilité d'approvisionnement de Bouake2 à Ferke, un plan de construction financé par la Chine est commencé pour un réseau en boucle raccordant Bouake2 à Ferke en passant par Serebou - Dabakala - Kongo.

Cela permettra de renforcer la capacité d'approvisionnement de la région qui se trouve du côté ouest du Parc national de Comoé, où la distribution se fait actuellement depuis Ferke, Bouake2 et Serebou. De plus, en rallongeant la ligne de transport de Serebou à Bondoukou avec le financement de la Chine, cela assurera la capacité d'approvisionnement jusque du côté est du Parc national Comoé par réseau 90 kV. (Tableau 5.16)

Tableau 5.16 Plan de renforcement des équipements de la région Nord-Est

Unité : milliard de FCFA ; numéros en rouge : projets dont la source de financement est à l'étude

No	Résumé	Achèvement	Plans de renforcement	Montant d'investissement	Financement
	Hausse de tension à 225 kV du poste 90 kV à Sérébou Nouvelle ligne de transport 225 kV Bouake2 - Sérébou Ajout de sortie de ligne de transport au poste 225 kV	2018	TR: 225/33kV, 40MVA x 2 LT : 132km	29.22	EB CHINE
19	Nouveau poste 225 kV à Dabakala Nouvelle ligne de transport 225 kV Dabakala - Sérébou	2019	TR: 225/33kV, 24MVA x 2 LT : 67km	15.59	
20	Nouveau poste 225 kV à Kong Nouvelle ligne de transport 225 kV Dabakala - Kong - Ferke	2019	TR: 225/33kV, 24MVA x 2 LT : Dabakala - Kong 98km Kong - Ferke 85km	31.10	
21	Nouveau poste 225 kV à Bondoukou Nouvelle ligne de transport 225 kV Sérébou - Bondoukou Installation de SVC au poste de Bondoukou	2018	TR: 225/90kV, 70MVA x 2, 90/33kV, 40MVA x 1, 90/15kV, 50MVA x 1 SVC: 90kV, 50MVA LT : 142km	30.33	EB CHINE
22	Nouveau poste 90 kV à Tanda Ajout de ligne de transport 90 kV Tanda - Agnibilekrou Ajout de sortie de ligne de transport au poste 90 kV d'Agnibilekrou	2019	TR: 90/33kV, 24MVA x 2 LT : 84km	17.19	
23	Nouveau poste 90 kV à Bouna Nouvelle ligne de transport 90 kV Bouna - Bondoukou	2019	TR: 90/33kV, 20MVA x 2 LT : 180km	20.36	

Source : Mission d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES

La Figure 5.9 présente la carte des lignes de transport de la région Nord-Est.



Source : Carte des lignes de transport de CI-ENERGIES

Figure 5.9 Carte des lignes de transport de la région Nord-Est

(6) Plans de renforcement des équipements de ligne centrale¹

Au sujet des plans de renforcement des équipements des ligne centrale, indiqués au Tableau 5.17, et tel qu'abordé plus en détail ci-après dans le chapitre consacré à l'examen des projets candidats pour la coopération, une aide est apportée par la Chine et positionnée par celle-ci similairement à celle qu'elle apporte à la région Nord-Est, pour la construction d'un nouveau poste de transformation 225 kV à Katiola, directement sous la ligne de transport existante Bouake2 - Ferke.

¹ Ligne centrale : il s'agit du classement adopté dans le présent rapport de l'étude préparatoire. Dans le cadre du projet de CI-ENERGIES, elle est dénommée le corridor nord.

Tableau 5.17 Plans de renforcement des équipements de ligne centrale

Unité : milliard de FCFA ; numéros en rouge : projets dont la source de financement est à l'étude

No	Résumé	Achèvement	Plans de renforcement	Montant d'investissement	Financement
24	Ajout de bancs au poste 225 kV de Kossou	2018	TR: 225/90kV, 70MVA x 2	3.14	BM
25	Nouveau poste 225 kV à Yamoussoukro2 Nouveau poste 225 kV à Bouake3 Nouvelle ligne de transport 225 kV Taabo - Yamoussoukro2 - Kossou - Bouake3 - Bouake2 Nouvelle ligne de transport 90 kV Yamoussoukro1 - Yamoussoukro2, Bouake1 - Bouake3	2020	TR: Yamoussoukro2 225/90kV, 100MVA x 1, 90/33kV, 24MVA x 2, 90/15kV, 36MVA x 2 TR: Bouake3 225/90kV, 100MVA x 1, 90/33kV, 24MVA x 2, 90/15kV, 36MVA x 2 LT : 220kV Taabo - Yamoussoukro2 80km Yamoussoukro2 - Kossou 50km Kossou - Bouake3 110km Bouake3 - Bouake2 10km 90km Yamoussoukro1 - Yamoussoukro2 7km Bouake1 - Bouake3 20km	63.20	
26	Nouveau poste 225 kV à Katiola Piquage de la ligne de transport 225 kV Bouake2 - Ferke Nouvelle ligne de transport 90 kV Katiola - Marabadiassau	2020	TR: 225/90kV, 70MVA x 2, 90/33kV, 24MVA x 2 LT : Piquage de la ligne de transport Bouake2 - Ferke, ligne de transport de 39 km Katiola - Marabadiassau	13.99	EB CHINE

Source : Mission d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES

(7) Plans de renforcement des équipements de la région Sud-Est (y compris les environs de la frontière du Ghana)

Les plans de renforcement des équipements de la région Sud-Est consistent en la construction d'un réseau en boucle avec la ligne centrale, reliant Serebou à partir d'Akoupe Zeudji en passant par Adzope (nouveau), Attrakro (élévation de tension à 90 kV) et Daoukro (nouveau). De plus, tout en haussant la fiabilité d'approvisionnement du réseau 90 kV existant, ils visent à renforcer la capacité d'approvisionnement pour répondre à l'augmentation de la demande entraînée par l'électrification urbaine et rurale de cette région.

Ils visent également le renforcement de la capacité d'approvisionnement de la région limitrophe du Ghana à partir de Mouyassue (nouveau à Mafere Eboue), relié au Ghana par un réseau 225 kV, par un raccordement à Daoukrou en passant par Abengourou (élévation de tension).

Le Tableau 5.18 et le Tableau 5.19 présentent les plans de renforcement des équipements de la région Sud-Est.

Tableau 5.18 Plans de renforcement des équipements de la région Sud-Est

Unité : milliard de FCFA ; numéros en rouge : projets dont la source de financement est à l'étude

No	Résumé	Achèvement	Plans de renforcement	Montant d'investissement	Financement
27	Nouveau poste 225 kV à Adzope Nouvelle ligne de transport 225 kV Akoupe Zeudji - Adzope	2019	TR: 225/33kV, 40MVA x 2 LT : 100km	20.26	KFAED
28	Nouveau poste 225 kV Attakro Nouvelle ligne de transport 225 kV Adzope - Attakro	2020	TR: 225/90kV, 70MVA x 2 LT : Attakro - Adzope 75km	11.71	
29	Nouveau poste 225 kV Daoukro Nouvelle ligne de transport 225 kV Serebou - Daoukro - Attakro	2022	TR: 225/33kV, 60MVA x 2 LT : Serebou - Daoukro 103km Daoukro - Attakro 53km	22.01	

Source : Mission d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES

Tableau 5.19 Plan de renforcement des équipements de la région Sud-Est (aux environs de la frontière du Ghana)

Unité : milliard de FCFA ; numéros en rouge : projets dont la source de financement est à l'étude

No	Résumé	Achèvement	Plans de renforcement	Montant d'investissement	Financement
30	Nouveau poste 225 kV MOUYASSUE (MAFERE EBOUE) Piquage de la ligne de transport 225 kV Riviera - Prestea	2020	TR: 225/33kV, 40MVA x 2 LT : Piquage de la ligne de transport Riviera - Prestea 10 km	10.00	
31	Nouveau poste 225 kV à Abengourou Nouvelle ligne de transport 225 kV Eboue - Abengourou - Daoukro	2022	LT : Eboue - Abengourou 170km Abengourou - Daoukro 90km	30.29	

Source : Mission d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES

La Figure 5.10 présente la carte des lignes de transport de la région Sud-Est.



Source : Carte des lignes de transport de CI-ENERGIES
 Figure 5.10 Carte des lignes de transport de la région Sud-Est

(8) Plans de renforcement des équipements de la région Ouest

Les plans de renforcement des réseaux de la région Ouest ont pour objectifs, d'une part, d'assurer la capacité d'approvisionnement pour répondre à la forte augmentation de la demande entraînée par le développement minier près de la frontière du Liberia, par le développement urbain de cette région et par l'interconnexion au réseau du Liberia, et, d'autre part, de hausser la fiabilité de l'approvisionnement par le doublement de la ligne de transport simple Soubre - Buyo - Man.

L'approvisionnement des mines est prévu depuis le nouveau poste de transformation qui sera installé à Duekoue entre Man et Buyo, en passant par le poste de transformation de Zagne et le poste de transformation de Toulepleu près de la frontière du Liberia, où la tension sera abaissée à 90 kV pour l'approvisionnement minier de Mine Ity.

Les plans prévoient également une ligne de transport double San Pedro - Soubre pour approvisionner le réseau en boucle de la région intérieure, par les sources d'énergie hydrauliques de Gribo Popoli et Boutoubre qui seront construites au sud de Soubre et par la source d'énergie thermique au charbon de la banlieue de San Pedro. Pour San Pedro - Soubre, une seule ligne sera ajoutée, la ligne 90 kV actuelle continuant d'être exploitée telle quelle.

Quant à l'interconnexion avec le Liberia, elle se fera en deux points, à savoir : depuis San Pedro par le tracé qui, passant par Tiboto, sera construit près de la frontière, et depuis le tracé qui transporte l'électricité de Man à Yekepa au Liberia.

Le Tableau 5.20 présente les plans de renforcement des équipements de la région Ouest, et la Figure 5.11 présente la carte des lignes de transport de la région Ouest.

Tableau 5.20 Plans de renforcement des équipements de la région Ouest

Unité : milliard de FCFA ; numéros en rouge : projets dont la source de financement est à l'étude

No	Résumé	Achèvement	Plans de renforcement	Montant d'investissement	Financement
32	Nouvelle ligne de transport 225 kV San Pedro - Soubre Ajout de bancs 225 kV et 90 kV au poste de San Pedro	2019	LT : San Pedro - Soubre 128km TR: 225/90kV, 100MVA x 1 90/15kV, 50MVA x 2	21.80	BAfD
33	Nouvelle ligne de transport 225 kV Soubre - Buyo - Duekoue - Man Ajout de sortie de ligne de transport 225 kV aux postes de Soubre, Buyo, Duekoue et Man	2021	LT : Soubre - Buyo 79km Buyo - Duekoue 110km Duekoue - Man 86km Liaison de raccordement au poste de Duekoue, 0,5 km	41.85	EB CHINE
34	Nouveau poste 225 kV à San Pedro Nouvelle ligne de transport 225 kV San Pedro1 - San Pedro2	2021	TR: 225/15kV, 50MVA x 3 LT : 10km	10.00	
35	Nouveau poste 225 kV à Duekoue Nouveau poste 225 kV à Zagne Nouvelle ligne de transport 225 kV Duekoue - Zagne	2019	TR: Duekoue 225/33kV, 40MVA x 2 Zagne 225/33kV, 24MVA x 2 LT : 77km	22.61	
36	Nouveau poste 225 kV à Daloa Nouvelle ligne de transport 225 kV Daloa - Buyo	2021	TR: 225/90kV, 100MVA x 1, 90/33kV, 24MVA x 1 LT : Daloa - Buyo 87km C : 6 x 2.4Mbar	17.00	
37	Nouveau poste 225 kV à Toulepleu Nouvelle ligne de transport 225 kV Zagne - Toulepleu Nouvelle ligne de transport 90 kV Toulepleu - Mine Ity Ajout de sortie de ligne de transport 225 au poste de Zagne et 90 kV au poste de Mine Ity	2021	TR: 225/90kV, 100MVA x 1, 90/33kV, 20MVA x 2 LT : 225kV Zagne - Toulepleu 165km 90kV Toulepleu - Mine Ity 57km	33.67	
38	Ajout de bancs au poste 90 kV de Touba Nouvelle ligne de transport 90 Laboa - Touba Ajout de sortie de ligne de transport 90 kV au poste de Laboa	2020	TR: 90/33kV, 40MVA x 2 LT : 78km	22.69	EB CHINE
39	Nouvelle ligne de transport 90 kV Touba - Man	2020	LT : Touba - Man 100km	10.76	

Tableau 5.21 Plans de renforcement des équipements de la région Centre-Ouest

Unité : milliard de FCFA ; numéros en rouge : projets dont la source de financement est à l'étude

No	Résumé	Achèvement	Plans de renforcement	Montant d'investissement	Financement
40	Nouveau poste 225 kV à Gagnoa2 Piquage de la ligne de transport 225 kV Soubre - Taabo Piquage de la ligne de transport 90 kV Divo - Gagnoa1	2018	TR: 225/90kV, 100MVA x 2, 90/15kV, 24MVA x 2, 90/30 24MVA x 2 LT : Ligne de piquage 225 kV 0,25 km Ligne de piquage 90 kV 5 km	11.00	BM
41	Nouveau poste 90 kV à Mankono Nouvelle ligne de transport 90 kV Mankono - Seguela Nouvelle ligne de transport 90 kV Mankono - Zuenoula Ajout de sortie de ligne de transport 90 kV au poste de Seguela	2019	TR: 90/33kV, 40MVA x 2 LT : Mankono - Seguela 71km Mankono - Zuenoula 82km	19.02	
42	Nouveau poste 90 kV à Vavoua Nouvelle ligne de transport 90 kV Daloa - Vavoua Nouvelle ligne de transport 90 kV Vavoua - Zuenoula Ajout de sortie de ligne de transport 90 kV au poste de Daloa	2019	TR: 90/33kV, 20MVA x 2 LT : Daloa - Vavoua 57km Vavoua - Zuenoula 56km	18.92	
43	Hausse de tension à 225 kV au poste de Divo Piquage de la ligne de transport 225 kV Soubre - Taabo	2020	TR: 225/90kV, 100MVA x 2, 90/15kV, 24MVA x 2, 90/33kV, 24MVA x 2 LT : 50km	20.50	
44	Ajout de bancs au poste 90 kV de Marabadiassa Ajout de sortie de ligne de transport 90 kV	2020	TR: 90/33kV, 10MVA	1.32	

Source : Mission d'étude de la JICA d'après les données de CI-ENERGIES

5-4 Plans d'équipements de distribution

5-4-1 Plan directeur de distribution

(1) Conception de la composition des équipements

Les équipements qui composent le réseau de distribution jouant un rôle important en tant qu'équipements finaux d'approvisionnement des clients, la formation desdits équipements doit être basée sur des caractéristiques telles que les suivantes.

- Étant donné l'ampleur et l'étendue considérables des équipements, des considérations spéciales s'imposent quant aux modalités de composition des équipements et la normalisation de leurs spécifications.
- Dans les zones urbaines où la densité de la demande est élevée, il est nécessaire que la composition des équipements soit en harmonie avec les autres infrastructures.
- Afin d'éviter tout impact, notamment sur les équipements de réception et appareils électriques des clients, il est nécessaire de maintenir la qualité de l'électricité, en termes notamment de régulation de la tension, de contrôle des courants de court-circuit et de terre, de maintien de la fréquence, et de réduction du nombre et de la durée des coupures d'électricité.
- Il est nécessaire d'avoir des règles d'un haut degré de justice et de transparence en matière de types de clients et de raccordement aux sources d'énergie connectées au réseau de distribution.
- Il est nécessaire de connaître et de réduire les pertes : pertes de puissance techniques du réseau de distribution (pertes de résistance par la conduction électrique vers une ligne ou un transformateur), et pertes non techniques (erreurs de mesure, volume d'utilisation indéterminé à cause de la non-collecte des frais d'utilisation, divergence quant au volume d'utilisation de l'électricité par les clients en raison de vols d'électricité, etc.).
- Pour réduire la fréquence et la durée des coupures d'électricité, il est nécessaire que la composition des équipements permette rapidement de détecter les défauts, de les isoler et de commuter l'approvisionnement sur un tronçon sain.

De plus, l'élaboration des plans d'équipements de distribution exige, non pas simplement des plans de renforcement des équipements – lignes de distribution 33 kV et 15 kV, poteaux électriques, équipements pour câbles souterrains (gouttières de câbles, canalisations, etc.), commutateurs de section, dispositifs de régulation de la tension, etc.) selon les prévisions de demande incluant l'électrification rurale et la connaissance des tendances des gros clients –, mais un examen global incluant le plan d'approvisionnement des clients par alimentation directe 33 kV et 15 kV, le plan de renforcement des bancs (transformateurs) de distribution qui abaissent la tension de 225 kV ou 90 kV à 33 kV ou 15 kV, et l'interconnexion des sources d'énergie renouvelables et des générateurs domestiques au réseau de distribution.

Dans cette perspective, la conception de la composition des équipements est la suivante dans le plan directeur de distribution.

- En ce qui concerne la composition de base des réseaux de distribution du Grand Abidjan et des villes principales telles que Yamoussoukro, Bouake et San Pedro, il s'agit de réseaux maillés dont l'interconnexion des lignes de distribution permet le transport par d'autres bancs de distribution lors d'un défaut.
- Dans le futur, faire passer de 15 kV à 20 kV la tension de distribution de la ville d'Abidjan. D'abord, aux environs des nouveaux postes sources, introduire les équipements dans les

régions où le développement est prononcé ; dans le centre d'Abidjan, où sont concentrés la majorité des réseaux existants (aux environs des postes sources existants), poursuivre l'exploitation à 15 kV, mais en ce qui concerne les transformateurs à renouveler pour la transition finale à 20 kV, les remplacer tous par des transformateurs compatibles 15 kV et 20 kV.

- La composition standard des postes sources de la ville d'Abidjan sera de trois transformateurs 50 MVA, avec un nombre maximum de 30 lignes de distribution sortantes (24 lignes régulières et 6 lignes de réserve).
- Pour les lignes de distribution de la ville d'Abidjan, remplacer les câbles par des câbles en aluminium de 240 mm². Adopter une composition de réseau telle que la longueur des câbles d'alimentation et le taux de charge soient optimaux pour la réduction des pertes techniques du réseau de distribution. Mettre ultimement sous terre toutes les lignes de distribution, et viser un taux de charge de 65% en temps normal (en 2014, le taux de charge moyen était de 95%).
- Mettre ultimement sous terre toutes les lignes de distribution, et viser un taux de charge de 65% en temps normal (en 2014, le taux de charge moyen était de 95%).
- Dans les cas où, pour l'approvisionnement des régions rurales, la distance à couvrir par les lignes de distribution est longue, le réseau sera composé de lignes aériennes 33 kV.

(2) Propositions du plan directeur de distribution

Dans le plan directeur de distribution, les propositions suivantes sont présentées au sujet des divers enjeux des réseaux de distribution, et, dans certains cas, des initiatives concrètes sont déjà commencées.

- Introduction d'un système de distribution automatisé permettant l'observation du réseau de distribution et la commande à distance des commutateurs de section pour pouvoir effectuer rapidement les commandes de rétablissement lors d'un défaut (l'introduction d'une partie des équipements est commencée à Abidjan).
- Réduction des pertes non techniques, notamment par la délimitation claire des équipements avec les clients, le scellement au plomb des compteurs des clients et l'introduction de compteurs intelligents (réalisation d'essais pour les compteurs intelligents).
- Bâtiments publics de transformateurs pour lignes de distribution, et, pour les bâtiments ordinaires, dispositions juridiques pour l'assurance d'un espace de stockage des transformateurs.
- En vue de la mise sous terre de tous les réseaux d'Abidjan, examen d'un système de protection des réseaux mixtes (aériens et souterrains).
- Sélection de transformateurs respectant rigoureusement la capacité de court-circuit des réseaux de tension moyenne (max. 12,5 kA).
- Formation de ressources humaines pour répondre à l'expansion substantielle des réseaux de distribution.

5-4-2 Plan d'équipements des réseaux de distribution du Grand Abidjan

Sur la base de la conception des plans de renforcement des réseaux dans le Grand Abidjan, il est prévu de renforcer, d'ici 2030, les bancs de distribution tel qu'indiqué au Tableau 5.22.

Les nouveaux équipements de 20 kV à introduire, indiqués en jaune sur la Figure 5.12, seront aménagés à partir de la périphérie de la ville d'Abidjan. De plus, pour la ceinture industrielle de l'Ouest, il est prévu un approvisionnement par ligne de distribution 33 kV au moyen des bancs de

distribution des postes de transformation Yopougon 1, Yopougon 2 et Akoupé-Zeudji.

Tableau 5.22 Plan d'aménagement des bancs de distribution du Grand Abidjan (pour 2030)

Postes HTB/HTA	Configuration 2030						
	SOUS-STATION	90/15kV	90/20kV	90/33kV	225/15kV	225/20kV	225/33kV
ABOBO		3x50 MVA					
BIANORD		3x50 MVA					
DJIBI					3x50 MVA		
PLATEAU		3x50 MVA					
RIVIERA		3x50 MVA					
BINGERVILLE						3x50 MVA	
ANANI					3x50 MVA		
ANOUMANBO		3x50 MVA					
BIASUD					3x50 MVA		
TREICHVILLE		3x50 MVA					
VRIDI		3x50 MVA			3x50 MVA		
AZITO					3x50 MVA		
YOPOUGON 1				1x50 MVA	3x50 MVA		
YOPOUGON 2		3x50 MVA					2x60 MVA
GRAND-BASSAM			2x50 MVA				
YOPOUGON 3						3x50 MVA	
ABOBO - ANYAMA						3x50 MVA	
AKOUPÉ-ZEUDJI			3x50 MVA				2x60 MVA
ANANI 2						3x50 MVA	
BAKRE						3x50 MVA	
SONGON		2x50 MVA		1x50 MVA			

Source : DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE (Document de référence) CI-ENERGIES FEVRIER 2018



Source : DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE (Document de référence) CI-ENERGIES FEVRIER 2018

Figure 5.12 Postes de transformation 20 kV introduits

La Figure 5.13 présente les zones approvisionnées par les bancs de distribution de chacun des



postes.

Source : DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE

(Document de référence) CI-ENERGIES FEVRIER 2018

Figure 5.13 Zones approvisionnées par chacun des postes de transformation

5-5 Plans d'automatisation

L'automatisation des équipements d'électricité vise à réduire le nombre d'opérateurs, en concentrant les opérations d'observation et de commande à distance au moyen du système SCADA et de dispositifs à commande automatique, pour l'exécution des tâches actuellement effectuées par les opérateurs : instructions de contrôle de la demande et de l'offre des centrales, observation et contrôle des transformateurs et câbles d'alimentation des lignes de distribution par des opérateurs résidents dans ou près des postes de transformation, observation des transformateurs pour lignes de distribution et commande des commutateurs de section sur le terrain, etc.

Les plans d'automatisation d'ici 2030 comprennent des centres d'alimentation (avec fonctions centralisées d'observation et de commande des postes de transformation et de l'offre et de la demande), des postes sources, et la préparation des réseaux de télécommunications nécessaires à la construction desdits systèmes.

Quant à l'organisation ou au cadre futur, cela consistera à poursuivre l'automatisation sans personnel des postes de transformation, d'abord par l'opération des réseaux principaux en deux endroits, à savoir : au Centre de Conduite Distribution Abidjan qui, en coordination avec le WAPP, gèrera l'offre et la demande des postes de transformation et les réseaux principaux (225 kV et, dans le futur, 400 kV et 330 kV), et au centre de distribution (Centre de Conduite Distribution intérieur du pays, à Yamoussoukro) qui contrôlera les réseaux principaux et les postes de transformation 90 kV sous les ordres du Centre de Conduite Distribution Abidjan.

Quant au système nécessaire au centre d'alimentation pour contrôler à distance l'offre et de la demande et commander à distance les postes de transformation, il est prévu qu'il soit d'un type similaire à celui du système actuel d'Abidjan et qu'il pourra jouer un rôle d'appoint.

De plus, il est prévu d'aménager un poste source similaire à celui d'Abidjan à Yamoussoukro, pour la supervision et le contrôle d'une partie des réseaux de distribution.

La Figure 5.14 présente le cadre organisationnel d'exploitation des réseaux électriques visé à l'horizon 2030.

En ce qui concerne l'aménagement du réseau de télécommunications, il est prévu qu'il ne vise pas seulement la protection et le contrôle des équipements de transport et transformation, comme c'était le cas jusqu'ici, mais qu'il permette également la surveillance et le contrôle centralisés de tous les postes de transformation, ainsi que la surveillance vidéo en temps réel.

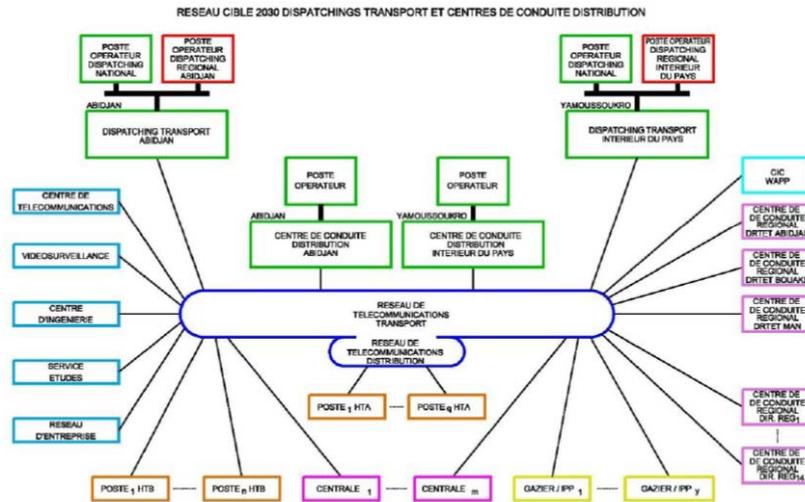
Les plans d'aménagement du réseau de télécommunications se divisent, en gros, en deux plans, dont un concerne les équipements de télécommunications des réseaux de transport, par la pose d'un câble de garde à fibres optiques composé de 24 fibres optiques sur toutes les nouvelles lignes de transport 400 kV, 330 kV, 225 kV et 90 kV qui seront introduites, ainsi que sur un certain nombre de tronçons existants des lignes de transport existantes (par remplacement), en boucles. Deux boucles sont déjà en place dans la région d'Abidjan, et la construction d'une troisième est prévue.

Il est également prévu d'examiner, pour le futur, l'ouverture (la location) de ces câbles à fibre optique – à l'exception de ceux utilisés spécialement pour l'électricité – pour la communication générale.

Quant au deuxième plan, il s'agit de la construction, sur les équipements de communication des réseaux de distribution de la région d'Abidjan, d'un réseau privé virtuel (VPN) dédié à la surveillance et au contrôle des lignes de distribution, dans tous les postes sources. De plus, d'ici 2030, il est prévu de déployer, dans l'ordre, un système permettant la commande à distance des câbles d'alimentation des postes sources depuis le Centre de Conduite Distribution, et des dispositifs permettant le contrôle

à distance des transformateurs pour lignes de distribution et des commutateurs de section et la détection des pannes. Pour cela, des équipements radio HF et GSM seront aménagés à Abidjan et dans sa banlieue.

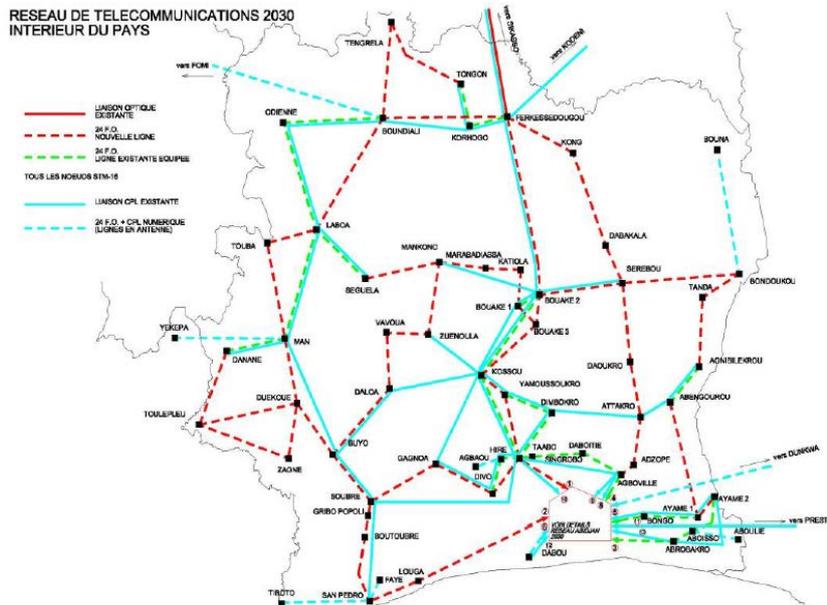
La Figure 5.14 présente le réseau de télécommunications planifié pour 2030, et la Figure 5.15 celui d'Abidjan.



Source : DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE

(Document de référence) CI-ENERGIES FEVRIER 2018

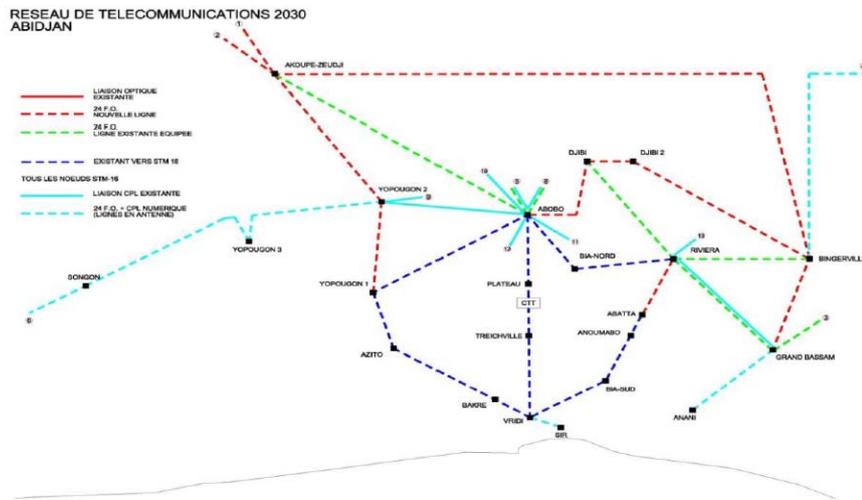
Figure 5.14 Organigramme opérationnel des réseaux électriques en 2030



Source : DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE

(Document de référence) CI-ENERGIES FEVRIER 2018

Figure 5.15 Réseau de télécommunications 2030



Source : DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE
 (Document de référence) CI-ENERGIES FEVRIER 2018

Figure 5.16 Réseau de télécommunications d'Abidjan 2030

5.6 Enjeux des réseaux électriques

Un grand nombre de nouveaux équipements sont proposés dans le plan directeur de l'énergie électrique. Les choses se déroulent toutefois rarement comme prévu, avec comme résultat une situation imparfaite ou non conforme du point de vue des réseaux. Pour cette raison, il importe que les réseaux électriques soient exploités en tenant compte de l'état actuel des équipements, et, dans certains cas, que leur opération stable soit assurée par des dispositifs de protection.

