

コートジボワール国

コートジボワールエナジー (CI ENERGIES)

# コートジボワール国電力セクターに係る 情報収集・確認調査

平成 31 年 3 月  
(2019 年)

独立行政法人  
国際協力機構(JICA)

株式会社アジア共同設計コンサルタント

産公
JR
19-020

コートジボワール国

コートジボワールエナジー (CI ENERGIES)

# コートジボワール国電力セクターに係る 情報収集・確認調査

平成 31 年 3 月  
(2019 年)

独立行政法人  
国際協力機構(JICA)

株式会社アジア共同設計コンサルタント

# 目 次

## 目 次

<b>第0章 要約</b> .....	<b>0-1</b>
0-1 総論.....	0-1
0-2 コートジボワールのエネルギーおよび電力事情（第2章）.....	0-1
0-3 電力セクターの組織・体制、財務状況、電気料金水準（第3章）.....	0-2
0-4 電力系統・電力設備・電力系統運用の実態（第3章、第4章）.....	0-3
0-5 電力設備計画（第5章）.....	0-4
0-6 太陽光発電 IPP（第6章）.....	0-6
<b>第1章 調査の概要</b> .....	<b>1-1</b>
1-1 調査の背景.....	1-1
1-2 調査の概要.....	1-1
1-2-1 調査の目的.....	1-1
1-2-2 調査対象地域.....	1-2
<b>第2章 コートジボワール国の概況</b> .....	<b>2-1</b>
2-1 社会、経済の概況.....	2-1
2-1-1 政治情勢.....	2-1
2-1-2 社会・経済情勢.....	2-1
2-2 地理と気候.....	2-3
2-2-1 地理.....	2-3
2-2-2 気候.....	2-4
2-3 エネルギー事情.....	2-5
2-3-1 エネルギー政策.....	2-5
2-3-2 エネルギー需給状況.....	2-6
2-4 電力需給状況.....	2-8
2-4-1 電力需要.....	2-8
2-4-2 電力供給.....	2-10
2-4-3 電力供給品質.....	2-13
2-4-4 電力利用効率.....	2-14

<b>第3章 コートジボワール電力セクター基礎情報</b> .....	<b>3-1</b>
3-1 電力セクターに関する政策及び法制度・規制.....	3-1
3-1-1 電力セクターに関する政策の背景.....	3-1
3-1-2 電力セクターに関する法制度・規制.....	3-2
3-1-3 電力セクターに関する政策.....	3-4
3-2 電気事業体制.....	3-4
3-2-1 電力セクター関係機関・事業者の役割.....	3-4
3-2-2 CIE の組織・体制.....	3-5
3-2-3 CIE の事業運営、財務状況.....	3-6
3-3 電力セクターに関する経済・財務.....	3-8
3-3-1 電力セクターの財務スキーム.....	3-8
3-3-2 電力セクターの財務状況について.....	3-8
3-3-3 電力価格の構造.....	3-9
3-4 電力系統.....	3-17
3-4-1 電力系統の概要.....	3-17
3-4-2 基幹電力系統.....	3-18
3-4-3 大アビジャン圏の電力系統.....	3-20
3-4-4 国際電力連系.....	3-21
<b>第4章 電力設備の実態と設備運用</b> .....	<b>4-1</b>
4-1 電力設備の実態.....	4-1
4-1-1 発電設備.....	4-1
4-1-2 送電設備.....	4-4
4-1-3 変電設備.....	4-11
4-1-4 配電設備.....	4-16
4-1-5 監視制御システム.....	4-17
4-2 電力設備運用.....	4-18
4-2-1 系統運用実施体制.....	4-18
<b>第5章 電力設備計画</b> .....	<b>5-1</b>
5-1 電力設備計画の概要.....	5-1
5-1-1 電力マスタープラン.....	5-1
5-1-2 電力需要予測.....	5-2
5-1-3 電力系統解析.....	5-5
5-2 電源開発計画.....	5-10
5-2-1 発電マスタープランの概要.....	5-10

5-2-2	電源開発計画	5-10
5-3	送変電設備計画	5-13
5-3-1	送変電マスタープランの概要	5-13
5-3-2	現行の送変電設備増強計画	5-14
5-4	配電設備計画	5-27
5-4-1	配電マスタープラン	5-27
5-4-2	大アビジャン圏の配電網設備計画	5-28
5-5	自動化計画	5-30
5-6	電力系統の課題	5-33
5-7	地方電化計画	5-37
5-7-1	地方電化マスタープラン	5-37
5-7-2	地方電化の進捗状況と今後の計画	5-39
5-7-3	再生可能エネルギー等独立電源による供給	5-42
5-7-4	全地域電化に向けての取組み	5-43
5-8	設備投資・資金調達状況	5-44
5-9	他ドナーの支援状況	5-46
5-10	西アフリカパワープール（WAPP）のマスタープラン	5-48
5-10-1	加盟国の現状の把握	5-48
5-10-2	電力需要予測	5-53
5-10-3	電源開発状況	5-54
5-10-4	国際連系線の状況	5-55
5-10-5	電力取引市場	5-55
5-10-6	マスタープランの実施に向けた重要要因	5-56
5-10-7	電源と送電システムマスタープラン	5-56
5-10-8	投資が必要な案件	5-60
<b>第6章</b>	<b>太陽光発電 IPP</b>	<b>6-1</b>
6-1	太陽光エネルギーのポテンシャル	6-1
6-2	民間投資推進にかかる枠組み	6-2
6-3	太陽光発電の導入計画および実績	6-3
6-3-1	コロゴ・ソーラー	6-4
6-3-2	ブンディアリ・ソーラー	6-4
6-3-3	ポロ・パワー1	6-4
6-3-4	その他のプロジェクト	6-5
6-4	プロジェクト（建設）コスト	6-5
6-5	買取価格	6-7

6-6	太陽光発電 IPP のプロジェクト開発のステップ	6-7
6-6-1	ステージ1 プロジェクト地点と開発コンセプトの形成	6-9
6-6-2	ステージ2 プレ・フィージビリティスタディ	6-9
6-6-3	ステージ3 フィージビリティスタディ	6-9
6-6-4	ステージ4 許認可、契約および融資の決定	6-10
6-6-5	ステージ5 詳細設計	6-11
6-6-6	ステージ6 調達および建設	6-11
6-6-7	ステージ7 竣工試験	6-11
6-6-8	ステージ8 運用開始・運用保守 (O&M)	6-12
6-7	WAPP における太陽光発電の重要性	6-12
6-8	ドナーの状況	6-14
6-9	Public Private Partnership (PPP) の取り組み	6-14
6-10	PPP による太陽光発電プロジェクトの開発例 (マリ)	6-17
6-11	コートジボワール国内の開発候補地点	6-20
6-12	コートジボワール国内の PV 太陽光普及の課題について	6-23
6-12-1	設備・系統上の課題	6-24
6-12-2	法制度上の課題	6-24
6-13	本邦企業の関心	6-25

# 图 表 目 次



## 図 表 目 次

図 1.1	西アフリカに位置するコートジボワールとその周辺国	1-2
図 1.2	コートジボワールの主要都市、道路、鉄道、空港	1-4
図 2.1	地形図	2-4
図 2.2	ケッペン気候区分図	2-5
図 2.3	2015 年 12 月末時点で全国に 55 か所展開するオフグリッド独立電源	2-12
図 3.1	国家監督機関・国家企業・民間事業・消費者の契約関係	3-5
図 3.2	2016 年の電力料金コストの内訳	3-17
図 3.3	内陸部基幹系統図	3-19
図 3.4	送電系統図	3-20
図 3.5	大アビジャン圏の基幹電力系統	3-21
図 3.6	大アビジャン圏の送電線図	3-21
図 3.7	西アフリカパワープール(WAPP)	3-22
図 4.1	水力発電所設置場所	4-1
図 4.2	火力発電所設置箇所およびアビジャン圏系統図	4-2
図 4.3	発電事業の仕組み	4-4
図 4.4	225kV 山形鉄塔（烏帽子型、1 回線、懸垂、Kossou-Bouake 間）	4-5
図 4.5	225kV 山形鉄塔（烏帽子型、1 回線、耐張、Kossou 周辺）	4-5
図 4.6	225kV 山形鉄塔（四角鉄塔、2 回線、耐張、Abidjan 周辺）	4-6
図 4.7	225kV 単柱（角型断面単柱、2 回線、懸垂、Abidjan 周辺）	4-6
図 4.8	90kV 山形鉄塔（四角鉄塔、1 回線、懸垂、Taabo-Kossou 間）	4-6
図 4.9	90kV 山形鉄塔（烏帽子型、1 回線、耐張、Kossou S/S）	4-6
図 4.10	付帯設備（昇塔防止装置）	4-7
図 4.11	鉄塔脚部接地線	4-7
図 4.12	昇塔設備（ステップボルト）	4-7
図 4.13	昇塔設備（プレート）	4-7
図 4.14	がいし装置（1 連耐張、懸垂、ガラス製がいし）	4-9
図 4.15	がいし装置（ジャンパー支持、ガラス製がいし）	4-9
図 4.16	周辺環境（Kossou-Bouake 間）	4-9
図 4.17	周辺環境（Taabo S/S 周辺）	4-9
図 4.18	防錆塗装状況（Yamoussoukro S/S）	4-10

図 4.19	防錆塗装状況 (Abidjan 周辺)	4-10
図 4.20	母線方式	4-14
図 4.21	225kV 変電設備	4-16
図 4.22	配電設備収納建屋と電柱への配電線の立上げ状況)	4-16
図 4.23	標準化されたコンクリート製配電柱	4-17
図 4.24	柱上変圧器と手動区分閉器	4-17
図 5.1	需要予測シナリオと予測修正値	5-3
図 5.2	コートジボワール地域局エリア図	5-4
図 5.3	地域局別需要予測 (中シナリオ)	5-5
図 5.4	2030 年までの送変電設備増強計画	5-14
図 5.5	送変電設備増強計画の地域的分布図	5-15
図 5.6	2030 年の大アビジャン圏の系統図	5-18
図 5.7	北部地域の送電線図	5-20
図 5.8	WAPP の国際連携線増強計画	5-20
図 5.9	北東部地域の送電線図	5-21
図 5.10	南東部地域の送電線図	5-23
図 5.11	西部・中西部地域の送電線図	5-25
図 5.12	20kV 導入変電所	5-29
図 5.13	各変電所からの供給エリア	5-29
図 5.14	2030 年の電力系統運用組織図	5-31
図 5.15	2030 年の通信ネットワーク	5-31
図 5.16	2030 年のアビジャンの通信ネットワーク	5-32
図 5.17	VQC の制御方式例	5-34
図 5.18	地域的な電化の進展	5-37
図 5.19	33kV 配電網での電力需要予測	5-38
図 5.20	33kV 配電線の対策内訳	5-39
図 5.21	33kV 配電網の将来推移	5-39
図 5.22	各ドナーが中心行的に行っている農村電化支援エリア	5-41
図 5.23	太陽光パネルとテレビのセット例	5-42
図 5.24	WAPP の運営組織形態	5-48
図 5.25	WAPP 諸国の人口と都市化率	5-49
図 5.26	経済指標	5-49
図 5.27	電気事業運営形態	5-50
図 5.28	発電設備容量と利用可能量	5-50
図 5.29	発電設備のエネルギー源比率	5-51
図 5.30	年平均停電回数と停電時間数	5-51

図 5.31	電化アクセス率	5-52
図 5.32	送電系統および配電網の電力損失	5-52
図 5.33	電源種別別発電設備容量	5-57
図 5.34	2022 年の連系系統	5-58
図 5.35	WAPP 内の昼・夜の潮流変化(2025)	5-58
図 5.36	東西の中央横断幹線	5-59
図 5.37	400kV 東西横断幹線計画	5-60
図 5.38	プロジェクト一覧	5-61
図 6.1	コートジボワールのコロゴ付近の PV 太陽光データ	6-1
図 6.2	アフリカの電力系統規模の PV 太陽光発電所のプロジェクトコスト内訳例	6-7
図 6.3	太陽光発電プロジェクトの開発ステージと融資機関側の実施項目	6-8
図 6.4	Segou Solaire Mali Project の場所	6-18
図 6.5	IDA の直接補償の構造	6-20
図 6.6	PV 太陽光発電所の系統連携を想定した変電所の増強計画	6-21
図 6.7	PV 太陽光発電所の系統接続による潮流のイメージ	6-22
表 1.1	主要社会情報	1-2
表 2.1	主要社会経済指標の推移	2-2
表 2.2	コートジボワールの人口及び名目 GDP の予測	2-3
表 2.3	一次エネルギー生産量と資源種別の内訳の推移	2-6
表 2.4	水力発電所の計画とエネルギー賦存量	2-7
表 2.5	国内の一次エネルギー生産量とエネルギー輸出入および供給量の推移	2-8
表 2.6	セクター別国内エネルギー消費の推移	2-8
表 2.7	電力発電量と国内消費量の需要種別の推移	2-9
表 2.8	各国への輸出割合(2017年)	2-9
表 2.9	2025年までの電力輸出容量および輸出電力量の予想	2-10
表 2.10	電力発電量の推移	2-10
表 2.11	エネルギーミックスと発電原価の推移	2-11
表 2.12	電力量需要のピーク予想値	2-12
表 2.13	2013年から2017年の平均カットオフ時間(TMC)の推移	2-13
表 2.14	SAIDI および SAIFI の指標	2-14
表 2.15	配電線および送電線の効率	2-14
表 2.16	電力のロスの実績とロス低減の目標値	2-15
表 3.1	2017年報酬費(単価)一覧	3-6
表 3.2	2016年のCIEの収支バランス	3-7

表 3.3	電力料金の内訳	3-11
表 3.4	電力料金の計算例（5 アンペア契約、2 か月の使用量が 156kWh の場合）	3-11
表 3.5	電力料金表の内訳（10A 2.2kVA 以上）	3-12
表 3.6	電力料金の計算例（10 アンペア契約、2 か月の使用量が 348kWh の場合）	3-12
表 3.7	中圧（15kV 以上 90kV 以下）の供給による料金表	3-14
表 3.8	高圧（90kV 以上）の供給による料金表	3-15
表 3.9	出力超過の場合の罰金	3-16
表 3.10	力率逸脱の場合の罰金	3-16
表 3.11	主要な電力設備概要（2017 年）	3-18
表 4.1	発電設備一覧表	4-2
表 4.2	CI-ENERGIES の電力取引「テイク・オア・ペイ契約」一覧	4-3
表 4.3	送電線網の推移（2014～2017 年）	4-5
表 4.4	電線の特性	4-8
表 4.5	変電所箇所数および変圧器台数・容量の推移	4-11
表 4.6	225kV 変電所・開閉所	4-12
表 4.7	90kV 変電所一覧	4-13
表 4.8	地域別・電圧別配電供給能力	4-14
表 4.9	調相設備の設置箇所数および容量の推移	4-15
表 4.10	調相設備一覧	4-15
表 5.1	電力需要の伸び	5-2
表 5.2	需要予測シナリオの前提	5-2
表 5.3	需要予測シナリオごとの需要予測	5-3
表 5.4	至近の実績と電力需要予測の修正	5-3
表 5.5	地域別電力需要実績と予測値（中シナリオ）	5-5
表 5.6	設備健全時・故障時の信頼度基準	5-6
表 5.7	信頼度基準の評価方法	5-6
表 5.8	電源開発計画	5-10
表 5.9	電源開発計画の実績と増強計画	5-11
表 5.10	資金調達の見通しがある電源開発計画プロジェクト	5-12
表 5.11	今後資金調達先を探す必要のある電源開発計画プロジェクト	5-12
表 5.12	設備増強計画の主要目的	5-16
表 5.13	大アビジャン圏の送変電設備増強計画	5-17
表 5.14	400kV 系統導入計画	5-19
表 5.15	北部地域の設備増強計画	5-19
表 5.16	北東部地域の設備増強計画	5-21
表 5.17	中央幹線の設備増強計画	5-22

表 5.18	南東部地域の設備増強計画	5-23
表 5.19	南東部地域（ガーナ国境付近）の設備増強計画	5-23
表 5.20	西部地域の設備増強計画	5-24
表 5.21	中西部地域の設備増強計画	5-26
表 5.22	大アビジャン圏の配電用バンク設置計画（2030年断面）	5-28
表 5.23	地方電化の進捗状況	5-40
表 5.24	2011年から2017年の発電および送変電設備増強計画の資金調達状況	5-44
表 5.25	2011年から2017年の配電網増強計画の資金調達状況	5-44
表 5.26	2011年から2017年の自動化計画の資金調達状況	5-44
表 5.27	2018年から2030年の発電および送変電設備増強計画の資金調達状況	5-45
表 5.28	各ドナーによる支援状況	5-46
表 5.29	需要予測	5-53
表 6.1	コートジボワールのコロゴ付近および隣国の太陽光データの比較	6-2
表 6.2	PV太陽光発電プロジェクト一覧	6-4
表 6.3	ヨーロッパの地上置きPV太陽光発電平均ベンチマーク開発コスト（2014年後半）と合計に占める割合（%）	6-6
表 6.4	太陽光発電所の運用保守体制	6-12
表 6.5	PV太陽光発電を含むWAPPマスタープランの優先地域プロジェクトの内訳	6-13
表 6.6	WAPP諸国の民間のインフラ投資プロジェクト額および件数（2013年～2017年）	6-15
表 6.7	WAPP諸国の太陽光発電プロジェクト（PPPプロジェクトを黄色で表示）	6-16
表 6.8	プロジェクトコストと融資内容	6-19
表 6.9	国内の発電所開発候補地点	6-21
表 6.10	PV太陽光発電所の系統連系を想定した変電所の増強計画	6-21
表 6.11	PV太陽光発電所の系統連系を想定したFerkeへの潮流変化	6-22
表 6.12	PV太陽光接続後（最大460MW発電時）北西部幹線（KorhogoからFerke）潮流を定格100%流した場合のFerkeの需要負荷および周辺送電線の対応力	6-23

# 添 付 資 料 目 次

## 添付資料目次

添付資料-1: 調査団員リスト

添付資料-2: 現地調査における面談・現場設備調査記録

添付資料-3: コートジボワール電力系統図

添付資料-4: 本邦招聘プレゼンテーション資料（コートジボワール側）

Opportunités D' Affaires Dans Le Secteur De L' Electricité De La Côte D' Ivoire

添付資料-5: 本邦招聘プレゼンテーション資料（日本側）

コートジボワール共和国電力セクターの現状

# 略語表



略語	正式名	日本語
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
ECOWAS	Economic Community of West African States	西アフリカ諸国経済共同体

略語	正式名	日本語
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 Koweitien	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
OEM	Original Equipment Manufacturer	オリジナル機器製造会社

略語	正式名	日本語
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

# 第 0 章

## 要約

## 第0章 要約

### 0-1 総論

本調査報告書は、コートジボワール共和国（以下、コートジボワール）が進めている電力セクター開発に係る JICA の今後の具体的な支援方策として、円借款案件策定に資する計画案件の課題分析と提言を行うとともに、太陽光 IPP 計画、地方電化計画を含めた支援実施が可能なプロジェクトに関する提案等について情報収集と確認を行い、調査報告書として取り纏めたものである。

調査は、まず、コートジボワールのエネルギー事情、電力セクターの組織・体制、電力需給状況、電力設備と電力運用の実態等の全般的・体系的な調査を行い、次に、電力セクター開発計画の基になっている、2015年に策定された電力マスタープランの内容とその後の進捗、修正事項について、主として今後の有償資金協力の候補分野である送変電分野を中心に、確認と分析を行った。

次に、2017年11月の JICA のコンタクトミッションの際に、コートジボワール電力公社（以下、CI-ENERGIES）より支援を強く要望された、225kV 1回線送電線の新設（2回線化）プロジェクトについて、確認調査を行った。その結果、当該プロジェクトは、必要性、緊急性、投資効果が高く、また、本邦の優れた技術である低損失電線および増容量電線の適用効果が期待できることから、コートジボワール電力セクターにおける有償資金協力候補案件として最も相応しいプロジェクトであることが確認できた。

また、送変電分野の計画における他の有償資金協力案件形成の可能性についても分析を行った。その結果、支援が必要と考えられる短・中期的なプロジェクトは見当たらなかったが、コートジボワールの電力セクターが抱える課題の把握から、いくつかの本邦技術の適用可能性や技術協力分野があると考えられることから、課題の分析とともに提言を行った。

太陽光 IPP については、エネルギーミックスの観点から、年間日射量の大きいコートジボワール北部で、石油・エネルギー・再生可能エネルギー開発省の主導のもと、複数のプロジェクトが計画され実施に移されている。また、制度の整備に向けた動きもある。本調査ではこれらの開発・検討状況とともに、コートジボワールが加盟している西アフリカパワープール（WAPP）において、急速な太陽光発電導入計画が進展している状況についても調査を行い、コートジボワールにおける太陽光 IPP、太陽光 PPP の可能性について確認を行った。

### 0-2 コートジボワールのエネルギーおよび電力事情（第2章）

コートジボワールは、原油、天然ガスなどの一次エネルギー資源を産出しているが、天然ガスのほとんどは火力発電所用燃料として使われており、天然ガス資源の枯渇が懸念されている。水力資源は 1970年代から積極的に開発されてきており、発電量の 22%を賄うまでになっているが、開発が具体化している地点を除くと、さらなる開発により天然ガス供給の不安定さを補うには時間がかかる状況にある。このため、沖合の天然ガス田の開発とともに、石炭火力の導入、太陽光、バイオマスなど新たな再生可能エネルギーの導入が計画され、また、既存の沖合ガス田から火力発電所までのパイプラインを活用した、沖合での LNG 船からの供給も検討されている。

2016年の発電電力量は 10,253GWh で、83%が火力発電、15%が水力発電となっている。国内の電力消費量は 6,615GWh（発電電力量の 65%）で、需要種別別の電力消費量は、33%が産業用、35%が商業・公共サービス用、32%が家庭用となっている。

コートジボワールは国産エネルギーを活用した電力輸出を行っており、近隣5か国（ガーナ、ブルキナファソ、マリ、ベニン・トーゴ、リベリア）に発電電力量の 18%（年によって 10%か

ら20%程度)の電力輸出を行っている。この内ガーナに関しては、最近は緊急時における電力融通契約となっている。

今後は堅調な経済発展や鉱山開発、地方電化による需要増、電力輸出増などから、年10%程度の高い電力消費量の伸びが想定されている。

2017年の電力需要のピークは1,342MWと総発電容量2,199MW(火力発電60%、水力発電40%)に比べ余裕があるが、水力発電は降水量など自然条件に依存すること、天然ガス資源の供給に不安定性があること、今後もピーク電力需要は年7%程度の伸びが想定されていることなどから、今後の電力需給は厳しくなっていくことが想定される。

また、地方電化用の電源として、軽油焚きを主としたオフグリッドの独立電源(電力系統非接続)、バイオマス発電が全国に点在している。

国家開発計画(PND2016-202)におけるエネルギーと電力分野に関する政策としては、地方電化(未電化地域の解消)、IPPの投資促進などによる電源開発、水力発電・太陽光・バイオマスなどの再生可能エネルギー開発によるエネルギーミックスの改善などが目標として掲げられている。

電力供給品質については、2015年のSAIDI(需要家1軒あたり年平均停電時間)は30時間、SAIFI(需要家1軒あたり年平均停電回数)は33回で、西アフリカパワープール加盟14カ国の中では最も優れたレベルとなっている。また、2014年に年400時間であった電力不足確率(LOLP)については、2030年に年24時間にする目標を掲げている。

電力損失については、非技術的な損失を含め24%程度となっており、電力利用の効率化と電気料金徴収に関わる電力小売り事業の改善が求められている。

### 0-3 電力セクターの組織・体制、財務状況、電気料金水準(第3章)

電気事業については、石油・エネルギー・再生エネルギー開発省と経済・財務省の監督の下に、CI-ENERGIEと規制機関(ANARE)が、電力設備運用の民間事業者を管理する体制となっている。

CI-ENERGIESは、電力設備計画、工事实施・監理と電力セクター全体の財務バランスの監督を主に行っている。最近運転を開始したSoubre水力発電所はCI-ENERGIESが直接所管しており、今後、国が所有する設備のCI-ENERGIESへの移管も計画されているようである。