Fondamentalement, il est nécessaire que l'exploitation des réseaux électriques réponde aux exigences techniques ci-dessous.

- Gestion du courant (en Côte d'Ivoire, sans dépasser 100% de la capacité thermique normale)
- Maintien de la fréquence (en Côte d'Ivoire, 50 Hz \pm 0,1 Hz en temps normal)
- Maintien de la tension (en Côte d'Ivoire, tension nominale \pm 5% en temps normal)
- Maintien de la stabilité (maintien du fonctionnement synchrone des générateurs parallèles)

Il semble donc nécessaire, au sujet des conditions ci-dessus, d'identifier comme ci-dessous la situation actuelle et les enjeux de l'exploitation des réseaux en Côte d'Ivoire, et de poursuivre avec cohérence les contre-mesures face aux enjeux relatifs aux plans d'équipements et à l'opération des réseaux.

(1) Gestion du courant

Selon les résultats de l'analyse du plan directeur de l'énergie, le défaut d'un seul transformateur ne pose pas problème, mais il arrive que la surcharge soit de 146% lors d'un défaut sur une ligne de transport simple. Il est nécessaire, en analysant le courant lors d'une contingence N-1, d'établir la

valeur d'opération de ligne double en temps normal de manière à ne pas dépasser, lors d'un défaut, 110% de la capacité thermique de ligne simple.

En Côte d'Ivoire, tous les réseaux principaux sont interconnectés (réseaux en boucle ou réseaux maillés), ce qui rend difficile la connaissance en temps réel du courant qui circule sur la ligne restante ou sur le transformateur restant lors d'un défaut, et rend également difficile la prise de mesures de rétablissement d'urgence en modifiant la composition du réseau pour réduire le courant, d'où s'ensuit l'importance de procéder à un examen préalable. Il est donc souhaitable, d'une part, que soit élaboré à l'avance un document de mesures de contingence en prévision de telles éventualités pour les équipements qui gèrent difficilement le courant lors d'un défaut, et que, d'autre part, les responsables reçoivent une formation générale à ce sujet. L'ajout de nouveaux équipements s'impose dans les cas où la prise de mesures opérationnelles n'est pas possible, mais, entre-temps, il est nécessaire d'envisager des solutions comme la modification de la composition du réseau ou le délestage par un dispositif de protection tel qu'un relais de protection contre la surcharge.

Par ailleurs, un grand problème avec les réseaux en boucle est celui de l'augmentation du courant de défaut lors d'un défaut de court-circuit ou de terre. Avec un réseau en boucle ou maillé, le courant de défaut circule en de nombreux emplacements, avec pour conséquence que, même s'il y a de la marge dans le pouvoir de coupure des disjoncteurs en place, il importe de vérifier la transition du courant de défaut et d'examiner s'il est souhaitable ou non d'augmenter le pouvoir de coupure ou de diviser le réseau. En outre, puisque lors des calculs analytiques les générateurs sont examinés en situation difficile – étant tous, par exemple, parallèles –, il faudra également, dans le futur, exploiter les réseaux avec une plus grande précision, au moyen d'analyses en ligne de données sur les conditions réelles de fonctionnement des générateurs et sur la composition des réseaux.

(2) Maintien de la fréquence

Pour maintenir la fréquence, il importe d'équilibrer en tout temps la demande et le productible (l'offre). La Côte d'Ivoire appartient aux réseaux interconnectés du WAPP, et au sein des réseaux WAPP divisés en cinq zones, les réseaux interconnectés de la Côte d'Ivoire, du Burkina Faso, du Ghana et du Mali sont dans la même zone, la régulation de la fréquence étant effectuée par la Côte d'Ivoire et le Ghana, pays dont la puissance de production d'électricité est élevée. Dans les faits, la ligne interconnectée avec le Ghana est ouverte en temps normal, et la fréquence, Mali et Burkina Faso compris, est maintenue à 50 Hz sur les générateurs de TAABO et d'AZITO en Côte d'Ivoire.

Pour les générateurs et les variations de fréquence lors des chutes de charge, tout en comptant sur des régulateurs de machines hydrauliques, on envisage l'abandon des plus gros générateurs comme puissance de réserve.

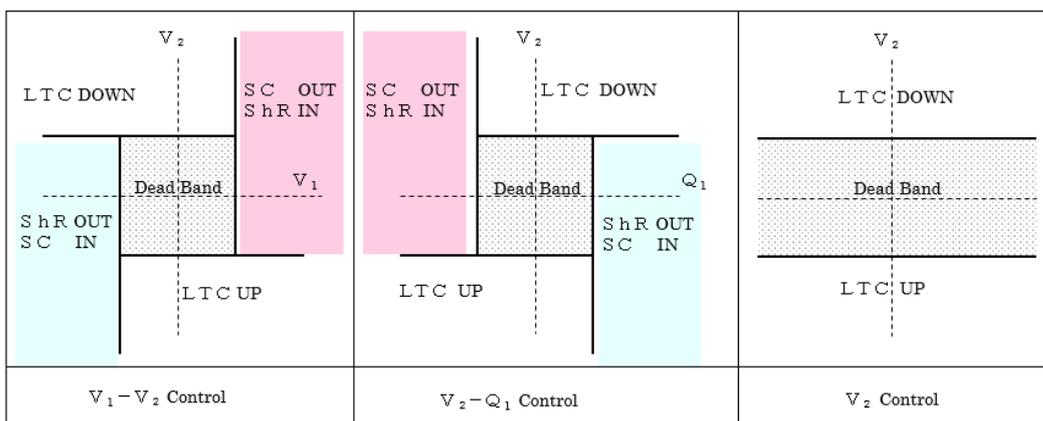
Comme enjeu, on peut mentionner l'utilisation de relais de fréquence pour les variations de fréquence entraînées par les fortes chutes de source d'énergie et les chutes de charge, par exemple en cas d'indisponibilité par avarie d'une ligne de transport principale. Pour cela, il est possible d'installer un relais détecteur de fréquence excessive combiné à une minuterie qui déconnecte les générateurs dans les cas où, par exemple, la fréquence dépasse 50,5 Hz, ou, pour les baisses de fréquence, d'installer un relais détecteur de fréquence insuffisante combiné à une minuterie adaptée à la vitesse de baisse de la fréquence pour couper successivement, à l'avance, les lignes de transport sous charge, afin que la fréquence ne descende pas sous 48,0 Hz.

(3) Maintien de la tension

La variation de la tension est régulée par condensateur statique (Sc), réacteur shunt (Shr), compensateur statique d'énergie réactive (SVC), et par changeur de prises de transformateur. L'analyse effectuée dans le plan directeur indique des hausses ou baisses d'environ 20% lors d'un défaut d'équipements de modification de phase. De plus, la présente étude a permis de confirmer la situation dans laquelle le réseau 225 kV du Nord est à moins de 200 kV en temps normal. Les futurs plans d'aménagement d'équipements de modification de phase prévoient la mise en place de condensateurs statiques dans la région d'Abidjan, où la demande d'électricité est élevée, et la mise en place de réacteurs shunt pour limiter la hausse de tension par la capacité de terre dans les régions intérieures, y compris la région Nord. Dans la région Nord, tout spécialement, la planification a été modifiée pour des SVC, efficaces aussi bien pour les hausses que pour les baisses de courant, car il semble qu'y soient considérables les variations de tension entraînées par les hausses ou baisses du courant sur les lignes de transport des régions intérieures.

Les prochains enjeux concerneront la prise de connaissance de l'équilibre de la puissance réactive à l'intérieur des réseaux, par des calculs analytiques adaptés aux configurations du courant, et la mise en place des équipements de modification de phase aux emplacements appropriés et en quantités appropriées. L'étude a montré que des commutateurs de prises à vide (LTC) ont été installés, mais il n'a pas été possible de vérifier leur méthode d'utilisation.

Comme méthode de contrôle de la tension, on peut mentionner, à titre d'exemple, l'utilisation de contrôleurs automatiques de tension et puissance réactive (VQC). La Figure 5.17 présente une méthode d'installation typique, qui consiste à contrôler la tension primaire et la tension secondaire sur un réseau principal, à contrôler la tension secondaire et le côté primaire du transformateur sur un réseau intermédiaire, et à contrôler uniquement la tension secondaire par LTC sur un réseau de distribution.



Source : élaboré par la mission d'étude de la JICA

Figure 5.17 Exemple de système de contrôle VQC

Le Plan directeur de l'énergie électrique rapporte des cas d'écroulement de tension suite à l'échec des calculs pendant l'analyse de défaut. Pour confirmer un phénomène d'écroulement de tension, il est nécessaire de connaître les caractéristiques de tension de la charge.

Les caractéristiques de tension de la puissance active/réactive de la charge se divisent en trois

grandes catégories. La première est la caractéristique de puissance constante, où l'électricité consommée ne change pas même si la tension change ; la deuxième est la caractéristique de courant constant, où l'électricité consommée est proportionnelle à la variation de la tension ; et la troisième est la caractéristique d'impédance constante, où l'électricité consommée est proportionnelle au carré de la tension ; la charge qui a un impact particulièrement grand sur l'écroulement de tension est celle de la caractéristique de puissance constante où la charge ne change pas même si la tension baisse, cas typique des appareils tels que les ventilateurs d'usine. En outre, il est connu que le contrôle de maintien de la tension secondaire par l'action des changeurs de prises des transformateurs empêche la réduction de la charge par abaissement de la tension, ce qui affecte la stabilité de la tension. Pour cette raison, lors de l'analyse du phénomène d'instabilité de tension, il est nécessaire de vérifier, par des calculs précis au moyen d'outils d'analyse sur simulateur de précision, les caractéristiques de charge et l'action des changeurs de prises (l'analyse effectuée dans le plan directeur établit un modèle de l'effet de contrôle des changeurs de prises en termes de caractéristiques de charge).

Un enjeu supplémentaire est celui du danger que représente un maintien de la tension reposant sur des équipements de modification de phase. Il faut tout spécialement tenir compte du fait que, puisqu'avec les condensateurs statiques la puissance de sortie réactive varie selon le carré de la tension, elle accentue la baisse de la tension lorsque celle-ci survient, ce qui peut aller jusqu'à son écroulement. Les plans prévoyant la mise en place d'un condensateur statique d'énergie réactive (SVC) il n'y aura pas de problème si la baisse de tension reste dans les limites de contrôle, mais une mise en garde s'impose, car le SVC a des caractéristiques similaires à celles des condensateurs ordinaires lorsque, en cas de défaut, la baisse de tension est considérable. Comme contre-mesure, il est souhaitable d'examiner la mise en place d'un SVC à auto-commutation, ce dispositif possédant sa propre source de tension pour ne pas subir les effets de la tension du réseau.

Par ailleurs, il importe d'avoir également des attentes quant à la puissance de sortie réactive des générateurs. Normalement, le courant d'excitation est régulé par un régulateur de tension automatique (AVR) pour maintenir constante la tension des bornes des générateurs, mais en utilisant plutôt un régulateur de tension de système d'alimentation (PSVR) pour maintenir constante la tension des jeux de barres côté réseau, on peut compter sur un approvisionnement accru de puissance réactive depuis les générateurs en cas de baisse de la tension côté réseau.

(4) Maintien de la stabilité

Le problème du fonctionnement synchrone des générateurs des réseaux électriques de Côte d'Ivoire est qu'il s'agit de générateurs hydroélectriques qui se trouvent loin des centrales thermiques installées en grand nombre dans la région d'Abidjan. Comme le montrent les résultats d'analyse, l'interruption de la ligne de transport 225 kV du Nord entraîne, pour la centrale de Buyo, le détachement de l'interconnexion à la ligne de transport 90 kV du Nord-Ouest, celle-ci étant remplacée par une interconnexion aux lignes de transport 225 kV et 90 kV du tracé sud, ce qui prolonge la distance électrique (augmente l'impédance de ligne) et rend difficile le fonctionnement synchrone avec les autres générateurs (décrochage).

Le dispositif de protection entraîne l'arrêt du générateur, mais cela provoque ensuite de l'instabilité sur l'ensemble du réseau électrique et peut entraîner la déconnexion d'autres générateurs.

Comme contre-mesure, il est efficace de mettre en place un dispositif de stabilisation qui évite le décrochage d'autres générateurs en excluant rapidement celui qui risque de décrocher. Il est également nécessaire de procéder à un examen incluant un contrôleur de délestage pour maintenir l'équilibre en l'offre et la demande après la déconnexion d'un générateur.

(5) Autres enjeux de réseau

La région Nord de la Côte d'Ivoire étant très ensoleillée, on y poursuit la construction et la planification de grandes centrales solaires. La centrale Korhogo solaire (25 MW) est actuellement en construction, et elle sera suivie de Poro Solaire (50 MW), en cours de développement. En plus de l'énergie thermique dans le Sud et de l'énergie hydroélectrique dans le Centre, cette implantation de centrales solaires dans le Nord est souhaitable du point de vue de la distribution de la capacité d'approvisionnement. La capacité de production des centrales solaires varie selon les conditions météorologiques et il est connu que cela complique l'ajustement de l'offre et de la demande, ce qui entraîne un important enjeu pour les réseaux.

Tout spécialement, avec l'augmentation des centrales solaires, le nombre de machines tournantes telles que machines thermiques et machines hydrauliques en service diminue, la capacité de synchronisation des réseaux faiblit et il y a beaucoup de fluctuations électriques – variations de fréquences, etc. – en cas de défaut ; par conséquent, il est nécessaire d'examiner également dans le détail les divers dispositifs de maintien de la stabilité des réseaux. Étant donné la future augmentation rapide du taux de centrales solaires, il faudra procéder à cet examen sans tarder.

On constate de nombreux cas d'indisponibilité dus à la stabilité insuffisante du courant ou de la tension lors d'un défaut, et comme l'indisponibilité dans la région d'Abidjan peut avoir un grand impact social, il importe qu'en cas de défaut cela n'entraîne pas d'indisponibilité dans les zones principales de la région d'Abidjan. Comme contre-mesure, on peut envisager la mise en place de dispositifs de stabilisation qui, lors d'un défaut sur une ligne d'approvisionnement de la région d'Abidjan, maintiennent le réseau isolé en sélectionnant une charge adaptée à la puissance de production des centrales thermiques de la région d'Abidjan. Quant aux spécifications des dispositifs, il semble nécessaire, non seulement de les adapter simplement à la puissance de production et à la charge, mais de les doter d'une fonction de contrôle de la puissance réactive tenant compte des équipements de modification de phase et de la capacité de charge des lignes.

Le Plan directeur de l'énergie électrique subit actuellement des modifications majeures en termes d'introduction de réseaux 400 kV, de plans d'ajout de postes de transformation, et de production décentralisée (centrales solaires, etc.). De plus, se poursuivront la hausse d'efficacité des réseaux et la diminution des pertes de transport, en éliminant la tension 90 kV au profit de la baisse de tension directe de 225 kV à 33 kV et à 15 kV depuis les centrales, et en haussant de 15 kV à 20 kV la tension de transport dans la région d'Abidjan.

S'il est souhaitable que ces plans d'équipements se déroulent bien, il importe également que les réseaux soient exploités de manière à pouvoir faire face, au besoin, aux retards et aux changements de planification, et l'étude a permis de confirmer que CI-ENERGIES effectue avec précision les calculs analytiques pour cela. En outre, il est nécessaire que se poursuive la coopération technique des pays étrangers dans les cas où s'avèrent nécessaires de nouvelles connaissances et méthodes pour faire face aux enjeux susmentionnés.

5-7 Plans d'électrification rurale

5.7.1 Plan directeur de l'électrification rurale

(1) Résumé du Plan directeur de l'électrification rurale

L'électrification des petits hameaux et des villages des régions non électrifiées est un des principaux objectifs du Plan national de développement ; par l'électrification, on vise notamment l'amélioration du cadre de vie dans les régions, le développement économique par l'offre de moyens d'augmentation des revenus pour les habitants des régions, ainsi que la création de valeur ajoutée et la construction de chaînes de valeur dans les régions.

L'électrification rurale se poursuit principalement dans le cadre du Programme national d'électrification rurale (PRONER) et du Plan directeur de l'électrification rurale (PDER) adoptés en 2013 par le gouvernement.

Le PDER se compose des objectifs d'électrification pour l'ensemble de la Côte d'Ivoire et des politiques concrètes d'électrification des régions non électrifiées pour atteindre lesdits objectifs ; quant aux objectifs d'électrification, ils sont établis selon une analyse de la demande d'ici 2030 et selon la conception hiérarchique suivante en termes de priorités.

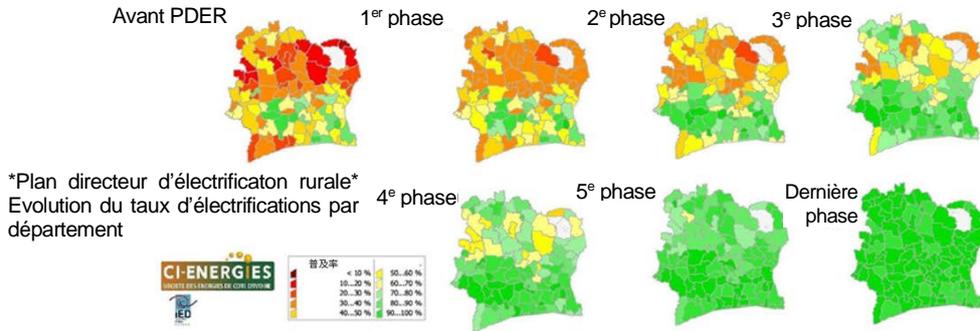
1. Pour favoriser l'équilibre entre les régions, objectif d'un taux de diffusion d'au moins 30% dans toutes les régions (unités départementales)
2. Objectif d'électrification à court terme de l'ensemble des zones administratives des sous-préfectures, et des zones de 500 habitants ou plus en date de 1998
3. Objectif d'électrification de l'ensemble du territoire de la Côte d'Ivoire

Ces objectifs comprennent également les régions qui sont actuellement approvisionnées par des centrales indépendantes.

En ce qui concerne les politiques d'électrification, on y a sélectionné la méthode d'approvisionnement par l'expansion des lignes de distribution et l'approvisionnement par une production hybride composée du diesel et d'énergies renouvelables comme le solaire. Par ailleurs, on compte également sur la production des énergies renouvelables pour assurer le maintien de la tension en fin de ligne après l'expansion des réseaux de distribution. Les plans comprennent également un système de suivi et d'évaluation en temps réel du développement des plans d'électrification rurale et de leur impact socio-économique.

De plus, dans une perspective intégrant les populations couvertes et les bases du développement économique, le PDER analyse l'impact socio-économique de l'électrification rurale, examine l'aspect chute de tension et établit l'ordre de priorité suivant pour les zones à électrifier : ① zones où le réseau renforcé peut répondre à la demande, ② zones où des mesures complémentaires d'exploitation seront nécessaires et ③ zones où l'on préconise des investissements supplémentaires pour améliorer le plan de tension (production d'énergies renouvelables distribuées en bout de réseau, solutions transitoires avec des autotransformateurs, et, à terme, installation de quatre postes sources pour l'approvisionnement supplémentaire). En outre, pour l'évaluation des critères techniques et économiques de sélection des solutions d'approvisionnement à faible coût, le PDER hiérarchise selon six échéances le raccordement des localités cibles par des lignes électriques.

La Figure 5.18 présente le déploiement rural de l'électrification à chacune des six échéances.



Source : PDER de CI-ENERGIES

Figure 5.18 Déploiement rural de l'électrification

En saisissant les caractéristiques des modes de consommation par zone selon les conditions géographiques et l'envergure de la zone – selon les données de demande après électrification et une enquête par questionnaire dans les zones–, le modèle de prévision de la demande du plan directeur prévoit que le taux de raccordement passera de 35% en 2015 à 70% en 2035, à raison d'une hausse de 2% par année fondée sur la prémisse d'un taux de croissance démographique annuelle de 2% et d'un taux de demande non ménagère d'environ 25% en 2020.

La Figure 5.19 indique la demande de pointe des réseaux de distribution 30 kV prévue par le plan directeur.

Source : Plan directeur de l'électrification rurale

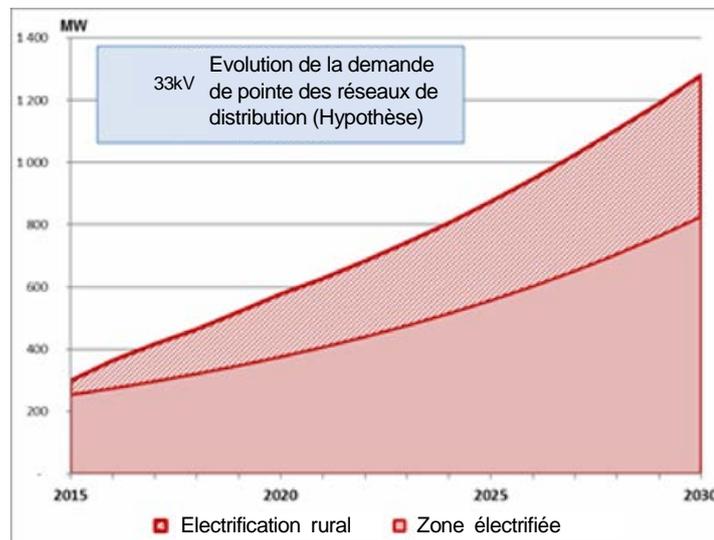


Figure 5.19 Prévision de la demande d'électricité sur le réseau de distribution 33 kV

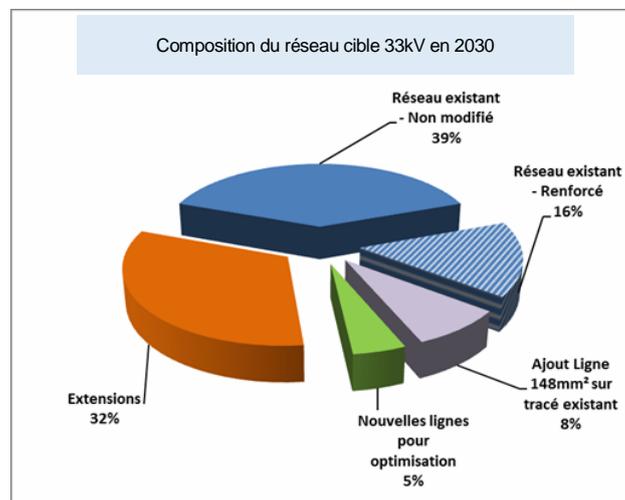
La politique d'électrification prévoit d'abord – sur la base du fait que la plupart des zones à électrifier sont des bâtiments administratifs régionaux et des localités de 500 personnes qui se trouvent dans un rayon de 20 km du réseau de distribution 33 kV – de prolonger les lignes de distribution 33 kV existantes jusqu'aux zones non électrifiées ou d'ajouter de nouvelles lignes depuis les postes de transformation, sur la base d'une étude portant notamment sur la carte des réseaux et sur la distance

des localités par rapport aux lignes de distribution et postes sources existants. La Figure 5.20 présente les détails des mesures relatives aux lignes de distribution 33 kV.

Par ces mesures, les lignes de distribution 33 kV, qui s'étendaient sur environ 20 500 km en 2014, s'étendront sur environ 40 000 km en 2030.

L'électrification rurale constitue un important projet de développement national, mais sa réalisation soulève comme enjeux le financement des équipements et matériaux pour ces quelque 25 000 km de lignes électriques, et le développement industriel permettant l'approvisionnement interne d'une partie de ces équipements et matériaux.

Parallèlement, il sera nécessaire, d'une part, de renforcer les capacités d'étude et de gestion de l'exécution pour ce plan à mettre en œuvre dans 5 000 villages, et, d'autre part, de former des ressources humaines pour la création de cartes par CAO et pour la supervision de l'exécution des travaux à un rythme soutenu.



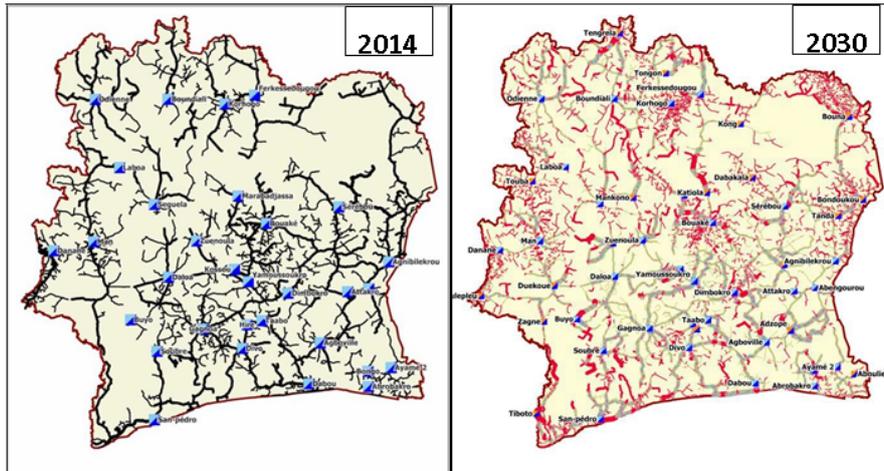
Source : Plan directeur de l'électrification rurale

Figure 5.20 Détail des mesures relatives aux lignes de distribution 33 kV

Dans les zones où la chute de tension est estimée de 7,5% à 10% et où la demande réelle a augmenté conformément au modèle de prévision, seront analysées l'application d'une régulation de la tension dans les postes sources, la compensation réactive et la régulation de la tension par des autotransformateurs en bout de réseau.

Quant aux quelque 550 zones où sont prévues des chutes de tension importantes en 2030, l'ajout de postes sources est planifié.

La Figure 5.21 montre ce que sera l'expansion des réseaux de distribution 33 kV de 2014 à 2030.



Source : Plan directeur de l'électrification rurale

Figure 5.21 Évolution future des réseaux de distribution 33 kV

5-7-2 Progression de l'électrification rurale et plans futurs

En 2011, il n'y avait que 2 877 zones électrifiées parmi les 8 517 zones (pour un taux d'électrification de 33,8%), et en 2017, 4 614 zones électrifiées parmi les 8 513 zones, haussant le taux d'électrification à 54,2%. Le Tableau 5.23 indique la progression des cinq dernières années, mais le service d'approvisionnement accuse un léger retard par rapport à l'électrification.

L'électrification des zones de 500 habitants ou plus a beaucoup progressé, avec pour conséquence que le pourcentage de personnes qui résident dans une zone électrifiée est passé de 74% en 2011 à 82% en 2017.

Tableau 5.23 Progression de l'électrification rurale

	2013	2014	2015	2016	2017
Nombres de zones nouvellement électrifiées (a)	551	160	538	68	420
- Zones de 500 personnes ou plus (b)	531	150	514	68	402
Zones avec service d'approvisionnement (c)	151	250	215	288	173
Nombre total de zones électrifiées (d) Année précédente (d) + (a)	3 428	3 588	4 126	4 194	4 614
Nombre total de zones avec service d'approvisionnement (e) Année précédente (e) + (c)	3 028	3 278	3 493	4 177	3 954
Nombre total de zones sans service d'électricité (f) Année précédente (f) - (c)	5 481	5 231	5 016	4 728	4 555
Nombre total de zones non électrifiées (g) Année précédente (g) - (a)	5 081	4 921	4 383	4 315	3 895
- Zones de 500 personnes ou plus (h) Année précédente (h) - (b)	1 581	1 431	917	849	447
Taux d'électrification (zones électrifiées) (i) (d)/((d)+(g))	40%	42%	48%	49%	54%
Taux d'électrification (avec service commencé) (j) (e)/ ((d)+(g))	36%	39%	41%	44%	46%

Source : DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE
 (Document de référence) CI-ENERGIES FEVRIER 2018

Selon ce qui était prévu initialement, les plans d'expansion des lignes de distribution sur la période entre 2016 et 2017 ont donné lieu à des engagements de financement de l'électrification pour un total de 402 zones – 252 pour l'Ouest, et 150 pour le Centre et le Nord –, et il faudra ensuite financer les 901 zones restantes qui restaient en 2018. Autrement dit, l'électrification sera financée par les bailleurs de fonds ci-dessous pour 1 303 zones au total en 2017-2018. Ainsi, pour les zones de 500 personnes ou plus, les plans prévoient l'électrification de 447 zones non électrifiées en 2017, les 2 112 zones se trouvant alors toutes électrifiées.

De plus, le secteur de l'électricité de la Côte d'Ivoire prévoit également d'électrifier 69 zones.

- Banque d'exportation et d'importation de Chine : 500 zones (Centre et Nord)
- Banque africaine de développement : 252 zones (Ouest)
- Banque mondiale : 201 zones (Sud-Ouest)
- Union européenne et Agence française de Développement : 350 zones (Centre et Sud)

D'autre part, dans les plans actuels de CI-ENERGIES, 1 023 zones feront l'objet du financement – électrification de 970 zones par le réseau de distribution, et électrification de 49 zones par des sources

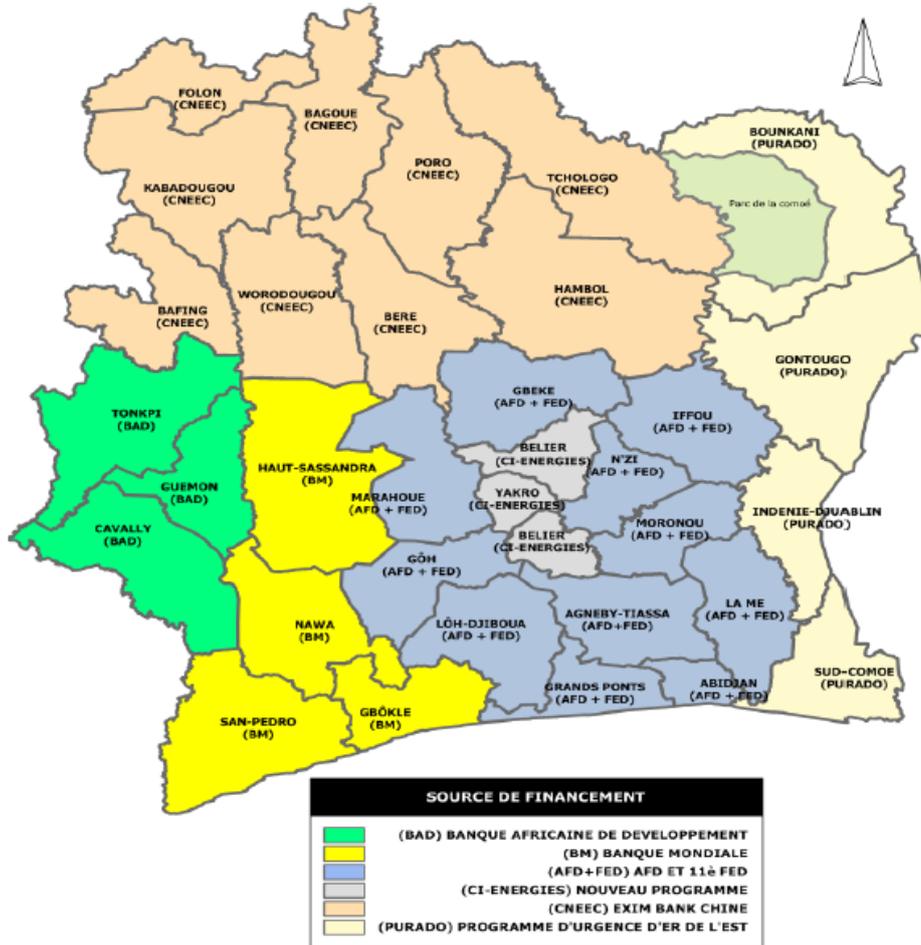
indépendantes – la répartition du plan de financement étant celle ci-dessous.