火力発電事業については、民間のIPP事業者3社(2社がBOOT契約、1社は国が所有する設備のリース契約)が、国が民間の天然ガス供給会社から購入した天然ガスの供給を受けて発電事業を行っている。この他、民間のコートジボワール電力会社(以下、CIE、CIEは主に水力発電・送配電設備の運用、小売り事業を国とのコンセッション契約で実施)が、国が所有する古い火力発電所設備の運転を委託されている。

水力発電設備については、CI-ENERGIESが所管しているSoubre水力発電所を除き、国が設備を所有しCIEが運転を行っている。

火力発電所からの電力購入、水力発電所の運用などの電力需給運用、送配電網の運用、小売り事業については、現在、CIEが1社で実施している。国とCIEとのコンセッション契約は2020年に切れるが、水力発電・送電網・配電網の運用および小売りに関する独占的事業形態がアンバンドリングされるかが、今後の課題になっている。

電気料金については、発電原価を基に、CIEの運営経費と事業報酬、減価償却費、債務返済費、国家機関であるCI-ENERGIESとANAREの運営経費などから算定され、認可後決定されている。2016年の平均的な電気料金は69.47FCFA(約13.23円、1FCFA=5.25円で換算)となっている。

電力セクターの財務状況については、国内需要家への電力販売と電力輸出による電気料金収入で、電力セクター全体の収支バランスが確保されるよう、財務の安定化のためのスキームが

構築されている。最近の財務状況については、予定していた電気料金値上げの遅延や未収金の増加などがあるが、比較的良好な状況にあると言える。しかしながら、今後は、主に融資により実施している設備投資の債務返済額が増加してくることから発電原価の提言や一層の電気事業の効率化が求められている。

#### 0-4 電力系統・電力設備・電力系統運用の実態（第3章、第4章）

コートジボワールの電力系統は、225kV 基幹送電網、90kV 地方系統送電網と 33kV と 15kV の配電網で構成される。33kV 配電網は都市部から離れた町や農村など小集落への長距離送電用として、15kV は都市部の配電供給用として使われている。

大口需要家へは主に 33kV と 15kV で供給され、一般需要家へは配電線用変圧器（柱上変圧器、路上設置変圧器）により 380V と 220V の低圧に降圧され供給されている。

コートジボワールの電力系統をみると、次のような特徴があげられる。

- ・ 電源は南部の火力発電所と中南部の水力発電所に偏って存在するが、アビジャンおよびその周辺地域の電力消費量が国内の 70%を占めることから、比較的電源と需要地間距離が短い系統構成となっている。
- ・ 消費地であるアビジャン市中枢部への供給は、アビジャン市を取り巻く 225kV 環状送電網（外輪系）が構築され、信頼度の高い系統構成になっている。
- ・ 北部および東西に隣国との国際連系線が存在するが、北部のマリ、ブルキナファソへの送電は南部・中南部の電源からの長距離送電となる。
- ・ 内陸部は 225kV、90kV 共に 1 回線送電線が多く、変電所の結線も単母線・1バンクが多い供給信頼度の低い系統構成となっている。
- ・ 送電線はほとんどが架空送電線であるが、アビジャン市の一部は 90kV 地中送電系統となっている。
- ・ 設備形成・系統運用に影響のある自然災害要因については、急激な積乱雲の発達に伴う強風（ダウンバースト含む）、落雷、洪水、海岸部の塩害などがある。

コートジボワールは、西アフリカパワープール（WAPP）で重要な位置づけを担っている。現在のコートジボワールと隣国との連系線は 225kV により、コートジボワール北部系統とブルキナファソの電力会社 SONABE、マリの電力会社 EDM、ガーナの電力会社 GRIDCo との連系があり、ガーナの VRA（Volta River Authority）を通じベナンの電力会社 CEB が運営するトーゴ・ベナンに融通が行われている。

電力設備運用は、アビジャンにある CIE の給電指令所が需給運用（電力需要変化に応じた発電機の運転指令）と SCADA による基幹系統の監視を行っている。

変電所は、現在、全て運転員が駐在する有人変電所で、指令に基づき変電機器の制御を行っている。

アビジャンについては、配電自動化システムが導入されており、配電用変電所の配電線開閉設備と配電線区分開閉器の遠隔制御、配電線の監視などが行われ始めている。

電力融通については、ブルキナファソとマリに年毎の契約に基づく一定量（200MW 程度）を輸出している。ガーナとの 2018 年の融通契約は、常時、連系線は開き（オフ）の状態にしており、需給バランスが崩れそうな時などにスポット的に連系線を使い（オン）融通することになっている。WAPP の需給運用については、5 つのゾーンに分けられて、それぞれで運用しているが、コートジボワール、ブルキナファソ、ガーナの連系系統については、コートジボワールとガーナの大きな発電機で同期運転調整をすることになっている。

## 0-5 電力設備計画（第5章）

2014-2030年におけるコートジボワールの発電・電力流通設備計画マスタープラン（PLAN DIRECTEUR DES OUVRAGES DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT D'ENERGIE ELECTRIQUE DE LA COTE D'IVOIRE POUR LA PERIODE 2014-2030、以下、電力マスタープラン）は、ベルギーのエンジニアリングコンサルタント会社である Tractebel Engineering の調査に基づき 2015年6月に策定された。

電力マスタープラン策定の背景には、今後、経済発展と地方電化、西部の鉱山開発などによる電力消費量の急速な伸びが予想され、また、WAPPにおける役割がますます重要になる中で、電力系統が抱える発電余力の低下、国内天然ガス資源の枯渇を加速させる要因ともなっている高い火力発電への依存度、電力系統の低い供給信頼度と効率などの課題への対処が求められていることがあった。

電力マスタープランは、まず、電力系統の実態について分析し、次に、電力設備計画と需要予測に基づく電力系統の状況を設定し、系統解析による分析を行い、必要な設備計画と投資について提言がされている。また、予測の不確実性を考慮したシナリオを設定した分析も行っている。

計画の対象は、発電（電源計画）マスタープラン、送変網（電力流通設備）マスタープラン、配電網マスタープラン、地方電化マスタープラン、通信設備を含む電力設備の自動化計画など電力設備に関する幅広いものとなっている。

電力マスタープランはその後の調査・検討の進展と電力需要予測の見直し、資金調達状況などを反映し計画を修正している。

この内、需要予測については、2017年について電力マスタープランと実績値を比較すると「低シナリオ」の値にほぼ一致するが、今後2030年までの見通しについては、電力マスタープランの「低シナリオ」と「中シナリオ」の中間に位置する予測となっている。

電源開発については、2017年まではマスタープランに基づいて順調に進んでいるといえるが、今後については、需要の伸びの鈍化により、至近から中期にかけての水力電源開発、コンバインドサイクル火力発電設備の新設、バイオマス発電については、マスタープランから1～2年程度繰り延べになっている。また、中国の融資が決定している石炭火力発電についても、開発開始は2年伸ばした2020年からとなっている。

送電網増強計画については、都市化・地方電化・鉱山開発・電力輸出などの電力需要増に対応した設備増強・上位電圧の導入など供給力の増強、電源開発への対応、送電線の2回線化、変圧器の複数化、系統のループ化、電圧対策など供給信頼度の向上を目的に、送電線・変電所の新設、変圧器設置（バンク増設）、調相設備計画など、多数のプロジェクトが計画されている。

マスタープランについては、策定後の需要の伸びの下方修正、資金調達の遅れ、計画の精査などにより、次のような大きな変更がある。

- ・ 系統運用で脆弱性のある北部系統、供給力確保が必要な北東部、東部および西部国境付近など内陸部への供給信頼度の向上については、マスタープランではこの地域に90kV送電網を整備する計画であったが、90kVから225kV送電網の整備に変更し、225kVのループ運用で供給信頼度を向上させる強固な系統構成を目指している。
- ・ 喫緊の課題である大アビジャン圏の供給信頼度の向上については、マスタープランでは330kV外輪系統の導入、220kV変電所の新設、90kV系統の増強など数多くが計画されていたが、外輪系統の電圧は330kVから400kVに変更された。これについては、当初ガーナの連系電圧である330kVとしていたが、225kVとの電圧差が小さく供給力向上効果が小さいことから、400kVに変更したと考えられる。



- ・ アビジャンをはじめ都市部に新設される 225kV 変電所は、これまでの 90kV に降圧してから 33kV と 15kV の配電電圧に降圧する方式から、225kV から直接配電電圧に降圧する方式に変更。

送電網増強計画の多くは、大アビジャン圏に集中しているが、内陸部については投資額の大きい送電線新設と都市部での変電所新設を組み合わせたプロジェクトが多く計画されている。

配電網整備計画については、今後の都市部および地方の配電設備計画の基準となる配電系統の基本的な構成を定め、特に、アビジャンにおいては、将来、現状の 15kV から 20kV に電圧を変更する計画としている。このため、アビジャンで開発が大きく進む地域に新設する配電用変圧器から 20kV を導入し、15kV 系統の変圧器増設についても 15kV と 20kV で運転できる 2 重定格変圧器を採用する計画となっている。また、15/20kV の配電線用変圧器を設置し、順次 20kV 系統を拡大していく計画としている。

配電マスタープランにおいては、事故時の復旧操作を迅速にするための配電網の監視と区分開閉器の遠隔操作が可能な配電自動化システムの導入が計画され、アビジャンで一部設備について運用を開始している。また、需要家との設備分界の明確化、需要家計量器の鉛での封印、スマートメーターの導入などによる非技術的損失の低減（スマートメーターは試験実施）、公共設備としての配電線用変圧器収納建屋、一般建物時の収納スペース確保の法的措置、アビジャンの系統の全地中化に向けた、架空線・地中線混在系統の保護方式検討など様々な課題に対する提言がされており、一部については、具体的な取り組みがスタートしている。

自動化計画については、現在、アビジャンの給電指令所で行っている需給運用・基幹系統監視業務を、今後ヤムスクロに設置予定の給電所で分担するとともに、アビジャンで行っている配電自動化の他主要都市への拡大、変電所の集中監視制御化（有人変電所の無人化）、自動化に必要な通信システムの整備計画が含まれている。

地方電化計画については、地方電化国家計画（National Program of Rural Electrification : PRONER）と地方電化マスタープラン（Master Plan of Rural Electrification : PDER）を中心に、2025 年までの全電化を目指し精力的に進められている。

2017 年時点の未電化地域は、3,895 地域（全地域の 54%、全人口に占める電化地域住民比率は 82%）となっている。ただし、この他に電化後まだ供給サービスが開始されていない地域が 660 地域存在する。

電化方策としては、主に 33kV 配電線の延伸により電力系統から供給することになっている。これは、地域の行政庁の所在地および 500 人以上の集落で未電化地域のほとんどが、既存のあるいは今後計画されている 33kV 配電網から 20km 圏内に位置していることによる。配電線の延伸にあたっては、配電網の末端で電圧降下が問題となる箇所も出てくるため、電圧対策についても検討が行われている。

配電線の延伸が経済的に困難な地域あるいは電圧降下が著しい地域については、ディーゼル発電、太陽光発電とディーゼル発電のハイブリッド、小水力などの独立電源による供給方式が選択されている。

一方、電気料金支払いを負担に感じる住民用に、太陽光パネルと直流制御盤、通信端末、リチウムイオン電池がパッケージ化されたセットが、複数のメーカーから販売されており、照明・テレビ（直流のまま使えるものもある）などが利用できるようになっている。

また、CIE が提案した全地域電化に向けての取組み（Electricity for All Program : PEPT）が政府により採択され、目標の一つとして、電化地域に住む住民の受電率を上げることが掲げられ、接続費用を含む電気料金支払い方法、家庭内配線の標準化と検証などに関する総合的な取組みが行われている。

電力設備増強計画に必要な資金については、ほとんどを外部からの融資による資金調達に頼っている。2011年から2017年までの投資実績および資金手当て状況、2018年から2030年までに必要となる資金の調達状況をみると、発電および送変電設備増強計画における資金調達済みの1,780億FCFA（357億円、1FCFA=5¥で換算、以下同じ）については、中国輸出入銀行（Exim Bank of CHINA）の融資が1,359.4億FCFA（272億円）と76%を占めている。

配電網については、内陸部の地方電化のための配電線増強計画に対する調達額が大きくなっており、資金調達済みの178億FCFA（35.6億円）については、世界銀行（WB）の融資が92億FCFA（18.4億円）と52%を占めている。

2018年～2030年までについては、発電で53,080億FCFA（10,616億円）、送変電で10,280億FCFA（2,056億円）、配電で7,928億FCFA（1,586億円）、自動化で56億FCFA（11億円）となっており、この内、発電の89%、送変電の69%が資金調達先調査中プロジェクトとなっている。

他ドナーの支援状況を見ると、中国の支援（8億\$、全体の30%）、EUの支援（7.2億\$）が際立っている。

なお、西アフリカパワープールの電力マスタープラン（2011年にTractebel社が改訂）が、本調査期間中に改訂され、2018年9月にVolume1: Executive Summaryのドラフトの関係者への説明が行われた。WAPPの目指す方向、加盟14ヵ国間の現状分析、課題への対応、国際電力融通に寄与する電源開発と連系線増強プロジェクトなどがまとめられているので、本調査において関連する事項について分析を行った。

## 0-6 太陽光発電 IPP（第6章）

コートジボワールの太陽光エネルギーは、日射条件の良い北部を中心に25～50MW規模の複数のプロジェクトが具体化されている。

再生可能エネルギー導入促進のため、一定期間固定価格で買取するという制度は無いが、投資法に基づく特定の地域や設備規模に対する投資促進のインセンティブがあり、北部地域への投資は地域的な税制面での優遇措置も期待できる。

一定期間の固定価格買取制度による導入促進を行っていない理由として、近年の世界的な大規模太陽光発電建設コストの低下、コートジボワールで枯渇が懸念される天然ガスの消費を削減する効果を期待しているため、ある程度高めの価格で買い取れることなどがあると考えられる。一方、西アフリカパワープール内には、マリ、ブルキナファソなどにさらなる太陽光発電の適地があり、また、ギニアで今後大規模に行われる水力開発との競合も想定されていることから、太陽光発電IPPへの参入にあたっては、西アフリカパワープール全体の電力融通の動向、託送料金設定などの状況についても注視していく必要がある。

電力系統への接続に必要な連系線については、初期投資は民間事業者側が負担することになっているが、運転開始後、投資額は国から一定期間で返済され、最終的に連系線は国の所有になる制度となっている。

北部地域の送電網は、2019年3月に予定されている225kV Laboa–Boundiali–Ferre間の新設送電線の竣工により、送電容量ならびに供給信頼度が向上すること、将来の太陽光発電設備の大量接続を想定した送電線と変電所新設も計画されていることから、大規模太陽光発電設備がこの地域に大量に導入されても、系統への接続上の問題は少ないと考えられる。

また、大規模太陽光発電設備を電力系統に接続する場合の、保護協調、制御などの技術的要件および不安定な太陽光発電の系統運用面での対応方法については、KfW（ドイツ復興金融公庫）の資金協力によりブンディアリに建設予定の太陽光発電所（37.5MW）をCI-ENERGIESが所有し、パイロットプロジェクトと位置づけ検証することとなっていることから、徐々に制度が整備されていくと考えられる。

# 第 1 章

## 調査の概要

## 第1章 調査の概要

### 1-1 調査の背景

コートジボワール共和国（以下、「コートジボワール」という）は、人口約2,429万人（外務省基礎データおよび世銀、2017年）、GDPは396.7億米ドル、1人当たりGNIは1,579米ドル、一人あたり購買力平価GNIは3,820米ドル（いずれも世銀、2017年）で、西アフリカにおける政治・経済の中心国である。

1960年の独立以降、カカオ豆（世界1位）、ヤムイモ（2位）、天然ゴム（8位）など、豊かな農産物に支えられ、「象牙の奇跡」と呼ばれる高度成長を遂げたが、国際価格の急落や、1990年代後半から政治・軍事危機により、一旦経済は低迷した。危機収束後の2012年以降、毎年約7~9%の高い経済成長を維持しており、2017年は7.8%であった（外務省基礎データ）。

コートジボワール政府は、国家開発計画 PND2016-2020 において「人的資本強化及び社会福祉の拡充」及び「産業化による経済構造転換推進」を重要戦略に掲げ、住民の生活環境改善及び持続的な経済活動を支えるため、2014年時点で40%の電化率を2020年までに77%まで引き上げることが目標としている。更には、地方電化も積極的に進めることより2030年には完全電化を達成することとしている。

送配電設備については、老朽化や容量不足等による、送配電ロスや停電などの電力品質が課題として指摘され、送変電・配電インフラの改修及び整備が急務である。

このような状況の中、政府は発電・送変電・配電設備の増強計画、地方電化計画など電力セクター全般における長期的な電力マスタープラン（2014-2030年）（以下「電力マスタープラン」という）を策定し、本計画の着実な実施が求められている。

コートジボワールにおけるエネルギー開発の進展を、日本企業もビジネス機会と捉えており、アビジャンに駐在員事務所を開設する等、活発な動きを見せている。また、これら企業からはビジネス展開の足掛りとして、JICAによるエネルギー分野支援プロジェクトの実施に高い期待が寄せられている。

以上を踏まえ、電力マスタープランに対応した電力セクター開発（主として送変電）に係る情報を収集し、今後の国家の成長を支えるための要となる電力セクターの成長戦略を検証し、成長の機会はどこにあるか、また成長する上で課題や改善を必要とする要素はないか、現状の分析と問題点の抽出を行う。その上で、重要性の高い計画項目についてJICA円借款を含む今後の具体的な支援策など具体的な提言を行うことが求められている。

### 1-2 調査の概要

#### 1-2-1 調査の目的

本調査は、コートジボワール政府が進めている電力セクター開発（主として送変電・配電分野）に係るJICAの今後の具体的な支援方策として、円借款案件及び無償資金協力案件策定に資する計画案件の課題分析、太陽光IPP計画、地方電化計画、配電網整備計画における支援の実施が可能なプロジェクトに関する提案等を調査報告書として取り纏めるための情報収集と確認調査を行うものである。

調査にあたっては、電力セクターの開発計画が電力マスタープランを基に計画されていることを踏まえ、電力マスタープランの根底にある電気事業体制、電力供給・電力設備・系統運用の実態、需要予測と系統解析、設備計画の考え方、個別の具体的計画などを幅広く調査し、開発計画の評価・課題分析に資する情報・データを把握する。

また、送変電・配電分野では多数の開発プロジェクトが計画進行中であることから、コートジボワール政府の支援についての意向を確認しつつ、各国際融資機関（ドナー）の支援状況についても調査を行い、JICA との支援重複可能性がある事業については、綿密に調査を行い協力候補案件の妥当性への影響や留意点を確認する。

### 1-2-2 調査対象地域

西アフリカにおけるコートジボワールの位置図は以下の図 1.1 の通り。東側のガーナ、西側のギニアとリベリア、そして北側のマリ、ブルキナファソとそれぞれ国境を接している。ガーナ、ブルキナファソ、マリの国々と送電線で接続され、国際連系することにより西アフリカ電力プール（WAPP; West Africa Power Pool、以下 WAPP）を構成していることから、今回の調査では、それらの隣接国との電力融通（輸出入）の現状や将来計画についても調査を行っている。



図 1.1 西アフリカに位置するコートジボワールとその周辺国

表 1.1 にコートジボワールの主要社会情報を示す。

表 1.1 主要社会情報

面積	32.2 万 km <sup>2</sup> （日本の約 85%）
人口	2,429 万人（2017 年、世界銀行）
首都	ヤムスクロ（Yamoussoukro） ※1983 年にアビジャン（Abidjan）より首都が移転された。
民族	60 以上の民族から構成され、東南部を中心とするアカン系（バウレ、アニ等）、西南部を中心とするクル系（ベテ、グレ、ティダ等）、北東部を中心とするボルタ系（セヌフォ、クランゴ、ロビ等）、北西部を中心とするマンデ系（マレンケ、ダン等）に大別される。
言語	フランス語（公用語）、各民族語
宗教	キリスト教 39.1%、イスラム教 33.7%、伝統宗教 4.4%、その他の宗教 0.6%、無宗教 22.2%
政体	共和制

出所：外務省ホームページ

コートジボワール国内の主要都市、道路、鉄道、空港の位置図は図 2.2 の通り。

同国の経済の中心地であるアビジャン (Abidjan) は、国内に 14 ある District の一つである (ただし、Autonomous District と呼ばれる自治区)。首都がヤムスクロ (Yamoussoukro) に 1983 年に移転するまで、首都であったが、現在も政治機能を維持している。

首都のヤムスクロ自治区 (Yamoussoukro Autonomous District) はアビジャンの北側に位置し、その 2014 年の人口は 35 万人であり 5 番目の規模である。アビジャンからヤムスクロまではすでに高速道路が完成しているが、ヤムスクロより先は計画中である。ヤムスクロよりさらに北側で、国のほぼ地理的な中心に位置するブアケ (Bouaké Department) は北部の経済の中心都市と位置付けられる。2014 年の人口が 54 万人であり、同年のアビジャン人口 470 万人に次ぐ規模の都市であり、電力供給面からみて、拠点変電所として重要性が高くなっている。ブアケは、アフリカ開発銀行の資料「Special Economic Zones in Fragile Situations: A useful policy tool?」によれば、政府が経済特区 (SEZ) に指定する計画が示されている。工業団地の区画を低価格でリースするなど、実現すれば、現在建設あるいは進行中の PK24 (アビジャン) とヨプゴン (Yopougon) とともに、民間投資を促進し、この地域に集約する繊維産業の活性化が期待される。

フェルケ (Ferkessédougou Department) はブアケのさらに北側に位置する都市で、人口は 12 万人と少ないが、綿やサトウキビのプランテーションをもつ農業生産の拠点であり、これらの加工品を製造し、北側のマリ、ブルキナファソに輸出するための地域のハブとして、またドライポートの機能を今後高めていくと考えられる。<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> コートジボワールは、第一階層として 14 の Districts (2 つの Autonomous Districts を含む) があり、各々の District は一つないし二つの Region に分けられ、第二階層として合計 31 の Regions が存在する (アビジャンとヤムスクロの 2 つの Autonomous Districts は Region を持たない)。Region はさらに分けられ、第三階層として、108 の Departments、そして第四階層として、510 の Sub Prefectures で構成されるなど地方分権化がすすめられている。510 の Sub Prefectures は約 8,000 の村で構成されるが、うちいくつかの村は統合されて第五階層の Commune を形成している。現在、197 の Communes が存在する。



図 1.2 コートジボワールの主要都市、道路、鉄道、空港

## 第2章 コートジボワール国の概況



## 第2章 コートジボワール国の概況

### 2-1 社会、経済の概況

#### 2-1-1 政治情勢

1960年にフランスから独立し、ウフェ・ボワニ（Félix Houphouët-Boigny）初代大統領の下30年以上にわたる安定した政権運営と年平均8%の経済成長を達成し、その発展は「象牙の奇跡」と形容された。また、クーデターのない高い政治的安定性から、西アフリカ地域での指導的役割を担った。

しかし、1993年のウフェ・ボワニ大統領の逝去後、90年代後半から社会が不安定化し、99年のクーデターの翌年にバグボ大統領が就任したが、2002年、反政府勢力が北・西部を支配下に治め、国が二分され内戦状態が続いた。コートジボワールはその政治危機の結果、国家機能が衰退し、治安情勢が悪化するとともに行政・社会サービスが低下したため、社会不安と貧困・格差の拡大が深刻化した。

2010年10月31日に10年ぶりの大統領選挙が実施され、国際連合による支持のもとにアラサン・ウワタラ（Alassane Dramane Ouattara）氏の当選が決まり大統領に就任した。ローラン・バグボ（Laurent Koudou Gbagbo）前大統領は権力移譲を拒否し、2011年4月、軍がバグボ氏を拘束し、ウワタラ大統領が就任した（以上、「コートジボワール共和国における調査」参議院）。