- Banque d'exportation et d'importation de Chine : 350 zones
- Banque africaine de développement + Union européenne : 350 zones
- Banque mondiale : 201 zones
- Energos : 30 zones
- Zanzan : 7 zones
- UEMOA : 12 zones
- Secteur de l'électricité de la Côte d'Ivoire : 73 zones

La Figure 5.22 montre les principales zones d'électrification sous le financement de chacun de ces bailleurs de fonds.

Parmi les 96 zones jugées adéquates pour l'approvisionnement décentralisé, l'électrification de 49 zones d'électrification rurale décentralisée (ERD) est financé par l'UEMOA (12 zones) et l'UE (36 zones et 7 zones respectivement par les projets Energos2 et Zanzan), avec pour type d'approvisionnement un mini-réseau de lignes basses tension et des réverbères à alimentation hybride solaire-diesel. Il s'agit de petites zones situées à cinq km ou moins d'un réseau.

De ce qui précède, il s'ensuit que l'électrification portera sur 5 637 zones, pour une amélioration du taux d'électrification qui passera de 54,2% à 66,2% ; il ne restera alors que 2 876 zones, dont, selon les plans d'approvisionnement, 2 829 seront approvisionnées par l'expansion des lignes de distribution et 47 par l'ERD.



Source : DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE
 (Document de référence) CI-ENERGIES FEVRIER 2018

Figure 5.22 Zones dont le soutien à l'électrification rurale est réalisé principalement par les bailleurs de fonds

Les fonds nécessaires à l'ensemble des plans d'électrification d'ici 2025 sont de 127,3 milliards FCFA pour l'expansion des lignes pour l'électrification de 2 829 zones et de 6,58 milliards FCFA pour la construction des mini-réseaux hybrides solaire-diesel de 47 zones, pour un total de 133,9 milliards FCFA. L'enjeu futur portera sur la possibilité d'un financement d'une telle ampleur par les bailleurs de fonds que sont la Banque mondiale, la Banque africaine de développement, l'UE, les banques d'exportation et d'importation (Inde, Corée et Chine), la Banque européenne d'investissement et les banques commerciales.

Quant à la mise en œuvre, elle est hiérarchisée comme suit :

- Plans pour un taux de zones électrifiées de 80% (jusqu'à la fin 2019)
- Plans pour les régions qui contiennent le plus de zones non électrifiées (jusqu'à 2018)
- Hausse du degré d'avancement des projets en cours
- Zones près des lignes de distribution

5-7-3 Approvisionnement par sources indépendantes d'énergies renouvelables, etc.

Le plan directeur, par un examen comparatif des propositions d'extension des lignes de distribution et des propositions d'électrification par sources indépendantes, considère adéquat d'électrifier 96 zones par sources indépendantes ; parmi ces 96 zones, 26 (à population de 250 personnes ou moins) sont à 20 km ou plus d'un réseau électrique, ce qui rend avantageux, du point de vue économique, leur approvisionnement par des sources indépendantes.

Quant aux 70 zones restantes (dont 35 zones de 500 personnes ou plus), il s'agit de zones pour lesquelles on suppose des chutes de tension de 10% ou plus dans l'approvisionnement des lignes de distribution, d'où s'ensuit qu'il est avantageux qu'elles soient approvisionnées par des sources indépendantes.

À propos de ce problème de tension, la simulation d'exploitation des réseaux électriques en 2030 prévoit des chutes de tension de 10% ou plus dans sept régions (550 zones) où les hameaux sont nombreux ou en bout de ligne de distribution ; au sujet de 480 des zones situées dans une région où les hameaux sont nombreux, on prévoit notamment comme solution de raccorder de la petite hydraulique et de la biomasse aux réseaux de distribution, tandis que les 70 autres zones seront approvisionnées par les sources indépendantes susmentionnées.

Les plans actuels de CI-ENERGIES procèdent eux aussi à une analyse comparative de l'aspect économique pour les 2 876 zones restantes, en termes d'approvisionnement par lignes de distribution, par des mini-réseaux hybrides solaire-diesel ou par des unités de sources indépendantes (individuelles, groupées, kits solaires, réverbères solaires).

Selon les calculs, les montants d'investissement nécessaires seraient estimés à 129,4 milliards FCFA pour l'approvisionnement par lignes de distribution, 402,6 milliards FCFA pour les mini-réseaux hybrides et 230,8 milliards FCFA pour les sources indépendantes. De plus, en ce qui concerne le calcul du tarif d'électricité, pour un coût de production de 44,1 FCFA/kWh en 2016 il serait de 380 FCFA/kWh dans une zone de 259 personnes avec un système hybride, d'où s'ensuit que l'approvisionnement par lignes de distribution serait avantageux dans la plupart des zones.

Quant au coût de l'énergie solaire, selon une étude sur les prix unitaires de vente de l'électricité dans le monde, ceux-ci sont de 152 FCFA/kWh en France, de 82,38 FCFA/kWh en Allemagne, de 85,16 FCFA/kWh au Ghana, de 50,9 FCFA/kWh en Afrique du Sud, et de 112,5 FCFA/kWh au Kenya.

Par ailleurs, pour les habitants qui ressentent comme un fardeau le paiement des frais d'électricité, de nombreux fabricants vendent des kits comprenant panneau(x) solaire(s), boîtier de commande à courant direct, terminal de communication et batterie au lithium, ces kits pouvant servir à alimenter l'éclairage, le téléviseur, etc.

Un de ces kits comprend même un téléviseur pouvant fonctionner tel quel sur le courant direct (Figure 5.23). Le prix du kit est de 500 000 FCFA, payable par versements échelonnés. Un terminal de communication est également intégré, avec fonction d'arrêt de service à distance en cas de non-paiement des versements.



Figure 5.23 Exemple de kit de téléviseur avec panneau solaire

5.7.4 Initiatives pour l'électrification de toutes les zones

En 2014, le Programme électricité pour tous (PEPT) de la CIE a été adopté par le gouvernement, et un comité de gestion technique composé de CI-ENERGIES, ANARE et CIE a été mis en place par le Ministère de l'Énergie. C'est ce comité qui planifie le financement, gère les agences d'exécution et procède à l'approbation, à la surveillance et à l'évaluation du flux de financement pour le PEPT.

L'observation de la situation de l'électrification en 2013 révèle que 66% des ménages – 2,7 millions sur environ 4 millions – du territoire de la Côte d'Ivoire résidaient dans des zones électrifiées, mais que seulement 1,1 million (40%) de ménages bénéficiaient effectivement de l'électricité. Un des objectifs du PEPT est de hausser le taux d'habitants qui bénéficient de l'électricité dans les zones électrifiées, jusqu'à hauteur de 2,7 millions (73%) des 3,7 millions de ménages qui résident dans les zones dont l'électrification sera terminée à la fin de 2020.

Pour cela, des initiatives globales sont prises au sujet de la méthode de paiement de l'électricité (y compris les frais de raccordement), de la normalisation des lignes de distribution domestiques, de leur inspection, etc. Puisque, même après l'électrification, de nombreux ménages n'utiliseront pas l'électricité en raison du lourd fardeau que représentent pour eux les frais de raccordement et le paiement de l'électricité, un mécanisme a été prévu comme initiative pour encourager le raccordement, mécanisme qui consiste à ne payer d'abord que 1 000 FCFA – dans le cas de frais de raccordement de 5 000 FCFA – puis à rembourser le reste dans les dix années suivantes. De plus, afin de promouvoir l'augmentation d'une utilisation productive et le développement de nouvelles activités économiques dans les zones rurales, il sera également nécessaire de poursuivre en même temps l'attribution de valeur ajoutée à l'électrification rurale.

Le projet du PEPT prévoit le raccordement annuel moyen de 200 000 ménages dans les cinq prochaines années (dont 40% en région urbaine, 35% en région semi-urbaine et 25% en région rurale), avec des frais de raccordement de 150 000 FCFA par ménage, ce qui donne, comme estimation, un fonds de 150 milliards FCFA nécessaire au raccordement du million de ménages prévu d'ici 2020.

Quant aux travaux de raccordement, de câblage domestiques et de signature des contrats, ils seront réalisés par CIE.

5-8 Situation des investissements et du financement des équipements

En ce qui a trait aux fonds d'investissement nécessaires aux plans de renforcement des équipements, le financement proviendra presque entièrement de l'extérieur. En février 2018 CI-ENERGIES a rassemblé comme documentation les plans de développement et les conditions de financement ; ladite documentation fait état des investissements réalisés et de l'allocation des fonds de 2011 à 2017, ainsi que de la situation de l'approvisionnement des fonds nécessaires pour la période de 2018 à 2030.

Le Tableau 5.24, pour les plans de renforcement des équipements de production, transport et transformation du Plan directeur, présente les travaux achevés de 2011 à 2017, ceux dont l'achèvement est prévu pour bientôt, les investissements achevés, les financements visés à partir de 2018, le nombre de projets et les montants des financements. Parmi les financements achevés, qui s'élèvent à 178 milliards FCFA (35,6 milliards de yens), 76%, soit 135,94 milliards FCFA (27,2 milliards de yens) proviennent de la Banque d'exportation et d'importation de Chine.

Tableau 5.24 Situation du financement des plans de renforcement des équipements de production, transport et transformation de 2011 à 2017

Le nombre de projets est indiqué à gauche. Unité de montant de financement : milliard de FCFA

	Plans initiaux		Achevés		Achèvement imminent prévu		Financement achevé		Financement prévu	
Production	7	603,9	4	439	0		0		0	
Transport et transformation	27	376,35	6	79	5	73	8	178	5	3,8
Total	980,25		512		735		178		3,8	

Source : DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE (Document de référence) CI-ENERGIES FEVRIER 2018

De même, au sujet des plans de renforcement des réseaux de distribution, Tableau 5.25, on constate que le montant du financement est élevé pour les plans de renforcement des lignes de distribution pour l'électrification rurale des régions intérieures.

Les 17,8 milliards FCFA (3,56 milliards de yens) de financement achevé viennent à 52%, soit 9,2 milliards FCFA (1,84 milliard de yens) de la Banque mondiale (BM).

Tableau 5.25 Situation du financement des plans de renforcement des réseaux de distribution de 2011 à 2017

Milliards de FCFA				
	Plans initiaux	Achevés	Réalisation imminente prévue	Financement achevé
Abidjan	141,1	26,1	70	45
Région intérieure	222,8	35,9	53,9	133
Total	363,9	62	123,9	178

Source : DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE (Document de référence) CI-ENERGIES FEVRIER 2018

En ce qui a trait aux plans d'automatisation, Tableau 5.26, le montant du financement est élevé pour les plans de renforcement des lignes de distribution pour l'électrification rurale des régions intérieures.

Tableau 5.26 Situation du financement des plans d'automatisation, de 2011 à 2017

Milliards de FCFA			
	Plans initiaux	Réalisation imminente prévue	Financement achevé
Automatisation	44,0	25,4	68,7

Source : DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE (Document de référence) CI-ENERGIES FEVRIER 2018

En ce qui concerne le financement des plans respectifs à partir de 2018, le Tableau 5.27 présente ceux dont la source de financement est déjà déterminée, et ceux dont elle est actuellement à l'étude.

Tableau 5.27 Situation du financement des plans de renforcement des équipements de production, transport et transformation de 2018 à 2030

		Plans		Source de financement à l'étude		Source de financement à rechercher	
Production		52	5 308	38	4 783	14	525
Transport et transformation		46	1 028	34	714	13	314
Distribution	Abidjan	233,8		—		—	
	Régions intérieures	559		—		—	
Automatisation		5,6		13		17,4	

Les cellules de gauche des colonnes Production et Transport et transformation indiquent le nombre de projets.

Unité de montant de financement : milliard de FCFA

Source : DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE
 (Document de référence) CI-ENERGIES FEVRIER 2018

Bien que la situation du financement ne puisse être qualifiée de très grave, il sera nécessaire d'améliorer encore davantage l'aspect financier de l'ensemble du secteur de l'électricité sur la base des revenus de collecte des frais d'utilisation de l'électricité, de manière à permettre l'autofinancement des investissements.

5-9 La situation de l'aide des autres bailleurs de fonds

La présente étude a fait ressortir la tendance des autres bailleurs de fonds à œuvrer principalement pour les projets candidats pour de l'aide, et comme le montrent les données du Tableau 5.28 l'aide de la Chine (800 millions de dollars, soit 30% de l'ensemble) et l'aide de l'UE (720 millions de dollars) étaient frappantes.

Tableau 5.28 Situation de l'aide des autres bailleurs de fonds

Millions de USD		
Programme	Source de financement	Montant du financement
Union Européenne (UE) 11ème FED ENERGOS1-UE 11ème FED	Non remboursable	76
Union Européenne (UE) 11ème FED ENERGOS2-UE 11ème FED	Non remboursable	74
Gouv. Espagne	Non remboursable	43
BOAD - Fonds de Développement de l'Energie (FDE)	Crédit	63
Exim Bank of CHINA (China National Electric Engineering Company – SINOMACH) Centrale hydroélectrique, lignes de transport, postes de transformation	Crédit	800
Banque mondiale Projet de renforcement des équipements de transport et distribution, et d'électrification rurale	Crédit	325
Agence Française de Développement (AFD)	Crédit	131
BAfD	Crédit	180
Banque Européenne d'Investissement (BEI) ENERGOS1-BEI	Crédit	129
Banque Européenne d'Investissement (BEI) ENERGOS2-BEI	Crédit	264
Fonds Koweïtien (KFAED)	Crédit	23
EIFFAGE	Crédit	108
Banque Africaine de Développement (BAfD)-FAD	Crédit	83
Banque Islamique de Développement	Crédit	215
Banque Ouest Africaine de Développement (BOAD)	Prêt	42
Banque Ouest Africaine de Développement (BOAD)	Prêt	42
Banque Atlantique Côte d'Ivoire (BACI)	Prêt	8
ECOBANK	Prêt	67
Total		2 673

Source : DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE (Document de référence) CI-ENERGIES FEVRIER 2018

Quant à l'aide de la Chine, elle est telle que précédemment indiquée dans la section sur la situation du financement des équipements.

En ce qui concerne l'UE, elle joue non seulement un rôle de chef de file dans le secteur de l'électricité, mais sa présence est également très sensible en termes de coordination entre les bailleurs

de fonds, d'organisation de réunions de bailleurs, et d'ampleur de la contribution en fonds.

L'aide de l'UE au secteur de l'électricité porte principalement sur les projets ENERGOS1-UE 11^{ème}FED, ENERGOS1-BEI, ENERGOS2-UE 11^{ème}FED et ENERGOS2-BEI ; c'est par ces programmes qu'elle prépare les cadres (systèmes) et forme les ressources humaines dans les domaines du renforcement des équipements de transport et transformation, de l'électrification rurale (y compris l'exploitation des énergies renouvelables) et le secteur des énergies renouvelables.

Le groupe IDA de la Banque mondiale effectue le renforcement des équipements de transport et transformation, le renforcement des réseaux – y compris pour l'électrification rurale –, l'aide à l'établissement de cadres (systèmes) dans le secteur de l'électricité et le renforcement des capacités de gestion des projets.

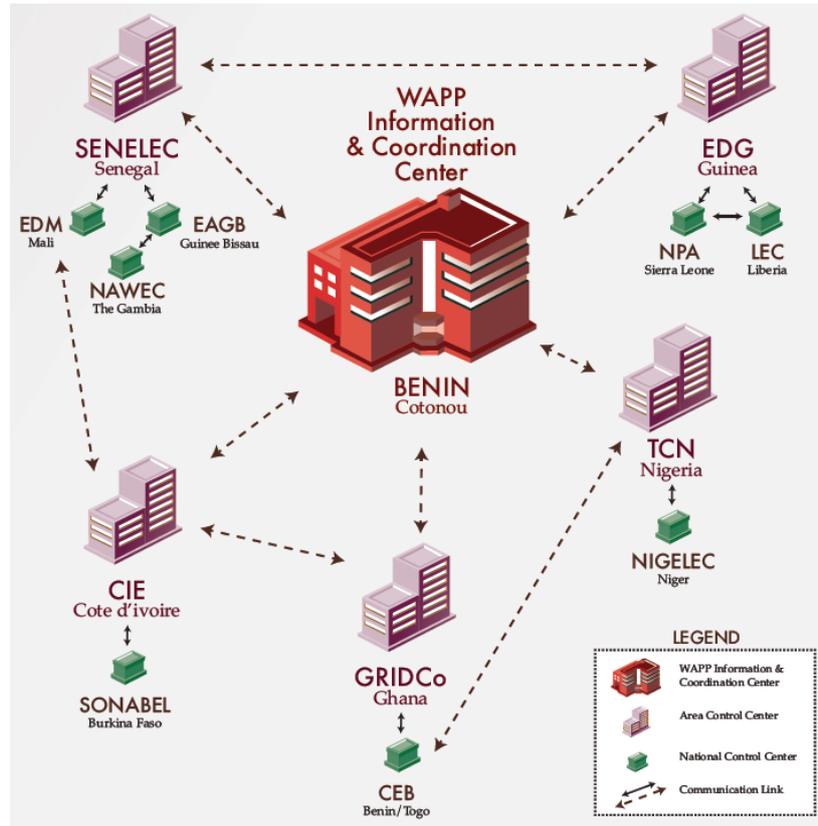
Pour sa part, le groupe IFC de la Banque mondiale a mis sur pied un groupe de travail sur les énergies renouvelables en décembre 2017 avec le Ministère de l'Énergie, pour promouvoir les investissements privés dans le secteur de l'électricité. Il a établi des branches sur l'hydraulique, la biomasse, le solaire, l'éolien, le hors-réseau, les mini-réseaux, les politiques et le cadre financier, branches regroupées sous le bureau de l'IFC de la Banque mondiale et le Ministère de l'Énergie. Un deuxième atelier a eu lieu à Abidjan en février 2018. En plus des bailleurs de fonds pour le développement, on y a discuté avec des entreprises privées (banques, organisations financières, etc.) sur le fonctionnement du cadre et sur les politiques nécessaires à la promotion d'investissements accrus.

La Banque africaine de développement, comme plans de renforcement des équipements de production et transformation, investit dans la construction de la centrale hydroélectrique de Singrobo, dans un projet de renforcement des lignes de distribution de l'Est et dans le renforcement des centrales thermiques d'AZITO et de CIPREL.

Comme on l'a vu dans la section sur le financement, l'intérêt des autres bailleurs de fonds est actuellement élevé pour l'aide au secteur de l'énergie en Côte d'Ivoire, mais comme cela comprend de nombreux projets d'électrification rurale difficiles en termes de retour d'investissement, il semble nécessaire que soient apportés un soutien accru pour faciliter la participation du secteur privé et un soutien accru face aux enjeux techniques de la Côte d'Ivoire.

5-10 Plan directeur du WAPP

La création du WAPP a fait l'objet d'un accord lors de l'assemblée de la Communauté Économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) en 1999, puis, en 2006, à l'exception du pays insulaire du Cap-Vert, 14 des 15 pays de la CEDEAO se sont entendus sur les fonctions du WAPP, celui-ci est entré en vigueur et son siège a été établi officiellement au Bénin en tant qu'organisation spéciale de la CEDEAO. La Figure 5.24 présente l'organigramme du WAPP.



Source : Development of ECOWAS REGIONAL ELECTRICITY MARKET, 2013

Figure 5.24 Organigramme du WAPP

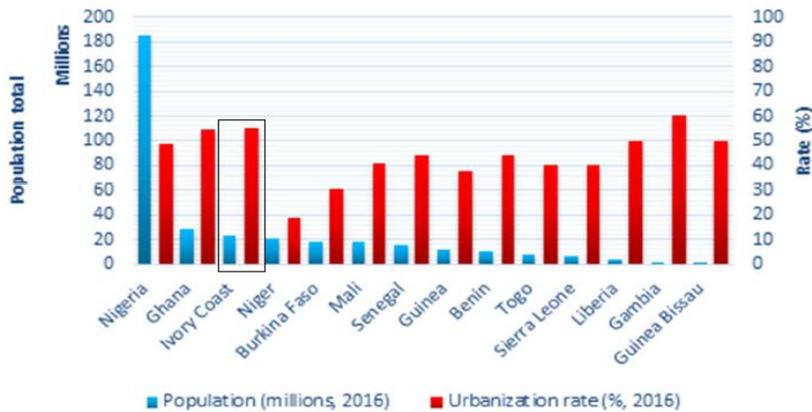
Le plan directeur de l'énergie du WAPP (Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO), d'abord révisé par Tractebel en 2011 à partir du plan directeur élaboré par la CEDEAO, est de nouveau en cours de révision par Tractebel, en y reflétant les informations modifiées récemment et en tenant compte des leçons tirées du précédent plan directeur.

Une ébauche (ci-après dénommée « Ébauche du Rapport, publiée en septembre 2018 sous le titre « Volume 1: Executive summary », établit les orientations du WAPP, analyse la situation actuelle de 14 des pays membres, les solutions aux enjeux, fait la synthèse des projets de développement des sources d'énergie et de renforcement des lignes d'interconnexion par les fournisseurs d'énergie électrique internationaux, et analyse les éléments connexes.

5-10-1 Prise de connaissance de la situation actuelle des pays membres

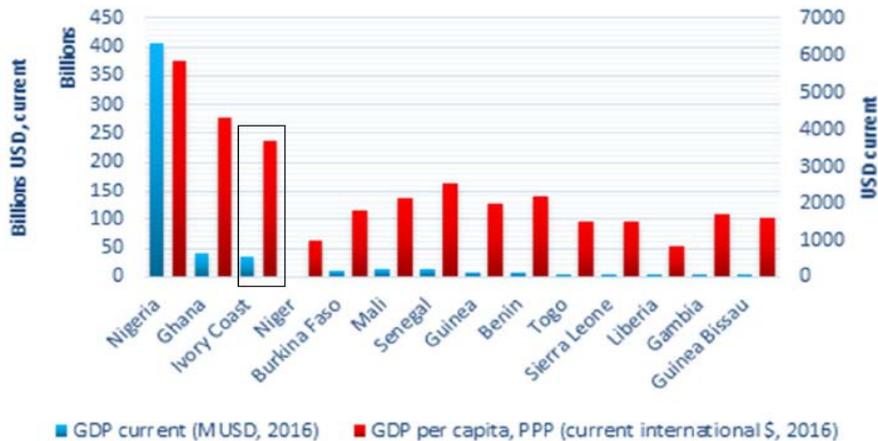
Il existe de grandes différences sociales et économiques entre ces 14 pays membres du WAPP (Bénin, Burkina Faso, Côte d'Ivoire, Gambie, Ghana, Guinée, Guinée-Bissau, Liberia, Mari, Niger, Nigeria, Sénégal, Sierra Leone et Togo).

Il y a un écart économique et social, en termes d'envergure, entre les autres pays et le Nigeria, le Ghana et la Côte d'Ivoire (Figure 5.25 et Figure 5.26).



Source : Ébauche du Rapport « Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO »

Figure 5.25 Population et taux d'urbanisation des pays du WAPP



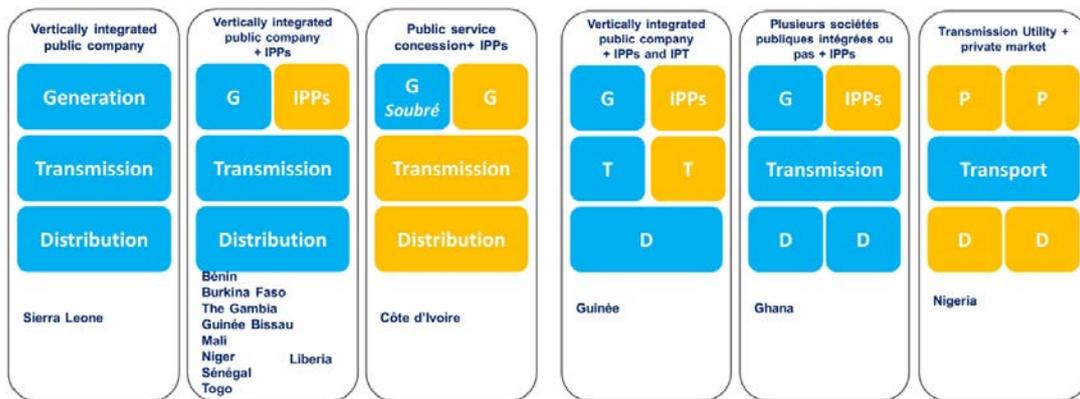
Source : Ébauche du Rapport « Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO »

Figure 5.26 Indicateurs économiques

Outre les indicateurs sociaux et économiques susmentionnés, l'Ébauche du Rapport présente, au sujet de la situation actuelle, la forme d'organisation du secteur de l'énergie, les indicateurs d'évaluation des réseaux électriques, les tarifs d'électricité, la situation financière, etc. ; ils sont donc également présentés ci-dessous.

(1) Forme d'organisation des travaux d'électricité dans chaque pays

La Figure 5.27 indique si la compétence, l'opération et la vente, pour les équipements de production, transport et distribution, relèvent d'une société publique ou d'une société privée (IPP, opérateur d'équipements, etc.). Dans de nombreux pays, c'est une société publique qui se charge de toutes les étapes – de la production à la vente aux marchés de l'électricité –, avec une intégration partielle d'IPP. S'il est permis d'affirmer que c'est en Côte d'Ivoire que la privatisation est la plus avancée, le Nigeria, pour sa part, procède à une libéralisation partielle de l'électricité¹.



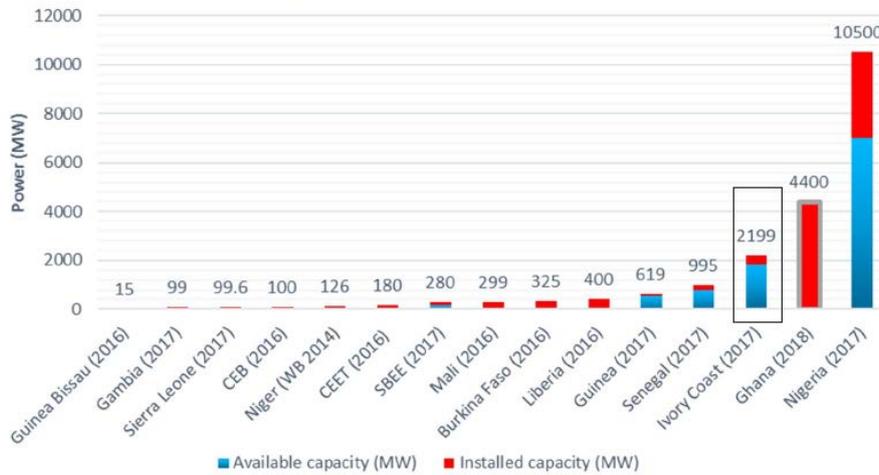
Source : Ébauche du Rapport « Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO »

Figure 5.27 Formes de gestion des travaux d'électricité

(2) Capacité des équipements de production

La Figure 5.28 présente la capacité des équipements de production installés et celle des équipements effectivement en service². Les trois pays que sont le Nigeria, le Ghana et la Côte d'Ivoire représentent 87% de la capacité totale des équipements du WAPP (20,64 GW).

¹ Pour les pays dont la barre est uniquement en rouge, cela indique qu'il n'y a pas de données sur les équipements en service.

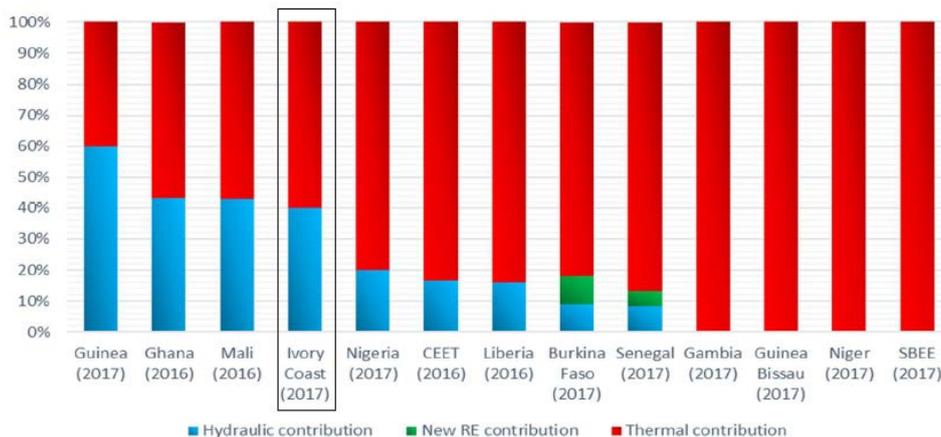


Source : Ébauche du Rapport « Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO »

Figure 5.28 Capacité des équipements de production installés et capacité disponible

(3) Ratios des sources d'énergie

La Figure 5.29 présente les ratios des énergies hydroélectrique, thermique et renouvelables dans l'ensemble des équipements de production. Cela permet de constater l'abondance des sources d'énergie thermiques de la Guinée, et de constater qu'ont commencé l'introduction et le développement de nouvelles énergies renouvelables – principalement le solaire – au Burkina Faso et au Sénégal.