ウワタラ大統領は、2015年10月実施の大統領選挙において再選を果たし、国民投票により2016年10月には共和制が敷かれ、同年12月には、国民議会選挙が平和裏に実施された。2期目の目標として国民和解プロセスの更なる推進、憲法改正、女性の役割の向上等を掲げている。次の大統領選挙は2020年に予定されている。

#### 2-1-2 社会・経済情勢

コートジボワールは、1960年の独立以来、自由主義経済を採用したが、複数の国営企業を創設したことが特徴的であった。主として農業セクターに依存して1960年代から70年代にかけて著しい経済発展を遂げた。それゆえ「象牙の奇跡」と呼ばれる最初の経済成長期には「この国の成功は農業にかかっている」というスローガンが掲げられた。

石油ショックとそれに続く経済危機により、コートジボワールの経済を支える2つの主要産品であるコーヒーとカカオ（同国は世界一の生産国）の価格が下落したことで、農業主体の経済のもろさを浮き彫りにした。

1980年以降、それまで直面した様々な問題を考慮し、工業化政策など経済政策の転換を図り、国営企業を民営化し、経済の多様化を進めた。コートジボワール経済はそれまで農業に重点が置かれていたが、他の部門の開発が強化されたのである（鉱業、石油、工業、観光など）。農業においては、引き続きココアが輸出に重要な位置を占めたものの、綿、油ヤシ、ゴム、カシユーナッツなど他の作物も急成長を遂げた。1999年～2010年にわたる10年間は社会的・政治的危機のため、計画された基本構想は実施に至らなかった。しかし2011年4月の内戦終結後、コートジボワール政府は、「国家開発計画（PNDあるいはNational Development Plan）2012-2015」の下、国内インフラ整備等による復興計画に取り組み、2012年以降、コートジボワールは高い経済成長を維持してきた。現在、「国家開発計画PND2016-2020」の下、「2020年までに中レベル収入の経済の達成」を目標に掲げ、更なる経済社会開発に取り組んでおり、2016年から2020年までの投資を合計30兆FCFAあるいは500億米ドルとし、そのうち約60%が民間からの投資として期待されており、今後も高い経済成長が期待される。

主要産業はカカオ（世界の生産量の1/3を生産し、世界一の輸出国）、カシューナッツ（世界一の輸出国）、コーヒー、イモ類、天然ゴム、綿の生産を中心とする農業であり、鉱業（ニッケル、銅、マンガン、鉄鉱石、ボーキサイト、金）、林業、工業（食品加工、石油製品）も盛んである。カカオ、石油製品、材木の輸出が好調なことにより貿易は毎年約10億ドルの黒字を記録している。

インフラ分野では、国は橋梁や高速道路の建設に向けた大規模工事が進められている。その一環でマルコリー市のリビエラ地区とアビジャンをつなぐアンリ・コナン・ベディエ（Henri Konan Bedie）橋のほか、ジャクヴィル（Jacqueville）橋、マラフエ（Marahoue）橋、ブアフル（Bouafle）橋も建設された。道路インフラに関しては、アビジャンを起点としたシングロボ（Singrobo）～ヤムスクロ区間の高速道路の完成、ティエビス（Tiebissou）～ブアケ区間の高速道路の完成、アビジャン～バッサム高速道路の建設をはじめ、延長500kmの全国の地方道路の補修などが挙げられる。このほか、国はアビジャン港の拡張と南西部のサンペドロ港の国内2港における大規模プロジェクトの開始を決定した。

電力部門では、中西部のスブレ（Soubré）水力発電所（275MW）が2017年2月に完成し、火力では、アジト（Azito、アビジャン西部）、アグレコ（Aggreko）、シプレル（CIPREL）の各発電所が増設され、2011年から2017年にかけて実現したこれらの火力増設による出力増分は863MWに達している。また、国は工業開発支援として、既存工業地域の改修やその他地域での開発を決定した。

コートジボワールは西アフリカ経済通貨同盟（UEMOA あるいは WAEMU）経済の GDP の 4 割を占めており、人口 3 億人を擁する西アフリカ諸国経済共同体（ECOWAS）市場の拠点として重要性は高い。

表 2.1 に主要社会経済指標の推移を示す。

表 2.1 主要社会経済指標の推移

項目	実績				
	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	
実質 GDP 成長率 (%)	8.79	8.84	8.34	7.77	
一人当たりの 名目 GDP(米ドル)	1,531	1,398	1,495	1,617	
人口 (百万人)	22.5	23.1	23.7	24.3	
失業率	2.7	2.7	2.6	2.6	
インフレーション率	0.4	1.2	0.7	0.8	
GDP のセクター 別比率 (%)	農林水産業	21.1	20.1	19.0	18.1
	製造業	27.4	28.3	30.0	30.6
	サービス業	28.4	28.3	28.6	29.5
輸出の GDP 比率(%)	36.2	36.9	27.7	29.2	
輸入の GDP 比率(%)	31.3	28.8	22.9	21.9	

出所: Republic of Cote d'Ivoire "Accelerating 2030 Agenda"; IMF World Economic Outlook (April 2017); IMF Direction of Trade Statistics; Knoema World Atlas および JETRO 国・地域別情報 基礎的経済指標

コートジボワール経済の実質 GDP は、内戦の影響などにより、大きな減少が 2010 年から 2011 年にかけてあったが、表 2.1 のとおり、その後は 2015 年の GDP 成長率 8.8%、2016 年 8.3%、2017 年 7.8%となっており、これらはサブサハラ諸国の 2016 年の平均値 1.4%、あるいは UEMOA の 2016 年の平均値である 6.7%と比べても高く、世界的に見ても高い経済成長率を維持している。2016 年にはカカオ市場価格の 35%暴落があったが、第二次および第三次産業と公的および民間の投資が高い成長率を支えている。PND は 2016 年から 2020 年にかけての平均成長率は 8.7%と予想している。

また、IMF による 2018 年 6 月に出された持続可能な債務分析 (DSA) の更新版によれば、2018 年～2023 年の実質 GDP の成長率は投資と輸出に支えられ、年 6.9%であり、2017 年 12 月の DSA の予測値と比べて特に大きな変化はない。

失業率は、2017 年には 2.6%である。1991 年に 6.7%、1995 年には 4%であったが、その後、失業率は低い値にとどまっており、2011 年に 3.0%となり、2017 年にかけて漸減している。

インフレ率は、2011 年に 4.9%であったが、2015 年から 2017 年は 0.7%から 1.2%台となり、IMF の推定では、2020 年から 2023 年にかけて 2.0%台となっている。

対外債務残高は 20,493 百万米ドル (2016 年) で、名目 GDP (364 億ドル) に対して、56%であるが、中期債務戦略 (Mid-Term Debt Strategy) では、GDP 比 42.8%以下にするとの計画を立てており、これは周辺諸国と比較して非常に低い水準となっている。

一方で、国家機能の向上及び国内格差是正は、引き続き課題として位置付けられている。特に、国民和解と社会統合の促進及び基礎的社会サービスの改善は、コートジボワールの持続的な経済発展の基盤構築に向けた重要な課題である。

計画の電力需要想定にかかわる 2030 年までのコートジボワールの人口及び名目 GDP の予測を表 2.2 に示す。2018 年予測に対する 2030 年予測の人口の伸び率は平均 1.7%/年、都市部人口では 2.5%/年、名目 GDP では 4.3%/年と見込まれる。

表 2.2 コートジボワールの人口及び名目 GDP の予測

年	人口 (百万人)	都市部人口 (百万人)	名目 GDP (10 億米ドル)
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

出所：International Futures at the Pardee Center, Univ. of Denver:  
[http://www.ifs.du.edu/ifs/frm\\_TableDisplay.aspx](http://www.ifs.du.edu/ifs/frm_TableDisplay.aspx)

## 2-2 地理と気候

### 2-2-1 地理

コートジボワールはサハラ以南のアフリカの国で、西はリベリアとギニア、北はマリ、ブルキナファソ、東はガーナ、南はギニア湾 (大西洋) に接している。国は北緯 4°と 11°、および西経 2°と 9°の間に位置する。海岸には多数の川が注ぎ、ラグーンと熱帯雨林が発達する。最北部の 500m へ徐々に高度を上げ、最高地点は西部国境のニンバ山 (Nimba) で標高は 1752m である。天然港が無く、高波と雨季の洪水が自然災害である。地形図を図 2.1(a)(b)に示す。



図 2.1 (a) 地形図

図 2.1 (b) 地形図

### 2-2-2 気候

コートジボワールは、植生分布に基づくケッペン気候区分 (図 2.2) では、サバナ気候 (Aw) および、海岸部では熱帯モンスーン気候 (Am) に属す気候が分布する。1 年の平均気温は 25°C ~ 33°C で、11 月 ~ 3 月が暖かく乾燥、3 月 ~ 5 月が暑く乾燥、6 月 ~ 10 月が暑く湿潤と分けられる。<sup>1</sup>

<sup>1</sup> サバナ気候 (Aw) は熱帯に属する。亜熱帯高圧帯の南北移動を原因とする雨季と乾季の明確な分化が特徴である。夏は赤道低圧帯 (熱帯収束帯) に入り多雨、冬は中緯度高圧帯に入り、乾燥するため一年の間で雨季と乾季がはっきりと分かれている。乾燥に強い樹木がまばらに生える草原、サバナ (Savanna、サバンナとも言う) が広く分布している。  
 熱帯モンスーン気候 (Am) 赤道から北回帰線の間、モンスーンの影響を受ける海岸部に分布する。雨季の雨量は熱帯雨林気候と変わらないが、モンスーンの影響による弱い乾季があり多少乾燥し、場合によっては旱魃が発生することもある。植生はおもに落葉広葉樹からなる。

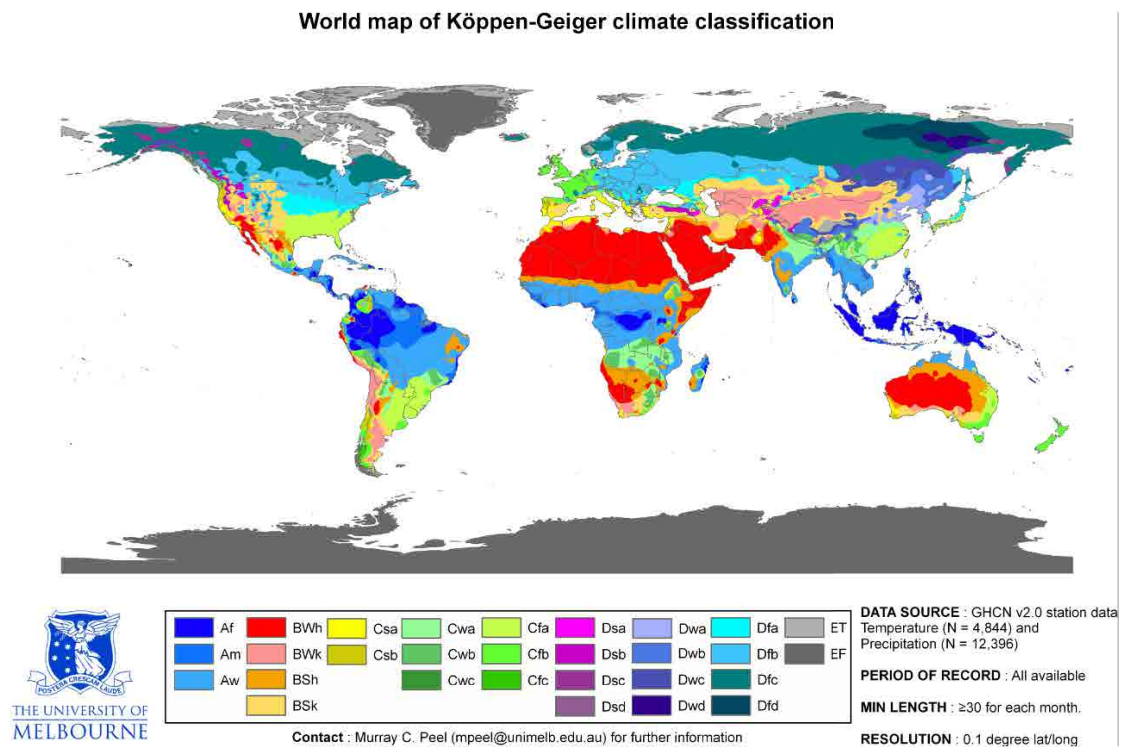


図 2.2 ケッペン気候区分図

## 2-3 エネルギー事情

### 2-3-1 エネルギー政策

コートジボワール政府の国家開発計画 PND2016-2020 では、以下の項目が、エネルギーに関する政策としてあげられる。ただし、需要の実際の成長率を踏まえ、火力発電の開発計画はやや見直されるなど、この政策と整合していない面もある。

- ・ 地方電化
- ・ 2016 年から 2020 年で合計 30 兆 FCFA の総投資額のうち、民間の主導による化石燃料エネルギー開発への投資促進
- ・ 発電所の開発を進め、2020 年までに 4,000MW を目標とする。2012 年～2030 年までの投資額は 5.3 兆 FCFA となる。開発計画は以下の通り。
  - CIPREL 火力発電所を 2019 年までに 400MW とする。
  - Azito 火力発電所を 2020 年までに 300MW 増強する。
  - Soubré 水力発電所 275MW を 2018 年までに加える。
  - バイオマスは 2020 年までに 15MW を発電する。
  - 太陽光発電は 2020 年までに 200MW を発電する。
- ・ 政府と民間セクターによって行われるプロジェクトへの融資は、政府の引き受け分を 15% 未満とする。
- ・ エネルギーミックスは引き続き火力が主となるが、国内の資源を確保する。
- ・ 持続可能な開発目標 (SDG) No.7 : 手ごろな値段のクリーンエネルギーを達成する。

なお、エネルギーミックスについては、石油・エネルギー・再生可能エネルギー開発省の説明によれば、現在は、水力 22%、火力 78%のエネルギーミックスだが、再生可能エネルギー導入により、2020 年には再生可能エネルギー11%、水力 23%、火力 66%とし、2030 年には再生

可能エネルギー16%、水力28%、火力56%という計画目標であった。

### 2-3-2 エネルギー需給状況

コートジボワールは、表2.3に示す通り、原油、天然ガスなどの国産の一次エネルギー資源があるが、天然ガスのほとんどは火力発電所用燃料として使われている。火力発電所での大量消費が国内の天然ガス資源の枯渇を加速させる要因となっているため、沖合の原油・天然ガス開発が進められている。

水力資源は、1970年代から積極的に開発され、降水量の増減に左右されるが、2016年には年間の電力消費量の15%をまかなっている。水力の賦存量は、表2.4に示す通り、発電力で1,900MW、年間10TWhあると言われているが、2016年断面で、604MWの発電力で年間1.5TWh程度が発電されているにすぎず、中国資本による275MWのズブレ (Soubré) 発電所が2017年に完成したが、合計発電容量はまだ900MWに届いていない。

バイオマス (農業廃棄物および家庭廃棄物) については、年間1,200万トンのバイオマスを有し、アフリカ諸国の中で、バイオマス発電の潜在可能性が高い国の一つである。一部の工場では、バイオマスを使用して発電し、自家消費している。パーム油製油工場の廃棄物を燃料として発電に使用するPalnci-Biokalaプロジェクト (設備容量 2×23 MW) が実現段階にあり、2021年に完成すれば、ヤシ油生産からの40万トンの植物性廃棄物によって燃料が供給され、46MWのアフリカ最大のバイオマスプラントになる。ほかに、埋め立て地から生産されるバイオガスを利用したプラントも開発中である。

表2.3 一次エネルギー生産量と資源種別の内訳の推移

		単位 ktoe					
資源種別		2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年
国内生産量		12,289	12,491	12,910	12,895	12,578	13,425
生産量 内訳	原油	1,708	1,497	1,277	967	1,387	2,049
	天然ガス	1,308	1,426	1,638	1,652	1,687	1,885
	水力	153	154	138	164	116	131
	バイオ燃料 および廃棄物	9,120	9,414	9,857	10,112	9,396	9,359

出所：IEA World Energy Balances 2018

表2.4 水力発電所の計画とエネルギー賦存量

サイト名	水系	出力(MW)	年間発電量 (GWh)
SOUBRE(2017年完成)	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
合計		1,847MW	10,151GWh

出所：SITUATION DE L'HYDROELECTRICITE EN COTE D'IVOIRE, ATELIER REGIONAL DE LA CEDEAO SUR LA PETITE HYDROELECTRICITE, Date : 16 au 20 avril 2012, Lieu : Monrovia, Libéria(コートジボワールにおける水力発電の状況、ECOWAS地域小規模水力発電所でのワークショップ、2012年4月16日～20日)

一次エネルギーの国内生産量と、エネルギー輸入量および輸出量を比較すると、表2.5に示す通り、バランスしており、輸入および輸出のどちらも原油と石油製品が大半を占めており、2016年の例では、原油の国内生産量(2,049ktoe)および原油と石油製品の輸入量(2,744ktoe)に対し、原油と石油製品の合計輸出量が3,300ktoeとなっている。一方、天然ガスは国内の生産量が1,885ktoeに対し、その内、1,579ktoeが発電に使われ、残り306ktoeが産業用として消費されていることがIEAの2018年の統計資料にも示されており、前述の通り、天然ガスの火力発電が自国の生産で賄われていることが確認できる。

表2.5 国内の一次エネルギー生産量とエネルギー輸出入および供給量の推移

単位 ktoe

		2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	
国内生産量		12,289	12,491	12,910	12,895	12,578	13,425	
エ ネ ル ギ ー  輸 出 ・ 輸 入 量	輸入	2,477	3,631	3,833	3,582	3,438	2,745	
	輸入の内訳	原油	2,379	3,509	3,645	3,370	3,173	2,464
		石油製品	96	117	188	212	263	280
	輸出	-3,072	-3,453	-3,185	-2,544	-2,978	-3,461	
	輸出の内訳	原油	-1,652	-1,459	-1,256	-904	-1,362	-1,904
		石油製品	-1,367	-1,938	-1,858	-1,564	-1,541	-1,396
		電力	-53	-55	-71	-75	-75	-161
航空・船舶燃料など	-40	-35	-26	-57	-52	-201		
国内供給量	11,653	12,635	13,532	13,876	12,987	12,507		

出所：IEA World Energy Balances 2018

セクター別国内エネルギー消費の推移を表2.6に示す。  
 国内エネルギー消費量の中で、家庭用の消費は4,270ktoeで、全体のほぼ60%を占めている。

表2-6 セクター別国内エネルギー消費の推移

単位 ktoe

セクター種別		2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年
国内消費量		6,375	6,926	7,364	7,958	6,780	7,231
消 費 量  内 訳	工業	458	504	637	649	700	772
	運輸	539	784	824	874	1,044	1,198
	家庭用	4,642	4,817	4,995	5,120	4,173	4,270
	商業・公共	643	707	742	814	717	805
	農業	75	89	91	92	112	116
	その他	18	24	60	48	33	70

出所：IEA World Energy Balances 2018

注) 1toe=11.63MWhという換算式が適用できる。

## 2-4 電力需給状況

### 2-4-1 電力需要

電力消費量は2016年に6,615GWhとなっており、需要種別別では、33%が産業用、35%が商業・公共サービス用、32%が家庭用となっている（表2.7参照）。家庭用の2,093TWhは、表2-4に示した家庭用エネルギー消費量が2016年に4,270ktoeであり、これを1toe=11.63MWhという換算式でワットアワー（Wh）に換算すると、49.66TWhになることから、家庭のエネルギー消費に占める電力エネルギー利用の割合は全国平均でみる限り、非常に低く、今後の電化率向上と電気機器の普及が進めば電力需要の大きな伸びにつながると予想できる。



表2.7 電力発電量と国内消費量の需要種別の推移

単位: 10億kWh(TWh)

需要種別	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年
国内発電量	6.099	7.016	7.650	8.286	8.711	10.253
輸入	0.022	0.054	0	0	0.023	0.019
輸出	-0.615	-0.645	-0.820	-0.877	-0.872	-1.877
損失	1.365	1.366	1.680	1.187	1.744	1.627
国内最終消費量	3.836	4.708	5.046	5.561	6.023	6.615
工業	1.312	1.737	1.900	1.881	2.011	2.177
農業	0	0	0	0	0	0
商業・公共	0.930	1.226	1.258	1.923	2.092	2.334
家庭用	1.494	1.745	1.712	1.749	1.904	2.093

出所: IEA World Energy Balances 2018

また、コートジボワールは、近隣諸国との送電線連系により電力融通を行う、WAPP（西アフリカパワープール）の中心的存在となっており、近隣5か国（ガーナ、ブルキナ・ファソ、マリ、ベニン・トーゴ、リベリア）に電力輸出を行っている（2015年に855GWh、2016年に1,650GWh）。

2017年の電力輸出量は1,225GWhで輸出の割合を表2.8に示す。この輸出量は、2016年と比較して26%の減少であるが、理由はガーナ、トーゴ、ベナンの各国が2017年7月に輸入を取りやめたい旨リクエストしたこと、ならびにマリとブルキナファソについては、フェルケ変電所の系統上の制約から送電量が確保できなかったためとCIEの年次報告には説明が記載されている。なお、電力輸入に関しては、ガーナからのみで、2015年に17.4GWh、そして2016年に19.0GWhが輸入された。

表2.8 各国への輸出割合（2017年）

Sonabel ブルキナファソ電力 公社 (ブルキナファソ)	CEB ベナン電力コミュニ ティ (トーゴ及びベナン)	VRA ボルタ川電力公社 (ガーナ)	LEC リベリア電力 (リベリア)	EDM マリ電力 (マリ)
47.6%	6.0%	18.0%	0.7%	27.8%

出所: CIE Annual Report 2017

脚注)

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

電力融通に関するコートジボワール政府の政策も、経済成長に伴う国内の電力需要を満たした上で、同国を西アフリカにおける電力供給の拠点にすることを狙いとしている。

CI-ENERGIESの資料によれば、2025年に向けて、リベリア、シエラレオネ、およびギニアとの系統連系を行うほか、ブルキナファソとマリへの輸出量を増やすことなどにより、契約上の電力輸出量を倍増する計画が組まれている（表2.9）。

表2.9 2025年までの電力輸出容量および輸出電力量の予想

	2014	2015	2017	2020	2025
輸出電力量(GWh)	975	1020	1245	1695	2700
電力容量(MW)	115	120	150	200	320

出所: CI-ENERGIES資料

#### 2-4-2 電力供給

2016年の総発電電力量は表2.10に示すとおり、2011年の6,099GWhから5年間で約68%増加し、10,253GWhとなり、この内、83%が火力発電により供給され、水力発電の割合は15%であった。特に10年間の社会的危機を脱して、経済復興期に入った2012年に急増している。今後は堅調な経済発展や鉱山開発需要、電力輸出などから、10%程度の高い需要の伸びが想定されている。

表2.10 電力発電量の推移

単位: 10億kWh(TWh)

ソース種別	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年
国内電力生産量	6.099	7.016	7.650	8.286	8.711	10.253
石油	0.033	0.428	0.204	0.508	0.455	0.074
ガス	4.228	4.733	5.772	5.795	6.799	8.477
バイオ燃料	0.064	0.066	0.068	0.070	0.105	0.173
水力	1.774	1.789	1.606	1.913	1.352	1.529

出所: IEA World Energy Balances 2018

電源構成についてみてみると、電源の発電容量構成は、2016年断面で総発電設備容量1,886MWの68%が天然ガスを中心とした化石燃料による火力発電(1,282MW)で、32%が水力発電(604MW)であった。単一エネルギー源による発電の割合を最大60%とする目標に照らすと、火力発電所への依存がやや高い。この割合は、水力発電の容量が2000年から2017年まで604MWのままであったのに対し、火力発電の割合が2000年の610MWから2015年には1,171MWと倍近くになったことにより、エネルギーミックスとしては火力発電に偏重したが、625 GWhの能力を持つ出力275MWのズブレ水力が予定より早く2017年2月に運転開始したことに伴い、この偏重傾向は改善された。2018年10月現在、火力発電の合計容量は1,320MW、水力発電の合計容量は879MWであり、合計設備容量は2,199MWである。水力発電量の増加により、ガスの使用量を節減する効果を生んでいる。CI-ENERGIESの計画資料によれば、グランバッサムに計画されたモンドゥコー(Mondoukou)火力発電所(出力220MW)と、アバッタ(Abatta)に計画されたアバッタ火力発電所のコンバインドサイクル第一期(出力123MW)は、いずれも、燃料供給の制約があることから投資リストから外されているが、需要の伸びが現在のマスタープランの予測よりも下回っているため需給バランスには問題ないとしている。