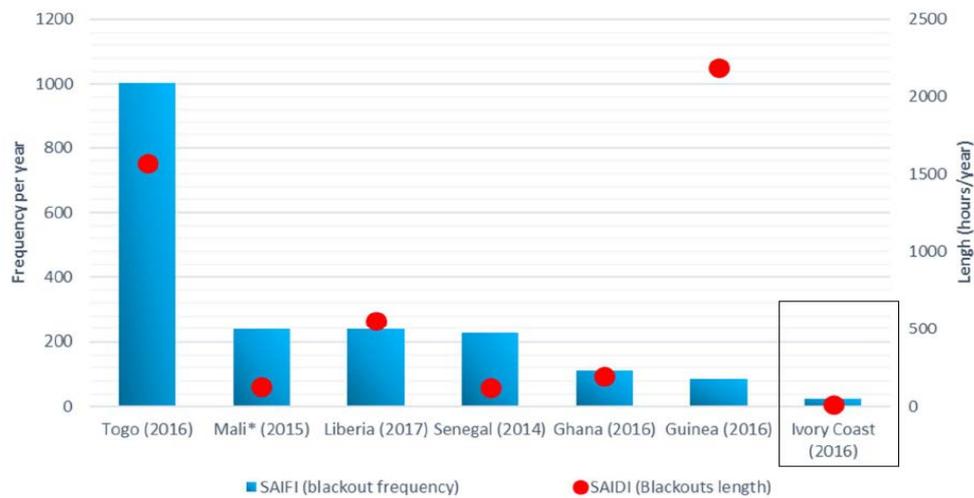
Source : Ébauche du Rapport « Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO »

Figure 5.29 Taux des sources d'énergie des équipements de production

(4) Nombre et durée des indisponibilités

La Figure 5.30 présente le nombre (SAIFI) et la durée (SAIDI) des indisponibilités causées par les défauts d'équipement ou par les délestages – qui comprennent les indisponibilités planifiées en raison de l'insuffisance de capacité d'approvisionnement. Ces données statistiques n'ont été obtenues que pour sept pays.

Les valeurs de la Côte d'Ivoire, aussi bien pour SAIFI que pour SAIDI, sont extrêmement bonnes au sein des 14 pays membres. Quant aux valeurs médiocres du Togo, elles sont dues aux longues indisponibilités survenues pendant l'année de ces statistiques.



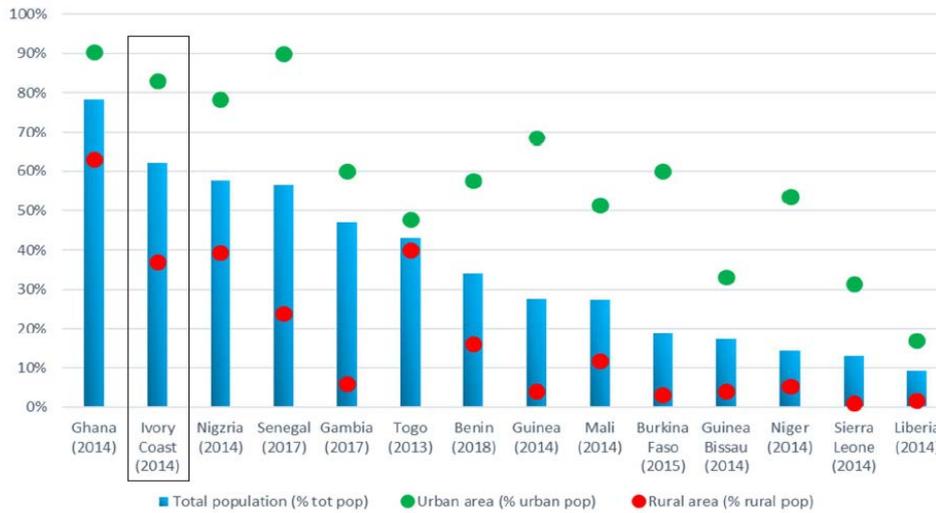
Source : Ébauche du Rapport « Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO »

Figure 5.30 Moyennes annuelles du nombre et de la durée des indisponibilités

(5) Taux d'accès à l'électrification

On constate également de grandes différences entre les pays du WAPP quant au taux d'accès à l'électrification, tel qu'indiqué par le pourcentage de résidents des zones électrifiées par rapport à l'ensemble de la population (Figure 5.31).

En 2014, le taux d'accès à l'électrification de la Côte d'Ivoire était le deuxième plus élevé, après celui du Ghana. Il n'a pas été possible de trouver la raison pour laquelle ce chiffre (61%) est différent de ceux des données du WAPP, qui, comme on l'a vu à la section 5-7 sur le plan d'électrification rurale, y étaient de 74% en 2011 et de 82% en 2017. Quant au taux d'accès à l'électrification dans les zones rurales (39%), il était le même que celui des données du WAPP, et s'était amélioré en 2017 (46%).

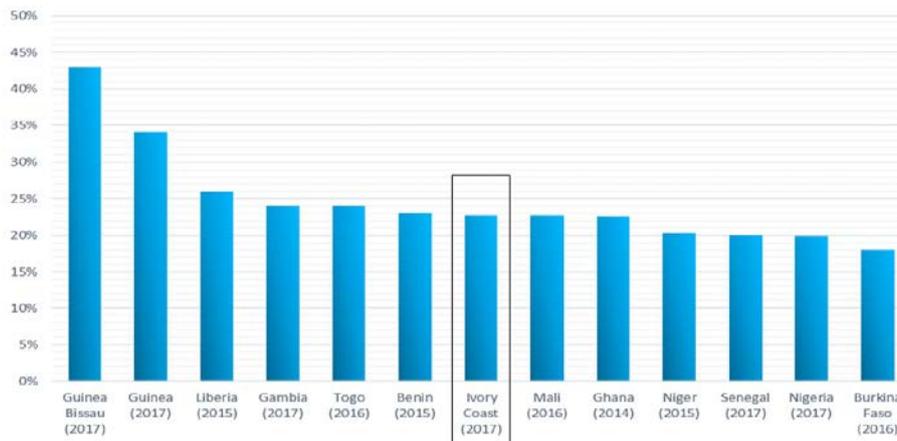


Source : Ébauche du Rapport « Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO »

Figure 5.31 Taux d'accès à l'électrification

(6) Pertes de puissance

La Figure 5.32 présente le total des pertes de puissance pour les réseaux de transport et les réseaux de distribution. Ces valeurs incluent les pertes de puissance non techniques. L'Ébauche du Rapport suggère des solutions au sujet des points importants à améliorer, dont la diminution des pertes non techniques parmi les améliorations à apporter en matière de vente aux marchés de l'électricité.



Source : Ébauche du Rapport « Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO »

Figure 5.32 Pertes de puissance des réseaux de transport et réseaux de distribution

5-10-2 Prévisions de demande

Les prévisions de demande ont été effectuées dans chaque pays sur la base des tendances du développement socio-économique (production industrielle, PIB), de l'évolution de la demande résidentielle (croissance démographique, augmentation de la consommation d'électricité, électrification des zones non électrifiées, amélioration des services d'approvisionnement en électricité), de l'évolution de la transition des sources d'énergie indépendantes aux raccordements aux réseaux (tout spécialement les mines), etc.

Pour les prévisions de demande de pointe d'ici 2033 dans chacun des pays, le Tableau 5.29 indique une forte hausse, de l'ordre des 6% à 9% en moyenne, pour les 15 prochaines années dans presque tous les pays.

Chacun des pays s'est jusqu'ici lourdement endetté pour investir dans les équipements de production, transport, transformation et distribution, mais il est à craindre que leurs dettes augmentent encore, car ils devront investir pour répondre à l'augmentation prévue de la demande de pointe à court et moyen terme.

Tableau 5.29 Prévisions de demande

Demande de pointe (MW)	2018	2020	2022	2015	2030	2033	Taux d'augmentation moyen
BENIN	276	314	359	432	587	704	6,4%
BURKINA FASO	318	385	471	613	858	1 043	8,3%
CÔTE D'IVOIRE	1 420	1 767	2 013	2 434	3 316	3 981	7,1%
GAMBIE	106	122	140	173	243	297	7,0%
GHANA	2 225	2 849	3 217	3 597	4 380	4 957	5,6%
GUINEE	421	482	551	666	914	1 104	7,5%
GUINÉE-BISSAU	78	91	105	129	179	215	7,1%
LIBERIA	111	137	168	218	328	411	9,2%
MALI	568	621	680	778	976	1 118	6,4%
NIGER	304	361	430	554	836	1 063	9,1%
NIGERIA	8 250	9 740	11 500	15 000	23 750	32 500	9,5%
SENEGAL	656	773	944	1 356	1 760	2 065	7,7%
SIERRA LEONE	362	393	428	487	607	696	9,1%
TOGO	253	288	328	397	540	646	6,5%

Source : Ébauche du Rapport « Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO »

5-10-3 État du développement des sources d'énergie électrique

L'observation de l'état actuel du développement des sources d'énergie électrique permet de constater que la dépendance à la location de la production thermique augmente d'année en année, en raison de la nécessité de renforcer rapidement la capacité d'approvisionnement, ce qui entraîne un fardeau financier, notamment en termes de dette et de financement. De plus, de nombreux pays membres ont une puissance de réserve insuffisante et font donc face à de sérieux problèmes d'exploitation des réseaux, tels que délestages et risques d'effondrement général des réseaux. Un effort d'exploitation du réseau principal est également nécessaire depuis les réseaux de transport qui ne répondent pas au critère N-1.

Face à cette situation, les initiatives suivantes s'avèrent nécessaires.

- Renforcement des interconnexions internationales pour utiliser les surplus d'énergie produite (remarquables dans le cas de l'énergie hydroélectrique de la Guinée et de l'énergie thermique du Nigeria) engendrés par les différences de puissance de production entre les régions
- Dans les pays intérieurs du continent, introduire les énergies renouvelables – principalement solaires –, hausser le taux d'autosuffisance énergétique et réduire les coûts de production

(1) Approvisionnement en combustibles fossiles

Au Nigeria, au Bénin, au Togo, au Ghana et en Côte d'Ivoire, le gaz naturel est la principale source d'énergie électrique. Les pays côtiers opèrent des centrales thermiques qui utilisent des gisements de gaz ou sont approvisionnées en gaz depuis le Nigeria par le Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest. Ces pays faisant toutefois face à la diminution du volume de production du gaz, ils sont contraints d'utiliser les combustibles fossiles et de limiter leur production d'électricité. Les grèves dans les sociétés d'approvisionnement en gaz ont également souvent un impact.

Des gisements de gaz ont été récemment découverts sur les côtes du Sénégal et de la Mauritanie, mais cela ne suffit pas pour renverser la situation.

(2) Développement des ressources hydroélectriques

En Afrique de l'Ouest, il y a 28 cours d'eau qui traversent les frontières si on inclut leurs affluents, dont notamment le fleuve Niger (11 pays), le fleuve Sénégal (4 pays), le fleuve Volta (6 pays), le lac Tchad et le fleuve Comoé (4 pays). De point de vue de la répartition par pays, 14 de ces cours d'eau traversent les frontières de la Guinée, 8 celles de la Côte d'Ivoire, 7 celles du Liberia et 5 celles du Nigeria et de la Sierra Leone. Les bassins de ces cours d'eau couvrent 71% de l'ensemble du territoire de l'Afrique de l'Ouest.

Le développement de l'hydroélectricité se poursuit actuellement dans ces bassins, avec des constructions en cours en Guinée à Kaleta et, en aval, à Souapti et Amaria, en Côte d'Ivoire à Soubre puis Sassandra, et au Nigeria à Zungeru et Mambilla. Il y reste encore toutefois amplement de potentiel de développement de l'énergie hydroélectrique.

(3) Introduction de nouvelles énergies renouvelables

Des initiatives d'introduction de production d'énergie photovoltaïque ont été lancées dans le Nord de l'Afrique de l'Ouest, où l'ensoleillement annuel est considérable. Le Sénégal y joue un rôle de pionnier avec, au début de 2018, la mise en service de 120 MW, soit le quart du volume total de

production d'énergie électrique au pays. Plusieurs projets sont également en cours au Burkina Faso, au Mali et en Gambie.

Les énergies renouvelables, y compris l'hydroélectricité, sont des sources d'énergie modernes à la fois pratiques, fiables et durables ; l'Afrique de l'Ouest possédant un énorme potentiel énergétique inentamé, la CEDEAO a établi la politique suivante d'énergies renouvelables.

- Dans le bouquet énergétique, faire passer le taux d'énergie produite par les grandes centrales hydroélectriques à 35% d'ici 2020 et à 48% d'ici 2030.
- Faire passer le taux d'énergie produite par le solaire, l'éolien, la biomasse et l'hydraulique petit à 10% (2 424 MW) d'ici 2020 et à 19% (7 606 MW) d'ici 2030.

Par ailleurs, il importe de prêter attention au problème qui se pose au Sénégal pour l'exploitation des réseaux, au sujet du maintien de la fréquence et de la tension. Au Sénégal, des variations de fréquence surviennent, en raison de l'absence d'une marge suffisante d'ajustement de l'électricité face aux variations de production d'électricité solaire et éolienne sur le réseau de la Mauritanie interconnecté au Sénégal. Il s'agit là d'un problème qui pourrait ultérieurement se présenter aussi dans d'autres pays, d'où s'ensuit la nécessité, d'une part, de règles sur les équipements – mesures et plans d'introduction –, et, d'autre part, d'une capacité de production hydroélectrique et thermique permettant les ajustements. Tout spécialement, ces mesures seront importantes pour la période d'éclairage, où la demande en électricité augmente alors que la production d'énergie solaire chute, et elles devront tenir compte de cette caractéristique desdites sources d'énergie, à savoir, qu'elles fluctuent à tout moment de la journée.

Parallèlement, les mécanismes de stockage de l'électricité produite par les énergies renouvelables sont examinés ; dans le plan directeur révisé, elles font l'objet de projets prioritaires intitulés « Projets de mécanismes de stockage pour une meilleure pénétration des sources d'énergies renouvelables ».

5-10-4 Situation des lignes d'interconnexion internationale

Jusqu'à il y a 15 ans, les réseaux électriques des 14 pays membres étaient indépendants, mais au cours des dix dernières années des contrats d'interconnexion internationale ont été signés, et aujourd'hui encore de tels contrats sont à l'étude.

En 2015, l'interconnexion de Ferke en Côte d'Ivoire et de Sikasso au Mali a permis de raccorder la Zone A du WAPP (Côte d'Ivoire, Burkina Faso, Ghana, Togo, Bénin, Niger et Nigeria) à la zone B (Mali, Sénégal, Gambie, Guinée-Bissau, Guinée, Sierra Leone et Liberia). De plus, le contrat entre le réseau CLSG¹ et la boucle OMVG² qui sera signé dans les trois prochaines années jouera un rôle de leader dans les échanges d'électricité entre les 14 pays.

L'enrichissement des lignes d'interconnexion fournit davantage d'occasions d'échanges d'électricité, mais il entraînera également des problèmes d'exploitation des lignes.

Le réseau électrique CEB³ est interconnecté aux réseaux électriques du Nigeria et du Ghana, mais il ne peut les exploiter que séparément, l'envergure considérable du réseau du Nigeria rendant impossible leur exploitation intégrée⁴. Le fonctionnement synchrone de ces deux réseaux est actuellement à l'étude, et l'on en est à l'étape où la mise en œuvre est possible. De même, la capacité de la ligne de distribution 150 kV Bamako – Ségou étant insuffisante, le Mali ne peut pas exploiter de

¹ CLSG: Côte d'Ivoire – Liberia – Sierra Leone – Guinea loop

² OMVG: Organisation de Mise en Valeur du fleuve Gambie

³ CEB : Communauté Électrique du Bénin, réseau électrique Togo-Bénin

manière intégrée le réseau Manantali et l'interconnexion à la Côte d'Ivoire, aussi les exploite-t-il séparément, sans ce tronçon.

Pour régler ces problèmes associés à l'interconnexion, des projets prioritaires de développement sont mentionnés pour les trois ou quatre prochaines années.

5-10-5 Le marché des transactions d'électricité

Le prochain contrat d'échange d'électricité entre le Ghana (Bolgatanga) et le Burkina Faso (Ouagadougou) mettra fin à l'interconnexion. De plus, le volume et le mécanisme des échanges entre la Côte d'Ivoire et le Ghana y sont modifiés.

La plupart des contrats d'échange d'électricité, jusqu'ici, consistaient en transactions entre deux pays à prix fixé à long terme et basées sur l'observation du courant des lignes d'interconnexion, ce qui ne suffisait pas pour permettre à de nombreux entrepreneurs en électricité de participer à la compétition. Il sera nécessaire que le marché des transactions d'électricité abandonne ces échanges basés sur des contrats à long terme pour permettre, comme c'est le cas ailleurs dans le monde, que les transactions puissent se faire le jour précédent, et, à terme, le jour même, non seulement selon les variations de la demande, mais aussi en tenant compte des puissances de production fluctuantes comme celles de l'énergie solaire.

5-10-6 Facteurs importants pour la mise en œuvre du plan directeur

Au sujet des facteurs importants pour que les entrepreneurs en électricité de chacun des pays mettent en œuvre le plan directeur, celui-ci procède à une analyse et présente des solutions. Les enjeux perçus sont les suivants.

- **Gouvernance** : étendue des responsabilités non définie, peu de résolution des problèmes
- **Plan d'équipements** : urgence du renforcement des sources d'énergie, lenteur des travaux de lignes de transport, équipements de réseau de distribution limités
- **Projets de grande envergure** : obstacle du système juridique à la participation du secteur privé, sources de financement limitées, situation financière fragile, contrats sans appel d'offres rapides mais coûteux, capacité de coordination et de gestion des entrepreneurs, difficulté d'acquisition des terrains
- **Exploitation efficace** : contraintes techniques au renforcement de l'exploitation des réseaux, à l'amélioration de la sécurité des équipements et à l'introduction des énergies renouvelables
- **Revenus de frais d'utilisation de l'électricité** : conscience des coûts, tarifs reflétant les coûts, sensibilisation des utilisateurs finaux, amélioration du processus de collecte des frais d'utilisation de l'électricité
- **Marchandisage de l'électricité en tant que richesse** : mise en marché des transactions d'échanges d'électricité internationaux, amélioration du service aux clients

Les solutions ci-dessous sont indiquées au sujet de ces enjeux, et il est proposé de se référer aux initiatives du secteur de l'électricité de l'Éthiopie et du Vietnam, de la sous-région du Grand Mekong et du réseau d'interconnexion d'Afrique australe (SAPP) comme critères d'évaluation internationaux.

- **Gouvernance** : contrats de gestion adéquats, mise en place d'un mécanisme de détermination des tarifs d'électricité, organisation bien adaptée au marché des transactions d'électricité

- **Plan d'équipements** : création d'un Centre d'Information et de Communication (CIC), cohérence entre plan directeur, stratégie et plan d'action, renforcement de l'interconnexion des réseaux en tenant compte des particularités de chaque réseau
- **Projets de grande envergure** : diversification des schèmes de mise en œuvre des projets, transparence des méthodes d'approvisionnement, acquisition des budgets de travaux
- **Exploitation efficace** : mise en place de codes de réseaux
- **Structure financière** : assainissement de la structure financière, coûts axés sur la fonction, transparence des rapports d'audit financier
- **Marchandisage** : mise en place de termes contractuels pour la promotion des transactions, logiciel de gestion de la clientèle et centre de service à la clientèle, décentralisation de la facturation des frais d'utilisation de l'électricité, mise en place de compteurs prépayés
- **Hausse des qualifications** : soutien technique et juridique, coopération avec les universités

5-10-7 Plan directeur des sources d'énergie électrique et des réseaux de transport

(1) Plans des sources d'énergie électrique

La Figure 5.33 présente l'évolution de la capacité des équipements de production par source d'énergie, selon les plans de développement des sources d'énergie à court, moyen et long terme indiqués ci-après.

1) Plans à court terme (2018-2022)

Ils portent principalement sur l'acquisition des capacités d'approvisionnement et des capacités d'ajustement. Les sources d'énergie électrique qui seront mises en place d'ici 2020 se composeraient à 46% d'énergies renouvelables, mais leur introduction nécessitera la mise en place du cadre juridique et un financement adéquat. L'énergie thermique aux combustibles fossiles est positionnée comme importante pour les cinq années à venir, mais on prévoit que le pétrole lourd sera utilisé en raison de la baisse de capacité d'approvisionnement en gaz, et, dans le pire des cas, que l'arrêt de la production thermique aura un impact sur la société et sur l'économie. Cette période dépendra beaucoup du WAGP et de la production de gaz du Nigeria, du Ghana, de la Côte d'Ivoire et du Sénégal.

2) Plans à moyen terme (2023-2029)

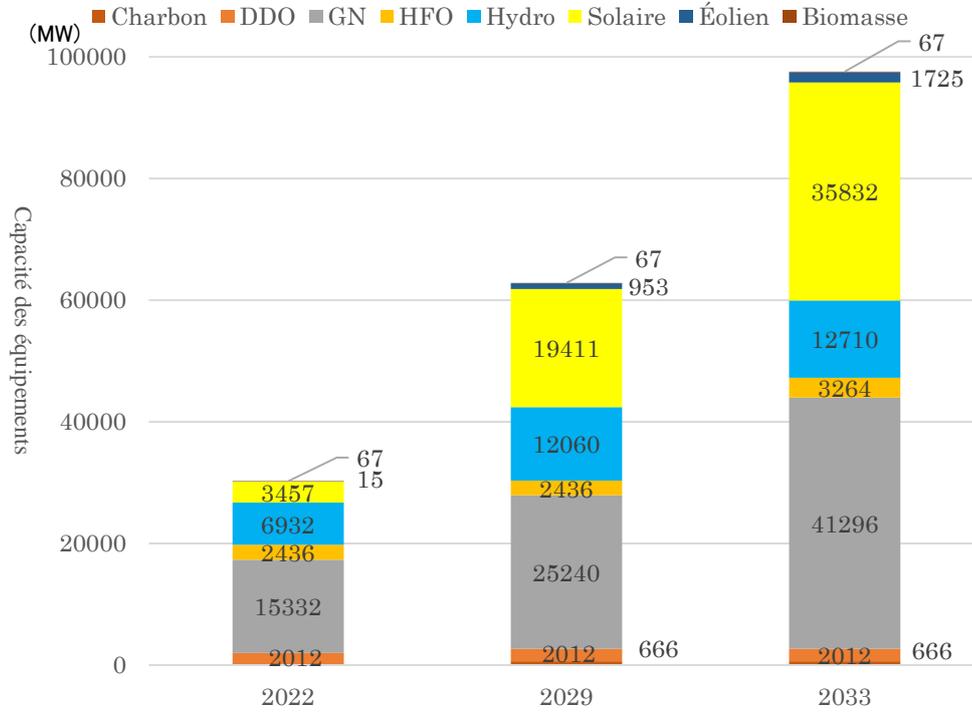
Ils prévoient la poursuite de l'introduction des énergies renouvelables et de l'expansion des lignes d'interconnexion, avec, en 2029, des capacités de production composées à 24% d'énergie hydraulique, à 13% d'énergie solaire et à 1% d'énergie éolienne. Cela repose sur la possibilité d'investissements majeurs, dans l'hypothèse que le coût marginal des énergies renouvelables passera de 80,6 USD/MWh en 2020 à 49 USD/MWh en 2029.

3) Plans à long terme (2030 et après)

Pendant cette période, la demande d'électricité de pointe des réseaux synchrones augmentera considérablement, passant de 36,4 GW en 2029 à 50,8 GW en 2033.

En ce qui concerne les projets de développement des sources d'énergie hydroélectriques, ils auront diminué, car lesdits projets auront été mis en œuvre dans la période à moyen terme là où le développement est économiquement possible. En ce qui concerne l'introduction des énergies renouvelables, il sera nécessaire de renforcer la production thermique en raison de la nécessité du fonctionnement flexible des réseaux, et la question de savoir s'il faudra investir ou non dans le gaz naturel prendra une importance accrue.

Par ailleurs, quant au rôle du stockage de l'électricité pour l'amélioration de la capacité d'ajustement, une amélioration substantielle du coût du stockage est prévue et ledit stockage devrait se substituer à l'énergie thermique.



Source : Élaboré par la mission d'étude de la JICA sur la base de l'Ébauche du Rapport « Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO »

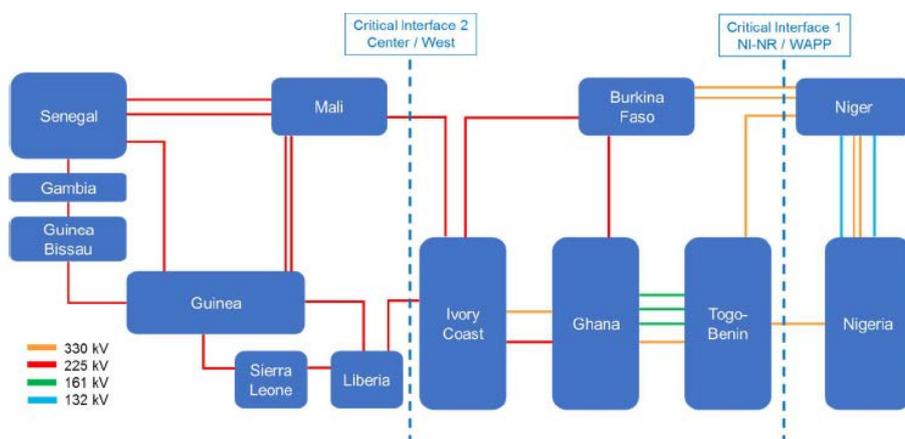
Figure 5.33 Capacité des équipements de production d'électricité, par types de source d'énergie

(2) Plans de réseaux de transport (lignes d'interconnexion)

1) Plans à court terme (2018 - 2022)

Du point de vue d'une exploitation stable et ajustable des réseaux interconnectés de la zone WAPP, deviendront importantes les deux interfaces que constituent l'interconnexion du Nigeria aux réseaux de chaque pays et l'interconnexion des deux réseaux Est-Ouest. (Figure 5.34)

Au sujet de ces interfaces, il faudra au moins des lignes triples pour assurer la stabilité des réseaux interconnectés. De plus, l'examen du fonctionnement synchrone des réseaux interconnectés fait ressortir la nécessité d'installer des SVC sur les réseaux du Liberia, du Niger et de la Côte d'Ivoire, et d'installer des PSS aux points importants en bout de réseau pour stabiliser à 0,27 Hz les variations de fréquence à l'intérieur des réseaux Est-Ouest.

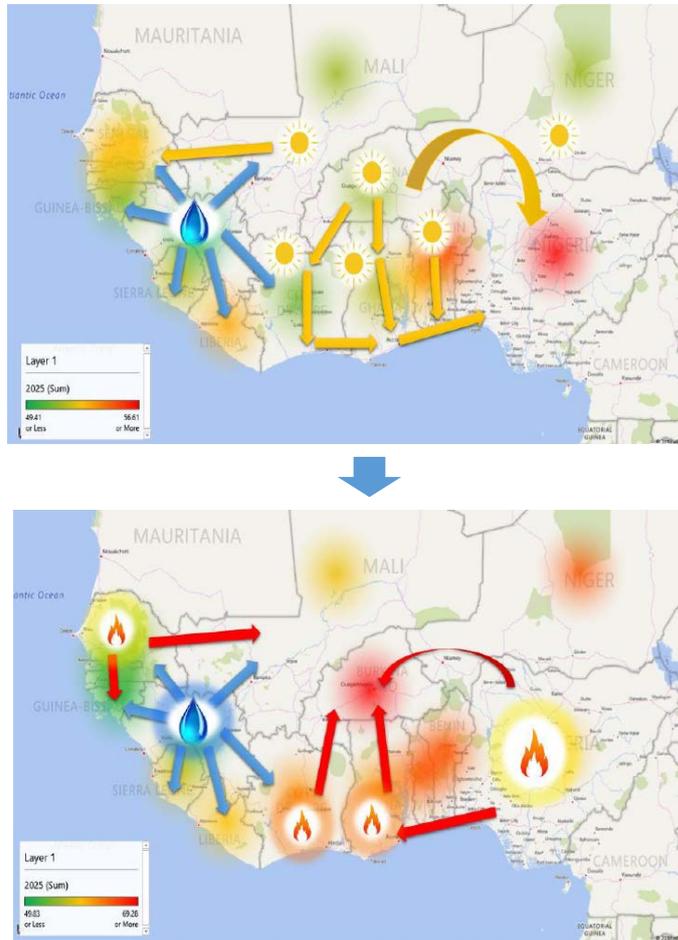


Source : Ébauche du Rapport « Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO »

Figure 5.34 Réseaux interconnectés en 2022

2) Plans à moyen terme (2022 - 2029)

Pendant cette période, il sera nécessaire de renforcer les lignes d'interconnexion pour qu'elles permettent un effet de synergie entre les énergies hydraulique, thermique et solaire dans la zone, et qu'elles permettent de grands échanges d'électricité. En ce qui concerne les modifications du courant électrique le jour et la nuit dans la zone en 2025, comme le montre la Figure 5.35, on constate qu'elles sont considérables.



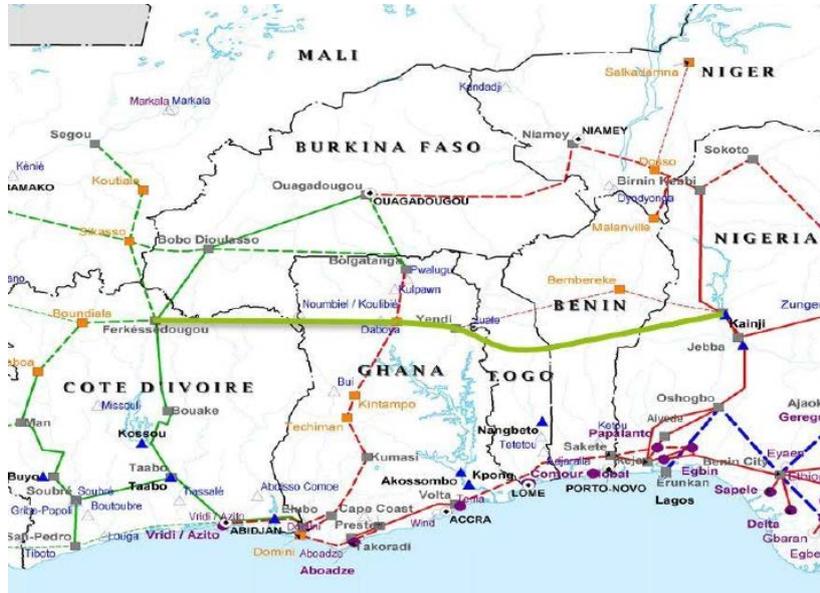
Source : Ébauche du Rapport « Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO »

Figure 5.35 Modifications du courant électrique le jour et la nuit dans la zone WAPP (2025)

La production hydroélectrique servira principalement le soir à partir de la pointe de fin d'après-midi, et elle sera utilisée au minimum le jour, selon les variations de la production solaire et de l'utilisation pour l'irrigation. Quant à la production thermique, elle servira principalement le soir et comme puissance d'ajustement des variations de l'énergie solaire.

Pour rendre possible une telle exploitation, les renforcements de lignes d'interconnexion suivants sont planifiés.