最初のバイオマス発電となる、ピオカラプロジェクト(Biokala Project 46MW)の第一ユニット(23MW)も2021年まで延期されたが、2030年までに(水力発電を含む)再生可能エネルギーの比率を42%に高めるという目標には何ら影響はないとしている。

CI-ENERGIESの説明によると、2014年断面の発電原価は、ガスの発電80%と水力発電20%の

割合では65FCFA/kWhとされ、今後の目標は2020年に40FCFA/kWh、2030年に45FCFA/kWhとなっている（表2.11参照）。また、EUに対するエネルギーセクタープレゼンテーション資料によれば、2016年の発電原価は44.75FCFA/kWhである。

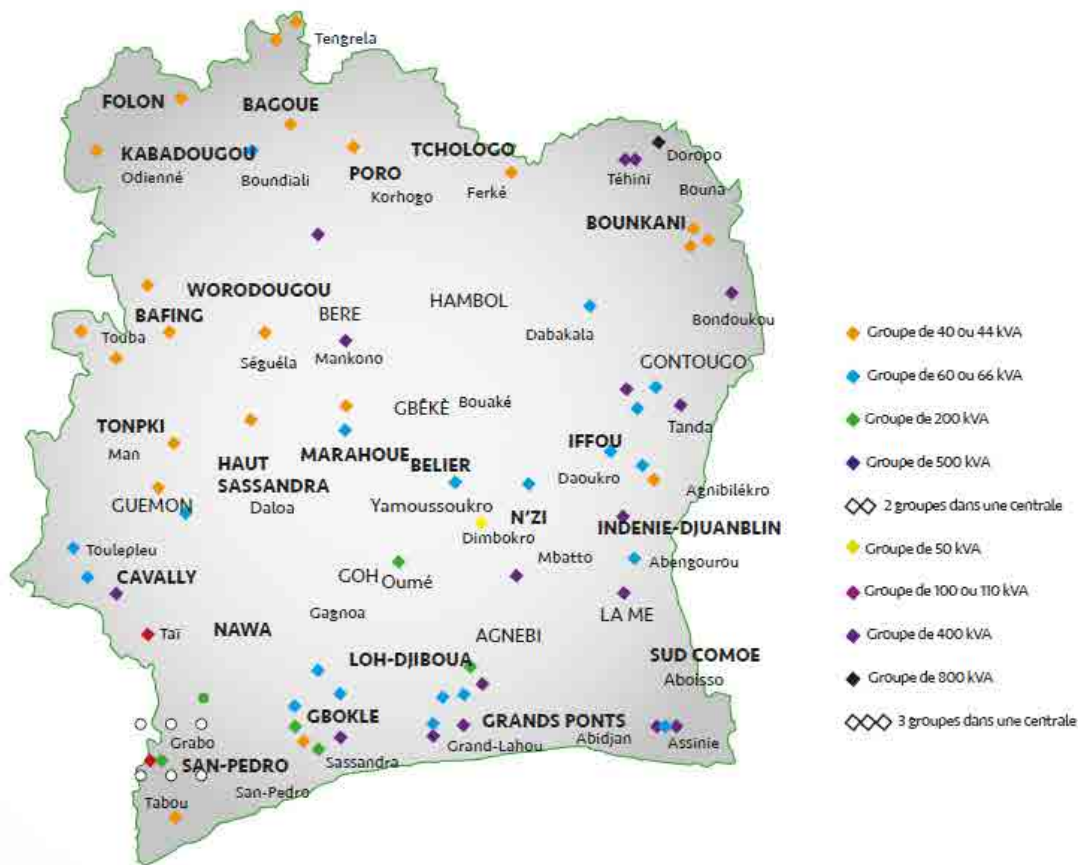
表2.11 エネルギーミックスと発電原価の推移

	2014年		2020年			2030年		
発電原価 Coût moyen de production	65 FCFA/kWh		40 FCFA/kWh			45FCFA/kWh		
エネルギーミックスの割合	ガス	80%	ガス	57%	ガス	32%		
			石炭	9%	石炭	25%		
			再生可能エネルギー(ENR)	34%	再生可能エネルギー(ENR)	42%		
	水力	20%	ENR内訳	水力	23%	ENR内訳	水力	26%
太陽光				0%	太陽光		6%	
バイオマス				11%	バイオマス		10%	

出所: CI-ENERGIES説明資料

また、2015年末時点で、55か所の軽油焚きを主としたオフグリッドの独立電源（電力系統非接続）、バイオマス発電が全国に点在する（図2.3参照）。電源の1か所の出力は40kVAから800kVAまで様々である。また、場所はBafing、Bagoue、Boukaniなど北部、Gountoug、Indenie Djuablinなど東部、そしてGbokle(南部)、Cavally（西部）に多く存在する。北東部のZanzan Regionには合計465kWのPV-ディーゼルのハイブリッドミニグリッドも存在する。これらのオフグリッド電源の合計出力は5.6MWで、2015年に10.1GWhの電力供給が行われている。

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



出所： Carte de repartition regionale des centrales isolees en service au 31 decembre 2015, ANARE Annual Report 2015 pp. 97および<https://www.africa-eu-renewables.org/market-information/cote-divoire/energy-sector/>

図2.3 2015年12月末時点で全国に55か所展開するオフグリッド独立電源

電力需要のピークは1,342MW（2017年5月10日 22時45分）と総発電容量に比べ余裕があるが、高い電力需要の伸びと水力発電は降水量など自然条件に依存する電源であることから予備率は低下傾向にある。ECOWASが2018年にまとめた資料によれば、今後もピーク需要として約7%/年の成長率が想定されており、2030年までに総発電出力3,300MWまでの増強が必要となっている（表2.12）。

表2.12 電力量需要のピーク予想値

年	2018	2020	2022	2025	2030	2033	年平均成長率
需要ピーク (GW)	1.42	1.767	2.013	2.434	3.316	3.981	7.1%

出所： 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

生活用のエネルギー源は、地方を中心に、依然として薪などが多く使われており、無電化地域も8,582地区の内、約5,000地区が未電化で、人口でみた電化アクセス率は79%となっている。

地方部における電力供給の格差是正や社会安定のため、地方電化が急務であり、地方電化計画の1つの手段としてのバイオマス発電や太陽光発電の開発、バイオガスなど再生可能エネルギーの活用が始められつつある。しかし、今後の太陽光発電の開発においては、2017年の負荷ピークは前述の通り、夜23時近くに発生しており、また時間帯別の従量料金制度も示す通りピーク時間帯が夜の19:30から23:00となっていることを考慮する必要があるが、今後の産業の発展とそれに伴う昼および夜間の消費構造の変化を考慮すべきと思われる。

### 2-4-3 電力供給品質

Loss-of-Load Probability (LOLP) は電力不足確率と訳され、電力供給の不具合レベル計算に用いる指標である。ある時間断面で需要と供給力にミスマッチが生じて、需要が供給力を上回る状態が生じる時間の年間合計値と考えられるが、コートジボワールでは2011年頃、供給力に大きな不足が生じていたため、年間1000時間を超していたが、CI-ENERGIESの説明によれば、2014年は400時間超/年であり、2030年までの目標は24時間/年を越さないこととしている。なお、渇水の年はこれを100時間/年としている。

年間の平均停電継続時間 (TMC) は2013年に49時間18分であったのに対して、2017年に記録された23時間50分となり、半減した。2015年にCIEが設定したTMC目標値は25時間であり、目標は達成しているが、2020年にはさらに10時間に減らすという新たな目標も設定されている。

TMCの内訳であるが、2015年の例では、送電の事象を原因とするものが25%、配電が37%、操作上の原因が22%、様々な事象11%、発電が5%であり、特徴的な偏りは見られない。

表2.13に、2013年から2017年のTMCを示す。

表2.13 2013年から2017年の平均カットオフ時間 (TMC) の推移

	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年
平均カットオフ時間TMC	49時間 18分	40時間 2分	44時間 38分	27時間 30分	23時間 50分

出所：ANAREおよびCI-ENERGIES資料

一方、2015年のANARE資料によれば、SAIDI、SAIFIは、下記の表2.14のとおりである。これらの数値はギニア、ガーナ、セネガルなどの国々と比較しても十分優れた供給品質を示している。ANAREは、セクターのパートナーとともに、2014年に、電力供給品質を測定するための適切な指標を導入するためのイニシアチブを開始したことに伴い、SAIDI、SAIFIを指標として算出している。ただし、世銀の2016年8月の報告によれば、アフリカ諸国なかで国際的な標準に基づいてSAIDI、SAIFIを報告できたのは南アフリカを含む4か国のみであり、コートジボワールは含まれていない。南アフリカのSAIDI、SAIFIがそれぞれ36時間、20回と報告されているが、コートジボワールの数値が、南アフリカや他国の計算方法や規則と同じ方法で算出できているかは未確認である。

表2.14 SAIDIおよびSAIFIの指標

	SAIDI	SAIFI
例外的なイベントを除いた1年の合計 Total hors événement exceptionnel	30時間 21分	33回
例外的なイベント Evenement exceptionnel	27時間 45分	9回

出所：ANARE 資料

注) system average interruption duration index (SAIDI): the annual average outage duration for each customer served, 顧客一軒あたりの年間平均停電時間

system average interruption frequency index (SAIFI): 顧客一軒あたりの年間平均停電回数

#### 2-4-4 電力利用効率

ECOWAS エネルギー効率政策に基づくエネルギー効率のモデルアクションプラン (Modèle des plans d'action (PNAEE) pour l'efficacité énergétique conformément à la Politique d'Efficacité Energétique de la CEDEAO) の資料によれば、電力網の損失(発電と送電、配電)の水準は、2010年の25.61%から2014年の21.41%に低下し、4年間で平均4.4%の減少率となっている。

CIEの2017年の年次報告書によれば、2017年の総合効率は78.95%であり、ロスが21.05%であるとみることができる。2016年の効率は80.3%であったため、やや効率は後退している。同報告書に示された最近3か年の配電、送電線の効率を以下の表2.15に示す。この報告によれば、配電線の効率は、2017年に若干数値が落ちているが、この理由は、LBTP(建築・公共事業研究所)が、メーターなしで直接接続している顧客の消費電力量の新しい計算方法に続いて、不明な料金請求書を拒否したことにより、プラスに働く効果も吸収してしまったことによるものと説明している。

一方、送電線の効率は、2017年は92.3%であり、2016年の93.1%よりも後退している。この理由は、マリおよびブルキナファソへの電力輸出増と北部の地域の電力消費の増加が送電線の効率に悪い影響を及ぼしているためとしている。CIEの要請でフランスのRTE送電会社によって行われた送電ロスの計算によれば、送電線ロスの30%はマリとブルキナファソへの送電に帰属するとされている。

表 2.15 配電線および送電線の効率

	2015年	2016年	2017年
配電線効率 Rendement Distribution	83.30%	84.90%	84.70%
送電線効率 Rendement Transport	93.50%	93.10%	92.30%

出所: rapport annuel CIE 2017 (CIE 年次報告 2017年)

国内の電力網の運用状況は、Tongon 鉱山会社の負荷増のケースが示すように、全体的に負荷が増加するにつれて、既設設備の過負荷が発生していることが特徴的である。

この傾向は、Taabo – Kossou - Bouaké2 - Ferké の225kV送電線系統ならびに Laboa – Odienné – Boundiali - Ferké の90kV系統で特に重要な問題で、北部の系統に大きな電圧降下が発生するなど懸念が生じている。このため、北部の系統の電圧を改善し、マリとブルキナファソへの電力輸出を増やすため、2017年12月に電力用コンデンサ群を Bouake2 (7.2 MVar)、Boundiali (7.2

MVAr) にそれぞれ設置し、2018年2月にフェルケに同じく電力用コンデンサ群 14.4 MVAr を設置した。さらに、Laboa-Boundiali-Ferké の 225kV 送電系統が運用開始待ち、および Ferke の 225kV 系統に接続される静止型無効電力補償装置 SVC (+/- 50MVar) も運用開始待ちとなっている。実施された試験によれば、少なくともオフピーク時に 30MW、あるいはピーク時に 20MW の電力輸出増が図れることが確認されている。

以下の表 2.16 は、電力のロスの実績と低減目標値を示している。2014 年断面で、利用可能な輸出入を含めたすべての電力から見た、発電ロス、送電ロス、配電のテクニカルロス、ノンテクニカルロスを含め、供給システム全体のロスが 21%である。目標は 2030 年までに 7%の配電ロス、3%の発電ロスそれぞれ半減させ、総損失を 10%以下とすることである。CI-ENERGIES の説明によれば、送電線のロス低減は、投資を進めて変電所変圧器の負荷率を低減すること、配電線のテクニカルロスについては、アビジャンなど都市部の供給電圧を現在の 15kV から 20kV に昇圧することにより低減を図ることが計画されている。また、ノンテクニカルロスのほとんどは不正行為によるものと説明され、盗電の背後には悪質な再販業者の存在も指摘されている。こうした大規模な不正行為を根絶するため、監視の強化と警報、電力法の徹底などによりノンテクニカルロスの低減を図るとしている。

表 2.16 電力のロスの実績とロス低減の目標値

		2014 年	2020 年	2030 年
発電ロス・配電ロス合計(a)+(b)		21%	16%	10%
発電電・配電ロスの内訳	発電ロス (a)	6%	3%	3%
	配電ロス (b)=(c)+(d)	15%	13%	7%
配電ロス 内訳	テクニカルロス (c)	7%	6%	3%
	ノン・テクニカルロス (d)	8%	7%	4%

出所：Plan Actions National d'Efficacité Energétique (PANEE), CÔTE D'IVOIRE, Période [2016-2020/2030] (2016 年~2020 年/2030 年までのコートジボワールエネルギー効率化国家行動計画 )

CIE の年次報告によれば、送変電設備の総合稼働率については、2017 年 12 月末で 98.78% であり、2016 年より 0.37% ダウンし、一方、送電線の稼働率は 2017 年に 98.60% であり、2016 年の 98.94% より 0.34% ダウンしたことが記されている。





## 第3章

# コートジボワール電力セクター基礎情報

## 第3章 コートジボワール電力セクター基礎情報

### 3-1 電力セクターに関する政策及び法制度・規制

#### 3-1-1 電力セクターに関する政策の背景

電力セクターの歴史的経緯は下記のとおりである。<sup>3</sup>

1952年電力セクター全体がEECI（コートジボワール電力）により管理されていた。  
1985年電力セクターの法的枠組みを定める7月29日付けの法律  
1990年10月25日電力セクターの最初の改革。公共サービスのコンセッションをCIEに付与。  
1994年7月20日初の発電事業者CIPREL（BOOT）が参入  
1997年9月5日第2の事業者AZITO Energie（BOOT）が参入  
1998年12月16日電力セクターの第2次改革。SOPIEとSOGEPEの設立  
2005年10月12日CIEへの公共サービスのコンセッションが15年延長  
2010年3月16日第3の事業者AGGREKO（リース）が参入  
2011年12月21日電力セクターの第3次改革。国有企業であるEnergies de Côte d'Ivoireの設立。  
SOPIEとSOGEPEの解体。  
2014年3月24日電力法に関する新法の公布

コートジボワールは、1985年の電気法は民間事業者に発電事業を開放し、民間資本の発電会社が3社参入したが、電力の送電、配電、輸出入は依然として国家独占であった。政府は1990年に民間事業者であるCompanie Ivoirienne l'Électricité（CIE）に発電、送電、配電、輸出入に関するコンセッションを15年の契約期間で授与した（2005年に延長された）。

1998年12月に、国はセクターの制度的枠組みの改革を行い、CIEの権限を制限し、SOGEPEとSOPIEという二つの国営企業を創設した。SOGEPEはセクターのアセットと金融フローを担当し、SOPIEは、セクターの長期計画を確実にする役割を担う目的で創設された。

2010年の新たな改革では、SOGEPEとSOPIEを合併し、2011年12月にデクレにより新しい国有エネルギー会社la Société des Énergies de Côte d'Ivoireが設立された。Énergies de Côte d'Ivoireは引き続き両社の業務を遂行し、国家のために電力供給だけでなく、コンセッション契約の許諾者としての電力セクターのプロジェクトを管理している。

2014年には、電力の発電、送電、給電、配電、販売、輸出入、のための包括的な枠組みである新しい電力法が改訂、施行された。この法律では、電力部門の規制当局の権限と能力を強化し、新エネルギー、再生可能エネルギーの開発に触れており、セクターで多くの技術的および商業的損失（盗電など）を引き起こす詐欺や違法行為に対処するための罰則などの条項を含んでいる。この法律は、電力の送電、配電、販売、輸出入に関する国家の独占を正式に終結させることによって、電力セクターをさらに自由化することを目的とした。

2017年11月にはデクレが発行され、資産を国有会社であるÉnergies de Côte d'Ivoireに移す事を決定し、さらに、Côte d'Ivoire Energiesの略称としてCI-ENERGIESとなり、活動範囲を発電まで広げている。

現在、電力の送電、配電、販売、輸出入の業務が、コンセッション契約の下で、CIE（コート

---

<sup>3</sup> コートジボワール・インフラマップ（エネルギー分野）発電・送配電および関連セクター（ジェトロ・アビジャン事務所 2017年3月）に依る

ジボワール電力)による独占となっているが、この新しい電力法の下では、「独占を考慮しない(第6条)」と明記されており、現在のコンセッション契約が期限を迎える2020年には、送電、配電、販売がオープンになり、複数の事業者が参入する可能性もある。

### 3-1-2 電力セクターに関する法制度・規制

電力セクターに関連する法制度・規制に関しては、2014年に電力法(Loi N° 2014-132 Du 24 Mars 2014 Portant Code De L'Electricite)が新たに施行された。法の第2章第2条に定める**目的と範囲**をはじめとして、各条項に電力部門の活動のための定義、および規則が定められており、事業独占範囲の縮小、規模に応じた再生可能エネルギーの許可性、公益性に鑑みた送電線事業地のパブリックドメインの考え方、規制機関の設置、税制度の優遇措置の可能性など、特に本調査と関連が深く重要と思われる条文を下記のとおり抜粋する。

#### 目的と範囲

##### (第2条)

この法律の目的は、電力部門の組織、運営および開発の一般原則を定義することである。それは電力セクターにおける活動の行使のための規則を設定する。

その目的は以下のとおり。

- 電力のエネルギー自立と安全を保証する。
- 新エネルギー、再生可能エネルギーの開発を促進する。
- 電気エネルギーを開発し、このエネルギーへのアクセスを促進する。
- エネルギーの管理を促進する。
- 投資の収益性を可能にする経済条件を作成する。
- 消費者の権利を促進する。
- 競争とオペレータの権利を促進する。

#### 電力部門の共通ルール

##### (第6条より抜粋、以下同じ)

電力エネルギーの発電、送電、配電、輸入、輸出及び販売活動は、独占を構成するものではないが、給電活動は、単一の事業者に独占を付与する。

##### (第8条)

新エネルギー、再生可能エネルギーについては、閣僚令で定める発電設備容量の規模に応じて、任意設置、事前申告、あるいは事前許可が適用される。

#### 送電事業

##### (第13条)

私有財産の外に建設された送電事業は、国家のパブリックドメイン(公有地)の一部である。

##### (第15条)

国有送電工事の管理を担当する事業者は、

- 送電業務を運営し、維持すること。
    - これらの送電事業の可用性と最適な使用を確保する。
    - これらの送電事業の安全な運航と、これらの事業の信頼性と効率性を保証する。
- しかし、国は、送電事業者と締結した協定の枠組みの中で、送電事業の強化、更新及び開発を委託することができる。
- 国営送電事業の運営を担当するすべてのオペレータは、連邦令の適用により、権限を有する当局によって承認された料金網のモデルに基づいて送電されたエネルギーの量に応じて報酬が支

払われる。

(第18条)

国家に属する給電の管理を担当する事業者は、給電業務を運営し維持し、発送業務の可用性と最適な使用を確保すること。これらの事業の信頼性と効率性だけでなく、給電事業の安全な運用を確保する。しかし、国は、給電事業者と締結した協定の枠組みの中で、給電事業の強化、更新及び開発を委託することができる。

(電力エネルギーの) 輸入または輸出活動は、国家との合意の事前締結の対象となる。最低送電電圧以上の電圧での輸入または輸出活動は、発送電オペレータによって行使される (第20条)。

### 電力の公共サービスに割り当てられた資産の制度

(第35条)

国家のパブリックドメイン (公有地) の一部は、

- 国家に所属する送電、給電、および配電の手段となる優先権と土地と、発電手段となる優先権と土地
- 国が所有する発電、送電、給電、配電のためのすべての事業および設備。
- パブリックドメインで定期的実施される送電、給電、または配電のためのすべての事業および設備。

(第36条)

オペレータは、有効な法律ならびに、最新かつ優れた方法で、条約の特定の条項の遵守を条件として、パブリックドメイン (公有地) 上に地中送電線または架空送電線を恒久的に設置することが認められ、市街地計画の原案及び附属書に規定されている道路及び町の計画の規則、安全、環境保護、警察および電気設備の制御を含む条文を特に遵守することにより、公道及びその従属物の建設、工事の維持に必要なすべての事業を行うこと。

すべてのオペレータは、国家によって委任された公共奉仕ミッションを実行する際には、公益事業宣言の後、現行の規則に従って、発電、送電、給電または配電のための設備、事業場および設備、ならびにその通行権および敷地について、国を経由して取用手続きに訴える権利を有する。

### 規制機関の規定

(第44条)

電気部門内の独立した規制当局は、

- 法律および規制の遵守ならびに電気部門における有効な権限または慣行から生じる義務を監視すること。
- ネットワークへのアクセスのための関税を含む電気部門に適用される国の関税を提案する。
- 公共電力サービスの利用者の利益を保護し、その権利を保護する。
- 特に事業者間、事業者と利用者との間の紛争を解決する。
- 電力部門の規制において、国家に助言し、支援する。

### 財務および税務の規定

(第52条)

国家とコンセッション協定を締結した (発電、送電、配電の) オペレータは、有効な通常法の税金および関税規定の対象となる。しかし、一般的な利益のために、電気部門のオペレータに特定の財務、財政、税関の優位性が認められる可能性がある。

### 3-1-3 電力セクターに関する政策

電力セクターにおけるコートジボワール政府の政策は、国内需要を満たした上で、電力の輸出により、同国を西アフリカにおける電力供給の拠点にすることが狙いである。**2-3-1 エネルギー政策**にて述べたとおり、政府はエネルギーミックスを重視しながら火力の開発を主軸に据え、2018年から2020年にかけて大型の天然ガス火力の増設、および水力の新設を年あたり300MW程度の規模で進めている。そして民間投資比率を上げて政府の比率を抑えること、太陽光、バイオマスの開発も進めていくこと、まだ電化されていない約5,000のLocalityについて遅くとも2030年までに地方電化を完了することなどが電力セクターの政策である。なお、合計発電出力を2020年までに4,000MWとすることが計画として掲げられているが、2018年10月断面での合計は2,199MWであり、計画通り火力発電所を建設してもこの計画値には達するのは難しい。しかし、**2-4-2 電力の供給**で述べたとおり、需要予測も当初の予測を下回っていることから、発電所の計画については、今後、着工時期や運転開始年度の見直しが行われるとみられる。特に発電所の設備容量と国内の最大負荷のギャップを埋めるには電力輸出が重要な要素になると考えられ、渇水時期も想定しながら、天然ガス火力によって年間を通じた安定供給力を確保したうえで、昼間は北部の太陽光発電を有効に稼働させ、水力によって国内需要のピークにも対応し、さらに輸出の増大を図る、という発電設備全体の稼働率を上げるための運用政策が求められるとみられる。

## 3-2 電気事業体制

### 3-2-1 電力セクター関係機関・事業者の役割

電力セクターは、石油・エネルギー・再生エネルギー開発省と経済・財務省、予算省の監督のもとにCI-ENERGIESがコートジボワール政府に代わり、設備資産管理、資金フローの監視、電力運用監視、電力セクターにおける国家投資工事の施工監理、発電および送配電事業の計画立案、エネルギーフローの管理監視と工事の施工管理など電力事業の技術的監督を含め行っている。また、ANARE（国家電力セクター規制局）は発電事業者および燃料供給者などの規制を行うとともに、CI-ENERGIESとともに、一部の電力事業の規制、地方電化事業の実現などを管理している。

火力発電事業については、民間の電力会社3社（AGGREKO、AZITO Energie、CIPREL）が、IPP（独立系発電事業者）として管理・運用する南西部及びアビジャン市近郊の火力発電所があり、AZITO Energie、CIPRELはBOOTタイプのコンセッション契約が、また、AGGREKOについては、リース契約がそれぞれ、政府と結ばれている。BOOT契約では20年経過すると国の所有になる。

これら火力発電所への天然ガスの供給は、民間事業者3社（Canadian Natural Resources（CNR International）、FOXTROT International、コートジボワール石油公社（PETROCI-CI 11））が石油・エネルギー・再生エネルギー開発省と経済・財務省との天然ガスの供給と販売の契約のもとに行われる。

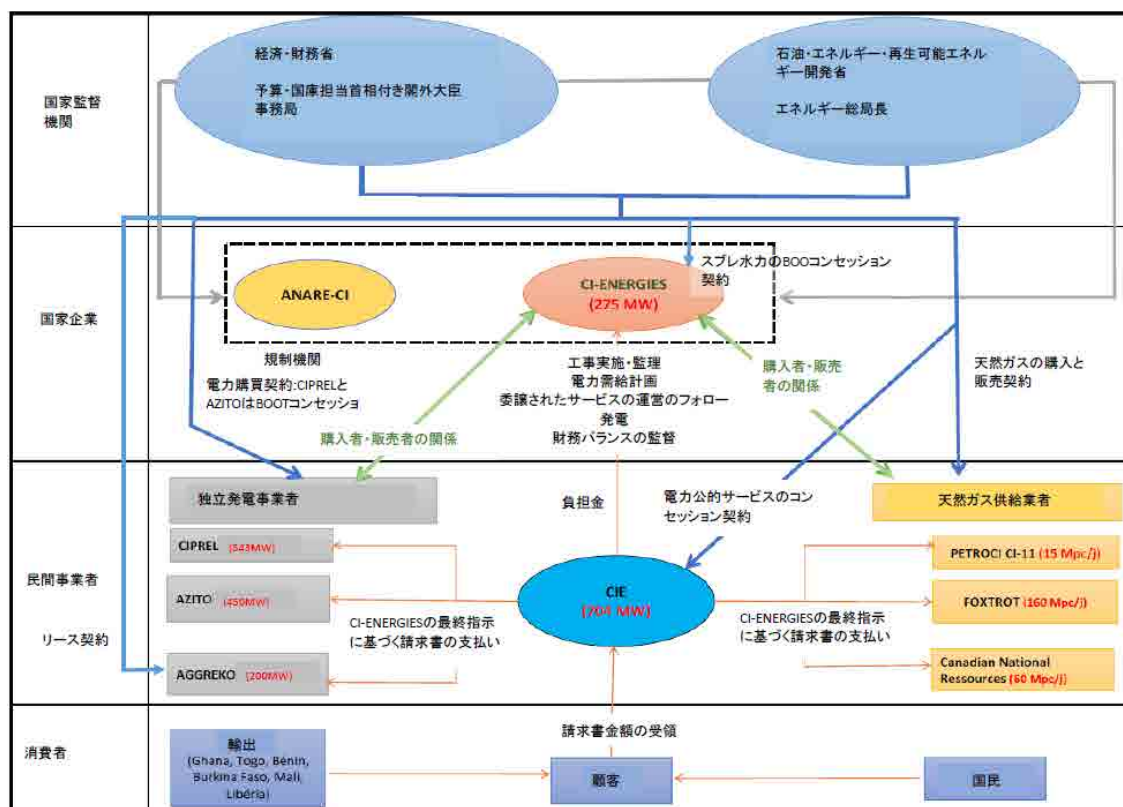
水力発電所は、国が資産を所有するが、スプレ発電所（275MW）のみ、中国資本で建設された後、BOOタイプのコンセッション契約が政府とCI-ENERGIESとで結ばれ、CI-ENERGIESが設備を保有し、運用している。

送配電事業については、国が資産を所有するが、国からコンセッション契約を付与されたCIE（コートジボワール電力会社）が唯一の独占事業者として最終顧客である電力需要家までの電力供給サービスと電力輸出入を含む給電（系統運用）業務を行っている。CIEは火力発電所（CIE-VRIDI）1か所と、6箇所の水力発電所（Ayame1、Ayame2、Faye、Kossoue、Buyo、Taabo）、お

よびオフグリッドの独立発電所の運営も行っている。CIE は 1990 年に民間会社として 15 年のコンセッション契約で事業を開始し、現在は、2005 年から 2020 年まで 15 年間、契約が延長されている。

なお、水力発電所の運営管理は CIE が全て実施していたが、2017 年 11 月の政令により、CI-ENERGIES の事業が発電にまで拡大され、先ず、運転開始となった Soubre 発電所が CI-ENERGIES の運営管理担当になった。(実質的な業務は外部に委託) 今後、他についても CI-ENERGIES への業務移管が予定されている。

国家機関、国家企業である規制機関、民間事業者、そして消費者のそれぞれの役割や契約上のつながりを以下の図 3.1 に示す。



出所：CI-ENERGIES 説明資料および ANARE Rapport Annuel 2017 をもとに JICA 調査団が作成

図 3.1 国家監督機関・国家企業・民間事業・消費者の契約関係

### 3-2-2 CIE の組織・体制

CIE は、国が所有する発電所の運用・保守、独立系火力発電事業者 (IPP) からの電力調達と国外の電力事業者との輸出入を含めた電力系統運用、天然ガス供給事業者への IPP の燃料費の支払い、VRIDI および CIPREL の両火力のバックアップ燃料 (HVO) の調達、オフグリッドの独立発電所の運用、電力流通設備 (送電線、変電所、配電線など) の運用・保守、商業活動と顧客サービスを含めた電力小売り事業、求められている電力品質を維持するため国が認めた資金に基づく電力流通設備の増強・改修工事の実施などを行っている。

国内需要家への電力小売り供給は、15kV 以上で供給する中圧 (MT) および 90kV 以上で供給する高圧 (HT) 需要家と配電設備から 220 ボルトまたは 380 ボルトに降圧して供給する低圧 (BT) 需要家があり、住宅用を主とする低圧需要家の電力消費量は、2017 年に 3,576GWh と

2016年から1%増加し、国内総消費量の53.9%を占める。契約軒数（口数）については、全口数1,897,826口のうち低圧が1,892,711口と全体の99.7%を占めている。一方、中圧・高圧の口数は5,115口で消費電力量は3,059GWh、国内総消費量の46.1%である。

### 3-2-3 CIEの事業運営、財務状況

CIEは1990年に設立され1992年に上場されているが、現在は資本金140億FCFA（約2200万ユーロ）のうち、フランス系のERANOVEが54%を、政府が15%を保有する。なお、ERANOVEは、CIEのほか、火力のCIPREL、コートジボワール水供給会社も傘下に持っている。

1990年10月に、コートジボワール政府とCIEとで結ばれたコンセッション契約「[コートジボワール国とCIEとの間で締結された電気エネルギーの発電、送電、配電、輸出入の全国公共サービスのコンセッション契約]」（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'Etat de Cote d'Ivoire, agissant en qualité d'autorité concedante, et la Compagnie ivoirienne d'électricité, agissant en qualité de concessionnaire）に基づき、CIEは、6か所の水力発電所、VRIDI1火力発電所、オフ・グリッドの独立発電所、送電、配電のそれぞれの電力量kWhに応じて、報酬費を支払う仕組みになっている。

2017年の報酬費（単価）は以下の表3.1のとおり。

表3.1 2017年報酬費（単価）一覧

報酬費の種類	報酬の単価
CIEの水力発電の報酬費(FCFA/kWh) Coût de la rémunération CIE estimée sur la production hydro en FCFA par kWh	7.96 FCFA/KWh
CIEのVRIDI1火力と独立電源の報酬費(FCFA/kWh) Rémunération CIE estimée sur Vridi 1 et centrales isolées en FCFA par kWh	7.96 FCFA/KWh
CIEの送電の報酬費(FCFA/kWh) Coût de revient de la rémunération CIE estimée sur Transport en FCFA par kWh	4.72 FCFA/KWh
CIEの配電の報酬費(FCFA/kWh) Coût de revient de la rémunération CIE estimée sur la distribution en FCFA par kWh	9.58 FCFA/KWh

出所： ANARE Rapport Annuel 2017 pp. 48

また、報酬費には、契約に基づき、取扱量（GWh）の閾値を超えた場合に以下の通り、単価を圧縮され、電力の売り上げが伸びれば、電力セクターの利益も増大する仕組みがある。なお単価は経済指標を踏まえて見直しが行われることになっている。

- ・電力量が年間4,000GWhに達するまでは単価は100%適用
- ・4,000GWhを超え6,300GWhに達する量は単価を50%で適用
- ・6,300GWhを超えた電力量には単価を33.33%で適用
- ・輸出については、電力量が1,500GWhを超えた場合、単価を半分にする。（参考：2017年の輸出電力量は1,210GWh）

CIEの年次報告書、およびANAREの年次報告書にはCIEの収入および支出が報告されているが、それによると、2016年、2017年とも収支は赤字になっている。報酬費は全体の支払額の約22%を占めている。

それぞれの収支を以下の表3.2（a）および表3.2（b）に示す。

表 3.2(a) 2016 年の CIE の収支バランス

		単位 10 億 FCFA	
<b>収入</b>		<b>支出</b>	
赤字(キャッシュバランス)	-13.8	IPP への支払い	184.5
補助金	0		
売り上げ	549.3	ガス及び液体燃料の支払い	255.2
内訳		内訳	
輸出	110.9	ガス	245.6
国内売り上げ	438.4	石油	9.6
(低圧)	253.9	(HVO7.4 およ	
(高圧)	184.5	びガソリンとデ	
		ィーゼル 2.2 を	
		含む)	
2015 年の電気		CIE の報酬費	123.4
料金収入補正			
(2015 年)-3.5 と			
(2016 年)-12.8			
をそれぞれ含む			
収入合計	549.3	支出合計	563.1

表 3.2(b) 2017 年の CIE の収支バランス

		単位 10 億 FCFA	
<b>収入</b>		<b>支出</b>	
赤字(キャッシュバランス)	-21.4	IPP への支払い	204.5
補助金	0		
売り上げ	542.4	ガス及び液体燃料の支払い	234
内訳		内訳	
輸出	81.5	ガス	232.26
国内売り上げ	460.9	石油	1.72
(低圧)	260.1	(ガソリンとデ	
(高圧)	199.7	ィーゼルを含	
		む)	
		CIE の報酬費	125.3
収入合計	542.4	支出合計	563.8



### 3-3 電力セクターに関する経済・財務

#### 3-3-1 電力セクターの財務スキーム

CI-ENERGIES による電力セクターの財務管理は、2010年7月15日付政令 No.2010-200 に基づいている。収入は下記からなり、同セクターの支出のみに充てられている。

- ① 電気料金収入：CIE が発電、送電、配電、輸出入を担うコンセッショネアとして、一般需要家、公共機関、電力輸出している各国より徴収
- ② 電力セクターに充当される税金：地方電化負担金、電力セクター開発負担金で電気料金の付加金として各需要家から徴収（領収書に明示されている）
- ③ 委譲されたサービスによるその他の事業収入
- ④ 電力セクターに関して国やその代理が締結した借入による収入
- ⑤ 贈与、寄贈、補助金
- ⑥ 電力セクター安定化基金に集められた資金。

支出は、下記のカテゴリーに分類され、下記の優先順位に従い支出される。（同セクターの支出のみに充てられ、カテゴリーAが最も優先度が高く、カテゴリーFが最も低い。）

- カテゴリーA：CIE へのコンセッショネアとしての役務に対する支払い。（月単位の請求に基づき支払い）
- カテゴリーB：AZITO Energie など IPP への電力購入費および Foxtrot などガス・石油供給事業者への燃料購入費
- カテゴリーC：CI-ENERGIES 及び ANARE-CI へ電力セクターの組織、運営・監督組織に係る経費
- カテゴリーD：電力セクター投資基金に係る用途、債務返済を除く
- カテゴリーE：債務返済を含む、電力セクターのその他の支出
- カテゴリーF：電力セクター安定化基金への貯蓄又は再建

電気料金は原価に基づき設定し国が認可する。

電気事業に必要な資産は、火力 IPP を除き国が所有する。ただし、Aggreko 火力は国からのリース契約である。事業税率は民間事業者それぞれに対し決められている。投資案件に適応する免税措置・優遇措置は投資促進庁（CEPIC）が交渉の上決定する。

#### 3-3-2 電力セクターの財務状況について

電気事業に関係する国家企業（コートジボワール電力セクター規制当局：ANARE-CI、CI-ENERGIES）および民間事業者4社（CIPREL、AZITO Energie、Aggreko、CIE は個別に会計され財務報告されている）

CI-ENERGIES の計画資料によると2016年の収支バランスは、1,735百万FCFA（約3.5億円）の黒字、また2017年は、5,279百万FCFA（約10.5億円）の黒字であるが、CI-ENERGIES とのヒアリングで、電力セクター全体の収支について確認したところ、利益が確保できない場合もあるとのことであった。

電力セクター全体での収支については、電気料金収入、各組織への支払い、調達資金の返済、設備の減価償却費などのデータが得られていないが、燃料調達に関連して、補助金を出す仕組み、実際に補助を行ったケースはありと見られる。World Bank 報告書（Financial Viability of Electricity Sectors in Sub-Saharan Africa Quasi-Fiscal Deficits and Hidden Costs\_WPS7788）によると、コートジボワールについては、

- ・ サブサハラ諸国を対象に、電気料金についてベンチマークを行ったところ、コートジボワールは 2014 年レベルの 0.15 米ドル/kWh の売値に対して 0.04 米ドル/kWh 下回っており、料金としては不足である。
- ・ 政府は 2 つのチャンネルを通じて発電のための補助燃料を提供している。1 つは、政府の国内ガス田における 15% の持分に基づく無料のガスである。もう一つは、石油精製所からユーティリティーに提供された重質減圧油 (HVO) に助成金が適用されていることである。2013 年の発電のためのガスおよび石油の補助金は、13100 万米ドル (約 145 億円、世界銀行スタッフの想定) で kWh 当たり 0.03 米ドルと推定されている。2014 年に、重質減圧油 (HVO) の補助金は当初の予算額を 3 分の 2 以上超過し、総額 1 億米ドルに達したという説明がある。

また、World Bank 報告書 (CIENERGIES-Guarantee-PAD-P164145-AFRDE-comments-June-7-final-1-06122018) にも、

- ・ 2017 年 12 月に政府がパブリックセクターの滞納金 60 億 FCFA をキャッシュで、またアビジャン市の滞納金 420 億 FCFA を約束手形の形で保証した。
- ・ 国が国内ガス生産者との協定で、現物で受け取ったガスを市場価格で電力セクターに売る一定のシェアを持っており、政府はガスの売却による収益 500 億 FCFA を維持し、この閾値を超える収益はセクター (CI-ENERGIES) に返還される

という説明があるので、ガスセクター収益の電力セクターへの投入を行い、また、債務返済が滞る場合は一時的借入れ等により収支バランスを取っていると思われる。

### 3-3-3 電力価格の構造

コートジボワールの電気料金は、この地域の多くの国々と同様に、低すぎる料金と見なされ、インフレーションまたはエネルギーの実際の費用を適正に反映していないと考えられている。また税制度は、電力セクターの収益性に悪い影響を及ぼし、投資計画を妨げているとみられてきた。このため、コートジボワールは、税制度を見直し、発電原価と売電価格のコスト差を埋めるために電気料金を徐々に価格を引き上げ、さらに輸出価格を再交渉するという新しい価格戦略を策定している。

Africa-EU Renewable Energy Cooperation Programme (RCEP) のホームページ資料によれば、2016 年 6 月、政府は、2016 年はさらに 10% を上限として引き上げ、その後 2017 年と 2018 年に 5% ずつ引き上げを行い、2019 年と 2020 年には 3% ずつの引き上げを行うこととしたが、一部のケースでは約 40% の価格引き上げにつながる、という苦情のもとで、ウワタラ大統領は 2016 年の値上げを一部キャンセルすることを余儀なくされた。

2016 年 6 月に石油・エネルギー・再生可能エネルギー開発省、首相の予算と国家のポートフォリオ担当大臣、首相の経済財政担当大臣から出されたデクレ: 「電気事業者の改訂とその原則の修正および電気への加入者の払い戻し 2016 年 6 月 20 日付) 」に以下の通り、低圧顧客の 10% 以上の料金値上げ分については、料金を払い戻す趣旨の記述がみられる。

*Article 17 : Pour la periode allant de juillet 2015 a mars 2016, tout montant paye par un abonne en Basse Tension au titre de sa facture de consommation d'energie electrique au-dela de 10% de sa facture TTC, par rapport a ce qu'il aurait paye conformement aux tarifs de l'Arrete n° 569/MMPE/MPMEF du 20 decembre 2012 portant modification des tarifs de l'electricite, a volume eal, lui sera rembourse.*

(以下翻訳) 第17条: 2015年7月から2016年3月までの間、TAC請求書の10%を超える電力消費請求に関して低電圧加入者が支払った金額は、2012年12月20日のデクレ#569/MMPE/MPMEFの料金に応じて、電気料金の変更に関する料金を払い、その金額を払い戻します。

2018年8月現在、適用されている低圧料金をCIEのホームページから確認すると、ANAREのホームページから得られる2012年当時に採用された低圧料金表と比較すると、一番低所得者向けの低圧料金はそのまま据え置かれているが、それより上のランクの低圧料金は年固定プレミアム料金および従量料金が6%ないし10%の範囲で値上げが実施されている。従って、当初計画の2017年以降の毎年5%ずつの値上げは、現時点で実施されていないと見られる。

現在の料金構造であるが、ほとんどの国内の低圧受電の顧客は、消費者のクラス（一般国内のアンペア契約料）および使用状況に応じて異なるが、従量料金としては36FCFA/kWh（約0.055ユーロあるいは7.4円）から66.96FCFA/kWh（約0.100ユーロ）の範囲であり、固定料金として2か月分（61日）が559FCFAから（約0.85ユーロあるいは111円）から1246.56FCFA（約1.87ユーロ）が適用され、それにVATおよび地方電料金が課せられる。また、kWhに応じたRTI（TVラジオ）料金と地域税もあわせて課せられる。

小規模な商業ベースの従量料金範囲は86.31FCFA/kWh（約0.129ユーロあるいは16.9円）から73.40FCFA/kWh（約0.110ユーロ）で、2か月の月額固定料金は1,552FCFA（約2.33ユーロ）である。

CIEのホームページ情報によると、一番低所得者向けの低圧料金（低圧の5アンペア供給契約）の場合、2か月ごとに200kWhまでの使用を上限とし、過去3か月の平均値がこれを超えたときは、5Aのブレーカを取り付け、自動的にLow voltage general domestic tariffに切り替え適用される仕組みである。ただし、第一段階の36.05FCFA/kWhに対し、第二段階の料金は62.70FCFA/kWhであり、ほかの低圧料金体系と逆に大きく高くなる設定である。ANAREの資料によれば、この低所得者の割合は2011年時点で、全契約口数の69%を占めるとされており、国全体の消費電力量の20.8%に相当する。また、低所得者向け制度として、VAT（18%）は80kWhまでの第一段階の従量料金には適用されていないが、2か月分の使用量が80kWhを超えたところで、第二段階の従量料金62.70FCFA/kWhとプレミアム固定料金559FCFAが適用され、さらに第二段階の従量料金にはVAT（18%）が課せられる仕組みである。

5アンペア契約で2か月の使用量200kWhまでの場合の電気料金表を以下の表3.3 に示す。

表3.3 電力料金表の内訳

TARIF MODERE DOMESTIQUE 低圧国内料金(2か月で200kWhまで)	FCFA	TVA(18%)	FCFA
Prime fixe par bimestre (61 jours) プレミアム固定料金(2か月分;61日)	559	0	559
Redevance électrification rurale par bimestre 地方電化固定料金			100
Prix du kWh jusqu'à 80kWh / bimestre 従量料金第一段階(2か月ごと80kWhまで)	36.05	0	36.05
Prix du kWh au-delà de 80kWh / bimestre 従量料金第二段階(2か月ごと80kWh超)	62.7	11.29	73.99
Redevance électrification rurale par kWh 地方電化従量料金(kWhあたり)			1
Redevance RTI par kWh RTI(TVラジオ局)サービス料金(kWhあたり)			2
Taxe communale Abidjan par kWh アビジャンの地域税(kWhあたり)			2.5
Taxe communale autres communes / kWh アビジャン以外の地域税(kWhあたり)			1

出所：アフリカ-EU再生可能エネルギー協力プログラム (<https://www.africa-renewables.org/market-information/cote-divoire/energy-sector/>) およびCIE ホームページ (<http://www.cie.ci/particuliers/vos-consommations/tarifs-electricite>)

この料金表に基づいて、実際に顧客が5アンペア契約を結び、2か月間の合計電気使用量が156kWhに達した場合の電気料金の計算例を以下の表3.4に示す。

表3.4 電力料金の計算例 (5アンペア契約、2か月の使用量が156kWhの場合)

使用量		156kWh
Puissance Souscrite(購買契約電力) 5アンペアの例	$220V \times 5A =$	1.1 kVA
1ère tranche (第一段階料金)	$80 \times 36.05 =$	2 884 FCFA
2ème tranche(第二段階料金) 及び 18%の VAT	$(156-80) \times 62.7 \times 1.18 =$	5 622 FCFA
Prime fixe(プレミアム固定料金)(80kWhを超えた場合に適用)		559 FCFA
Facture Energie(使用量合計料金) 小計	$2884+5622+559 =$	9 066 FCFA
Redevance Electrification rurale (地方電化料金)	$100+156 \times 1 =$	256 F CFA
Redevance RTI(TVラジオ局サービス料金)	$156 \times 2 =$	312 F CFA
Taxe Communale 地域税 (アビジャンの場合)	$2.5 \times 156 =$	390 F CFA
Total Facture 総合計		10 024 F CFA

出所：ANAREホームページ (<http://www.anare.ci/index.php?id=27>)

次に一般低圧料金 (Le tarif domestique général basse tension) を示す。この料金制度は多くの一般家庭に適用される料金であり、ANARE資料によれば、2011年に全顧客数の19.4%、全消費者数の15%を占めるとされている。

低所得者向けでない200kWh以上を使うことを前提とする5A 1.1kVAの契約と、10A 2.2kVA以上の契約と2種類あるが、以下の表3.5に、10A 2.2kVA以上の契約を示す。

表3.5 電力料金表の内訳(10A 2.2kVA以上)

Le tarif domestique général basse tension 低圧国内料金	FCFA	TVA(18%)	FCFA
Prime fixe par bimestre (61 jours) プレミアム固定料金(2か月分;61日)	1246.56	224.38	1,470.94
Redevance électrification rurale par bimestre 地方電化固定料金(2か月ごと)			100
Prix du kWh 1ère Tranche (jusqu'à 180 kWh / kVA) 従量料金第一段階(180kWhまで)	66.96	12.05	79.01
Prix du kWh 2ème Tranche (au-delà de 180 kWh / kVA) 従量料金第二段階(180kWh以上)	58.04	10.45	68.48
Redevance électrification rurale par kWh 地方電化従量料金(kWhあたり)			1
Redevance RTI par bimestre RTI(TVラジオ局)サービス料金 2か月ごと			2,000
Taxe communale Abidjan par kWh アビジャンの地域税(kWhあたり)			2.5
Taxe communale autres communes / kWh アビジャン以外の地域税(kWhあたり)			1

出所：ANAREホームページ (<http://www.anare.ci/index.php?id=27>) およびCIE ホームページ (<http://www.cie.ci/particuliers/vos-consommations/tarifs-electricite>)