- Planification d'une ligne centrale transversale 330 kV de Kainji au Nigeria à Ferke en Côte d'Ivoire, en passant par le Bénin et le Togo (Figure 5.36).



Source : Ébauche du Rapport « Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO »

Figure 5.36 Plan de ligne transversale centrale Est-Ouest

- Contrat d'interconnexion à ligne double dans le CLSG pour renforcer l'exploitation N-1 et renforcer l'interconnexion entre le Liberia, la Sierra Leone, la Guinée-Bissau et la Guinée
- Augmentation du volume d'échanges des énergies solaires et thermiques par le doublement de la ligne d'interconnexion en Guinée (Linsan) et au Mali (Manantali). Ce plan devra être cohérent avec le contrat de Koukoutamba.
- Raccordement de l'énergie hydroélectrique (100 MW) du site de Morisanako et de l'énergie solaire (100 MW) à la ligne d'interconnexion 225 kV entre Conakry (Fomi) et Boundiali en Côte d'Ivoire.
- Ligne d'interconnexion entre le Liberia (Buchanan) et la Côte d'Ivoire (Sans Pedro) cohérente avec le développement de la production hydroélectrique de Tiboto, réalisé en commun par le Liberia et la Côte d'Ivoire à leur frontière commune.

3) Plans à long terme

À long terme, il est recommandé de renforcer plusieurs lignes d'interconnexion entre le Nigeria et les pays membres pour stabiliser l'ensemble des réseaux.

Tout spécialement, la ligne centrale de transport 400 kV Est-Ouest indiquée à la Figure 5.37, qui va du Sénégal au Burkina Faso, deviendra une importante ligne centrale pour l'interconnexion de l'énergie thermique au gaz du Sénégal, de l'énergie hydroélectrique de la Guinée et de l'énergie solaire des pays membres du nord. Il est prévu que le point d'interconnexion au Sénégal soit la base d'interconnexion (Tobene) à la Mauritanie et au Maroc.

Le poste de transformation du Burkina Faso sur cette ligne principale se trouve à Bobo Dioulasso, qui est facile à raccorder aux sources solaires, et comme Bobo Dioulasso est interconnecté à Ferke en

Côte d'Ivoire, il existe une proposition alternative passant par Ferke. Quant à la ligne principale 330 kV du Nigeria à Ferke en Côte d'Ivoire et au réseau 400 kV prévu du côté ouest, l'examen se poursuivra (Figure 5.37).



Source : Ébauche du Rapport « Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO »

Figure 5.37 Plan de ligne principale transversale 400 kV Est-Ouest

Il y a également les autres plans suivants.

- Interconnexion par ligne 330 kV entre le Nigeria et le Niger : Maban (nouveau) - Salkadamna - Katsina – Gazoua
- Doublement de la ligne principale 330 kV Sud-Nord du Ghana (Bolgatanga - Juale - Dawa)
- Doublement de la ligne principale côtière d'OMVG

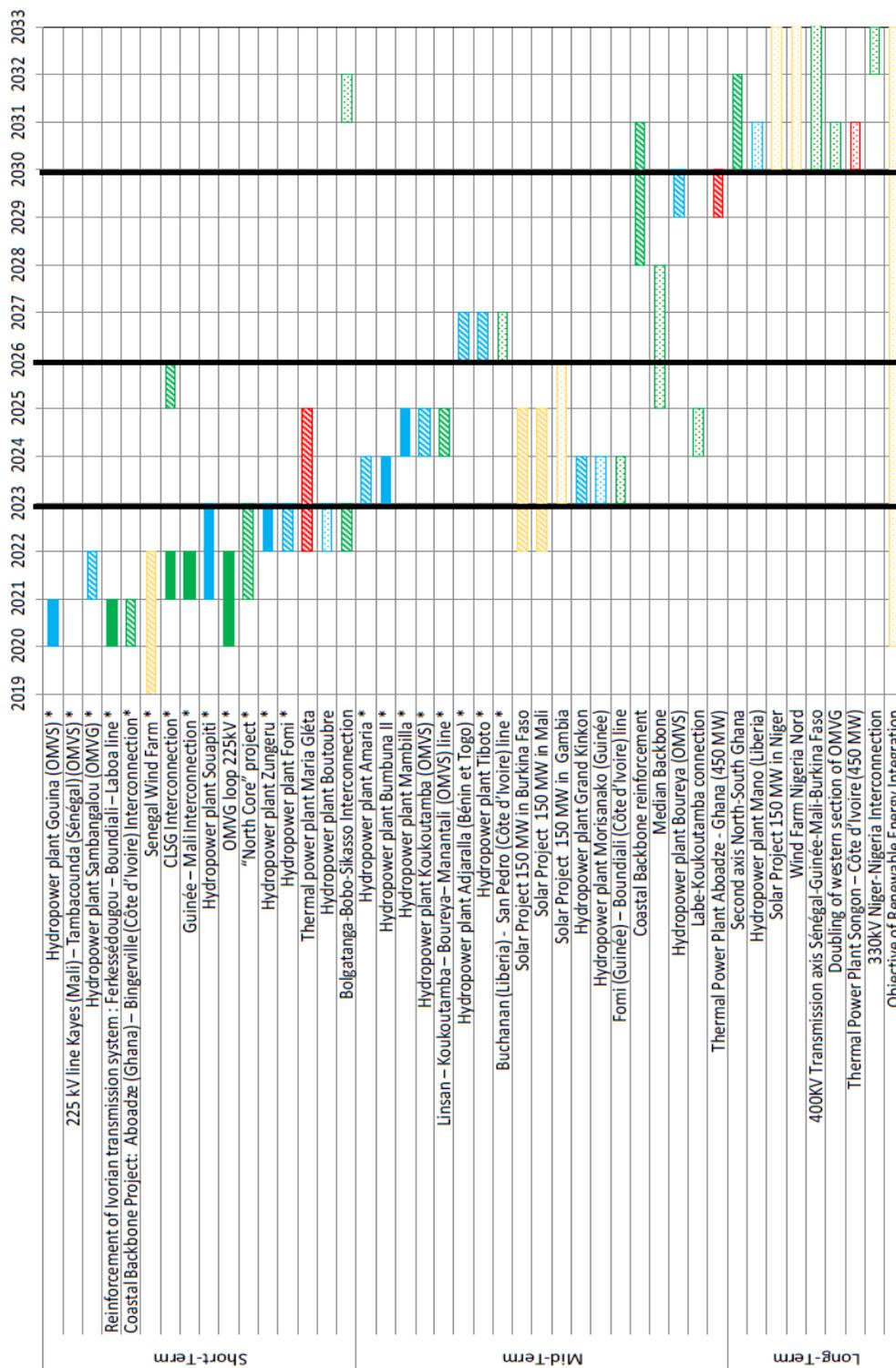
4) Interconnexion à l'extérieur de la zone WAPP

Pour l'interconnexion des pays d'Afrique de l'Ouest aux pays d'Afrique du Nord, où les conditions d'ensoleillement sont encore meilleures, on prévoit des échanges d'électricité avec l'énergie solaire du Maroc et l'énergie thermique au gaz du Sénégal. On s'attend à ce qu'il y ait, en 2023, des exportations d'électricité de 1 050 GWh du Maroc au Sénégal, et de 105 GWh du Sénégal au Maroc. Afin de corriger la faiblesse des lignes d'interconnexion de cette région, le Maroc, la Mauritanie et le Sénégal examinent une proposition d'interconnexion par lignes de transport de courant continu 400 kV.

Il y a également l'interconnexion au pool énergétique de l'Afrique centrale pour le partage de l'énergie hydroélectrique, à commencer par celle d'Inga au Congo, en Afrique centrale. Le coût d'importation qui reflète les tarifs d'électricité était estimé à 80 USD/MWh maximum, puis cette estimation a été revue à la baisse à 60 USD/MWh pour 2030, s'il y a, avec une capacité d'interconnexion de 2 GW, un volume annuel d'échange d'électricité de 6 000 GWh à l'heure de pointe en fin d'après-midi, alors que la production solaire diminue.

5-10-8 Projets nécessitant des investissements

Les projets prioritaires qui nécessitent des investissements pour réaliser le plan directeur sont au nombre de 44, à raison de 26 projets de développement des sources d'énergie électrique – dont 23 d'énergies renouvelables, hydroélectricité comprise – et 18 projets de lignes de transport (Figure 5.38).



Source : Ébauche du Rapport « Actualisation du Plan Directeur Révisé des moyens de production et de transport d' énergie électrique de la CEDEAO »

Figure 5.38 Liste des projets

Chapitre 6
Projets indépendants de production
d'électricité

Chapitre 6 Projets indépendants de production d'électricité

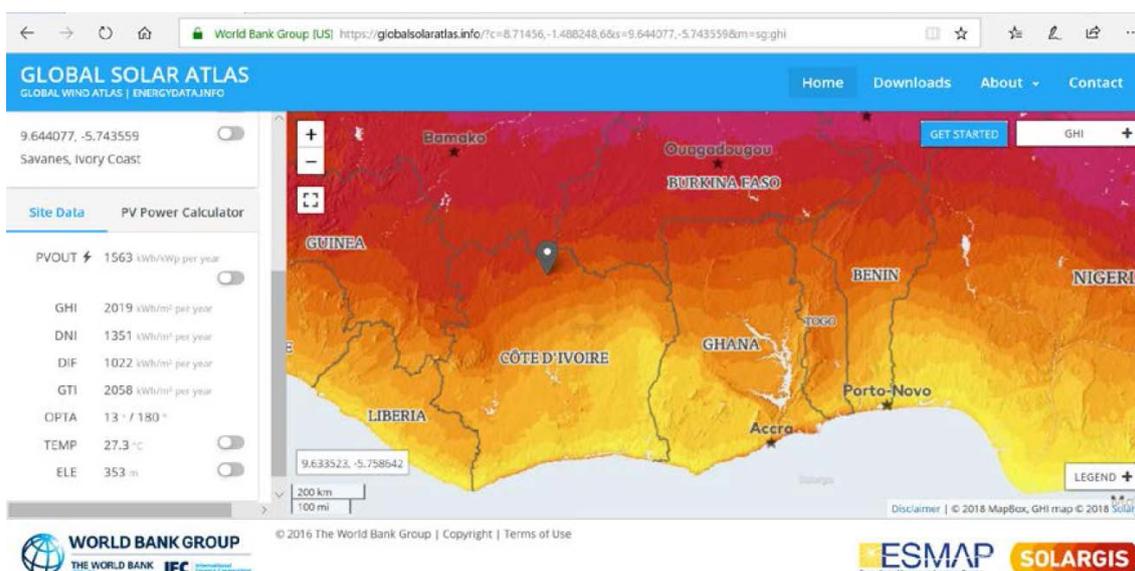
photovoltaïque

6-1 Potentiel de l'énergie solaire

La Côte d'Ivoire dispose d'un abondant gisement solaire. La lumière du soleil reçue dans l'ensemble du pays varie de 2,0 à 6,0 kWh/m²/jour, et la durée de l'ensoleillement moyen journalier est de 6 heures, un potentiel jugé de niveau moyen. En général, une capacité de production d'électricité plus importante peut être vraisemblablement obtenue dans le nord du pays à proximité du Mali et du Burkina Faso, et en ce qui concerne la production d'électricité photovoltaïque dans l'ensemble du pays, il est possible d'assurer une capacité de production d'électricité de 10 325 TWh/an. (Source : « Possibilités d'investissement dans les projets indépendants de production d'électricité en Afrique » 2016 JETRO, et <https://www.africa-eu-renewables.org/market-information/cote-divoire/energy-sector/>)

D'après les documents de Solargis <http://solargis.info> le rayonnement global horizontal (GHI) moyen annuel par m² perçu sur la période d'avril 2004 à mars 2010 est égal ou supérieur à 1 850 kWh/m² dans la partie nord à partir de Bouaké, et il est vraisemblable qu'un rayonnement global horizontal compris entre 2 050 kWh/m² et 2 150 kWh/m² soit reçu dans le nord à partir de Korhogo.

En outre, l'Atlas mondial de l'énergie solaire du Groupe de la Banque mondiale permet de confirmer le rayonnement global horizontal (GHI), la puissance de sortie photovoltaïque, etc. à partir des coordonnées cartographiques. Les données photovoltaïques dans les environs de Korhogo, dans la partie nord de la Côte d'Ivoire, sont illustrées à la Figure 6.1 ci-dessous. En outre, le rayonnement global annuel des pays voisins de la Côte d'Ivoire est indiqué au Tableau 6.1 en tant que comparaison avec ces données. Le Mali et le Burkina Faso au nord en particulier bénéficient de meilleures conditions, avec une puissance de sortie photovoltaïque et un rayonnement global annuels supérieurs de 8 à 10 %, et la possibilité que ces deux pays aient un avantage en matière de production d'électricité photovoltaïque à l'avenir doit être prise en considération sur le plan de l'exportation d'énergie, de la compétitivité des prix et de la rentabilité des projets indépendants d'électricité photovoltaïque de la Côte d'Ivoire.



Source : Atlas mondial de l'énergie solaire

<https://globalsolaratlas.info/?c=8.71456,-1.488248,6&s=11.836948,0.330929&m=sg:ghi>

Figure 6.1 Données relatives à la lumière du soleil pour sa conversion en énergie solaire photovoltaïque dans les environs de Korhogo en Côte d'Ivoire

Tableau 6.1 Comparaison des données relatives à la lumière du soleil pour sa conversion en énergie solaire photovoltaïque dans les environs de Korhogo en Côte d'Ivoire et dans les pays voisins

Pays et Site	Côte d'Ivoire (environs de Korhogo)	Mali (environs de Tessalit)	Burkina Faso (environs de Gorom-Gorom, d'Oudalan)	Ghana (environs de Bawku, du Haut Ghana oriental)	Guinée (environs de Dinguiraye)	Libéria (environs de Kampla, Nimba)	Niger (environs de Djado)
Puissance de sortie photovoltaïque kWh/kWc/an	1 563	1 783	1 690	1 587	1 640	1 442	1 896
GHI kWh/m²/an	2 019	2 249	2 188	2 065	2 116	1 833	2 342

Source : Élaboré par la mission d'étude de la JICA à partir de <https://globalsolaratlas.info/>

Note : En ce qui concerne les données de chaque pays, les sites, à savoir un endroit, par exemple un nom de ville, clairement identifiable sur la carte de l'Atlas mondial de l'énergie solaire, et pour lesquels il est possible d'obtenir les valeurs de puissance de sortie photovoltaïque les plus élevées ont été sélectionnées de manière adéquate en tant que données de comparaison.

6-2 Cadre pour la promotion des investissements privés

Les contrats des projets indépendants de production d'électricité photovoltaïque pourraient être de type BOOT ou BOO. En Côte d'Ivoire, les lignes de transport nécessaires au raccordement au réseau sont des infrastructures secondaires, mais sur la base de la même approche que celle des conduites de gaz des

centrales électriques au gaz, elles sont installées par le secteur privé, puis leur coût de construction est remboursé par l'État qui en devient propriétaire. Ceci s'explique par les contraintes financières ainsi que par la cohérence que représente la construction des équipements de transport d'électricité dans le même processus que les installations de production. Avec un axe de temps différent du démarrage de la production d'énergie solaire photovoltaïque, le but est d'éviter la survenance de la dette des travaux des lignes de transport pour le raccordement et du paiement de celles-ci. Dans l'explication de CI-ENERGIES, en ce qui concerne les projets indépendants de production d'électricité photovoltaïque, le principe consiste à procéder avec le même type de contrat que dans la production d'énergie thermique. En outre, le ministère du Pétrole, de l'Énergie et du Développement des Énergies Renouvelables a expliqué que la conception détaillée et les règles du système opérationnel seront établies avec le consultant à partir d'avril 2019, et de nombreuses inconnues demeurent encore à présent.

À l'heure actuelle, en ce qui concerne la production d'électricité photovoltaïque de la Côte d'Ivoire, seul un contrat d'achat est conclu avec des producteurs indépendants d'électricité, et dans l'hypothèse d'un système expérimental sur le modèle des contrats de projets indépendants de production d'énergie thermique, les capacités de production d'électricité sont décidées sur la base du prix de rachat et du rayonnement global, puis finalisées par voie de négociation. La période d'achat s'étend sur 20 à 25 ans, mais le prix de rachat n'est pas un montant fixe. Une fois que le pays a fini de payer la dette correspondant aux travaux des lignes de transport, le montant du paiement aux producteurs indépendants d'électricité diminue. Ou il s'agit d'un engagement d'achat ferme. Par conséquent, lors d'un accident sur une ligne de transport par exemple, même si la production d'électricité photovoltaïque est restreinte, les paiements doivent être effectués. En ce qui concerne l'électrification à microéchelle par le biais de la production d'électricité photovoltaïque régionale non raccordée au réseau, le principe appliqué consiste à procéder en préparant des ordonnances du gouvernement.

D'après les explications du ministère du Pétrole, de l'Énergie et du Développement des Énergies Renouvelables, il n'existe pas de tarif de rachat garanti pour favoriser l'introduction des énergies renouvelables, mais avec la promotion de l'investissement, sur la base du code des investissements, visant des régions et étendues spécifiques, il existe des incitations fiscales afin d'accroître les investissements pour développer le nord du pays, et celles-ci constituent une aide indirecte.

Le code des investissements a été établi par l'ordonnance N° 2012-487 du 7 juin 2012. Il détermine les obligations des investisseurs, les garanties envers les investisseurs, les incitations à investir, ainsi que les procédures s'y rapportant, les zones concernées, l'éventail des réductions d'impôt s'appliquant à chacune de ces zones, les points devant être convenus, etc., et constitue la législation pour la promotion des investissements assumant une responsabilité écologique et sociale. Parallèlement à ces investissements, il a été convenu de réduire de 50 % des droits de douane jusqu'à un certain plafond, et de 40 % au-dessus de ce plafond, concernant les équipements, les matériaux, les pièces détachées fournies à la première livraison, d'exonérer à hauteur de 100 % la TVA, et d'appliquer des prélèvements communautaires. Toutefois, dans le code des investissements, le pays est divisé en 3 zones, chacune étant déterminée par décret. Zone A désigne la métropole d'Abidjan, Zone B les zones urbaines de 60 000 habitants et plus, et Zone C celles de moins de 60 000 habitants (d'après les données du JETRO), et les différences concernant les plages hors taxe et les durées (de 5 à 15 ans) d'application, etc. suivant la zone doivent être prises en considération dans les investissements.

Par ailleurs, selon le Plan d'Actions National des Énergies Renouvelables (PANER) Côte d'Ivoire pour les périodes [2016-2020/2030], l'Article 359 du Code général des Impôts en annexe de l'ordonnance N°

2011-480 du 28 décembre 2011 portant Budget de l'État du 28 décembre 2011 fixe la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) pour les matériaux de production d'électricité photovoltaïque à 9 %, ce qui représente une mesure préférentielle par rapport au taux standard de 18 % de TVA.

6-3 Plan de mise en œuvre de la production d'électricité photovoltaïque et réalisations dans ce domaine

D'après les explications de CI-ENERGIES, le prix de production d'électricité dans la planification des projets indépendants d'électricité photovoltaïque de grande envergure évoluait entre 130 et 150 FCFA/kWh aux alentours de 2011, puis était de 63 FCFA/kWh en 2012 ; et 3 à 4 projets sont en cours de développement dans le nord du pays, portés notamment par cette tendance baissière (référence : le prix de production d'énergie thermique est de 44,75 FCFA/kWh).

S'agissant des avantages et préoccupations concernant les développements de la production d'électricité photovoltaïque dans le nord, le gouvernement ivoirien indique ce qui suit : «Économiquement défendable dans les zones nord et nord-ouest de la Côte d'Ivoire, là où les pertes en réseau seraient supérieures à 12% et permettant également d'économiser de la puissance hydroélectrique pour la pointe du soir. Ces développements permettraient de délester la charge des postes pendant la journée économisant la grande hydro-électricité pour le réglage de la pointe du soir. Ils présentent l'avantage de pouvoir être financées par des développeurs privés. Le solaire reste néanmoins d'une intermittence élevée pouvant créer des perturbations sur des réseaux contraints » (Plan d'Actions National des Énergies Renouvelables (PANER) Côte d'Ivoire pour les périodes [2016-2020/2030] pp 41). Tandis qu'il y a des centrales thermiques et hydroélectriques dans le sud et dans le centre, dans le nord dépourvu de sources d'énergie, bien que la construction de centrales photovoltaïques et le raccordement aux lignes de transport ne soient pas achevés, le positionnement a pour but de généraliser et de garantir la capacité de l'approvisionnement. Le plan de CI-ENERGIES pour 2030 vise un mix énergétique composé de 6 % d'énergie solaire photovoltaïque et de 7 % de biomasse.

À l'heure actuelle, malgré des mémorandums d'entente ou des accords, la production d'électricité photovoltaïque d'ici 2020 sera entre 200 et 250 MW. Entre 400 et 500 MW de solaire et de biomasse sont prévus d'ici 2020, avec pour objectif d'arriver à 1 100 MW d'ici 2030.

Le document de planification 2018-2030 de CI-ENERGIES fait mention de 6 projets de production d'électricité photovoltaïque, auxquels vient s'ajouter le projet de Poro Power-1 annoncé en octobre 2018, soit 7 projets au total. Des changements vont probablement se produire à l'avenir, mais les projets de production d'électricité photovoltaïque organisés à l'heure actuelle sur la base des informations fournies par CI-ENERGIES et le gouvernement sont indiqués au Tableau 6.2 ci-dessous. Parmi ces projets, le contenu qui a pu être confirmé est expliqué ci-après.

Tableau 6.2 Liste des projets de production d'électricité photovoltaïque

Nº	Centrale photovoltaïque	Capacité de production (MW)	Prévision
1	Korhogo (RECA) Korhogo solaire	25	2019
2	Poro (canadien) Poro solaire	50	2020
3	FERKE Centrale solaire de Ferké	25	2020
4	DAOUKRO (SERES) Daoukro solaire	30	2020
5	BOUNDIALI (KfW) Boundiali solaire	37,5	2020
6	Centrale électrique solaire 1	25	2020
7	Korhogo Poro Power 1 S.A Poro Power 1	66	inconnu
Total de la capacité de production		258,5 MW	

Source : La mission d'étude de la JICA a corrigé une partie de la capacité de production sur la base du document de planification et du contenu des explications de CI-ENERGIES ainsi que des annonces du gouvernement ivoirien (http://www.gouv.ci/_actualite-article.php?recordID=9339)

6-3-1 Korhogo solaire

Le site sélectionné pour son développement est le nord du pays, une région bénéficiant d'un rayonnement global important, et d'après le bulletin d'information d'African Energy (<https://www.africa-energy.com/>), le contrat de 23,6 milliards FCFA (40 millions USD) avait déjà été conclu entre Korhogo solaire, une filiale de Nova Power (Maroc), et le gouvernement ivoirien, et la centrale photovoltaïque d'une puissance de 25 MW alors en construction devait être opérationnelle en 2018. D'après l'article de la Tribune d'Afrique, en ce qui concerne la production des 25 MW de Korhogo solaire, s'agissant de « contrat de concession des services publics nationaux de production, transport, distribution, d'importation/d'exportation de l'énergie électrique conclu entre la Côte d'Ivoire et la CIE », l'accord de corrections en mai 2017 a mené à la décision de la CIE d'effectuer le transport et la distribution de l'électricité.

6-3-2 Boundiali solaire

Le Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) (la banque publique d'investissement allemande) a accepté d'accorder un prêt pour le projet de construction de la centrale photovoltaïque à Boundiali (37,5 MW) en tant qu'initiative visant à contribuer à la diversification du mix énergétique en augmentant les énergies renouvelables de la Côte d'Ivoire. Ceci se traduira par une réduction de 27 000 tonnes de CO₂ annuellement, ce qui correspond à l'approvisionnement en électricité de 30 000 ménages. En ce qui concerne l'État des lieux du solaire raccordé au réseau en zone UEMOA préparé par CPCS, une société de conseil, pour le compte de l'UEMOA, 300 emplois seront créés dans le cadre du projet de construction de la centrale photovoltaïque de 37,5 MW.

Pour la société CI-ENERGIES, il s'agit d'un projet pilote pour évaluer la manière dont cette centrale électrique affectera le réseau, et il est prévu qu'elle détiendra cette centrale comme la centrale hydroélectrique de Soubré, et en assurera le fonctionnement pendant plusieurs années.

6-3-3 Poro Power-1

Le 24 octobre 2018, le gouvernement ivoirien a annoncé un projet de construction de centrale

photovoltaïque de 66 MW à Korhogo. D'après cette annonce, la société Poro Power 1 a été établie en novembre 2017 et planifie une production énergétique annuelle de 118 GWh. Dans un effort à lutter contre le changement climatique, le gouvernement positionne ce projet dans le cadre de l'engagement international de l'État, à savoir augmenter entre 2015 et 2030 la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique sur la base de la Convention Galilea. Le coût du projet s'élève à 47,244 milliards FCFA (environ 81,5 millions USD) parmi lesquels la construction de la centrale représente 44,416 milliards FCFA, et la construction des équipements de transport pour l'interconnexion 2,828 milliards FCFA.

6-3-4 Autres projets

Le projet Poro solaire de 50 MW par Canadian Solar est également en cours de réalisation en BOO. En outre, selon un article du journal français Le Monde de décembre 2018, le gouvernement ivoirien aurait obtenu un financement de 80 millions d'euros de l'Agence française de développement (AFD) pour la construction en mer ou dans un lagon de la première centrale solaire photovoltaïque flottante en Afrique, mais les détails de ce projet n'ont pas été divulgués.

6-4 Coût des projets (construction)

En ce qui concerne le coût des projets de production d'électricité photovoltaïque (construction), d'après les explications relatives à Korhogo solaire (ClimateScope 2017 à Global-climateScope.org/results/ci), le coût de construction de la centrale électrique de Korhogo de 25 MW s'élève à 23,600 milliards FCFA (35,4 millions d'euros), soit, après conversion en yens, 189 yens/watt. Après comparaison avec la valeur moyenne pondérée internationale du coût global d'installation de l'énergie solaire photovoltaïque en 2017, indiquée dans les « Constats importants et synopsis des coûts de production de l'énergie renouvelable en 2017 », de 1 388 USD/kW (le dollar à sa valeur de 2016, ce qui équivaut après conversion en yens à 155 yens/watt), sur la base d'une capacité de production de 25 MW, il s'avère que le niveau d'IRENA n'est pas très éloigné de la valeur moyenne.

En outre, le coût de développement moyen européen de référence de la production d'électricité photovoltaïque au sol compilé par la Société financière internationale (SFI (ou IFC : International Finance Corporation) et la ventilation de celui-ci sont indiqués au Tableau 6.3. Toutefois, bien que le coût de construction de Korhogo solaire ne soit pas très éloigné de la valeur moyenne, qui est de 1 740,3 USD/kW (après conversion en yens, 195 yens/watt), il faut noter que cette valeur moyenne est une donnée de la deuxième moitié de 2014, période à partir de laquelle le prix des modules PV a considérablement baissé. D'après les informations de PV insights (<http://pvinsights.com/>), au mois de janvier 2019, le prix des modules PV polycristallins dans un marché au comptant a baissé jusqu'à 219 USD en moyenne, prix qui est reflété dans la rubrique « Module PV » au Tableau 6.3, et après un simple nouveau calcul du coût de développement moyen international de référence, celui-ci a diminué au niveau de 1 239,3 USD/kW (soit 139 yens/watt). Par conséquent, il est jugé nécessaire de se référer au prix moyen en tant que référence pour chaque rubrique sur la base de variables telles que le coût des travaux des installations de raccordement au réseau, outre la seule comparaison du coût d'ensemble.

Tableau 6.3 Coût repère moyen de développement européen de la production d'électricité photovoltaïque au sol (deuxième moitié de 2014) et proportion par rapport au total (%)

Éléments des coûts	Coût (USD/MWc)	Détail
Terrain	8 300 (0,5 %)	Nécessité d'environ 0,9 ha (9 000 m ²) par MWc Cette estimation varie en fonction de la technologie adoptée pour les cellules PV, systèmes de conditionnement d'énergie, etc.
Cellule PV	720 000 ^{*1} (41 %)	Le prix sortie usine des modules PV polycristallins est compris entre 550 000 USD et 930 000 USD/MW, soit un prix moyen de 720 000 USD/MW (réf. : le dernier prix au comptant en janvier 2019 est en moyenne de 219 000 USD/MW ^{*2}). Les modules PV à couches minces comme le tellure de cadmium représentent une économie de 8 à 10 % de ce prix, mais celle-ci disparaît en raison de l'augmentation de la superficie requise des terrains et de l'augmentation du coût des autres composants du système.
Structure de fixation	306 000 (17 %)	Il s'agit du coût estimé pour la structure de fixation, indépendamment du type de technologie des modules PV.
Conditionneur de puissance / onduleur	220 000 (13 %)	Ce coût comprend les commandes et appareils de mesure nécessaires.
Raccordement au réseau	255 000 (15 %)	Ce coût inclut la fourniture, l'installation, et les tests d'interconnexion des transformateurs électriques, câbles, infrastructures d'évacuation jusqu'au point de raccordement au réseau. Le coût varie suivant la distance jusqu'au point de raccordement.
Dépenses préliminaires et opérationnelles	11 000 (0,6 %)	Ce coût inclut les services relatifs à la conception, à la gestion de projet, à l'assurance, et aux intérêts pendant la construction, entre autres. Il existe de nombreuses variables, mais il s'agit du coût général pour un projet solaire de grande envergure.
Travaux généraux et de génie civil	120 000 (7 %)	Ce coût inclut le développement des infrastructures générales, la demande et l'obtention de permis et d'approbations, la préparation des rapports de projet, etc.
Coût de développement	100 000 (6 %)	Il s'agit d'un chiffre moyen pour l'UE, variant suivant les conditions du marché.
Total	1 740 300	

Source : Élaboré par la mission d'étude de la JICA à partir du document intitulé « Les centrales solaires photovoltaïques commerciales - Guide à l'intention des promoteurs de projets » Société financière internationale

Note ^{*1} : <http://pvinsights.com/> (données de juin 2014)

Note ^{*2} : <http://pvinsights.com/> (données du 8 janvier 2019)

La ventilation du coût d'un projet de centrale solaire photovoltaïque à l'échelle du réseau électrique en Afrique est indiquée à la Figure 6.1. Il s'agit du coût en 2015, et, dans cet exemple, la proportion des modules PV représente 50 % du coût total, mais il est considéré que la baisse observée à la suite de la diminution du prix des modules PV ces dernières années concerne aussi bien le coût global que le ratio du coût des modules PV par rapport au total. En outre, il est considéré que les modules PV, les conditionneurs d'énergie, les transformateurs, etc. sont des produits d'importation, mais eu égard aux autres composants

du système tels que les structures de fixation, piliers, supports, boîtes de jonction, etc., il est important d'appliquer des mécanismes de réduction des coûts, en ayant par exemple recours à l'approvisionnement local.