この料金表の下で、実際に348kWhを使った場合の料金を以下の表3.6に示す。

表3.6 電力料金の計算例(10アンペア契約、2か月の使用量が348kWhの場合)

使用量(例)		348kWh
Puissance Souscrite(購買契約電力) 2.2kVA(10アンペア)の例	$220V \times 10A =$	2.2 kVA
1ère tranche (第一段階料金) 及び VAT 18%	$348 \times 79.01 =$	27,495 FCFA
Prime fixe(プレミアム固定料金) 及び VAT 18%	$1470.94 \times 2.2 =$	3,236 FCFA
Facture Energie(使用量合計料金) 小計		30,731 FCFA
Redevance Electrification rurale (地方電化料金)	$100 + 348 \times 1 =$	448 F CFA
Redevance RTI(TVラジオ局サービス料金)		2,000F CFA
Taxe Communale 地域税 $348 \times 2.5 =$		870 F CFA
Total Facture 総合計		34,049 F CFA

出所：ANAREホームページ (<http://www.anare.ci/index.php?id=27>)

中圧(15kV以上90kV以下)の顧客料金は、夜19:30から23:00に適用されるピーク時間帯料金のほか、オフピーク時間帯(24:00~7:30)のオフピーク料金と、それ以外の時間帯(7:30

から19:30および23:00から24:00)に適用される全日料金がそれぞれ設けられている。さらに、顧客クラス、需要、使用時間数によって固定料金や従量料金が異なる。たとえば、一般料金で短時間利用の場合、朝7:30から19:30および23:00から24:00の全日料金では、69.95FCFA/kWh(約0.106ユーロ)であるが、これとは別に、「繊維複合体の特別料金」(Tarif spécial pour les complexes textiles)が設けられている。この「繊維複合体の特別料金」は、年間固定kW契約料金は79,036.16/kW(121ユーロ)と高めの設定で適用されるが、一方で、従量料金は、全日料金が25.48FCFA/kWh(約0.039ユーロ)、19:30から23:00の時間帯のピークアワー料金が39.38FCFA/kWh(約0.06ユーロ)、24:00から翌朝07:30までのオフピーク料金は24.56FCFA/kWh(約0.037ユーロ)となっており、いずれの時間帯とも長時間利用に適用される従量料金の半額以下であり、特別に安い料金体系が構成されている。この仕組みは、2016年6月に石油エネルギー省、首相の予算と国家のポートフォリオ担当大臣、首相の経済財政担当大臣から出されたデクレ:「電気事業者の改訂とその原則の修正および電気への加入者の払い戻し 2016年6月20日付」の20条に『2015年12月31日に国家との合意を締結し、「特別繊維複合体」のような特恵関税の恩恵を受けた企業は、当初の契約が終了するまで、「特別繊維複合体」の恩恵を受ける...』という記述があり、あらかじめ指定を受けた繊維複合体の企業に電気料金上の恩恵を与えていると思われる。

中圧の固定料金と従量料金表を以下の表-3.7に示す。なお、この料金表は、ANAREの2012年の資料から引用している。

表3.7 中圧（15kV以上90kV以下）の供給による料金表

Les tarifs en moyenne tension 中圧国内料金	FCFA	TVA(18%)	合計 FCFA	
Annual fixed premium per kW subscribed – Short usage rate (0-999 時間まで) 短時間使用時の年間プレミアム固定料金 kW あたり	17,572.74	3,163.09	20,735.84	
Annual fixed premium per kW subscribed – General Traiff (1000-5000 時間まで) フル・アワー使用時の年間プレミアム固定料金	24,177.98	4,352.04	28530.01	
Annual fixed premium per kW subscribed – Long usage rate (5001 時間以上) 長期使用時の年間プレミアム固定料金	35,131.38	6,323.65	41,455.03	
Annual fixed premium per kW subscribed – Textile Complexes 「繊維複合体」 の年間プレミアム固定料金	79,036.16	14,226.51	93,262.66	
従量料金(kWh 単位)	Short usage 短時間	General Tariff 一般	Long usage 長時間	Textile Complexes 繊維複合体
Full hours (in FCFA inclusive of 18% VAT) 07:30 – 19:30, 23:00 – 24:00 フル・アワー時間帯従量料金(VAT 込み)	69.95	61.28	58.81	25.48
Peak hours (in FCFA inclusive of 18% VAT) 19:30-23:00 ピーク時間帯従量料金(VAT 込み)	108.24	83.55	74.70	39.38
Off-Peak hours (in FCFA inclusive of 18% VAT) 24:00-07:30 オフピーク時間帯従量料金(VAT 込み)	50.26	50.70	51.13	24.56
Redevance électrification rurale Annual electrification fee per kW subscribed 年間地方電化従量料金(kW あたり)				1,700
Redevance RTI par kWh RTI(TV ラジオ局) サービス料金(1 か月あたり)				1,000

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

高圧（90kV以上）の料金体系では、中圧電気料金と同様に時間帯別、年間利用時間別料金が設定されているが、一方、石油精製会社であるSociété Ivoirienne de Raffinage (SIR)の特別料金が設定されている。このSIRは年間380万トンの原油を精製し石油製品を供給しており、コートジボワール政府が47.28%、TOTAL社が20.35%を出資する半官半民であるが、繊維複合体に与えられる特別料金とは異なり、年間プレミアム固定料金こそ安く抑えているものの、従量料金は、一般の高圧顧客の短時間（999時間まで）料金とほぼ同じくらい高い料金水準となっており、需要の抑制効果と電力セクターへの電気料金収入への補助金効果をもたらすと考えられる。

高圧の固定料金と従量料金表を以下の表3.8に示す。なお、この料金表は、ANAREの2012年の資料から引用している。

表3.8 高圧（90kV以上）の供給による料金表

Les tarifs en haute tension 高圧国内料金	FCFA	TVA(18%)	合計 FCFA	
Prime fixe annuelle par kW souscrit – Tarif courte utilisation Annual fixed premium per kW subscribed – Short usage rate 短時間使用時の年間プレミアム固定料金 kW あたり(0-999 時間まで)	43,495.06	7,829.11	51,324.17	
Annual fixed premium per kW subscribed – General Traiff 全日使用時の年間プレミアム固定料金 kW あたり(1000-5000 時間まで)	58,841.39	10,591.45	69,432.84	
Annual fixed premium per kW subscribed – Long usage rate 長期使用時の年間プレミアム固定料金 kW あたり(5001 時間以上)	74,169.81	13,350.57	87,520.38	
Annual fixed premium per kW subscribed – Ivorian Refinery Corp. Ivorian Refinery Corp.(SIR)の年間プレミアム固定料金 kW あたり	34,509.66	6,271.74	40,721.40	
従量料金 (kWh 単位)	Short usage 短時間	General Tariff 一般	Long usage 長時間	Ivorian Refinery Corp.(SIR)
Full hours (in FCFA inclusive of 18% VAT) 07:30 – 19:30, 23:00 – 24:00 フル・アワー時間帯従量料金 (VAT 込み)	62.71	38.46	37.86	62.11
Peak hours (in FCFA inclusive of 18% VAT) 19:30-23:00 ピーク時間帯従量料金 (VAT 込み)	114.85	47.91	42.30	113.86
Off-Peak hours (in FCFA inclusive of 18% VAT) 24:00-07:30 オフピーク時間帯従量料金 (VAT 込み)	35.37	35.98	35.98	40.99
Redevance électrification rurale Annual electrification fee per kW subscribed 年間地方電化従量料金 (kW あたり)				1,700
Redevance RTI par kWh RTI(TV ラジオ局) サービス料金 (1 か月あたり)				1,000

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

最大電力が契約電力を超過した場合、あるいは力率低下の場合の罰金を計算するためのパラメータは、以下の表 3.9 の通りである。月単位の固定プレミアム料金を基準として超過や逸脱の規模に応じて罰金が計算される仕組みである。なお、引用した資料では、力率 (Cos $\theta$ ) の代わりに、Tangent phi (Tg  $\phi$ )が指標として使われているため、力率 (%) を併記した。



表3.9 出力超過の場合の罰金

最大電力超過の罰金計算のためのパラメータ	
Les paramètres de calcul de la pénalité de dépassement de puissance/ The parameters for calculating the power overrun penalty	
Tangente phi (Tgφ)	FORMULES 計算式
Tgφ<=0,62 力率 85%以上	1,6 x Prime fixe unitaire mensuele x (Puissance maxi male atteinte -puissance souscrite) 1.6 x 月単位固定プレミアム x(達成された最大電力 - 契約電力)
0,62 < Tgφ<=0,75 力率 80%以上 85%未満	3,2 x Prime fixe unitaire mensuele x (Puissance maxi male atteinte -puissance souscrite) 3.2x 月単位固定プレミアム x(達成された最大電力 - 契約電力)
0,75 < Tgφ 力率 80%未満	4,2 x Prime fixe unitaire mensuele x (Puissance maxi male atteinte -puissance souscrite) 4.2 x 月単位固定プレミアム x(達成された最大電力 - 契約電力)

力率逸脱の罰金を計算するためのパラメータは以下の表 3.10 の通りである。

表3.10 力率逸脱の場合の罰金

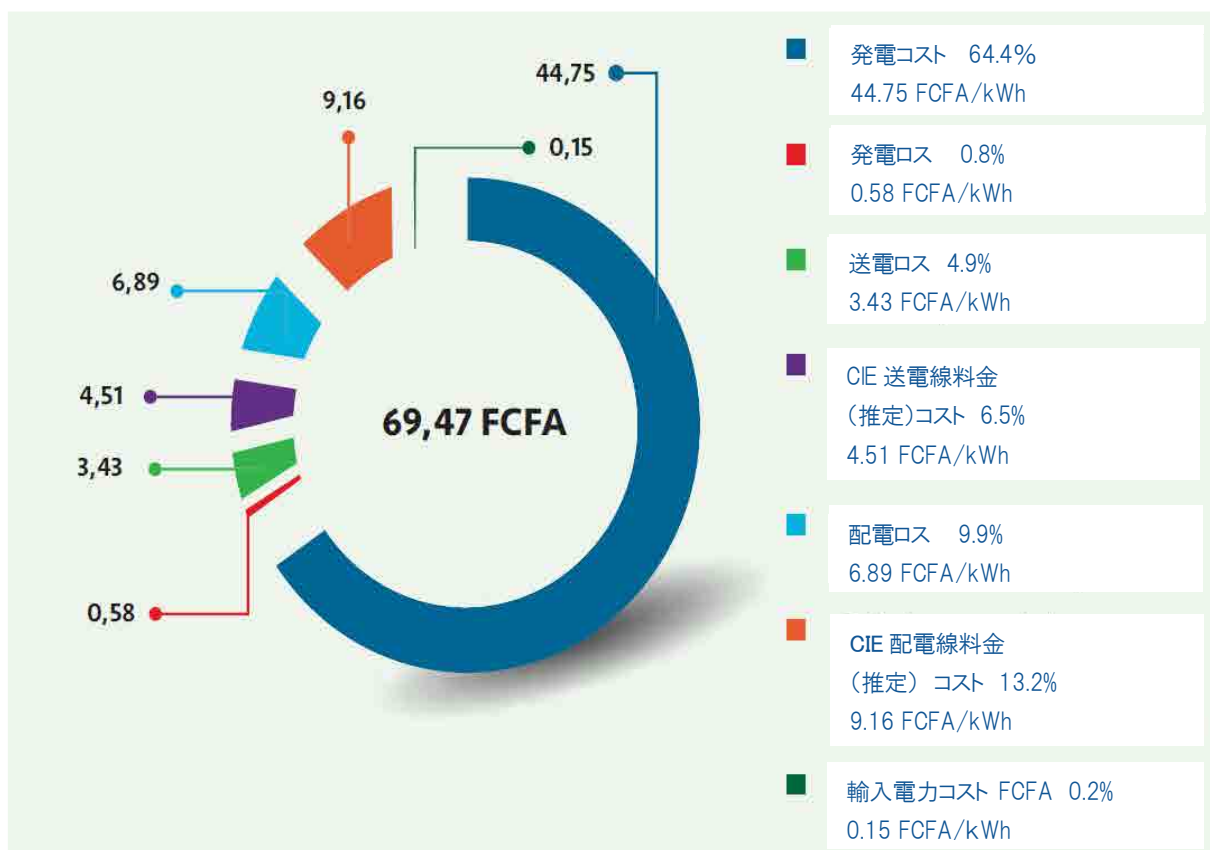
力率逸脱の罰金計算のためのパラメータ	
Les paramètres de calcul de la pénalité pour mauvais facteur de puissance/ The penalty calculation parameters for bad power factor	
Tangente phi (Tgφ)	FORMULES 計算式
0,75 < Tgφ<=0,80 力率 78%以上 80%未満	10,6% x (Prime Fixe mensuelle + montant des consommations) 10.6%x(月額プレミアム+消費量合計)
0,80 < Tgφ<=0,90 力率 74%以上 78%未満	21,2% x (Prime Fixe mensuelle + montant des consommations) 21.2%x(月額プレミアム+消費量合計)
0,90 < Tgφ<=1,00 力率 70.7%以上 74%未満	37,2% x (Prime Fixe mensuelle + montant des consommations) 37.2%x(月額プレミアム+消費量合計)
1,00 < Tgφ<=1,10 力率 67.3%以上 70.7%未満	58,4% x (Prime Fixe mensuelle + montant des consommations) 58.4%x(月額プレミアム+消費量合計)
1,10 < Tgφ 力率 67.3%未満	(79,6 +21,2 x E (10Tgφ-11,11))% x (Prime Fixe mensuelle + montant des consommations) (79.6 + 21.2 x E(10Tgφ-11.11))% x(固定月額プレミアム+消費量合計)

E=Partie Entiere du nombre decimal entre les parentheses

E =括弧内の 10 進数の整数部分

出所 (表 3.9～表 3.10) : arrete interministeriel, PORTANT MODIFICATION DES TARIFS DE L'ELECTRICITE ET FIXANT LE PRINCIPE D'UN REMBOURSEMENT DES ABONNES A L'ELECTRICITE 省庁間デクレ Decre: 電気事業者の改訂とその原則の修正および電気への加入者の払い戻し 2016年6月20日

2016年の電力料金コストの内訳を以下の図 3.2 に示す。全体の 69.47FCFA/kWh のうち、発電コストが約 64%を占めているが、CI-ENERGIES の説明によれば、発電コストを下げる方策としては、①コンバインドサイクルガスタービンによる高効率化、②水力発電の開発 (スプレ水力を含む) があるが、石炭火力開発や、カカオ、カシューナッツ、パームヤシの残滓のバイオマス発電もコスト削減に貢献すると考えられている。



出所: Présentation Secteur Energie Côte d'Ivoire, Réunion des chef de coopération du 6 Février 2018 (EU へのコートジボワールエネルギーセクターに関するプレゼン資料)および ANARE Rapport Annuel 2017 pp.181

図 3.2 2016 年の電力料金コストの内訳

### 3-4 電力系統

#### 3-4-1 電力系統の概要

コートジボワールの電力系統は、225kV 基幹送電網、90kV 地方系統送電網と配電網で構成される。配電網には主に 33kV と 15kV の 2つの電圧階級があり、工場供給を主体とした 5.5kV もある。33kV は工場および都市部から離れた町や農村など小集落への長距離送電用として、15kV は都市部の配電供給用として使われている。送電用変電所における 33kV と 15kV への降圧方式は、現在は 90kV からの降圧が主であるが、225kV から直接降圧する方式が採用されはじめており、この方式を今後の主流にすることになっている。また、今後、アビジャンでは都市部供給用の 15kV を供給力増加と配電線の損失低減の目的で、20kV に切り替えていく計画となっている。

大口需要家へは 33kV と 15kV で供給され、一般需要家へは配電線用変圧器（柱上変圧器、路上設置変圧器）により 380V と 220V の低圧に降圧され供給されている。なお、配電系統には、33kV から 15kV に変圧する変圧器と関連する開閉器を設置した変電所も一部にみうけられる。

コートジボワールの電力系統をみると、次のような特徴があげられる。

- ・ 電源は南部の火力発電所と中南部の水力発電所に偏って存在するが、アビジャンおよびその周辺地域の電力消費量が国内の70%を占めることから、比較的電源と需要地間距離が短い系統構成となっている。
- ・ 大消費地であるアビジャン市中枢部への供給は、アビジャン市を取り巻く225kV環状送電網（外輪系）が構築され、信頼度の高い系統構成になっている。
- ・ 北部および東西に隣国との国際連系線が存在するが、北部のマリ、ブルキナファソへの送電は南部・中南部の電源からの長距離送電となる。
- ・ 内陸部は225kV、90kV共に1回線送電線が多く、変電所の結線も単母線・1バンクが多い供給信頼度の低い系統構成となっている。
- ・ 送電線はほとんどが架空送電線であるが、アビジャン市の一部は90kV地中送電系統となっている。
- ・ 設備形成・系統運用に影響のある自然災害要因については、急激な積乱雲の発達に伴う強風（ダウンバースト含む）、落雷、洪水、海岸部の塩害などがある。

電力系統を構成する主要設備の概要を表3.11に示す。

表 3.11 主要な電力設備概要（2017年）

発電所	火力	総発電量	1,320MW	IPPが所有し運転(2か所) 国が所有しリースでIPPが運転(1ヶ所) 国が所有しCIEが運転(1ヶ所)
	水力	総発電量	879MW	国が所有しCIEが運転(6ヶ所) CI-Energieが所有し運転を外部に委託(1ヶ所)
送電線	225kV	総亘長 5,133km	線路数 23	全て国が所有 Soubre - San Pedro間送電線は225kV設計 で90kV運転になっている
	90kV		線路数 64	
変電所	225kV: 15ヶ所		送電用変圧器 25台	国が全て所有
	90kV: 33ヶ所		配電用変圧器 129台	

出所：CI-ENERGIESの資料を基にJICA調査団が作成

### 3-4-2 基幹電力系統

225kV系統については、北部のLaboa - Boundiali - Ferke間の新設送電線が運用開始（2019年3月予定）されることにより、西部・北部・中央部の225kV系統は、Taaboを起点にSoubre - Buyo - Man - Laboa - Boundiali - Ferke - Bouake2 - Kossouを連系する、送電線総亘長1,460kmに及ぶ内陸部ループ系統が形成されることになる。

アビジャン市を中心とする南部（大アビジャン圏）の系統については、既に、Aboboを起点とするAzito - Vridi - Riviera - Djibiを連系する大アビジャン圏供給ループ系統（以下、アビジャンループ）が形成されている。このアビジャンループ系統とTaaboを起点とする内陸部ループ系統は、Abobo - Taabo間を連系する2回線送電線とアビジャンループのYopougon2とTaaboを連系する1回線送電線の合計3回線で強固に連系されている。

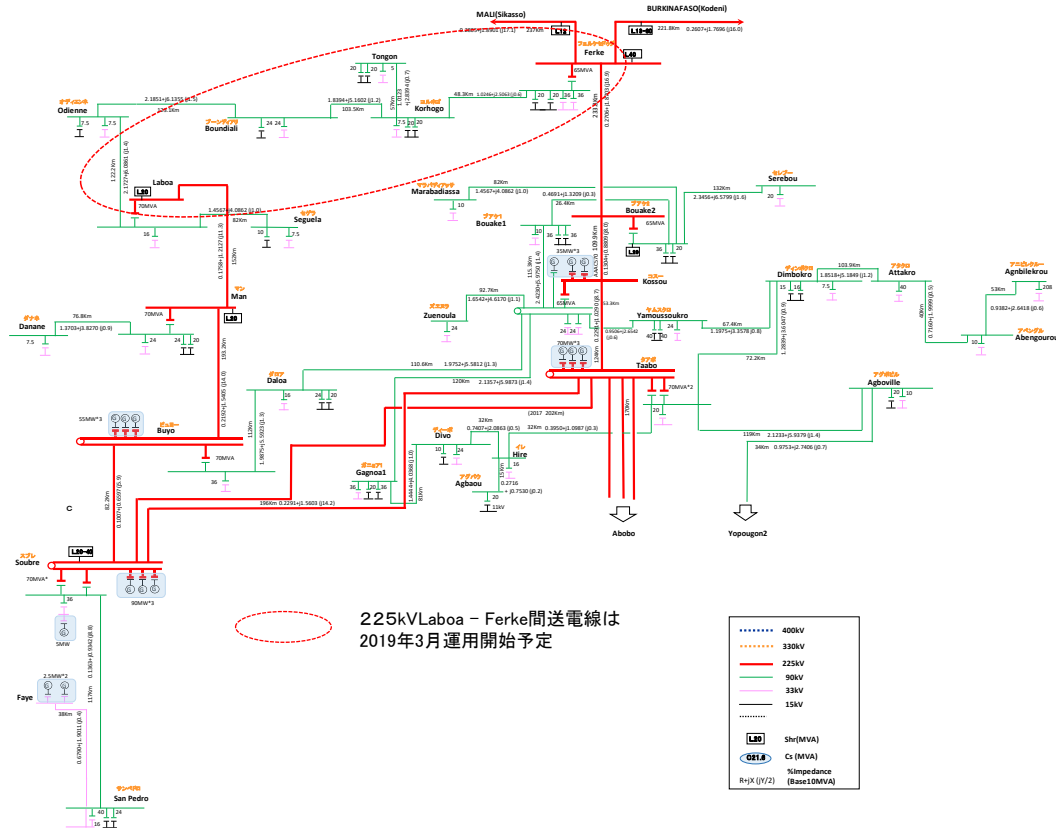
90kV系統については、大アビジャン圏は、アビジャンループを構成する225kV変電所（Abobo、Vridi、Riviera）の90kVと、アビジャン市内の90kV変電所によるループ系統、同様にAbobo、Rivieraの90kVとアビジャン東部の90kV変電所を連系するループを構成している。

内陸部は、225kV変電所の90kV間を複数の90kV変電所を経由して連系する構成がほとんどとなっているが、一部は他の電源変電所と連系されない放射状系統になっている。

第3章 コートジボワール電セクター基情  
 コートジボワール国電力セクターに係る情報収集・確認調査

なお、国際系統連系については、アビジャンループ系統が Bingerville を経てガーナの Prestea と連系され、内陸部ループは Ferke からブルキナファソの Kodeni およびマリの Sikasso と連系されている。