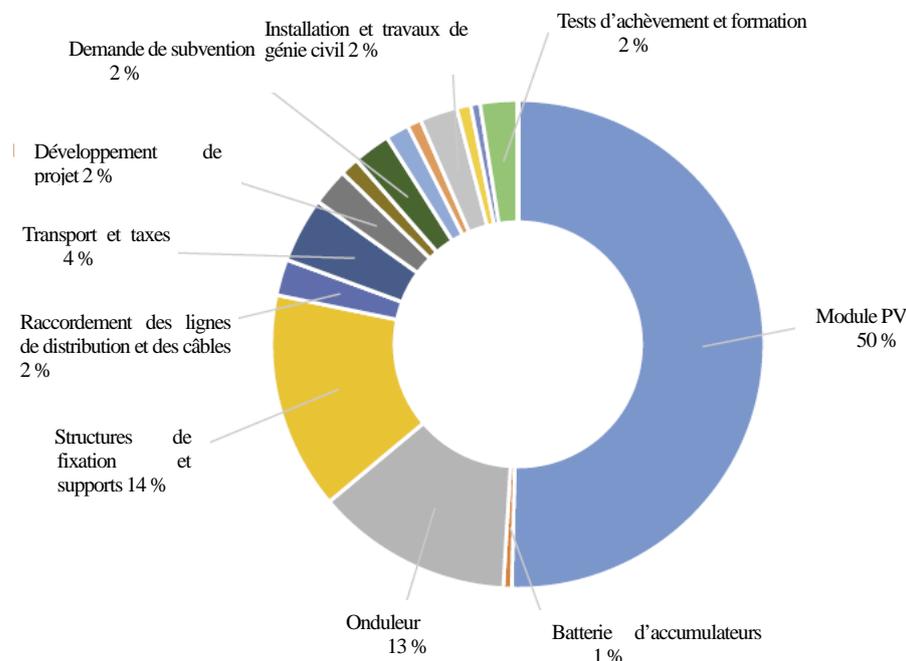


Figure 6.2 Exemple de ventilation du coût d'un projet de centrale photovoltaïque à l'échelle du réseau électrique en Afrique

Source : Le solaire photovoltaïque en Afrique : coûts et marchés, septembre 2016, IRENA

6-5 Prix de rachat

Outre les relations publiques du ministère du Pétrole, de l'Énergie et du Développement des Énergies Renouvelables, les invitations à exprimer son intérêt/intention de participation, comme les travaux de soumission généraux sur sa page d'accueil, les informations relatives aux appels d'offres pour la production d'électricité photovoltaïque sont également publiées dans le quotidien « Fraternité Matin ».

D'après les documents de Climatescope 2017, l'invitation à soumissionner à la production d'électricité photovoltaïque de 25 MW a été lancée en 2016, le prix de rachat se situe entre 60 et 70 FCFA/kWh (entre 0,09 euro/kWh et 0,105 euro/kWh), 5 entreprises, y compris les entreprises françaises Eranove, Bouyges, et Engie ont fait part de leur intérêt à participer à l'appel d'offres, et l'appel d'offres est en cours, mais aucune information concernant notamment la méthode précise de l'appel d'offres n'a été révélée. Le lien avec ces informations reste à établir, mais d'après un article dans PV Magazine (31 mai 2018), la production d'électricité de Korhogo solaire serait vendue à la CIE 70 FCFA/kWh (environ 13,65 yens) conformément à la déclaration d'intérêt (DI) du ministère du Pétrole, de l'Énergie et du Développement des Énergies Renouvelables de 2017.

Il n'existe pas à l'heure actuelle de tarif de rachat garanti en Côte d'Ivoire, mais, alors qu'au Ghana, pays voisin de la Côte d'Ivoire, le tarif de rachat garanti pour l'énergie renouvelable, y compris la production d'électricité photovoltaïque, est entré en vigueur le 1^{er} octobre 2016, le tarif de rachat est fixe pendant 10 ans à 59,7750 pesewas/kWh (environ 13,9 yens/kWh) pour la production d'électricité

photovoltaïque, puis révisé tous les 2 ans passée cette période.

6-6 Étapes du développement de projet pour les projets indépendants de production d'électricité photovoltaïque

Les étapes de développement de projet pour les projets indépendants de production d'électricité photovoltaïque sont indiquées à la Figure 6.2, mais les facteurs susceptibles d'être différents par rapport au développement de projets indépendants de production d'énergie thermique ordinaire et les points à prendre en considération sont également compilés.

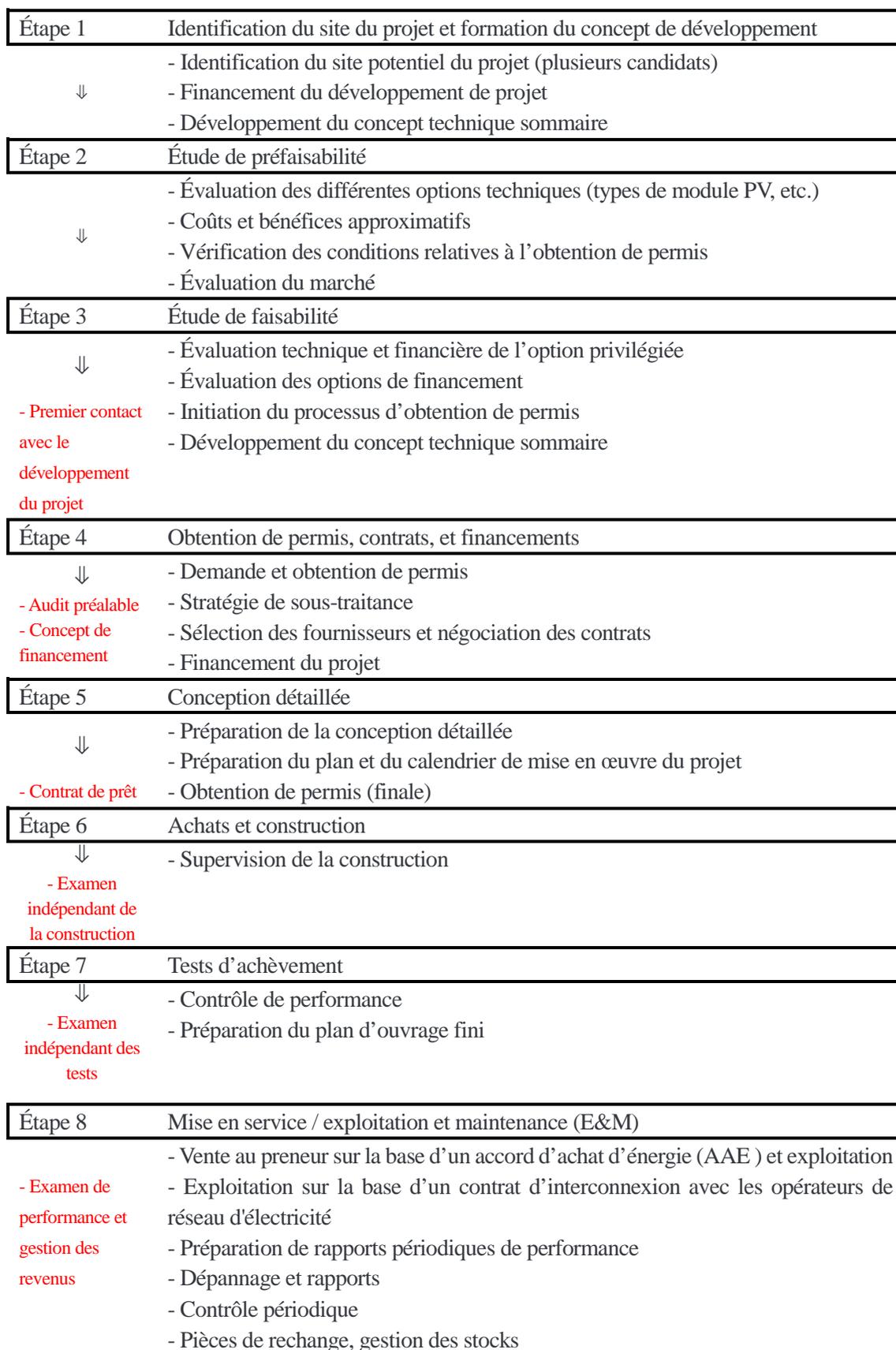


Figure 6.3 Étapes du développement de projet pour les projets indépendants de production

d'électricité photovoltaïque et mesures mises en œuvre par l'agence de financement

Source : Élaboré par la mission d'étude de la JICA à partir du document intitulé « Les centrales solaires photovoltaïques commerciales - Guide à l'intention des promoteurs de projets » Société financière internationale

Note : Les mesures mises en œuvre par l'agence de financement sont indiquées en rouge.

Les points devant être examinés à chaque étape sont indiqués ci-dessous.

6-6-1 Étape 1 - Identification du site du projet et formation du concept de développement

Étape de formation du concept du projet. Le taux de rentabilité est calculé en procédant à l'identification des sites candidats et à la conception, puis en élaborant un modèle de financement préliminaire à partir du calcul du coût approximatif et du rendement énergétique annuel estimé. En ce qui concerne les aides au niveau des réglementations telles que le tarif de rachat garanti, le système de taxation préférentiel, les subventions, etc. les différences en termes d'application, d'étendue, et de durée d'applicabilité suivant le pays ou l'envergure du projet exigent une attention particulière.

En outre, le niveau de confiance des preneurs, la standardisation ou non de l'AAE, les conditions de paiement, etc. sont importants en tant que risques découlant de l'AAE.

Compte tenu de la longue période de négociation nécessaire à l'obtention du financement de la dette de la part d'une agence de financement locale, qui a peu d'expérience eu égard aux projets de production d'électricité photovoltaïque, pour ce type de projet, une solution peut consister à financer les projets en combinant des prêts sans recours à des SPC (structures de titrisation) et des capitaux propres.

À cette étape, les points méritant une attention particulière sont la clarification des risques initiaux, la distance jusqu'au point d'interconnexion au réseau, la capacité de réception suffisante de l'équipement de transport et de transformation électrique dans l'interconnexion au réseau, la dotation ou l'absence d'un système juridique pour le raccordement au réseau, etc.

6-6-2 Étape 2 - Étude de préfaisabilité

À cette étape, des incertitudes demeurent encore concernant chacune des données recueillies, mais les possibilités de projet sont explorées sur la base des valeurs minimales de rentabilité financière (obstacle financier minimum). L'examen du type des travaux d'exécution du projet (par exemple, ratio du financement tel que le financement par fonds propres par rapport aux prêts sans recours en ce qui concerne les SPC) commence, et chacune des étapes et leur calendrier sont compilés.

L'étude d'avant-projet sommaire est effectuée sur la base des choix des technologies appliquées (types des modules PV et des conditionneurs d'énergie, systèmes à support fixe ou systèmes de repérage, etc.), et la supposition du rendement énergétique annuel, la perte supposée de la centrale, le taux de performance, le taux d'utilisation supposé annuel de la centrale, le prix de rachat supposé sur la base de l'analyse du marché, le coût des équipements de transport et de transformation pour l'interconnexion au réseau, le nombre de mois requis jusqu'à l'achèvement des travaux d'interconnexion sont confirmés à la lumière du coût, des données de prévisions solaires à partir de ressources et outils fiables tels que Pvsyst, etc. (P50). En outre, l'étude sur le terrain des sites candidats est réalisée, et les limitations juridiques et physiques eu égard à l'utilisation des terrains, la mise en place ou non d'incitations au développement, les éléments nécessaires à l'obtention de permis et

approbations, la manifestation ou non d'importants impacts environnements ou sociaux, etc. font l'objet de vérifications.

L'analyse de sensibilité lorsque chacune des variables dévie de l'ordre de $\pm 30\%$ est réalisée tout en établissant le modèle de financement, et les principes pour faire face aux risques clairement supposés sont décidés. Si le preneur ne bénéficie pas d'une forte cote de confiance, afin de réduire les risques, des garanties de paiement sont renforcées notamment en assurant des obligations souveraines ou des garanties de crédit émises par une banque de développement telle que la Banque mondiale.

6-6-3 Étape 3 Étude de faisabilité

L'étude de faisabilité est réalisée sur la base de la collecte de données détaillées spécifiques aux sites des projets. Par exemple, des données détaillées portant sur des éléments considérés incertains ou variables sont collectées et analysées avant la réalisation du projet et l'examen de la conception détaillée, en installant un pyranomètre à proximité du site de construction.

Outre la préparation du plan d'implantation et du schéma des ombrages sur la base du choix des modules PV, de la constitution et de la taille des modules et des structures de fixation adoptées, l'étude comprend l'analyse des exigences en exploitation et maintenance (rubriques et intervalles de mise en œuvre des inspections nécessaires, de la nécessité ou non de mettre à l'arrêt les équipements pendant les inspections, etc.), de la pente des modules PV, de leur orientation (azimuts), de l'adoption ou non du système de repérage, de la température ambiante, des conditions du vent ; la sélection de dispositifs de suivi et surveillance, y compris des données météorologiques ; l'examen de la méthode de câblage et de minimisation de la perte de puissance sur la base de cette méthode ; la préparation des plans, y compris le plan des contours ; les conditions des travaux de génie civil, etc.

Il est supposé que les modules PV et les conditionneurs d'énergie seront importés, mais il est nécessaire de prendre également en considération les procédures de dédouanement, le nombre de jours nécessaires et le risque de retards aux douanes.

En outre, si des fluctuations du prix de rachat sont anticipées sur un marché concurrentiel ou s'il est possible de renégocier le prix de rachat après la conclusion du contrat, les impacts sur le projet doivent être également examinés.

Outre le recensement/l'identification des éléments relatifs à l'obtention des permis et approbations nécessaires sont recensés, la confirmation des restrictions en termes de développement et d'utilisation des terrains et la vérification de la durée requise jusqu'à l'approbation par le biais de consultations préalables avec les organismes d'approbation, l'examen auprès des opérateurs de réseau d'électricité pour s'assurer qu'il n'y a pas de problèmes au niveau de la capacité de raccordement ainsi que la demande de raccordement initial pourraient également être concernées.

Le plan d'exécution du projet est compilé à la lumière de ce qui précède, et la société d'ingénierie du maître d'ouvrage en mesure d'apporter un soutien à la formation d'une entreprise bancable (en situation d'investir) et à l'établissement de la méthode de financement, à la prise de décision relative au contrat d'option portant sur l'utilisation des terrains et sur les voies d'accès de la centrale électrique, et aux spécifications des équipements, ainsi qu'à l'appel d'offres, aux achats, à l'examen de la conception, à la gestion de l'exécution, etc. est également sélectionnée.

6-6-4 Étape 4 - Obtention des permis, contrats, et financements

À cette étape, outre la vérification des éléments relatifs aux demandes des permis et approbations

nécessaires tels que les permis de construire, l'autorisation des producteurs d'électricité, etc. dans le cadre de consultations préalables avec les ministères et agences concernés, et la demande à proprement parler, il y a également la préparation de la documentation en annexe requise pour l'obtention des permis et approbations, les documents basés par exemple sur l'étude d'impact environnemental et social (EIES). En outre, la préparation et les négociations finales des AAE sont effectuées avec les preneurs, et l'accord d'interconnexion de réseau avec les opérateurs de réseau d'électricité est alors mis en place. Le fait que l'ajout de conditions relatives au consentement et de conditions relatives à l'obtention de permis, des modifications de conception, l'ajout de mesures d'atténuation des impacts, les révisions préalables des dispositions de l'accord avec les personnes concernées, etc. puissent être imposés pendant le processus de ces négociations, consultations, et d'obtention de permis sur la base de l'évaluation des impacts environnementaux et sociaux est pris en considération.

En tant que risques spécifiques aux projets de centrales photovoltaïques, il y a la dégradation au fil du temps de l'ensoleillement en dessous de la valeur estimée, de l'environnement naturel du site, et des modules PV, ainsi que la fluctuation de la fiabilité des équipements électriques et du prix du rachat sur le long terme, et tout en prenant des mesures contre les éventuels impacts directs que celles-ci pourraient avoir sur les performances, à savoir les revenus et dépenses du projet, un cadre de financement comprenant un fonds pour des travaux de construction est établi et divulgué aux communautés concernées et aux parties prenantes, ou un engagement est obtenu concernant la participation au financement.

Les instructions aux soumissionnaires pour l'achat de modules PV sont préparées pour la sélection d'un ou d'entrepreneur(s) en construction, après avoir décidé, sur les conseils de la société d'ingénierie du maître d'ouvrage, de conclure avec une société un contrat d'ingénierie, d'achat et de construction (EPC), dit contrat clés en main, ou de conclure des contrats de construction séparés avec plusieurs entreprises. En outre, l'entreprise chargée de l'exploitation et maintenance (E&M) est sélectionnée après que l'étendue des services d'E&M a été fixée dans le contrat. Le coût de construction et le coût de l'E&M compris dans le contrat EPC et dans le contrat d'E&M sont, l'un comme l'autre, clarifiés avant la formulation du plan détaillé de l'exécution du prêt. Les imprévus pendant la période d'exploitation ou pendant la durée de l'emprunt sont inclus dans ce coût d'exploitation et de maintenance. En outre, lors de la conclusion de l'AAE, du contrat d'interconnexion de réseaux, du contrat EPC, du contrat d'E&M et du contrat d'assurance, il est nécessaire d'ajouter l'ordre restreint de démarrage des travaux en tant que conditions générales de contrat pour tout accord de prêt.

S'agissant de l'étude d'impact sur l'environnement, en ce qui concerne chacune des agences de financement faisant partie des institutions financières qui ont adhéré aux Principes de l'Équateur, il faut noter que, eu égard aux projets de 10 millions USD ou plus mis en œuvre par un financement de projet, la disponibilité d'un financement est déterminée à la lumière des principes de l'Équateur et des principes des normes environnementales indiquées par IFC Performance Standards.

6-6-5 Étape 5 Conception détaillée

Si l'accord de prêt est signé, et les démarches d'obtention de permis et d'approbations sont achevées, l'ordre de démarrage des travaux est délivré. Dans un projet de production d'électricité photovoltaïque, le contrat EPC est la pratique courante, et, dans ce cas de figure, l'entrepreneur EPC s'occupe de la conception des équipements électriques, des équipements de génie civil, et de construction, ainsi qu'une estimation de production d'énergie sur la base de cette conception. En particulier, les investisseurs exigent une estimation de production d'énergie d'une précision de niveau P90, mais le

taux d'utilisation annuel des installations, le plan d'exploitation et de maintenance, y compris la méthode de nettoyage, le désherbage, etc., les estimations de la dégradation des performances sur la durée doivent également être définis sur la base d'inspections périodiques allant de pair avec les fluctuations de la production d'énergie sur une année, les simulations de l'ombrage, les impacts des salissures des modules PV (perte de production d'électricité), les effets du nettoyage à l'eau de pluie, ainsi que l'arrêt d'équipements, et il doit être prouvé que l'erreur qui apparaît dans la conception adoptée est bien dans la plage autorisée.

Le plan de projet détaillé électrique et génie civil et les résultats des différents calculs et examens intégrés au modèle de financement sont organisés de manière à être accessibles aux investisseurs à tout moment, et, outre l'agencement des modules PV, toute la lumière doit être faite concernant le site de l'installation du conditionneur d'énergie, la méthode de raccordement des modules PV au conditionneur d'énergie, le système de sécurité, les impacts sur l'environnement et les mesures d'atténuation de ces impacts, la gestion des stocks de pièces de rechange et les quantités stockées, le taux d'utilisation supposé annuel, etc.

6-6-6 Étape 6 Achats et construction

L'entrepreneur EPC prépare le plan d'exécution du projet comprenant le plan d'achat, le plan des sous-traitants, et le plan de mise en œuvre de la construction, et doit obtenir respectivement l'approbation préalable de la société d'ingénierie du maître d'ouvrage, d'une société d'ingénierie indépendante, et du conseiller technique de la société de prêt. En outre, pendant la période de construction, l'entrepreneur EPC doit rendre compte périodiquement des progrès des travaux, y compris le contenu de l'exécution des travaux jusqu'au moment en question et le calendrier des travaux à venir, qui doivent être examinés par les ingénieurs susmentionnés.

6-6-7 Étape 7 Tests d'achèvement

Juste après le démarrage des travaux, l'entrepreneur EPC prépare un plan comprenant tous les tests du projet jusqu'à l'achèvement et la mise en service qui doit être approuvé par la société d'ingénierie du maître d'ouvrage, une société d'ingénierie indépendante, et le conseiller technique de la société de prêt, ainsi que les autorités compétentes. En ce qui concerne les matériaux et équipements achetés, les tests d'acceptation usine (y compris l'essai de claquage des modules PV, le test EL, etc.), le certificat des essais d'étalonnage (compteur de consommation, pyranomètre) ou le certificat des essais des matériaux (y compris le certificat d'essais en usine des matériaux) font l'objet de vérifications, avant que les inspections complètes des installations mécaniques (y compris les inspections d'un inspecteur indépendant), les essais de garantie des performances, les tests d'achèvement (non seulement des appareils individuels, mais y compris les tests globaux du système raccordé au réseau) soient effectuées sur chacun des sites. La CEI 62446-1, à savoir la norme des inspections de fin de travaux du système de production d'électricité solaire photovoltaïque, inclut également les exigences en dehors du champ de la maintenance et des inspections.

En outre, avant l'achèvement de ces tests,

- la formation destinée aux opérateurs,
- le plan de projet reflétant les travaux et installations réels,
- la liste de petits travaux (les corrections nécessaires doivent être effectuées avant la mise en service,

autrement il s'agit d'une mise en service provisoire après avoir promis des corrections une fois l'exploitation lancée),

- le manuel d'exploitation et de maintenance,
 - la liste des pièces détachées, et
 - les documents relatifs au projet
- doivent tous avoir été finalisés.

En outre, si la période de 2 ans à compter de la mise en service correspond à la période de garantie contre les défauts, la mesure du taux de performance et le calcul du taux d'utilisation sont effectués 12 mois et 24 mois à compter de la mise en service pour vérifier si le taux de performance et le taux d'utilisation que l'entrepreneur EPC est tenu d'assurer sont atteints pendant cette période. Par ailleurs, il est vérifié, par le biais d'inspections thermographiques, qu'il n'y a pas d'anomalies au niveau de l'unité de chaleur, et si les modules PV ont subi des dommages. Par conséquent, la période initiale de 2 ans est une période pendant laquelle l'entrepreneur EPC est fréquemment impliqué dans l'exploitation et la maintenance. En outre, en ce qui concerne la méthode d'essai du taux de performance, il est souhaitable de se conformer à la CEI 61724.

6-6-8 Étape 8 Mise en service / exploitation et maintenance (E&M)

Le personnel d'exploitation et de maintenance doit être au complet et prêt avant la date d'exploitation commerciale du projet. En outre, avec la fin des tests d'achèvement, les travaux d'exploitation et de maintenance démarrent temporairement sur la base du contrat d'exploitation et de maintenance, mais le personnel est tenu de participer à la formation nécessaire pendant le déroulement des tests d'achèvement et d'approfondir ses connaissances concernant les caractéristiques des installations, les points importants de l'exploitation et de la maintenance. Puis, l'exploitation et la maintenance démarrent officiellement lorsque l'achèvement devient sous conditions.

Le système suivant, indiqué au Tableau 6.4 en tant que système d'exploitation et de maintenance, doit être formulé.

Tableau 6.4 Système d'exploitation et de maintenance des centrales photovoltaïques

Tableau du système organisationnel	Entretien correctif et normes annexes (par exemple, normes de remplacement des modules)	Mesures et critères de jugement de la saleté des modules, et méthode de nettoyage	Méthode de CQ et AQ (contrôle qualité et assurance qualité)
Tableau de partage des responsabilités et liste de contacts tels que les autorités compétentes	Intervalle d'inspection et temps de réponse	Mesures, analyses et optimisation des performances	Procédures de maintenance et d'exploitation des équipements
Principes d'exploitation et de maintenance	Pièces de rechange et gestion des stocks	Assurance du rendement et mise en œuvre des essais	Principe d'acquisition des équipements et d'application des sous-traitants
Heures de travail, et système de service	Gestion des outils et des équipements	Système de communication et de compte-rendu	Conformité de l'entreprise, audit, contrôle de la sécurité
Contenu de la maintenance préventive (maintenance planifiée)	Garantie, réclamations et réparations	Normes environnementales, de la santé et de la sécurité spécifiques aux sites	Formation

Source : Élaboré par la mission d'étude de la JICA à partir de « IPP Solar PV Project Development Roadmap, Bankable Approach!, Dii Desert Energy »

Si l'entrepreneur EPC qui assure l'exploitation et la maintenance transfère les services à une autre entreprise d'E&M à la fin de la période de garantie contre les défauts, il doit être déterminé en procédant à des vérifications détaillées que les tâches et dispositions des garanties stipulées dans le contrat sont adéquates.

En outre, à la fin de l'exploitation du projet (20 ou 25 ans), sur la base des obligations de l'AAE ou du contrat de location des terrains, le site de la centrale doit être restitué dans son état original, ce qui entraîne des coûts tels que le coût de démantèlement, le coût de restitution dans l'état original, le coût de recyclage de déchets, notamment des panneaux solaires.

6-7 Importance de la production d'électricité photovoltaïque dans le système d'échanges d'énergie électrique Ouest Africain (EEEOA)

Dans le cadre de l'introduction de la production d'électricité photovoltaïque, il est nécessaire de considérer également des scénarios du programme de production d'électricité y compris les énergies renouvelables de chaque pays sur la base du plan directeur du système d'EEEOA. Dans la mise à jour du plan directeur révisé de la CEDEAO pour la production et le transport d'énergie électrique, projet de rapport final, effectuée en 2018, figurent 28 projets de production d'électricité (capacité de production globale de 9,2 GW) des pays membres retenus comme projets énergétiques prioritaires dans la région, dont la répartition est la suivante : 3 projets à cycles combinés au gaz naturel, 18 projets hydroélectriques de grande envergure, 5 projets solaires photovoltaïques, et 2 projets éoliens. En ce qui concerne les projets de production d'électricité en Côte d'Ivoire, il n'y a pas dans le plan de grands projets photovoltaïques, mais celui-ci en compte quelques-uns dans les pays voisins entre 2022 et 2026, notamment en Gambie (solaire photovoltaïque 150 MW), en Guinée (200 MW avec l'hydroélectrique), au Burkina Faso (solaire photovoltaïque 150 MW), au Mali (solaire photovoltaïque 150 MW). Eu égard aux projets prioritaires dans la région compilés par le système d'EEEOA en 2016, nombreux sont ceux qui devaient entrer en service entre 2017 et 2019, mais la date de mise en service de ces projets a été révisée dans le rapport de 2018. La majorité d'entre eux ont pris du retard, et leur exploitation devrait, suivant les prévisions, démarrer au plus tôt après 2020. En outre, d'après les documents de présentation relatifs au rapport précité, le coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE) de la production d'électricité photovoltaïque de ces projets est à un niveau compris entre 0,048 USD/kWh et 0,049 USD/kWh. Dans ces circonstances, il est jugé qu'il sera nécessaire d'évaluer le développement de la production d'électricité photovoltaïque de la Côte d'Ivoire et sa solidité économique et financière, après un examen minutieux de l'état d'avancement en termes de développement des centrales électriques dans les pays voisins et de la compétitivité des prix. La répartition des projets dans les régions prioritaires du système d'EEEOA est indiquée au Tableau 6.5.

Tableau 6.5 Répartition des projets dans les régions prioritaires du plan directeur du système d'EEEOA, y compris la production d'électricité photovoltaïque

Total : MW

Projet	Pays concerné ou organisation responsable	Considéré comme définitif	Thermique	Hydroélectrique	Photovoltaïque	Éolienne	Période d'achèvement
Centrale hydroélectrique de Gouina	OMVS	Oui		140			2020
Parc éolien sénégalais	Sénégal	Oui				150	2019-2021
Centrale hydroélectrique de Souapiti	Guinée	Oui		450			2021
Centrale hydroélectrique de Sambangalou	OMVG	Oui		128			2022
Centrale hydroélectrique de Zungeru	Nigeria	Oui		700			2022
Centrale hydroélectrique de Fomi	Guinée	Oui		90			2022
Centrale thermique de Maria Gleta	Bénin	Oui	450				2022
Centrale hydroélectrique de Boutoubre	Côte d'Ivoire	Oui		156			2022
Centrale hydroélectrique de Gribo Popoli	Côte d'Ivoire			112			2022
Centrale hydroélectrique de Louga	Côte d'Ivoire			246			2023
Centrale hydroélectrique d'Amaria	Guinée	Oui		300			2023
Centrale hydroélectrique de Bumbuna II	Sierra Leone	Oui		143			2023
Centrale hydroélectrique / photovoltaïque de Morisanako	Guinée			100	100		2023
Centrale hydroélectrique de Grand Kinkon	Guinée						2023
Centrale hydroélectrique de Mambilla	Nigeria	Oui		3050			2024
Centrale hydroélectrique de Koukoutamba	OMVS	Oui		294			2024
Projet solaire de 150 MW	Mali				150		2022-2024
Projet solaire de 150 MW	Gambie				150		2023-2025
Énergie hydraulique	Guinée			174			2025
Centrale hydroélectrique d'Adjaralla	Bénin & Togo	Oui		147			2026
Centrale hydroélectrique de Tiboto	Côte d'Ivoire & Libéria	Oui		225			2026
Projet solaire de 150 MW	Burkina Faso				150		2024-2026
Centrale hydroélectrique de Boureya	OMVS			160			2029
Centrale hydroélectrique d'Aboadze	Ghana		450				2029
Centrale hydroélectrique de Mano	Libéria			180			2029
Projet solaire de 150 MW	Niger				150		2030
Parc éolien du nord du Nigeria	Nigeria					300	2030
Centrale thermique de Songon	Côte d'Ivoire		450				2031

Total (MW)			1350	6795	700	450	Grand total 9 225 MW
------------	--	--	------	------	-----	-----	-------------------------

Source : Mise à jour du plan directeur révisé de la CEDEAO pour la production et le transport de l'énergie électrique, projet de rapport final, septembre 2018, pp 50

Notes :

OMVS : l'Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal

OMVG : l'Organisation de Mise en Valeur du Fleuve Gambie

6.8 Situation des bailleurs de fonds

En ce qui concerne le projet de construction de la centrale photovoltaïque de Boundiali (37,5 MW) qui sera financé par le Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) (la banque publique d'investissement allemande), annoncé en octobre 2018, une étude par entretiens, y compris le contenu de l'accord de prêt, a été menée auprès de KfW. Étant donné que c'était juste après l'annonce, les détails n'étaient pas connus, mais pour ce qui est de savoir s'il y aura un financement pour un 2^e et un 3^e projet de production d'électricité photovoltaïque, il est nécessaire de sonder le marché, et si le secteur privé pouvait s'en charger seul, il est jugé qu'il serait inutile, en tant que bailleur de fonds, que le KfW prenne le risque d'y participer, et en tant que potentiel en dehors des centrales de plusieurs mégawatts, il examine également la production d'électricité hors réseau. En outre, l'étude se poursuit pour évaluer comment à partir de maintenant CI-ENERGIES prendra en charge le coût de l'augmentation des sous-stations et des lignes de transport qui sont nécessaires pour le raccordement de l'électricité photovoltaïque.

En outre, d'après le quotidien ivoirien « L'Expression » (<https://www.lexpressionci.com/>) et African Energy (<https://www.africa-energy.com/>), le KfW aurait conclu en octobre 2018 un accord de 36,7 millions d'euros (42,7 millions USD) avec le ministère de l'Économie et des Finances, dont 27 millions d'euros proviendraient du ministère fédéral de la Coopération économique et du Développement, et les 9,7 millions restants seraient une aide de l'UE.

6.9 Initiatives de partenariat public-privé (PPP)

Dans la mise à jour du plan directeur révisé de la CEDEAO pour la production et le transport d'énergie électrique, projet de rapport final, au sujet de l'EEEOA, il est indiqué : « Par nature, le fonds de capital est important, et, eu égard au développement de projets de production électrique stratégiques, le gouvernement devait endosser l'entière responsabilité, mais avec les contraintes financières auxquelles font face les pays d'Afrique de l'Ouest et l'augmentation du nombre de projets d'investissement, un mode de financement dans le cadre duquel l'État fait appel au secteur privé a vu le jour. Celui-ci est connu sous le nom de partenariat privé-public (PPP) et a permis l'obtention de nouvelles ressources financières, la diversification des risques, et le paiement d'une rémunération aux acteurs privés en fonction des résultats. En outre, le fait que des partenaires du secteur privé se joignent à de telles initiatives permet de mettre à profit l'expérience du secteur énergétique accumulée jusqu'alors dans la conception, le développement et la construction de grands projets, ce qui se traduit par une optimisation du coût de projet, un bon déroulement du projet jusqu'à l'exploitation et la maintenance, et sa pérennisation. »

Parmi les projets de production d'électricité photovoltaïque à l'échelle du réseau électrique en Côte d'Ivoire, les projets annoncés jusqu'à présent sont ceux indiqués en 6-3 Plan de mise en œuvre de la production d'électricité photovoltaïque, mais alors que Korhogo solaire est un projet indépendant de

production d'électricité du secteur privé, la centrale solaire de Boundiali dont le développement bénéficie d'une aide financière du KfW et de l'UE, susmentionnée en 6-8 Situation des bailleurs de fonds est un projet en PPP.

D'après le rapport intitulé les « Investissements dans les pays membres de l'IDA - participation du secteur privé aux infrastructures (PPI) 2013-2017 » de la Banque mondiale, les projets en PPP visant les infrastructures, y compris dans le secteur énergétique, en Côte d'Ivoire étaient de 2 au total, comme suit : 1 projet de 361 millions USD en 2013, et 1 projet de 273 millions USD en 2014 (aucun projet entre 2015 et 2017). D'autre part, même dans les autres pays voisins faisant partie du système d'EEEOA, les investissements en infrastructures bénéficiant d'une participation du secteur privé sont peu nombreux, et à l'exception du Ghana et du Sénégal, il n'existe aucune voire tout au plus une (1) initiative. Le pourcentage du montant des investissements en infrastructures dans les pays de l'Association internationale de Développement (IDA) provenant du secteur privé est bien plus faible que le montant des investissements privés en infrastructures dans les pays ne faisant pas partie de l'IDA. D'après le rapport susmentionné, ce petit nombre s'expliquerait par le fait que les gouvernements des pays de l'IDA n'ont pas encore l'expérience nécessaire pour offrir un soutien dans le cadre d'investissement en PPP avec la participation du secteur privé qu'ils ont créé, et ne sont par conséquent pas en mesure d'apporter une aide adéquate aux PPP. D'autre part, des réformes juridiques du cadre régulateur du PPP sont accomplies, comme c'est le cas au Burkina Faso ; autrement dit, le fait que la préparation des PPP, le recrutement, et la gestion des contrats, etc. continuent à s'améliorer, et le fait qu'un comité d'évaluation chargé d'examiner les qualifications au préalable et de gérer les appels d'offres pour assurer les fonctions de sélection des partenaires privés candidats et leur recrutement sont considérés comme une bonne pratique par la Banque mondiale et se sont vu attribuer un score élevé. Par conséquent, afin de promouvoir les PPP en Côte d'Ivoire, le fait de se doter d'un cadre facilitant la mise en œuvre de PPP comparable à celui des pays voisins sera considéré comme étant un indicateur important à l'avenir. Le montant des projets d'investissements privés dans les infrastructures de différents pays du système d'EEEOA et le nombre de cas sont indiqués au Tableau 6.6.

Tableau 6.6 Montant des projets d'investissements privés dans les infrastructures de différents pays du système d'EEEOA et nombre de cas (2013 à 2017)

Nom du pays	Montant des investissements (millions USD)						Nombre de projets
	2013	2014	2015	2016	2017	Total	
Bénin	0	0	0	0	0	0	0
Burkina Faso	0	0	0	0	45	45	1
Côte d'Ivoire	361	273	0	0	0	633	2
Gambie	0	0	0	0	0	0	0
Ghana	453	912	0	2 252	550	4 168	7
Guinée-Bissau	0	0	0	0	0	0	0
Guinée						s/o	s/o
Libéria	26	0	0	0	0	26	1
Mali	0	0	0	0	0	136	1
Niger	0	0	0	0	0	0	0
Nigeria						s/o	s/o
Sénégal	136	342	324	76	114	991	11
Sierra Leone	0	0	0	0	0	0	0
Togo	0	0	0	0	0	0	0

Source : Élaboré par la mission d'étude de la JICA à partir du Rapport annuel de la participation du secteur privé dans les projets d'infrastructure (PPI), la Banque mondiale, 2017, et des Investissements dans les pays membres de l'IDA - participation du secteur privé dans les projets d'infrastructure (PPI) 2013-2017, la Banque mondiale

Note : Ce qui précède indique le montant des investissements en infrastructures et le nombre de cas, et n'est pas limité aux investissements dans la production d'électricité photovoltaïque. En outre, compte tenu de l'absence de mention concernant la Guinée et le Nigeria dans le document cité, ils sont considérés comme sans objet (s/o).

Par ailleurs, dans les pays du système d'EEEOA, le nombre et l'envergure des projets d'investissement dans le secteur énergétique liés aux gouvernements ou aux banques régionales de développement sont comparativement plus importants dans les pays voisins qu'en Côte d'Ivoire. Les projets de production d'électricité photovoltaïque financés par chacun des bailleurs de fonds, ou auxquels ils ont contribué financièrement entre 2014 et 2017, à la hauteur de 0,6 million USD ou plus sont indiqués au Tableau 6.7. Parmi ces projets, les projets en PPP qui ont très certainement bénéficié d'une participation du secteur privé sont soulignés et indiqués en **jaune**. La plupart d'entre eux sont des projets indépendants de production d'électricité à l'échelle du réseau de compagnies d'électricité, mais pour indiquer la situation des activités de chacun des bailleurs de fonds, les projets dont le montant de financement ou de contribution financière est important tels que des projets non raccordés au réseau / d'électrification régionale, y compris la vente de kits solaires, sont également mentionnés.

Chapitre 6 Projets indépendants de production d'électricité e
Étude, collecte et confirmation des informations relatives au secteur de l'énergie électrique de la Côte d'Ivoire

Tableau 6.7 Projets de production d'électricité photovoltaïque dans les pays du système des EEOA (indication des projets PPP **en jaune**)

Pays	Nom du projet / du programme	Année du financement	Organisme d'aide	Catégorie (prêt/don)	Montant du financement (million USD)	Contenu du projet et de l'aide	Site internet, etc.
Bénin	Projet de production d'électricité financé par le MCC	2015	MCC	Don	6.090	Financement par subvention de l'organisme d'aide des États-Unis (Millennium Challenge Corporation) pour le développement non raccordé au réseau, notamment les mesures de soutien aux installations publiques telles que les kits solaires domestiques, mini réseaux, pompes, etc.	https://www.pv-tech.org/news/benin_looks_to_solar_in_off_grid_renewables_push http://www.ucfbi/wp-content/uploads/downloads/2015/02/Solutions_energies_en_update.pdf
Burkina Faso	FINANCEMENT CENTRALE SOLAIRE	2014	AFD	Prêt	29.853	de 33 MW par le biais d'un don de 29,6 millions USD de l'UE et d'un emprunt de 26,6 millions USD de l'AFD. En outre, une extension de 17 MW est prévue à Zagtouli pour un total de 50 MW. Par ailleurs, une capacité de production de 20 MW est prévue à Koudougou, et de 10 MW à Kaya, près de la capitale. Un emprunt de 14 579 032 500 FCFA a été conclu avec l'AFD en septembre 2014.	http://www.laborpresse.net/ceuil-des-ministres-du-29-octobre-2014-le-financement-du-projet-de-construction-de-la-centrale-solaire-photovoltaïque-de-zagtouli-pres-de-ouagadougou-ratifié/
Côte d'Ivoire	Amélioration des processus participatifs et de la gestion efficace de structures autogérées sur 7 réseaux solaires dans le Zanzan (nord-est ivoirien)	2016	ACP-UE	Don	0.066	Programme d'électrification rurale avec des installations d'énergie distribuée (mini réseau) par le biais de l'ACP-UE (EF) pour 7 villages du Zanzan et 30 autres villages	http://energyfacilitymonitoring.eu/tag/zanzan-en/
Ghana	Capacité pour une mise en œuvre réussie de la loi sur les énergies renouvelables (C-SIREA)	2016	Autre	Don	4.202	Aucun détail	
Ghana	Global Innovative Consulting LTD	2015	FMO	Prêt	0.850	Construction pour la production indépendante d'électricité de 20 MW à Gushie d'un montant de 52 millions USD, avec une extension de 50 MW prévue à l'avenir. Don de 850 000 USD du fonds d'accès à l'énergie (AEF) en tant que coût d'étude. Promotion du développement de la part de la FMO. Puissance de sortie PV supposée de 1520 kWh/kWc par an, et GHI supposé de 1983 kWh/m2 par an.	https://www.fmo.nl/project-detail/44306
Ghana	Programme d'énergie renouvelable - Projet photovoltaïque pilote	2016	Chine	Prêt	25.231	Projet des premiers 20 MW. Financement de 30 millions USD de Beijing Xiaocheng Company (BXC). Référence : La production de panneaux photovoltaïques au Ghana par Strategic Power Solutions (SPS) a commencé avec la construction d'un site de production. Capacité de production annuelle de panneaux photovoltaïques équivalente à 30 MW.	https://www.pv-magazine.com/2016/04/15/large-est-pv-plant-hooked-up-in-ghana_100024163/
Mali	Parc photovoltaïque de Ségou	2016	FIC	Prêt	25.000	Projet de 33 MW par le biais d'un cofinancement du FIC, de la BAD et de la SFI. Conclusion d'un accord d'achat d'énergie (AAE) de 25 ans avec EDM (Énergie du Mali). Coût total du projet de 52,8 millions USD.	https://www.climateinvestmentfunds.org/projects/sego-solar-park
Mali	AKUO KITA SOLAR S.A.	2017*	FMO et autres	Prêt	19.420	Projet Kita Solaire de 50 MW avec un financement de la FMO de 17,2 millions d'euros. Cofinancement par la BOAD de 77 millions d'euros. EPC de type BOOT par Akuo Energy (France)	https://www.fmo.nl/project-detail/51264
Mali	Projet d'énergie solaire pour le développement rural sous l'approche « reverse linkage »	2016	BID	Prêt	20.000	Projet d'électrification rurale. Projet d'énergie solaire pour le développement rural sous l'approche « reverse linkage » de 4 millions USD (Programme de coopération technique de la Banque islamique de développement).	https://www.isdb.org/project/solar-energy-for-rural-development-project-under-reverse-linkage
Mali	Solaire - Production d'énergie renouvelable - Prêt	2014	GBM	Aucun détail	1.400	Aucun détail	
Nigeria	Étude de faisabilité- Centrale solaire indépendante à Abiba, par le biais de Tetra Tech, Inc.	2015	USTDA	Don	0.993	Don du montant de l'étude de faisabilité réalisée par Tetra Tech ES pour le compte de Quint Global Energy Solutions en regard au projet de production indépendante d'électricité de 50 MW à Abiba	https://www.vanguardngr.com/2017/08/us-invests-50m-nigerias-clean-energy-projects/ https://www.quintglobal.com/
Nigeria	Txlght Power Solutions Limited - Panneaux solaires installés sur les toits de la société Lumos	2015	OPIC	Prêt	15.000	Projet de location sur 5 ans de kits photovoltaïques non raccordés au réseau	https://www.opic.gov/sites/default/files/files/txlight-power-solutions-limited-info-summary.pdf
Nigeria	Txlght Power Solutions Limited II - Lumos	2016	OPIC	Prêt	35.000	Projet de kits photovoltaïques non raccordés au réseau	https://www.opic.gov/sites/default/files/files/9000032167.pdf
Nigeria	Énergie solaire au Nigeria	2015	GBM	Aucun détail	1.500	Aucun détail	
Sénégal	Promotion des énergies renouvelables	2015	KfW	Don	29.950	Projet de 17 MW. Financement d'un total de 30 millions d'euros, dont un don de 27 millions d'euros du KfW. (Centrales photovoltaïques à DIASS, Médina Gounass, Goudiry, Kidira, etc.) Don du KfW pour un projet de 15 MW à proximité de l'aéroport de Dakar. Ainsi qu'un don pour une concession d'électrification rurale à Kaolack Fatiek, Nioro, Gossas.	https://www.warefactor.com/docs/Senegal.pdf https://www.jeuneafrique.com/289823/economie/energie-solaire-kfw-octobre-27-millions-deuros-senegal/
Sénégal	EDS EXIMAG S.A.	2017*	FMO	Prêt	17.104	Contrat d'AAE de 25 ans pour un projet de 20 MW, 15,14 millions d'euros.	https://www.fmo.nl/project-detail/51732
Sénégal	EDS EXIMAG S.A.	2017*	FMO	Prêt	1.875	Contrat d'AAE de 25 ans pour un projet de 20 MW, 1,66 million d'euros. (Il pourrait s'agir d'un financement supplémentaire)	https://www.fmo.nl/project-detail/51735
Sénégal	SENERGY 2 S.A.S	2017*	FMO	Prêt	17.025	Achèvement de 20 MW en 2016. Extension de 24,35 MW prévue en 2018.	https://www.fmo.nl/project-detail/52952 http://www.greenwishpartners.com/who-we-are-2/
Sénégal	Meridiam Africa Investments SAS – Senergy PV SA	2016	OPIC	Prêt	2.025	29,76 MW. Projet d'un montant total de 47,9 millions USD	http://www.opic.gov/sites/default/files/files/Public-Summary-Meridiam-Senergy-2016.pdf http://www.meridiam.com/fr/society-investing/blog/meridiam-continues-to-deploy-its-impact-fund-in-afica-with-the-financing-of-a-second-solar-plant-in-senegal
Sénégal	Meridiam Africa Investments SAS – Ten Merina	2017*	OPIC	Prêt	3.200	29,5 MW. Projet d'un montant total de 43,1 millions USD	https://www.opic.gov/sites/default/files/files/9000032367.pdf
Sierra Leone	Centrales électriques hybrides solaires PV de 5 MW et PV de 30 MW, par le biais de Power Engineers, Inc.	2016	USTDA	Don	0.856	Don de l'USTDA pour Bo, Sierra Leone	https://renewablesnow.com/news/over-25-mw-of-pv-and-pv-hybrid-projects-in-sierra-leone-get-ustda-funds-540570/ http://www.powereng.com/press-releases/powers-services-support-solar-plant-projects-in-sierra-leone/
Sierra Leone	Projet du parc photovoltaïque à Freetown	2014	IRENA/ ADF	Prêt	9.000	Projet de 6 MW. Prêt financé par IRENA et le Fonds d'Abu Dhabi. Mise en opération en 2017. Projet d'un total de 12,6 millions USD.	https://www.esi-africa.com/sierra-leone-solar-park-freetown-project https://africabusinesscommunities.com/news/sierra-leone-solar-park-freetown-project-is-successfully-inaugurated/

Source : Élaboré par la mission d'étude de la JICA à partir de la base de données d'IRENA (<http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=6&subTopic=8>)

Note 1 : Il s'agit de projets de production d'électricité photovoltaïque, limités à ceux réalisés après 2014, et à des montants de prêt ou de don de 0,6 million USD ou plus. En ce qui concerne la Côte d'Ivoire, le montant est faible, mais il est inclus.

Note 2 : *Les chiffres de 2017 ont été préparés sur la base d'informations collectées par l'agence de financement, mais ils sont mis à jour au fur et à mesure que des informations sont actualisées.

6.10 Exemple de développement de projets de production d'électricité photovoltaïque en PPP (Mali)

Étant donné qu'il n'y a pas à l'heure actuelle de projets en PPP en cours d'exécution en Côte d'Ivoire, c'est le projet de Ségo en cours de mise en œuvre au Mali, pays voisin de la Côte d'Ivoire, et figurant au Tableau 6.7 Projets de production d'électricité photovoltaïque dans les pays du système d'EEEOA (indication des projets PPP en **jaune**), qui est présenté ci-dessous sur la base de 2 rapports, celui du document d'évaluation de projet (PAD) compilé par la Banque Mondiale concernant le projet du Mali Ségo solaire, et celui du Programme de valorisation à grande échelle des énergies renouvelables dans les pays à faible revenu (SREP) - Mali : Projet PV Ségo solaire compilé par la BAD.

D'après le rapport de la Banque Mondiale, le Mali est très dépendant pour sa production d'électricité de carburants importés et onéreux, et le coût moyen de l'électricité pour l'utilisateur final est de 0,23 euro/kWh (ou 0,25 USD/kWh), ce qui est extrêmement élevé, surtout en comparaison avec la Côte d'Ivoire (0,13 USD/kWh) et le Sénégal, qui dispose de ressources limitées (0,175 USD/kWh). En outre, le Mali possède des installations hydroélectriques et thermiques d'une capacité totale de 479 MW en 2016, mais étant donné qu'un grand nombre d'entre elles sont mal gérées, seule une capacité de production de 250 MW est assurée. Les interconnexions avec la Côte d'Ivoire ont une capacité de 65 MW, mais dans la pratique elles sont limitées à 45 MW. Le déficit des revenus (0,162 euro/kWh) d'Énergie du Mali (EDM) est compensé par des subventions de 0,051 euro/kWh, mais, malgré cette mesure, un déficit de 0,02 euro/kWh plombait encore les résultats en 2015. En outre, la société est tributaire de prêts à court terme, et accuse des retards de paiements vis-à-vis de la Côte d'Ivoire.

Dans ces circonstances, le gouvernement malien commence à réformer le secteur énergétique en ayant recours à des PPP, et ledit projet est l'un des projets pilotes de cette initiative.

La description sommaire des installations de la centrale électrique du projet de Ségo solaire est compilée ci-dessous.

Description sommaire de la centrale électrique du projet de Ségo solaire

Sortie de crête :	33 MWc
Rendement annuel :	1 729 kWh/kWc
Capacité de production d'électricité annuelle :	52,7 GWh
Superficie de projet :	90 ha (900 000 m ²)
Superficie utilisée :	50 ha (500 000 m ²) avec espace d'expansion équivalent à
	20 MWc à l'avenir
Pente des modules PV :	Fixe à 4°
Orientation des modules PV :	0°
Modules PV nominaux :	315 W polycristallins
Superficie des modules PV :	22 403 m ²

Nombre de chaînes :	4 839 (raccordement direct de 22 modules PV par chaîne)
Nombre de boîtes de jonction :	220
Facteur de puissance :	0,9 et plus
Onduleur :	Gamesa 1,4 MVA x 20 pcs sortie de 400 V
Capacité totale de l'onduleur :	28 MVA
Transformateurs électriques nominaux :	0,4/33 kV 2 800 kVA 10 installations
Sortie de la centrale électrique :	25,2 MW

Interconnexions : Ligne de transport souterraine de 33kV sur 2,8 km environ et ligne de transport aérienne (le tracé de la ligne de transport existante de 225 kV est utilisé en tant qu'emprise)

Public impacté dans la zone de développement de la centrale électrique : 54 parcelles agricoles sur lesquelles travaillent 50 personnes. 5 parcelles résidentielles sont également concernées, mais aucun transfert physique n'est nécessaire.

Étendue cible des interconnexions : 74 personnes sont impactées, dont 50 personnes possédant des terres ou s'occupant des cultures, et 24 personnes possédant des terrains ou résidant sur ceux-ci, et des offres de terrains de remplacement, des compensations de la perte de bâtiments et des compensations de la perte de récoltes et arbres sont mises en œuvre. Le montant des compensations versées par les SPC est d'environ 1 090 000 euros, soit à peu près 1 190 000 USD

Démarrage des travaux :	2017 (prévu)
Délai de construction :	18 mois
Durée d'exploitation :	25 ans (production d'électricité de 1 316,75 GWh sur la durée de vie)
Taux d'utilisation moyen des installations :	18,22 %
Preneur :	EDM
Prix de vente de l'électricité :	80,5 FCFA/kWh (0,123 euro/kWh, ou 0,134 SD/kWh)
Critères de rachat :	Engagement d'achat ferme
Facteur d'émission limité :	0,1673 tCO ₂ /MWh
Efficacité de la réduction des gaz à effet de serre (25 ans) :	220 293 tCO ₂ /MWh

L'emplacement du projet est indiqué à la Figure 6.3.



Figure 6.4 Lieu du projet Ségou solaire Mali

Source : Intensification du programme des énergies renouvelables dans les pays à faible revenu - Mali :
Projet solaire photovoltaïque de Ségou (Segou Solar PV Project)

La composition et la ventilation du financement de la société du projet (entreprise à mission) sont indiquées au Tableau 6.8. D'après celui-ci, les fonds propres représentent 25 % du montant total de financement de 48 440 000 euros, et le prêt privilégié, 75 %. En ce qui concerne la proportion de l'investissement en fonds propres des SPC, le total des actions ordinaires et des prêts aux actionnaires est détenu à 51 % par Scatec Solar dont le siège est en Norvège, à 30 % par la SFI, et à 19 % par Africa Power Segou Solar (consortium composé par Africa Power Investment Holding Company du Mali et IFU du Danemark) dont le siège est en République de Maurice. D'autre part, en ce qui concerne le prêt privilégié, la répartition est la suivante : la SFI et la BAD à la hauteur de 16,9 % chacune, et le SREP (Fonds d'investissement climatique (FIC)) à la hauteur de 41,2 %.

Tableau 6.8 Coût du projet et détail du financement

Type de financement	Montant du financement (1 000 euros)	Pourcentage (%)	Usage du financement	Montant (1 000 euros)	Pourcentage (%)
Capitaux propres	12 110	25,0	Coût de base	37 915	78,3
<u>Actions participatives</u>			Coût EPC	37 915	78,3
Scatec Solar A.S.A	3 179	6,6			
SFI	1 816	3,7	Coût accessoire	6,919	14,3
Africa Power Segou solar	1 060	2,2	Coût de développement*1	4 100	8,5
			Coût des conseillers techniques des agences de financement et d'autres transactions*2	923	1,9
<u>Prêt aux actionnaires</u>			Imprévus	1 896	3,9
Scatec Solar A.S.A	3 179	6,6			
SFI	1 816	3,7	Coût de financement	3 606	7,4
Africa Power Segou solar	1 060	2,2	Compte de réserve pour le remboursement de la dette	1 800	3,7
Prêt privilégié	36 330	75,0	Intérêts pendant la construction	677	1,4
SFI	8 165	16,9	Frais de financement	826	1,7
BAD	8 165	16,9	Fonds de roulement pendant les travaux	303	0,6
Maturité de 17 ans du SREP (financement concessionnel)	20 000	41,2			
Total	48 440	100,0	Total	48 440	100,0

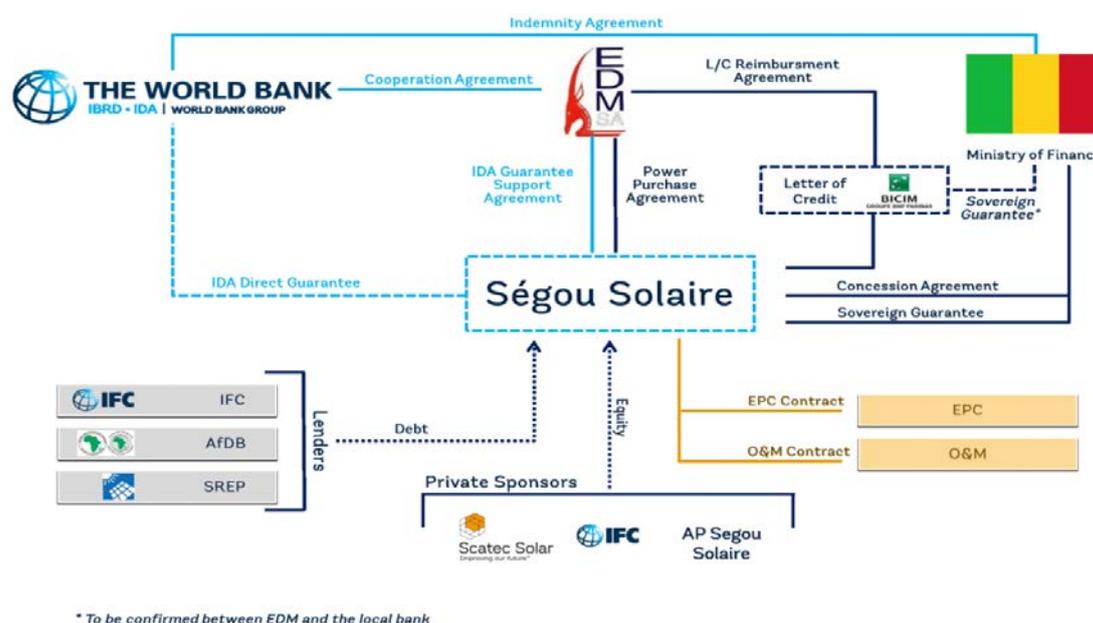
Source : Document d'évaluation de projet (PAD (ou DEP)) Association internationale de Développement (IDA) sur la garantie de paiement proposée d'un montant allant jusqu'à 5,6 millions EUR (estimé à 4,9 millions SDR) en vue de soutenir la République du Mali et la Société financière internationale sur l'investissement proposé constitué d'un investissement en fonds propres d'un montant allant jusqu'à 4,0 millions EUR, d'un prêt d'un montant allant jusqu'à 10,0 millions EUR, et d'échanges financiers (swaps) de gestion des risques des clients ayant au total une couverture de prêt équivalent anticipé allant jusqu'à 5,3 millions USD en vue de soutenir SEGOU SOLAIRE S.A pour le projet intitulé « FCS RE Ségou solaire Mali Project », 17 mai 2017

Note^{*1} : Coût de développement payé à un tiers

Note^{*2} : Comprend le coût des activités en tant que responsabilité de l'entreprise, le coût des mesures environnementales et sociales, et le coût de garantie de paiement en avance des IDA

Comme indiqué dans ce qui précède, la situation de la gestion énergétique du Mali en tant que preneur ne peut être qualifiée de bonne, et les risques pour les investisseurs sont inévitables, mais la garantie de paiement de l'IDA et la garantie souveraine du ministère des Finances malien ont été versés à la société du projet de Ségou solaire et forment un cadre qui réduit les risques au niveau des paiements. Cette structure est illustrée à la Figure 6.4.

Figure 6.5 Structure de la compensation directe de l'IDA



Source : Document d'évaluation de projet (PAD (ou DEP)) Association internationale de Développement (IDA) sur la garantie de paiement proposée d'un montant allant jusqu'à 5,6 millions EUR (estimé à 4,9 millions SDR) en vue de soutenir la République du Mali et la Société financière internationale sur l'investissement proposé constitué d'un investissement en fonds propres d'un montant allant jusqu'à 4,0 millions EUR, d'un prêt d'un montant allant jusqu'à 10,0 millions EUR, et d'échanges financiers (swaps) de gestion des risques des clients ayant au total une couverture de prêt équivalent anticipé allant jusqu'à 5,3 millions USD en vue de soutenir SEGOU SOLAIRE S.A pour le projet intitulé « FCS RE Ségou solaire Mali Project », 17 mai 2017

6-11 Lieux candidats de développement en Côte d'Ivoire

Comme l'indique le Tableau 6.2 Liste des projets de production d'électricité photovoltaïque de 6-3 Plan de mise en œuvre de la production d'électricité photovoltaïque et réalisations dans ce domaine, la plupart des centrales photovoltaïques annoncées ou en cours sont à Korhogo et à la ville adjacente Ferké de la région de Poro. Excepté la centrale située dans le département de Daoukro, elles se trouvent tous au nord du pays. Comme indiqué au paragraphe 6-1 Potentiel de l'énergie solaire, ceci

peut s'expliquer par le fait que l'ensoleillement annuel dans cette région affiche une valeur attendue importante qui est favorable à l'implantation des centrales.

Comme le montre le Tableau 6.9 ci-dessous concernant les lieux candidats pour le développement ultérieur, le Plan directeur de l'énergie électrique évoque les lieux prévus pour le développement des centrales, leur puissance respective (MW) et le nom des postes raccordés au réseau. La Figure 6.5 indique les postes électriques auxquels elles seront raccordées, et les réseaux existant aux alentours. Selon le Plan directeur de l'énergie électrique, la mise en service de ces centrales photovoltaïques est prévue en 2030, et la région Nord sera alors une nouvelle base de production électrique. D'autre part, il est nécessaire d'augmenter la capacité d'interconnexion des postes électriques par l'ajout de transformateurs. En effet, l'électricité produite dans les centrales photovoltaïques installées dans cette région sera d'abord envoyée au jeu de barres 90 kV des postes électriques par le biais d'une ligne de transport 90 kV interconnectée au réseau, puis transportée sur le réseau régional 225 kV en passant par le transformateur 220/90 kV. Comme indiqué à la Figure 6-10, le contenu de ces plans de renforcement est également clarifié dans le Plan Directeur des Ouvrages de Production et de Transport d'Energie Electrique de la Côte d'Ivoire.