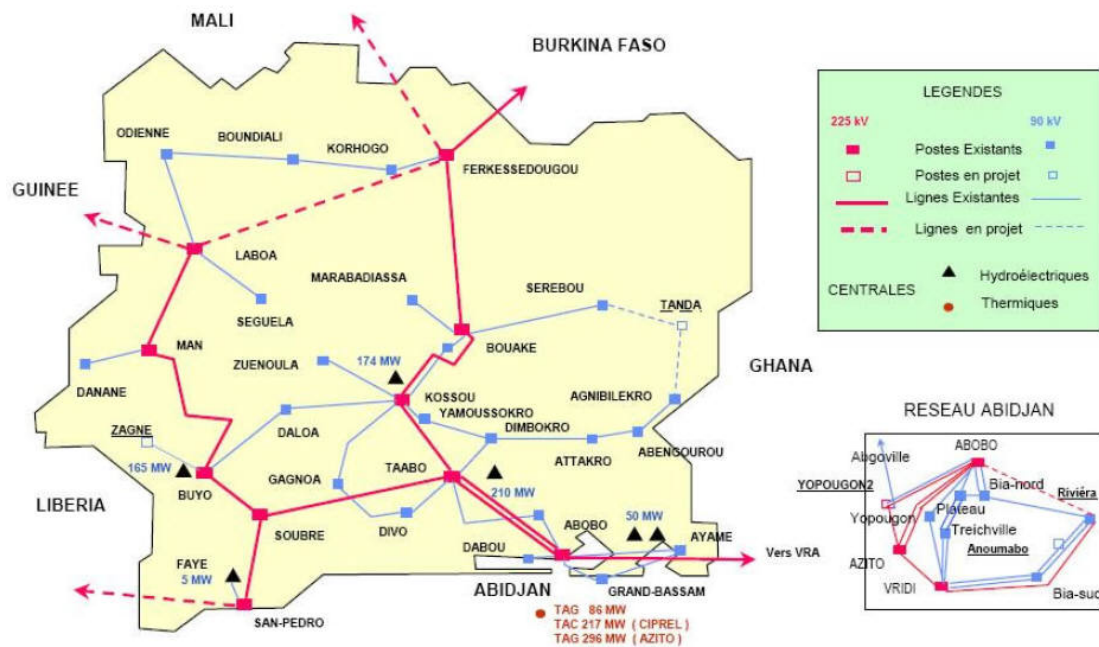
図 3.3 に基幹系統図を示す。



出所：CI-Energies の資料を基に JICA 調査団が作成

図 3.3 内陸部基幹系統図

また、地理的なイメージがわかる送電線図を図 3.4 に示す。



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

図 3.4 送電系統図

### 3-4-3 大アビジャン圏の電力系統

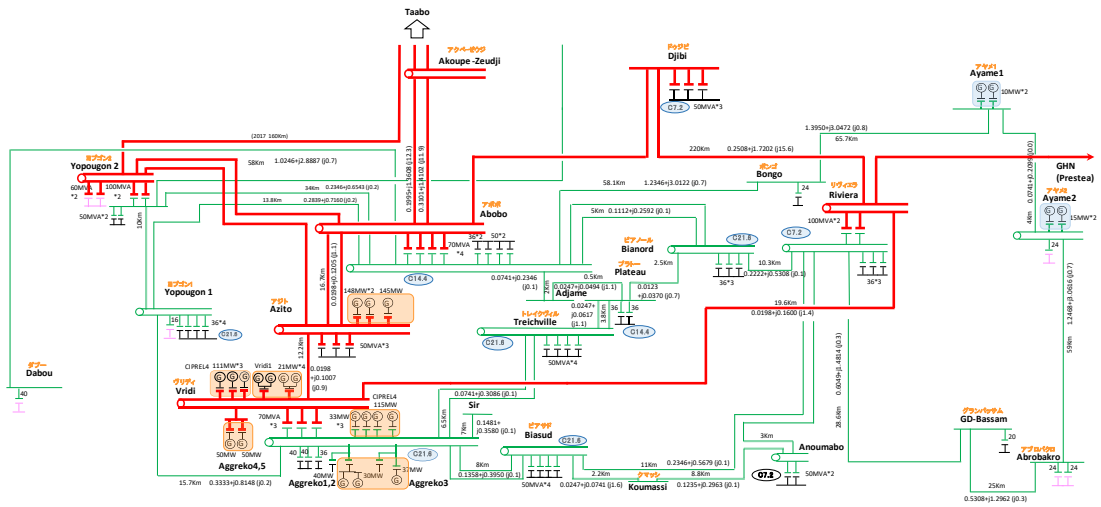
アビジャン市への電力供給は、アビジャン市を取り巻く 225kV 環状送電網により供給される。225kV 環状送電網は、北部の Abobo 変電所 (Taabo 変電所と 2 回線連系) を起点に、ラグーンに面した Azito 変電所 (火力発電の昇圧変電所)、外海に面した Vridi 変電所 (火力発電の昇圧変電所)、Riviera 変電所、Djibi 変電所を経由し Abobo 変電所に戻るルートと、ヨプゴン工業地域に比較的新しく建設された 225kV Yopougon2 変電所 (Taabo 変電所と 1 回線連系) と Abobo 変電所、Azito 変電所との連系により構成されている。

この 225kV 環状送電網から、3 タイプの降圧方式で 15kV 配電供給がされている。1 つ目は 4 箇所の 225kV 変電所で 90kV に降圧され、さらに 15kV の配電電圧に降圧される。2 つ目は 225kV 変電所で降圧された 90kV から、市の中核部にある 6 箇所の 90kV 配電用変電所 (Plateau、Bia Nord、Yopougon、Treichville、Anoumabo、Bia Sud) で 15kV に降圧される。3 つ目は 225kV 変電所で直接 15kV に降圧されるもので、Djibi がこれに該当し、今後はこの方式が都市部の配電供給の標準となる。

アビジャン市周辺部の供給は、Riviera から 90kV でグランバッサム地域の Baasam に送電され、この 90kV 東部系統は Abrobakro を経由し Ayame2 (水力発電の昇圧変電所)、Ayame1 (水力発電の昇圧変電所) に連系し、さらに、Bongo を経由して Abobo に連系する 90kV ループ系統 (Riviera - Bia Nord - Abobo 間も 90kV で連系) となっている。

また、西部は Abobo からダブー地域 (Dabou) に 90kV 供給されているだけである。

図 3.5 に基幹系統図を示す。また、地理的なイメージがわかる送電線図を図 3.6 に示す。



出所：CI-Energies の資料を基に JICA 調査団が作成

図 3.5 大アビジャン圏の基幹電力系統



出所：CI-Energies 系統図

図 3.6 大アビジャン圏の送電線図

### 3-4-4 国際電力連系

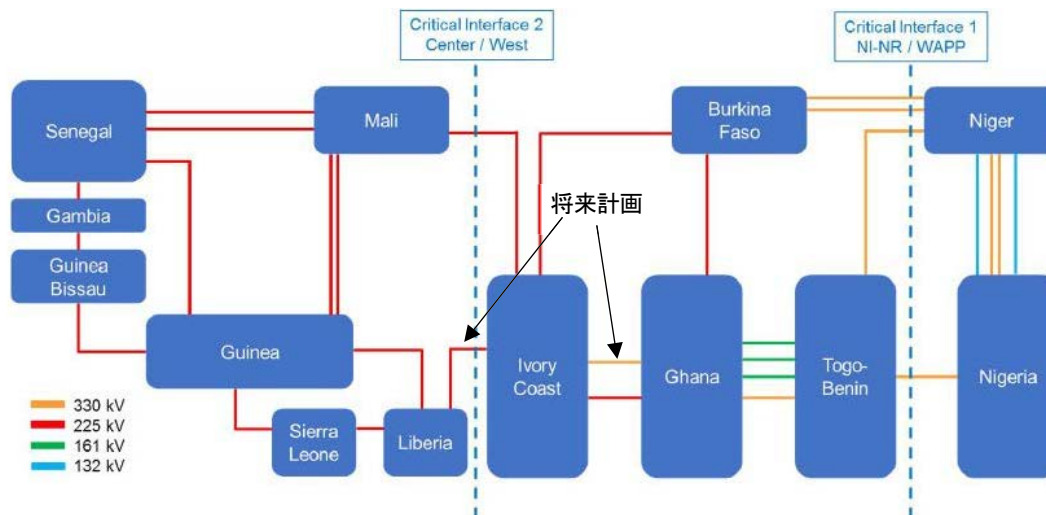
コートジボワールは、西アフリカパワープール（WAPP<sup>4</sup>）で重要な位置づけを担っている。

現在のコートジボワールと隣国との連系線は、北部系統における 225kV Ferke – Kodení 連系線(Kodení はブルキナファソ電力会社 SONABEL の変電所)、225kV Ferke - Sikasso 連系線マリの電力会社 EDM の変電所)、225kVBingerville – Prestea（ガーナの電力会社 GRIDCo の変電

<sup>4</sup> 西アフリカ経済共同体（ECOWAS）参加 15 か国の内 14 か国の同意の下に、ECOWAS 域内の国際電力融通の調整と発電・送変電設備整備の開発促進のため 2006 年に設立された

所) があり、ガーナの VRA を通じベナンの電力会社 CEB が運営するトーゴ・ベナンに融通が行われている。

図 3.7 に西アフリカパワープールの概要を示す。



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

図 3.7 西アフリカパワープール(WAPP)

## 第4章 電力設備の実態と設備運用



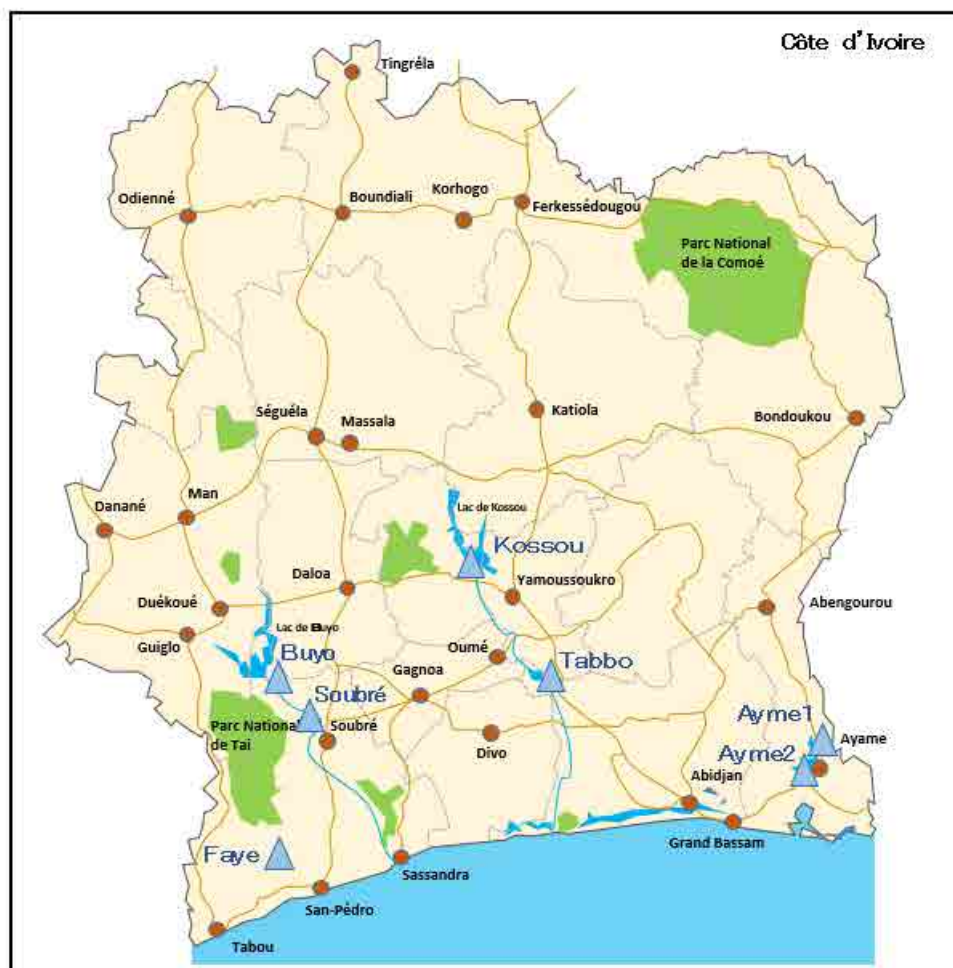
## 第4章 電力設備の実態と設備運用

### 4-1 電力設備の実態

#### 4-1-1 発電設備

コートジボワールにおける 2017 年末現在の発電設備は 2,199MW であり、年間発電量は 9,941GWh で、そのうちの 1,191GWh は隣国に輸出されている。国内消費電力量は 8,716GWh で販売電力量は 6,603GWh となっている。なお、ピーク需要は 1,342MW である。

水力発電については、国内の豊富な水力発電資源の有効活用政策により、1959 年に Bia 川水系の Ayamé 第 1 発電所が運用開始した後、同水系の Ayamé 第 2 (1965)、Bandama 川水系の Kossou (1972) と Taabo (1979)、Sassandra 川水系の Buyo (1980)、Grah 川水系の Faye (1984)、2017 年には Sassandra 川水系に出力 275MW を誇る Soubré 発電所が運用を開始し、2017 年末現在の水力発電所設備容量は 879MW となっている。(図 4.1)

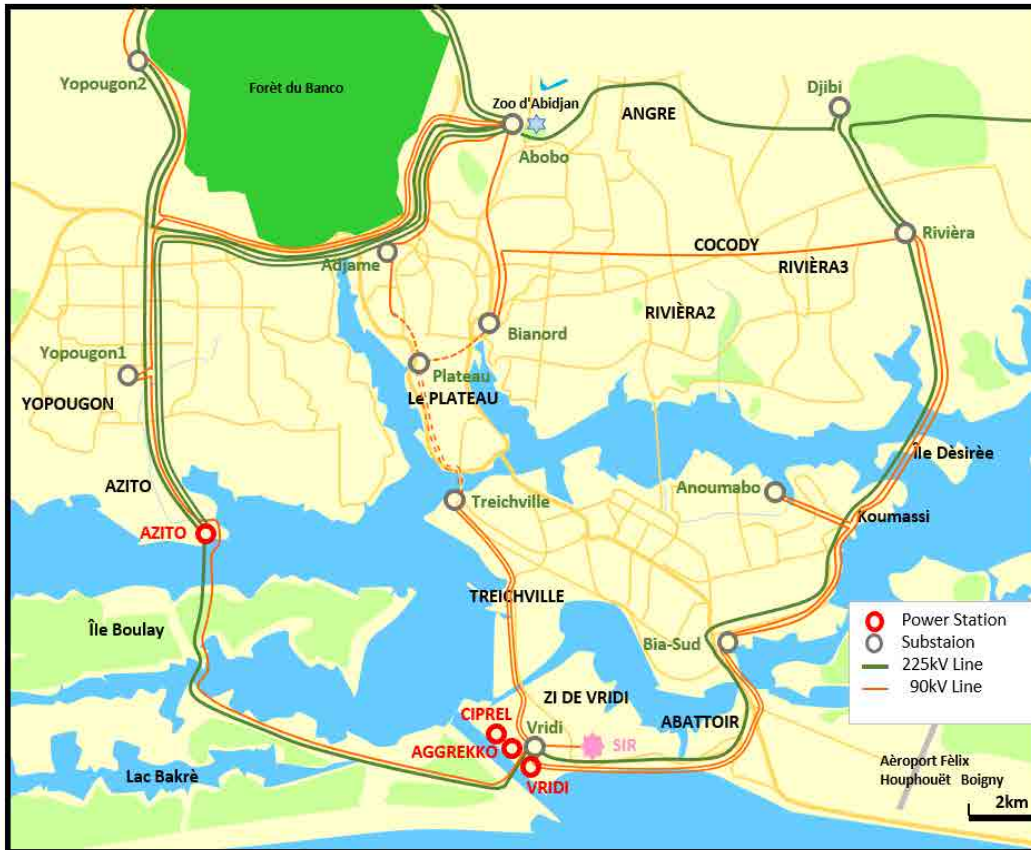


出所：CI-ENERGIES の資料を基に JICA 調査団が作成

図 4.1 水力発電所設置場所

一方、火力発電所については 1984 年に Vridi 発電所が運用開始となって以来、1994 年以降

の FCFA フラン切り下げによる経済復興に対応した需要増大に応えるべく、工事期間が長い水力発電所に代わり新增設が進められた。その結果、独立系発電事業者である CIPREL（コートジボワール発電）による Vridi2 発電所、同じく独立系発電事業者である AZITO ENERGIE による Azito 発電所、AGGREKO 社の Aggreko 発電所が稼働している。2017 年末現在の火力発電所設備容量は 1320MW となっている。図 4.2 に火力発電所が集中しているアビジャン圏の系統図を示す。



出所：CI-ENERGIES の資料を基に JICA 調査団が作成

図 4.2 火力発電所設置箇所およびアビジャン圏系統図

表 4.1 発電設備一覧表

(容量単位:MW)

水力発電所	設備容量	運転開始	火力発電所	設備容量	第1燃料	第2燃料	運転開始
Ayame 1	20.0	1959	Vridi 1 (TG1~4)	100.0	GN	HVO/DDO	1984
Ayame 2	30.0	1965	CIPREL2 (TG5~8)	220.0	GN	HVO/DDO	1995/1997
Buyo	165.0	1980	CIPREL2 (TG9)	115.0	GN	HVO/DDO	1997
Kossou	174.0	1972	CIPREL2 (TG10)	115.0	GN	HVO/DDO	2013
Tabbo	210.0	1979	CIPREL2 (TAV)	119.0	GN	HVO/DDO	2015
Faye	5.0	1984	Azito (TG1, 2)	296.0	GN	DOO	1999/2000
Soubre	275.0	2017	Azito (TAV)	145.0	GN		2015
			Aggreko (TG1~5)	210.0	GN		2010~2013
水力合計	879.0		火力合計	1320.0			

出所：CI-ENERGIES の資料を基に JICA 調査団が作成

設備構成としては、Soubré 発電所が運転開始となったことにより水力発電設備が 40%、火力発電設備が 60%となっている。コートジボワールでは、1980 年代初頭の経済危機や 1983 年の干ばつによる「水力転換」政策の行き詰まりと、実際に大規模送電停止不具合が発生したことにより、水力（水量により左右される）、火力（燃料価格により左右される）の両方のバランスが取れる戦略をとることとし、特定のエネルギー源への依存度を 60%以下に抑えるよう推奨している。

現状の設備構成としては火力設備が 60%となっており、依存度の偏りが是正されているように見受けられるが、降水量に左右される水力発電は発電電力量としては火力発電に比べ不利であることから、火力発電（LNG ガス）への依存は継続している。

さらに、燃料の天然ガスの供給能力はすべてを賄うには不十分であり、天然ガスの入手が困難な場合には、ガスタービン用バックアップ燃料として DDO（留出ディーゼル燃料）や HVO（重質減圧油）を使用している状況にある。

火力発電所は燃料確保の点からも港湾を持つアビジャンに集約され、水力発電所は国内の南西部、中央部、南東部の各水系に分散されている。一方、電力系統上の位置づけとしては、火力による発電力で最大の電力消費地であるアビジャンの電力を賄うとともに、水力の発電量も加えて、中央部を南北に連系されている 225kV 送電線を用いて北部地域への供給と隣国への電力輸出を行っている。

なお、水力発電所については Soubré 発電所を除くすべての発電所が 30 年以上前に運用開始されたものであり、とくに Ayame 発電所は 50 年以上前のものである。設備の経済的な耐用年数をみると、土木設備は 50 年程度であるものの、電気・機械設備は数十年程度であり、早々の改修工事が必要である。

また、Kossou ダムの稼働状況が季節により大きく左右されており、適切な貯水量の確保ができていない状況であり、今後の水力発電所の新設に合わせ貯水量の確保を行うことが肝心である。

火力発電所においては、Vridi 1 発電所が運用開始から 30 数年を経て、度重なる故障や燃料消費率の高さを鑑み、発電・需要バランスに十分な余裕ができた時点で廃止の検討が必要である。なお、AGGREKO 社の発電所については特殊ケースで、合計 200MW（年間平均発電可能量 1,160GWh）のレンタル発電所であり、2019 年末までの延長オプションにより運転を行っている状況である。

表 4.2 に CI-ENERGIES における火力 IPP 発電所に対する「テイク・オア・ペイ」契約を示す。

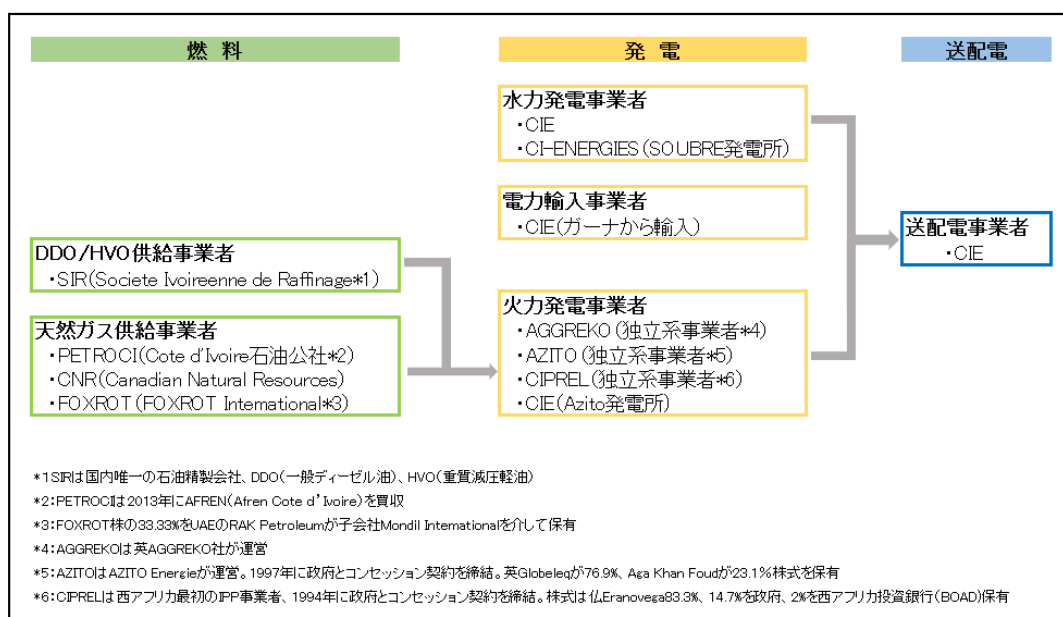
表 4.2 CI-ENERGIES の電力取引「テイク・オア・ペイ契約」一覧

発電所	設備容量 (MW)	契約開始 時期	T&P 終了時 期	年間平均 電力量 (GWh)	KWh価格 (燃料除) (FCFA)	O&M 変動費/固定費 (百万\$)
Azito	427	2015.5	2034	3100	14.19	7.75/3.63
Ciprel (Vridi2)	543	2011.12	2021.12 (2035)	3810	18.798 (~2021)	9.53
Aggreko	200	2013.6	2015.3 レンタル 延長	1160	18.0 (192MW~ 13.775)	

注：O&M 変動費は年間

出所：CI-ENERGIES 資料

発電事業の仕組みとしては、水力発電所、火力発電所及び燃料供給設備から成り立っており、図 4.3 に概略を示す。



出所：CI-ENERGIES 資料

図 4.3 発電事業の仕組み

現在は火力発電所の燃料は天然ガスであり、天然ガス供給事業者がコートジボワール沖合の油田・ガス田を開発して供給している。なお、第2燃料としてコートジボワール石油精製会社(SIR)が供給する重油を選択できる発電所もある(表 4.1 参照)。

天然ガスについては現在の生産量で賄えているが、今後の火力発電所の新設を考慮すると10年以内に不足することが予想されるため開発を推進する必要があるとされている。ただ、既存のガス田の採掘圧力を上げるなどの方法で生産量は維持できている状況である。

なお、天然ガスの需要を十分に満たす目的でアフリカ諸国やカタールからの液化天然ガス(LNG)の輸入も計画されている。特にカタールから輸入するLNGの貯蔵設備として、仏トタル社(Total)の率いるコンソーシアム(コートジボワール政府も出資)が浮体式LNG設備(FSRU: Floating Storage & Regasification Unit)をVridiに建設しており間もなく運転を開始する予定である。この方式は船上で再ガス化してパイプラインを通じてアビジャン近郊の火力発電所に供給するもので、通常のバースや貯蔵タンクの設置が不要なため比較的安価にガス供給が可能である。

#### 4-1-2 送電設備

コートジボワールの2017年時点での90kV以上の基幹系統送電線は、大半が架空送電線(亘長5093km)であり、地中送電線はその1%程度(亘長40km)である。

表 4.3 に2014年からの線路数、亘長の推移を示すが、225kV架空送電線の亘長は381km増加しており、90kV送電線の亘長と同等の設備数量となっている。

表 4.3 送電線網の推移 (2014~2017 年)

	項目	電圧	単位	2014	2015	2016	2017	増減 2014~2017
架空 送電線	線路数	225kV	線路	18	19	23	23	5
		90kV	線路	52	52	54	54	2
		合計	線路	70	71	77	77	7
	亘長	225kV	km	2088	2088	2469	2469	381
		90kV	km	2613	2613	2624	2624	11
		合計	km	4700	4700	5093	5093	392
地中 送電線	線路数	90kV	線路	9	9	10	10	1
	亘長		km	32	32	40	40	7

出所：DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE (2018 年 2 月 CI-ENERGIES) を基に JICA 調査団が作成

(1) 支持物 (鉄塔)

既設送電線の支持物は、主に等辺山形鋼を用いた鉄塔である。225kV 支持物は 1 回線水平配列の烏帽子型鉄塔が多く、90kV 支持物は 1 回線三角配列の四角鉄塔が多い。その他、アビジャン市周辺の市街地には 2 回線垂直配列の四角鉄塔や単柱がある (図 4.4~図 4.9 参照)。また、送電ルートは直線ルートで建設しやすい地形、土地使用状況であるようで、懸垂型の支持物が多くみられた。