Tableau 6.9 Lieux candidats dans le pays pour le développement des centrales

Emplacement des centrales	Puissance (MW)	Région	Département
La boa	100	Bafing	Koro
Boundiali	100	Bagoué	Boundiali
Korhogo	100	Poro	Ferké
Ferké	100	Tchologo	Ferké
Odienné	20	Kabadougou	Odienné
Man	40	Tonkpi	Man

Source : Élaboré par la mission d'étude de la JICA sur la base des pages 85 et 86 du Volume n°5 du Plan Directeur des Ouvrages de Production et de Transport d'Energie Electrique de la Côte d'Ivoire

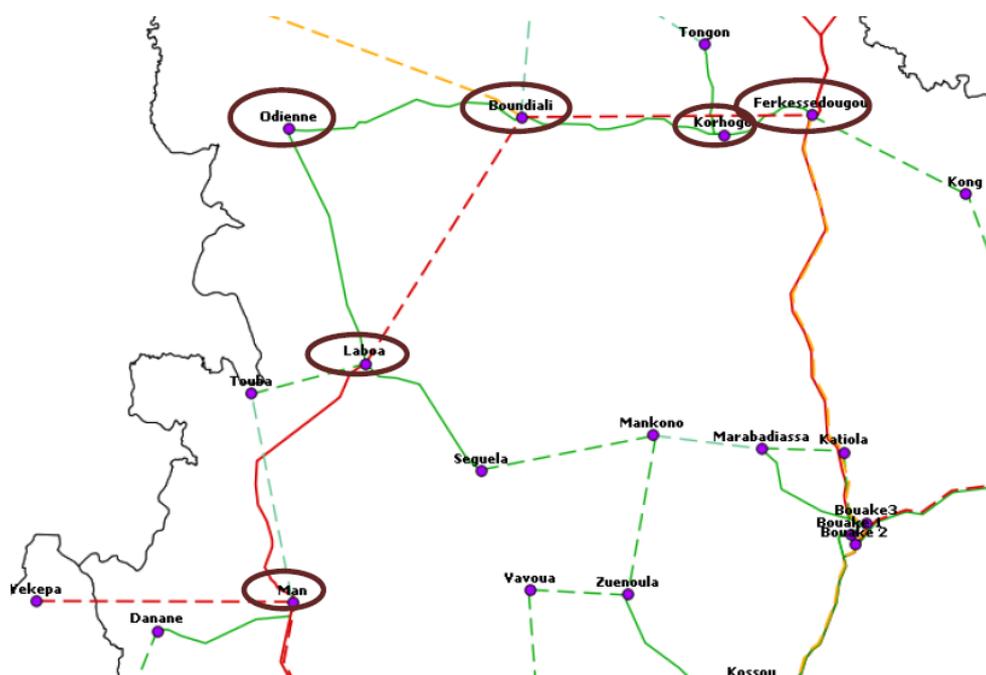


Figure 6.6 Postes électriques auxquels seront raccordées les centrales photovoltaïques
 Source : Document tiré du Plan directeur Volume N° 5 page 86

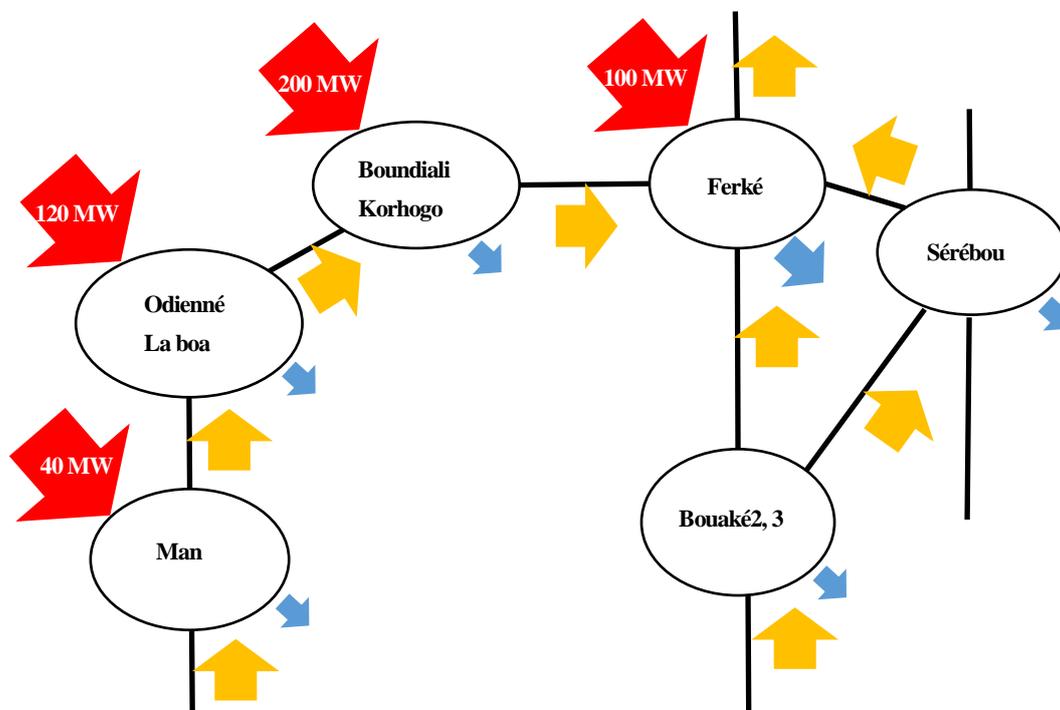
Tableau 6.10 Plan de renforcement de postes dans l'hypothèse d'un raccordement au réseau d'une centrale photovoltaïque

Nom du poste électrique	Détail du renforcement	Année prévue du renforcement
La boa	Construction d'un nouveau transformateur de 225/90 kV 100 MVA	2020-2025
Boundiali	Construction d'un nouveau transformateur de 225/90 kV 100 MVA	2020-2025

Source : Page 226 du Volume n°5 du Plan Directeur des Ouvrages de Production et de Transport d'Énergie Électrique de la Côte d'Ivoire

En ce qui concerne les changements de flux de puissance supposés lors d'un nouveau raccordement de ces centrales photovoltaïques, étant donné qu'à l'étape de l'étude actuelle les données détaillées et exactes du flux de puissance ne sont pas disponibles, seuls des calculs approximatifs basés sur quelques hypothèses ont pu être réalisés. Cependant, étant donné que la capacité du réseau à simple terme du réseau de transport de 225 kV est au maximum de 320 MW, et que la distance de la ligne de transport, en ce qui concerne le flux de puissance du tracé de la ligne de transport de 225 kV du côté nord-ouest de Man-Laboa-Boundiali-Korhogo à Ferké, est plus longue que celle du tracé de l'axe central de Taabo-Kossou-Bouaké à Ferké, il est difficile d'imaginer qu'un flux de puissance important puisse s'écouler, et compte tenu du fait que la capacité de fourniture pour alimenter la charge de demande qui est éparpillée dans chacune des régions étant compensée lorsque les centrales photovoltaïques de 100 MW sont raccordées à chacun des postes, il est difficile d'envisager de produire un flux de puissance ou une capacité de transport sur la ligne de

transport qui raccorde les postes entre eux. La puissance de sortie des centrales photovoltaïques raccordées à chacun des postes électriques est illustrée à la Figure 6.6.



Source : Élaboré par la mission d'étude de la JICA sur la base du Volume n°5 du Plan Directeur des Ouvrages de Production et de Transport d'Énergie Électrique de la Côte d'Ivoire

Figure 6.7 Illustration du flux de puissance par raccordement au réseau des centrales photovoltaïques

Comme indiqué au Tableau 6.9, si les centrales photovoltaïques sont raccordées au réseau dans le nord conformément au plan établi, la puissance de sortie totale sera au maximum de 460 MW. Le niveau du changement du total du flux de l'axe dans le nord-ouest (de Korhogo à Ferké), de l'axe dans le centre (de Bouaké 2, 3 à Ferké), et de l'axe nord-est (de Kong à Ferké) par rapport à son niveau avant le raccordement au solaire photovoltaïque a fait l'objet de calculs approximatifs dont le résultat figure au Tableau 6-11.

Tableau 6.11 Changements de flux de puissance vers Ferké dans l'hypothèse d'un raccordement aux réseaux de centrales photovoltaïques

	Avant le raccordement au solaire photovoltaïque	Après le raccordement au solaire photovoltaïque (lors de la production de 460 MW maximum)
Flux de puissance de l'axe dans le nord-ouest (de Korhogo à Ferké)	84 MW	236 MW
Total du flux de puissance vers l'axe dans le centre (de Bouaké ^{2, 3} à Ferké) et l'axe dans le nord-est (de Kong à Ferké)	270 MW	14 MW
Flux de puissance d'exportation vers le Burkina Faso	320 MW	320 MW

Source : Préparé par la mission d'étude de la JICA

Comme indiqué dans ce tableau, même si les exportations énergétiques vers le Burkina Faso sont maintenues à 320 MW, le flux de puissance de l'axe dans le nord-ouest (de Korhogo à Ferké) augmente considérablement et atteint 236 MW, mais il y a encore suffisamment de marge par rapport à la capacité nominale de 320 MW.

Par contre, le résultat des calculs approximatifs visant à vérifier, dans l'hypothèse où le flux de puissance de l'axe dans le nord-ouest (de Korhogo à Ferké) serait poussé jusqu'à la limite permise de 320 MW (100 % de la valeur nominale) dans ces conditions, jusqu'où il est possible d'accroître la charge de demande de Ferké est indiqué au Tableau 6.12 (a) ci-dessous. D'après ce tableau, pour ce qui est de Ferké, il est possible de répondre à l'augmentation de la demande jusqu'à 400 MW maximum. Le flux de puissance de l'axe dans le centre (de Bouaké 2,3 à Ferké) ainsi que les flux de puissance de l'axe dans le nord-est (de Kong à Ferké) ont également une marge suffisante par rapport à la capacité nominale, et aucun problème relatif au flux de puissance n'est observé.

Tableau 6.12 Capacité correspondant à la charge de demande de Ferké et à la ligne de transport dans les alentours dans l'hypothèse où le flux de puissance de l'axe dans le nord-ouest (de Korhogo à Ferké) atteindrait 100 % de la capacité nominale après raccordement au solaire photovoltaïque (lors de la production d'électricité de 460 MW maximum)

	Après le raccordement au solaire photovoltaïque (lors de la production de 460 MW maximum) (a)	Après le raccordement au solaire photovoltaïque (lors de la production de 460 MW maximum) Lors d'un incident de déclenchement de l'axe dans le nord-ouest (b)
Flux de puissance de l'axe dans le nord-ouest (de Korhogo à Ferké)	320 MW (100 % de charge)	0 MW
Flux de puissance du réseau de 90 kV dans le nord-ouest (de Korhogo à Ferké)	7 MW	83 MW
Flux de puissance de l'axe dans le centre (de Bouaké2, 3 à Ferké)	195 MW	326 MW (102 %)
Flux de puissance de l'axe dans le nord-est (de Kong à Ferké)	129 MW	242 MW
Flux de puissance d'exportation vers le Burkina Faso	320 MW	320 MW
Capacité de fourniture pour alimenter la charge de Ferké	400 MW	400 MW

Source : Préparé par la mission d'étude de la JICA

En outre, le Tableau 6.12 (b) indique le résultat du calcul approximatif de la manière dont la charge de la ligne de transport dans les environs et la capacité de fourniture à Ferké changent dans l'hypothèse d'un incident de déclenchement sur l'axe dans le nord-ouest, dans la situation d'un écoulement à la limite permise de 320 MW sur l'axe dans le nord-ouest (de Korhogo à Ferké). D'après celui-ci, le flux de puissance de l'axe dans le centre (de Bouaké2, 3 à Ferké) augmente considérablement, dépassant la capacité nominale, mais restant contenu dans la limite admise pendant une brève période. En outre, le flux de puissance augmente également sur le réseau de 90 kV dans le nord-ouest (de Korhogo à Ferké), mais il s'avère possible d'assurer un flux de puissance d'exportations vers le Burkina Faso de 320 MW et une capacité de fourniture pour alimenter la charge de Ferké de 400 MW.

6-12 Défis du déploiement de l'énergie solaire photovoltaïque en Côte d'Ivoire

Les défis auxquels est confrontée la production d'électricité photovoltaïque en Côte d'Ivoire (obstacles au déploiement du photovoltaïque) sont compilés ci-dessous.

6-12-1 Défis au niveau des installations / des réseaux

Comme indiqué au paragraphe 6-11 Emplacements candidats au développement en Côte d'Ivoire, dans

le cas de grandes avancées à l'avenir de l'introduction et de l'installation de la production d'électricité photovoltaïque et du raccordement aux réseaux de 90 kV, il sera nécessaire de construire un nouveau transformateur de 100 MVA dans chacun des postes à La Boa et Boundiali. Toutefois, étant donné qu'il est jugé que la capacité de la ligne de transport de 225 kV sera suffisante, et que les sites ne devraient pas poser de difficultés en ce qui concerne l'acquisition de l'espace nécessaire à la construction de nouveaux postes, et la construction de lignes d'interconnexion de réseaux, il n'y a pas de problème particulier en matière d'équipement. Par contre, la ligne de transport dans le nord-ouest (de Korhogo à Ferké) constituant un point important en matière de réseau, il sera nécessaire de gérer le flux de puissance de l'axe dans le nord-ouest tout en surveillant la situation du flux de puissance sur l'axe dans le centre (de Bouaké à Ferké) et sur l'axe dans le nord-est (de Kong à Ferké). En outre, les problèmes tels que le fait que la limitation de la production d'électricité photovoltaïque à la journée, l'impossibilité de faire face à l'alimentation directe aux pics la nuit, les variations de puissance lors des changements de l'ensoleillement qui nécessitent des capacités d'ajustement pour y faire face, etc. sont constants, mais si différents pays d'Afrique de l'Ouest ont des caractéristiques de charge journalière et capacités de fourniture similaires, ces problèmes sont des conditions opérationnelles communes.

À l'avenir, si la Côte d'Ivoire poursuit dans de bonnes conditions le développement de la production d'électricité photovoltaïque et de centrales hydroélectriques conformément au plan établi, elle sera en mesure de renforcer en tant que services auxiliaires les capacités d'ajustement des variations de puissance, et de garder pour la nuit le fonctionnement de l'hydroélectrique en ayant recours au photovoltaïque dans la journée. Ceci lui permettra également d'avoir des atouts tels que la mise en œuvre d'exportations énergétiques stables, en ayant recours aux services auxiliaires vis-à-vis des pays voisins qui n'ont pas de capacités suffisantes d'ajustement de puissance même avec une production photovoltaïque d'une envergure similaire.

Eu égard à la construction d'installations photovoltaïques dans l'arrière-pays et en particulier les régions dans le nord, il y a des problèmes relatifs à l'importation et au transport à l'intérieur du pays des panneaux solaires, appareils de transport et de transformation d'électricité, des câbles dont les quantités considérables préoccupent, ainsi qu'au transport domestique des châssis et autres composants approvisionnés localement. Lors de la mise en œuvre de l'étude sur le terrain qui a amené la mission d'étude par la route jusqu'à Bouaké, l'autoroute dans le nord à partir de Yamoussoukro n'était pas encore achevée, et les routes locales n'étaient pas toujours en bon état, ce qui laisse à penser que le transport stable des équipements et du matériel pourrait être confronté à des obstacles. En outre, d'après la « version finale de février 2017 du rapport de l'étude internationale sur la construction stratégique de la croissance économique intégrée intérieure et extérieure en 2016 (étude de la situation actuelle des entreprises de la Communauté économique africaine et de pays tiers) de Nomura Research Institute, Ltd. » :

- ✓ Les infrastructures portuaires ne sont pas encore suffisamment développées, et les navires doivent attendre leur tour pour accoster et décharger. Dans ce cas, compte tenu du fait que les produits de première nécessité et les produits des entreprises locales ont la priorité, des retards se produisent.
- ✓ Les exportations au départ du port autonome d'Abidjan vers les pays enclavés, y compris Abidjan et le Mali, représentent 70 % du total. L'augmentation du volume du fret est remarquable, d'où les défis que pose le manque de capacité.
- ✓ Les périodes d'attente sont longues, allant jusqu'à 2 semaines. Ainsi, les sociétés locales, qui s'assurent les services d'un administrateur portuaire, et, bien que cela ne soit pas officiel, des sociétés étrangères, à travers des négociations, peuvent effectuer les démarches et procédures plus rapidement, ce qui crée des conditions défavorables aux entreprises étrangères.

Si, par exemple, cela entraîne le retard du déchargement des panneaux solaires, c'est le calendrier de

construction des centrales qui en subira les conséquences, ce qui causera une déviation du plan des recettes provenant de l'achat d'électricité, et si le calendrier des travaux se prolonge jusqu'à la mise en service en raison d'un manque d'une partie des équipements et du matériel, des problèmes tels que la réduction de la période de garantie des principaux équipements et du matériel (transformateur électrique, commutateur, conditionneur d'énergie) installés sur le site sont à craindre.

6-12-2 Défis d'ordre législatif

Comme indiqué au paragraphe 6-2 Cadre pour la promotion des investissements privés, sur la base de la loi sur la promotion des investissements, une baisse de la taxe sur la valeur ajoutée sur les appareils photovoltaïques, des mesures incitatives fiscales pour le développement de zones spécifiques, etc, sont appliquées, mais l'absence de tarif de rachat garanti des énergies renouvelables est considérée comme un risque en particulier pour les investisseurs privés dans le cadre de PPP. Au Ghana voisin, comme indiqué au paragraphe 6-5 Prix de rachat, il existe un tarif de rachat garanti, et dans les mêmes conditions d'ensoleillement, il est considéré que le Ghana offre de meilleures garanties de revenus de la production photovoltaïque sur 10 ans, et un cadre qui garantisse des revenus stables aux investisseurs est réclamé également à la Côte d'Ivoire.

En outre, pour le développement de centrales photovoltaïques, il est indispensable d'assurer la disponibilité de grands terrains, mais d'après le rapport de Nomura Research Institute, Ltd. présenté au paragraphe 6-12-1 Défis au niveau des installations / des réseaux, les faits suivants ont été relevés dans la pratique :

- ✓ Lors de la location de terrains ou de magasins privés, des cas difficiles, notamment le fait que de larges contributions soient demandées par des villages, ont été signalés.
- ✓ La banlieue d'Abidjan abrite 4 parcs industriels dont le prix de location annuel est de 2 200 FCFA/m². L'Agence de gestion et de développement des infrastructures industrielles (AGEDI), qui est une agence gouvernementale s'occupe de leur gestion. La majorité des entreprises de pays tiers qui possèdent des bases de production en Côte d'Ivoire est hébergée dans ces parcs industriels. La politique du gouvernement, telle que la flambée des prix des loyers des parcs industriels avec le décret présidentiel de décembre 2015, manque de cohérence, mais, d'après les informations qui circulent, il serait préférable de louer des terres gérées par des agences gouvernementales plutôt que d'emprunter des terrains privés.

6-13 L'intérêt des entreprises japonaises

En ce qui concerne les possibilités de participation à des projets indépendants de production d'électricité photovoltaïque, les entreprises japonaises qui ont un bureau sur place ont été interrogées, mais, à l'heure actuelle, bien qu'elles soient impliquées dans la location de panneaux solaires pour le hors réseau, commandes à piles au lithium intégrées, télévisions à cristaux liquides, chargeurs mobiles, et kits d'ampoules à DEL, aucune information n'a été recueillie concernant des projets concrets d'investissement dans des projets indépendants d'électricité. Comme indiqué dans ce qui précède, contrairement au Japon, il n'existe pas de tarif de rachat garanti, le prix est déterminé par la concurrence, le prix de rachat est révisé constamment, et, comme le montre le projet d'investissement du KfW, la Côte d'Ivoire également considère les projets indépendants d'électricité photovoltaïque comme des projets pilotes, et, sur la base des résultats d'utilisation de CI-ENERGIES. L'établissement à l'avenir des conditions techniques d'interconnexion et des règles d'exploitations est à l'heure actuelle considéré comme incertain. Il faut

également prendre en considération le fait que les dossiers d'appel d'offres doivent être entièrement préparés en français.

Comme indiqué en 6-9 Initiatives de partenariat public-privé (PPP), dans une partie des pays du système d'EEEOA tels que le Ghana, le Mali, le Sénégal, les développements de production d'électricité photovoltaïque par le biais de PPP se poursuivent. En outre, comme indiqué en 6-1 Potentiel de l'énergie solaire, le Mali et le Burkina Faso au Nord ont un potentiel énergétique supérieur à celui de la Côte d'Ivoire, et le coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE) pourrait être réduit. Il est donc nécessaire d'examiner la supériorité des projets indépendants de production d'électricité photovoltaïque de la Côte d'Ivoire sur la base des tendances dans les pays voisins.

Attachement

Attachement-1:

**La liste des consultants japonais pour
leurs noms, rôles et titres commerciaux**

La liste des consultants japonais pour leurs noms, rôles et titres commerciaux

1. La première mission d'enquête (29 septembre 2018 - 21 octobre 2018)

HANAMURA MAKOTO

(Project Manager/ Master Planning of Transmission and Substation)

Asia Engineering Consultant Co., Ltd.

KOMIYA MASATO

(Sub Project Manager/ Solar& PV system IPP)

Asia Engineering Consultant Co., Ltd.

NAKAMURA NOBORU

(Master Planning of Distribution System)

Tokyo Densetsu Service Co., Ltd.

KAWAMURA TOMOAKI

(Rural Electrification)

Tokyo Densetsu Service Co., Ltd.

MIYAZAWA HIROSHI

(Power System Analysis/ Demand Forecast)

Tokyo Densetsu Service Co., Ltd.

HOSAKA KIYOHITO

(Japanese/ French Translator)

2. La deuxième mission d'enquête (23 février 2019 - 7 mars 2019)

HANAMURA MAKOTO

(Project Manager/ Master Planning of Transmission and Substation)

Asia Engineering Consultant Co., Ltd.

KOMIYA MASATO

(Sub Project Manager/ Solar& PV system IPP)

Asia Engineering Consultant Co., Ltd.

YOSHIDA KAZUYOSHI

(Power System Analysis/ Demand Forecast)

Asia Engineering Consultant Co., Ltd.

NAKAMURA NOBORU

(Master Planning of Distribution System)

Tokyo Densetsu Service Co., Ltd.

KAWAMURA TOMOAKI

(Rural Electrification)

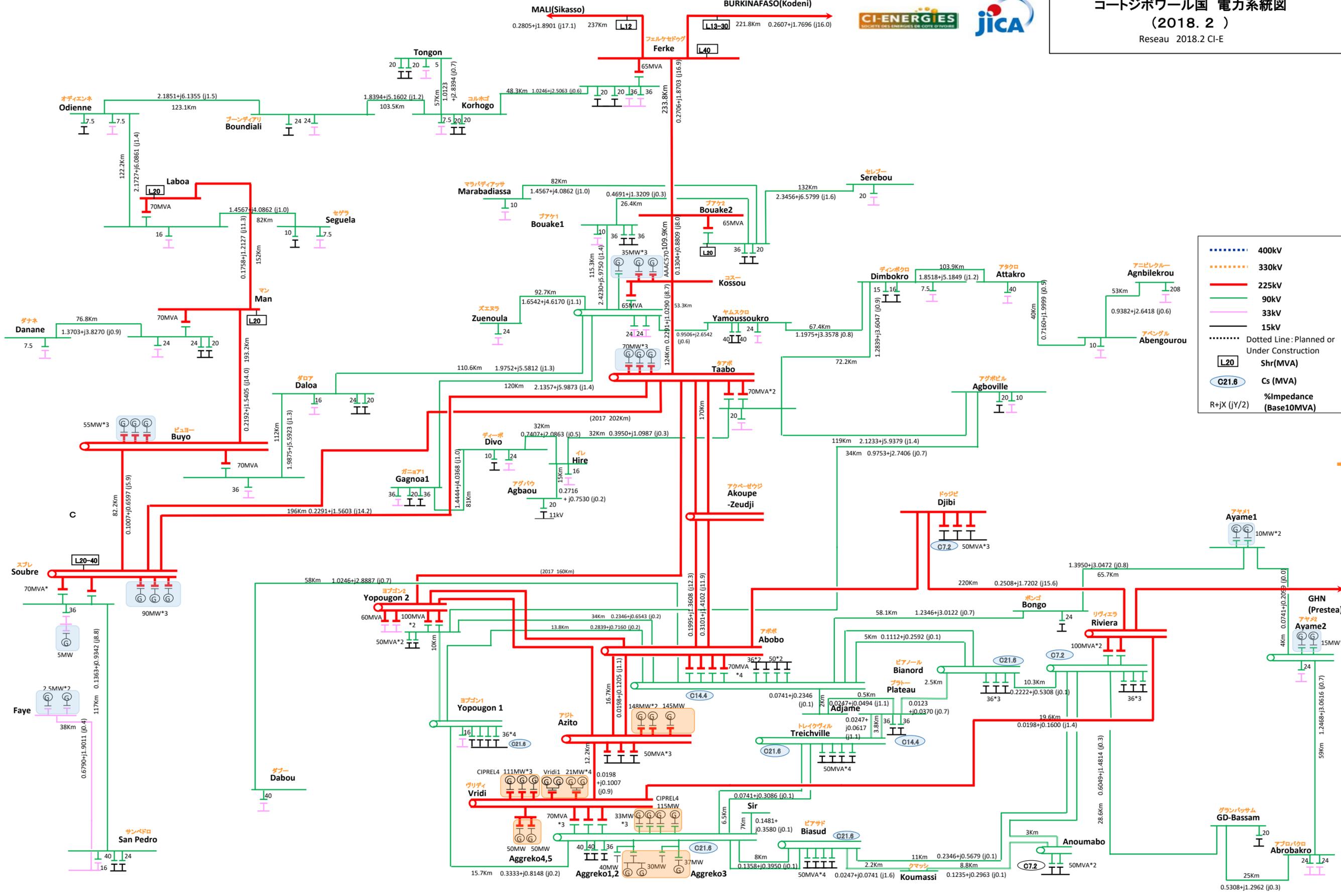
Tokyo Densetsu Service Co., Ltd.

HOSAKA KIYOHITO

(Japanese/ French Translator)

Attachement-2:
Schéma du système d'alimentation
électrique de la Côte d'Ivoire

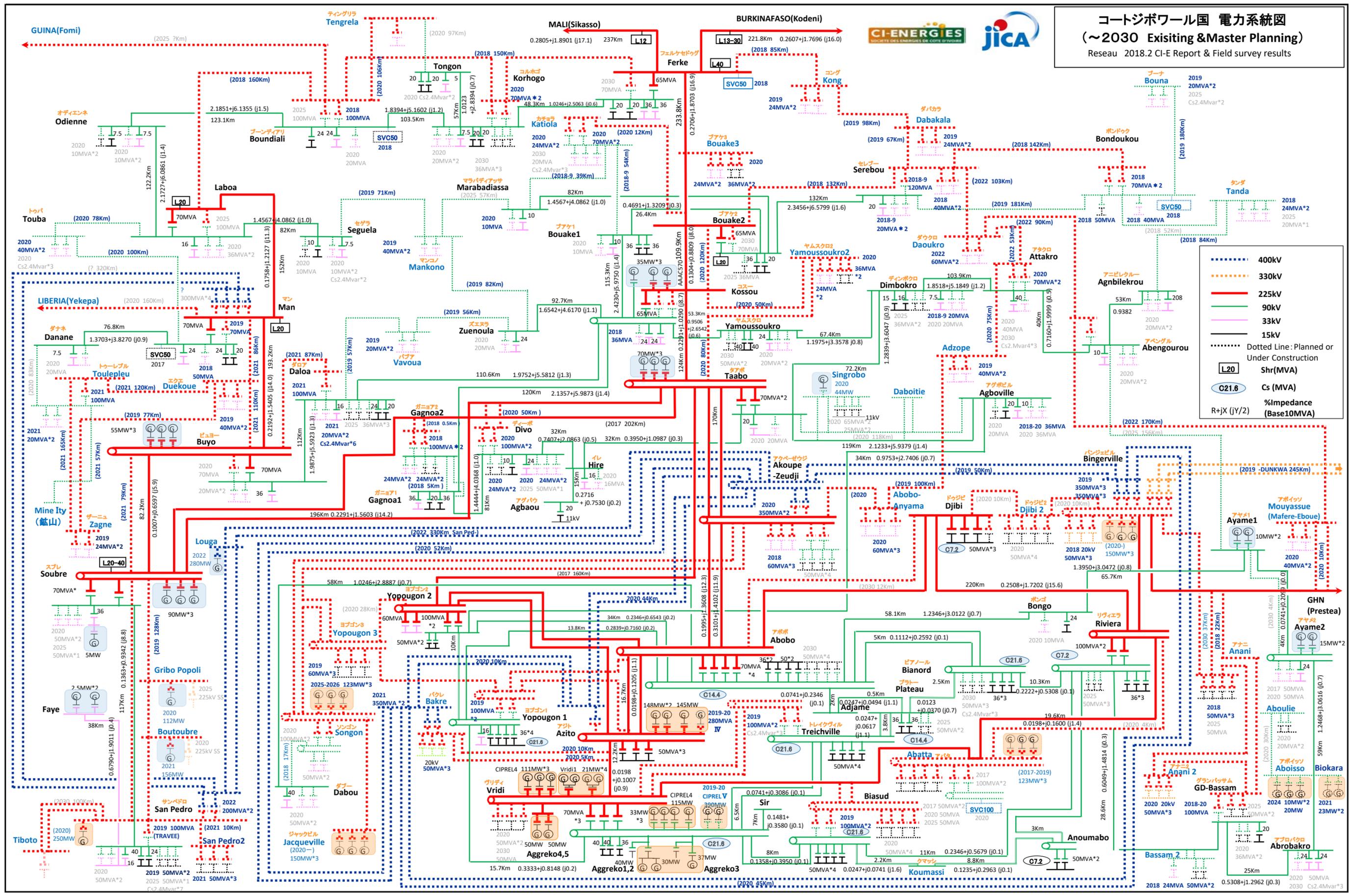
コートジボワール国 電力系統図
(2018. 2)
Reseau 2018.2 CI-E



	400kV
	330kV
	225kV
	90kV
	33kV
	15kV
	Dotted Line: Planned or Under Construction
	Shr(MVA)
	Cs (MVA)
$R+jX (jY/2)$	%Impedance (Base10MVA)

コートジボワール国 電力系統図 (~2030 Existing & Master Planning)

Reseau 2018.2 CI-E Report & Field survey results



Legend

- 400kV (Blue dashed line)
- 330kV (Orange dashed line)
- 225kV (Red solid line)
- 90kV (Green solid line)
- 33kV (Purple solid line)
- 15kV (Black solid line)
- Dotted Line: Planned or Under Construction
- Shr(MVA) (Square symbol)
- C21.6 (Circle symbol)
- Cs (MVA) (Circle symbol)
- %Impedance (Base10MVA) (Text)
- R+jX (jY/2) (Text)