図 4.4 225kV 山形鉄塔  
(烏帽子型、1 回線、懸垂、  
Kossou・Bouake 間)



図 4.5 225kV 山形鉄塔  
(烏帽子型、1 回線、耐張、Kossou 周辺)



図 4.6 225kV 山形鉄塔  
(四角鉄塔、2回線、耐張、Abidjan 周辺)



図 4.7 225kV 単柱  
(角型断面単柱、2回線、懸垂、  
Abidjan 周辺)



図 4.8 90kV 山形鉄塔  
(四角鉄塔、1回線、懸垂、  
Taabo-Kossou 間)



図 4.9 90kV 山形鉄塔  
(四角鉄塔、1回線、耐張、Kossou S/S)

また、支持物の付帯設備として、昇塔防止装置や昇塔設備が備わっていることを確認した。昇塔設備は、鉄塔の支柱材に取付けられたステップボルト、ならびにそれと同等の役割を果たすプレートがある。(図4.10～4.13 参照)



図 4.10 付帯設備  
(昇塔防止装置)

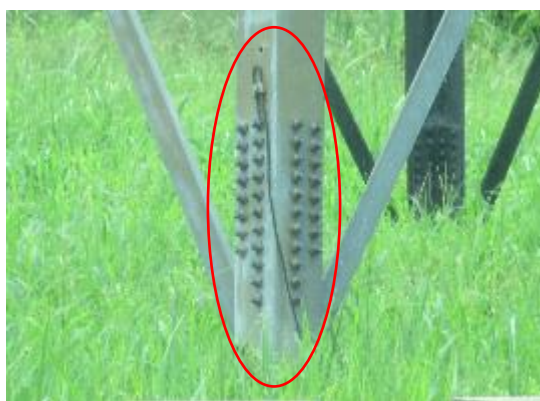


図 4.11 鉄塔脚部接地線



図 4.12 昇塔設備  
(ステップボルト)



図 4.13 昇塔設備  
(プレート)

## (2) 電線

コートジボワールで使用されている電線は表 4.4 の通りであり、主に高力アルミ合金より線（All Aluminum Alloy Conductor、以下 AAAC）が採用されている。日本で主に使用されている電線は鋼心アルミより線（Aluminum Conductor Steel Reinforced、以下 ACSR）であり、これと比較して、以下のような特徴がある。

- ・ 鋼心のない、オールアルミより線（ACSR はアルミ線と鋼線の複合より線）
- ・ アルミ線の強度不足を補うためにアルミ自体の硬度を高くしたもの（ACSR はアルミ線の電気的特長と鋼線の機械的特長を生かして、必要な特性を得ている）
- ・ アルミ線に不純物が混ざるため、導電率は比較的低い
- ・ 素線の導電率 53%、あるいは 58%（ACSR の硬アルミ線は 61%）
- ・ より線としては、外径のほぼ等しい ACSR に比較して同等以上の電気的性能を有する
- ・ 鋼心を含まないため、高温時のクリープ伸び増加割合が大きい

コートジボワールでは、225kV 送電線には AAAC570 mm<sup>2</sup>が採用されているが、初期の送電線には AAAC366 mm<sup>2</sup>が採用されたため、容量不足が課題である。同様に、90kV 送電線においても AAAC228 mm<sup>2</sup>が採用された箇所でも同じ課題に直面している。

表 4.4 電線の特性

公称電圧 (kV)	線種	40°Cにおける 抵抗 (Ω/km)	リアクタンス (Ω/km)	容量性電流 (kVAR/km)	容量 (MVA)
225kV	AAAC 570 mm <sup>2</sup>	0.0588	0.404	143	330
	AAAC 366 mm <sup>2</sup>	0.0937	0.42	147.2	245
90kV	AAAC 570 mm <sup>2</sup>	0.0588	0.404	22.35	132
	AAAC 366 mm <sup>2</sup>	0.0937	0.42	22.95	100
	AAAC 228 mm <sup>2</sup>	0.144	0.42	22.95	75
	ACSR 228 mm <sup>2</sup>	0.171	0.42	22.95	72

出所：電力マスタープランを基に JICA 調査団が作成

## (3) がいし

コートジボワールの送電設備に用いられるがいしは、主にガラス製がいしである。これを採用している理由としては、ガラス部分が破損した場合に容易に発見することができる事が挙げられる。また、コートジボワールの南部はシビアな汚損環境であるため、コンポジットがいしも用いられている。(図 4.14、図 4.15 参照)





図 4.14 がいし装置  
(1連耐張、懸垂、ガラス製がいし)



図 4.15 がいし装置  
(ジャンパー支持、ガラス製がいし)

#### (4) 架空地線

225kV 送電線の架空地線には、光ファイバ複合架空地線 (Optical-fiber composite overhead Ground Wire、以下 OPGW) の採用を標準としており、既に電力システムの制御・保護・通信用の光通信ネットワークが整備されつつある。

#### (5) 線下、周辺環境

鉄塔用地と送電線下は、用地取得時に土地所有者に対し国から一括補償が行われ、国が公共用地として所有している。線下専用用地巾 (Right of Way : R.O.W)にある土地の使用は許可されていないが、実際には、R.O.W は、住居や耕作地として非占使用されているようである。

送電線の線下は、送電線との離隔確保に配慮が必要な高木はまばらにある程度で、草地、低木地、耕作地がほとんどのものであるが、定期的な伐採を行っている。

既設送電線の径間長 (鉄塔とその次 (前) の鉄塔とのスパン) は 225kV で最大 500m、90kV で最大 400m 程度であり、90kV 送電線と 225kV 送電線が平行する箇所は水平距離 30m 程度の間隔をおいていた。



図 4.16 周辺環境  
(Kossou-Bouake 間)



図 4.17 周辺環境  
(Taabo S/S 周辺)

(6) 設備運用

支持物のメンテナンス方法として、コートジボワールでは（日本や諸外国と同様に）防錆塗装を施している。しかし、電力系統の運用上、送電線路を停止することができない箇所では充電部付近の塗装が施すことができていないのが実態である。そのため、支持物下部のみ塗装を施し、上部は未塗装のままである支持物があった（図 4.18、図 4.19 参照）。上部未塗装箇所の防錆塗装を実施する時期は未定である。また、日本のような塩害が著しい島国に比べて、コートジボワール国は全体的に腐食環境がマイルドである。ただし、沿岸部における劣化の進行度合いは内陸部に比べて著しいが見られた。



図 4.18 防錆塗装状況  
(Yamoussoukro S/S)



図 4.19 防錆塗装状況  
(Abidjan 周辺)

### 4-1-3 変電設備

#### (1) 変電所の形態・規模

コートジボワールの2017年時点での基幹系統変電所の数は、225kV変電が15ヶ所、225kV開閉所が1ヶ所、90kV変電所は33ヶ所となっている。変電所の規模を示すデータの1つである変圧器の台数と容量については、225kVが25台、1,835MVAで、90kVが129台、3,834MVAとなっている。

従って、225kV変電所1ヶ所あたりの225kV変圧器の台数は1.7台と、1台の変圧器が停止してもバックアップできる2台（N-1の考え方）を下回っている。変圧器の1台あたりの平均容量は225kV変圧器で73.4MVA、90kV変圧器で24.9MVAである。

表4.5に変電所箇所数および変圧器の台数と容量の最近の推移を示す。喫緊の課題としての90kV系統全体の過負荷と老朽化に対応した、変圧器の増強傾向がみてとれる。

表4.5 変電所箇所数および変圧器台数・容量の推移

	項目	電圧	単位	2014	2015	2016	2017	増減 2014～2017
変電所	箇所数	225kV	ヶ所	14	14	15	15	1
		90kV	ヶ所	32	32	33	33	1
		合計	ヶ所	46	46	48	48	2
変圧器	台数	225kV	台	20	21	25	25	5
		90kV	台	110	118	129	129	19
		合計	台	130	139	154	154	24
	容量	225kV	MVA	1365	1495	1835	1835	470
		90kV	MVA	2996	3328	3834	3834	838
		合計	MVA	4361	4823	5669	5669	1308

出所：DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE（2018年2月CI-ENERGIES）を基にJICA調査団が作成

また、一般に変電所はその役割から、発電所に併設される昇圧用変電所、送電用変電所、配電用変電所に分けられるが、コートジボワールでは1つの変電所でそれぞれの役割を持たせる形態となっている。

225kV変電所15ヶ所の内、6ヶ所が水力発電所・火力発電所の昇圧機能と配電供給機能を持つ変電所、2ヶ所が90kVへの降圧を行わない配電供給機能だけの変電所、残りの7ヶ所は配電供給機能を持つ送電用変電所となっている。

地域別にみると、大アビジャン圏に8ヶ所の配電供給機能を持つ変電所が集中しており、アビジャンの旺盛な電力需要に対応できるようになっている。

表4.6に225kV変電所の変圧器容量別の台数、母線方式（複母線・単母線）、送電線回線数を示す。

表 4.6 225kV 変電所・開閉所

緑は 90/33kV 変圧器の容量×台数、青は 90/15kV 変圧器の容量×台数を示す  
送電回線は、上段が 225kV 送電線回線数、下段が 90kV 送電線回線数を示す

	変電所名 (供給地域)	役割	変圧比(kV)別変圧器容量(MVA)×台数					母線 方式	送電 回線
			225/90	225/33	225/15	90/33	90/15		
1	Taabo (中央)	水力昇圧			82.5*1 x 3			複	6
		送電・配電	70x2			20x1			3
2	Kossou (中央)	水力昇圧			72*1x3		72*1x1	単	2
		送電・配電	65x1			24x2			5
3	Buyo (西部)	水力昇圧			61*1x3			複	2
		送電・配電	70x1			36x1			1
4	Soubre (西部)	水力昇圧			90*1x3			複	4
		送電・配電	70x2			36x1			0
5	Vridi (アビジャン)	火力昇圧			70*1x2 61*1x2 151*1x3		85*1x2 51*1x3 151*1x1	複	2
		送電・配電	70x3			36x1 40x2			5
6	Azito (アビジャン)	火力昇圧			190*1x3			複	4
		送電・配電			50x3				0
7	Abobo (アビジャン)	送電・配電	70x4				50x2 36x2	複	6 7
8	Riviera (アビジャン)	送電・配電	100x2				36x3	複	3 4
9	Yopougon2 (アビジャン)	送電・配電	100x2				50x2	複	3 3
10	Djibi (アビジャン)	配電			50x4			複	2 0
11	Bingerville (アビジャン)	開閉所						複	2 0
12	Akoupe-Zeudji (アビジャン)	配電		60x2				複	2 0
13	Bouake2 (中央)	送電・配電	65x1				36x1 20x1	単	2 3
		送電・配電	65x1			36x2	20x2	単	3 1
15	Man (西部)	送電・配電	70x1			24x1	24x1 20x1	単	2 1
16	Laboa (西部)	送電・配電	70x1			24x1	24x1 20x1	単	1 2
		変圧器合計容量	1,575	120	350	260	680		

出所：DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE (2018年2月 CI-ENERGIES) を基に JICA 調査団が作成

地方供給を担う 90kV 変電所は 33 ヶ所あり、内陸部については、都市部は 15kV 供給、周辺村落へは 33kV 供給が標準的となっている。

表 4.7 に各地域の配電供給を担う 90kV 変電所を示す。

表 4.7 90kV 変電所一覧

緑は 90/33kV 変圧器の容量 × 台数、青は 90/15kV 変圧器の容量 × 台数を示す

水力昇圧 地方供給	Ayame1 10x2(昇圧)	Ayame2 15x2(昇圧) 24x1	(Faye) 33kV*1 2.5x2(昇圧)	
大アビジ ヤン圏	Yopougon 40x1 50x4 複	Plateau 36x2 単	Treichville 50x4 複	Bia-Suid 50x4 複
	Anoumabo 50x2 複	Bia-Nord 36x3 複	Gd-Bassam 20x1 単	Abrobakr 24x2 単
	Dabou 40x1 単	Bongo 24x1 単	Agboville 10x1 20x1 単	合計 162, 920
北部	Korhogo 7.5x1 36&20x1 単	Tongon 5x1 20x2 単	Boundiali 24x1 24x1 単	Odienne 7.5x1 7.5x1 単
	Seguela 7.5x1 16x1 単	合計 51.5, 143.5		
東北部	Serebou 20x1 単	Dibbokro 7.5x1 15&16x1 単	Attakro 40x1 単	Abengourou 10x1 単
	Agnibilekro 20x1 単	Hire 18x1 単	Divo 24x1 10x1 単	Agbaou 20x1 単
	Gagnoa 36x1 36&20x1 単	合計 175.5, 117		
中央部	Bouake1 10x1 36x2 単	Yamoussoukro 24x1 40x2 単	Marabadiassa 10x1 単	合計 44, 152
西部	San-Pedro 16x1 40&20x1 単	Danane 7.5x1 単	合計 23.5, 60	
中西部	Daloa 16x1 24&20x1 単	Zuenoula 24x1 単	合計 40, 44	

出所： DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE（2018年2月 CI-ENERGIES）を基に JICA 調査団が作成

地域別配電供給能力（配電用変圧器の合計容量）を、225kV 変電所と 90kV 変電所、33kV と 15kV 別にみると表 4.8 のようになる。

東北部、中西部には配電供給の拠点となる 225kV 変電所が無いこと、また、主に都市部に供給する 15kV 変圧器と主に周辺村落に供給する 33kV 変圧器の容量の割合をみると、大アビジヤン圏の 15kV 変圧器容量が 84% と圧倒的に都市部供給が多いことが窺える。

表 4.8 地域別・電圧別配電供給能力

15kV 合計の(%)は各地域の 15kV 変圧器容量の全容量に対する比率を示す

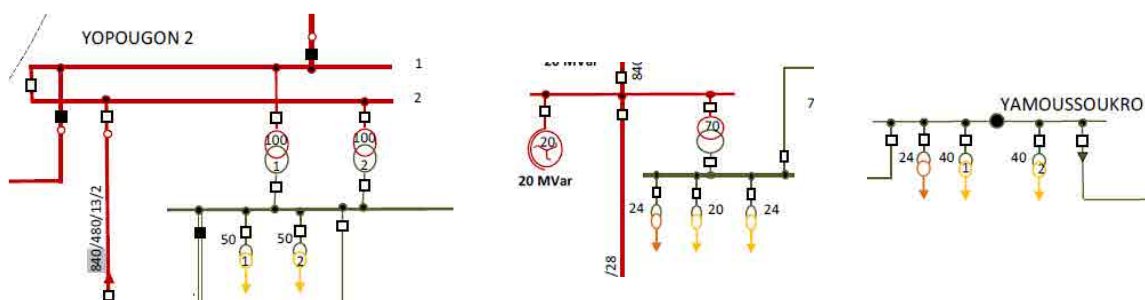
		アビジャン	北部	東北部	中央部	西部	中西部
225kV 変電所	33kV	180	72	-	68	120	-
	15kV	846	40	-	56	88	-
90kV 変電所	33kV	162	51.5	175.5	44	23.5	40
	15kV	920	143.5	117	152	60	44
33kV 合計(935.5MVA)		342	123.5	175.5	112	143.5	40
15kV 合計(2466.5MVA)		1,766 (84%)	183.5 (60%)	117 (40%)	208 (65%)	148 (51%)	44 (52%)

出所： DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE (2018年2月  
CI-ENERGIES) を基に JICA 調査団が作成

### (2) 変電所の結線方式

変電所の結線は、内陸部のほとんどの変電所は、単母線、1バンク構成となっており、設備事故時は連系線に頼らざるを得ない構成となっている。また、電源変電所との連系が1方向になっている放射状系統の90kV変電所が10ヶ所ある。

変電所の母線方式は、重要な変電所については、複母線1ブスタイ(母線連絡用遮断器)方式になっている。単母線方式の一部は、断路器で区分している方式もみられる。図4.20に典型的な母線方式を示す。



出所：CIE 電力系統図

図 4.20 母線方式

### (3) 電圧調整方法

電力系統の電圧は需要および供給力の変動により刻々変化するが、この変化を一定の範囲に収め、需要家が電気機器を支障なく使用できるよう電圧の安定維持を図ることが必要となる。一般的に変電所は、この電圧の安定維持に必要な変圧器による電圧調整と系統に流れる無効電力量の調整を行っている。<sup>1</sup>

コートジボワールでも、負荷時タップ切替器付き変圧器(決められた電圧の範囲内に自動的に変圧比を調整)を標準的に採用し電圧調整を行うとともに、電力用コンデンサーと分路リア

<sup>1</sup> 適正電圧を維持するには、電力系統に散在する無効電力を制御する必要があり、発電機の電圧・力率調整や調相設備の総合運用によって実施する。また、無効電力の調整は電圧調整とともに送電損失の軽減および設備利用率の向上等の経済的運用の目的もある。

クトルなどの調相設備により送電線に流れる無効電力量を調整する方式を採用している。

調相設備の内、コンデンサーについては、アビジャンの需要密度が高い地域の変電所に設置されており、リアクトルについては、内陸部の 225kV 変電所に設置されている。

表 4.9 に調相設備の設置個所数および容量の推移を示す。

表 4.9 調相設備の設置個所数および容量の推移

	電圧	単位	2014	2015	2016	2017	増減 2014~2017
電力用 コンデンサー	11kV	箇所数	3	3	3	3	0
		MVA	22	22	14	14	-7
	15kV	箇所数	22	22	26	26	4
		MVA	151	158	187	187	36
	33kV	箇所数	4	4	4	4	0
		MVA	29	29	29	29	0
	90kV	箇所数	3	3	3	3	0
		MVA	10	10	10	10	0
分路 リアクトル		箇所数	5	5	6	6	1
		MVA	120	120	160	160	40

出所：DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE LA CÔTE D'IVOIRE（2018年2月  
CI-ENERGIES）を基に JICA 調査団が作成

また、表 4.10 に変電所に設置されている主な調相設備を示す。

表 4.10 調相設備一覧

	Abobo	Bia-Nord	Bia-Suid	Plateau
電力用 コンデンサー	15kV 7MVar x3	15kV 7MVar x5	15kV 7MVar x4	15kV 7MVar x2
	Riviera	Treichville	Vridi	Yopougon
	15kV 7MVar x1	15kV 7MVar x3	15kV 7MVar x3	15kV 7MVar x5
分路 リアクトル	Bouake	Ferke	Laboa	Man
	90kV 20MVar x1	225kV 40MVar x1	225kV 20MVar x1	225kV 40MVar x1
	Soubre			
	225kV 40MVar x1			

出所：CIE 電力系統図

#### (4) 変電設備

コートジボワールでの変電設備は、ほとんどの変電所が気中絶縁タイプの変電所である。図 4.21 に 225kV のガス遮断器 (G C B) と 225/90kV, 65MVA の変圧器を示す。



図 4.21 225kV 変電設備

#### 4-1-4 配電設備

アビジャン市の配電網は、電柱への架空ケーブル（被覆電線）添架による架空配電方式あるいは地中ケーブル布設による地中配電方式で設備形成されている。配電線用変圧器・区分開閉器は電柱に装荷せず、道路脇の配電設備収納建屋や地下部分に設置されているようで、市街地の架空配電では、柱上変圧器はほとんど見当たらない。

図 4.22 に配電設備収納建屋と電柱への配電線立上げ状況を示す。



図 4.22 配電設備収納建屋と電柱への配電線の立上げ状況

一方、市街地を離れると、図 4.23 に示すような形状が標準化されたコンクリート製の電柱による架空配電方式となっており、配電線用変圧器も電柱に装荷されている。

配電線には区分開閉器が設置されており、アビジャン圏の配電網の一部には、アビジャン配電系統制御所から遠方制御可能な区分開閉器が設置されており、配電自動化の運用が始まって



いる。図 4.24 に柱上変圧器と手動操作の区分開閉器を示す。



図 4.23 標準化されたコンクリート製配電柱



図 4.24 柱上変圧器と手動区分開閉器

#### 4-1-5 監視制御システム

アビジャンには CIE の給電指令所があり、集中監視制御システム (SCADA、アルストム製) を使って、発電所の運転データと基幹系統の監視データに基づく発電機の運転指令 (需給運用) と基幹系統の開閉設備の制御指令を行っている。

SCADA は、1981 年に導入以来、2011 年と 2016 年に更新し、最新の設備になっている。

また、アビジャンの配電系統を監視・制御できる、配電制御システムも給電指令所に併設されて設置されているが、このシステムを使った運用は 2016 年に始まったばかりである。

## 4-2 電力設備運用

### 4-2-1 系統運用実施体制

#### (1) 電力系統運用状況

CIE の給電指令所の SCADA を使った需給運用（電力需要変化に応じた発電機の運転指令）は、年単位、月単位、日単位の需要想定を実施し発電所の運転員に、発電機の起動・停止、出力調整などの指令を出している。

系統の安定運用については、設備事故などにより電力系統の周波数が、予め決められた範囲を逸脱する可能性がある場合には、規模の大きい Taabo 発電所と Azito 発電所で発電機の出力を制御し周波数を調整（±0.4Hz 以内に調整）する運用を行っている。

電力融通については、ブルキナファソとマリに年毎の契約に基づく一定量（150MW 程度）を輸出している。ガーナとの 2018 年の融通契約は、常時、連系線は開き（オフ）の状態にしており、需給バランスが崩れそうな時などにスポット的に連系線を使い（オン）融通することになっている。WAPP の需給運用については、5 つのゾーンに分けられて、それぞれで運用しているが、コートジボワール、ブルキナファソ、ガーナの連系系統については、コートジボワールとガーナの大きな発電機で調整することになっている。

今後、北部に変動の大きい大規模な太陽光発電所が連系されてくる場合の、需給運用や系統連系上の技術的課題については、検討を始めたばかりとのことである。

CIE の運用部門には、需要予測をするチーム、事故が発生した場合の事故解析を行い対策に反映する統計データ管理チーム、システムや通信設備を管理するチームなどがある。特徴的なのは、電力系統で大きな事故が発生した場合には、事故分析のための委員会が招集され、対策の検討がされることである。

給電指令所は需給運用を行う責任者と運転員、基幹系統の監視・制御指令を行う責任者と運転員それぞれ 2 名の当直員がおり、12 時間の 2 交代勤務を行っている。

#### (2) 変電所監視体制

変電所は、現在、全て有人変電所（運転員が変電所に常駐、基幹系変電所は 3 人体制、他は 2 人で夜間は変電所隣接の社宅に住み断続監視）となっている。

電圧運用では、負荷時タップ切替付き変圧器については自動運転しているが、調相設備については手動による使用・不使用操作を行っている。

現在、給電所と変電所間の通信設備の整備を進めており、今後遠隔制御できる変電所を拡大し、運転員の無人化を推進する予定である。

# 第5章

## 電力設備計画

## 第5章 電力設備計画

### 5-1 電力設備計画の概要

#### 5-1-1 電力マスタープラン

2014-2030年におけるコートジボワールの発電・電力流通設備計画マスタープラン（PLAN DIRECTEUR DES OUVRAGES DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT D'ENERGIE ELECTRIQUE DE LA COTE D'IVOIRE POUR LA PERIODE 2014-2030、以下、電力マスタープラン）は、ベルギーのエンジニアリングコンサルタントである Tractebel Engineering<sup>1</sup>の調査に基づき2015年6月に策定された。

電力マスタープランは、まず、策定時のベース年である2013年の電力系統の実態について分析し、次に、電力設備計画と需要予測に基づく2015年、2017年、2020年、2025年、2030年の各年次（断面）における電力系統の状況を設定し、系統解析による分析を行い、必要な設備計画と投資について提言がされている。また、予測の不確実性を考慮したシナリオを設定した分析も行っている。

電力マスタープランの構成は、第I巻が「要約」で、第II巻は「現状分析」として調査の前提、計画および運用の基準、系統解析方法、現状系統の課題などが記載され、第III巻「需要予測」、第IV巻「発電（電源計画）マスタープラン」、第V巻「送変電（電力流通設備）マスタープラン」となっている。また、附属資料には、「需要家とIPP事業者に関わる事項」、「配電マスタープラン」、「農村電化（地方電化）マスタープラン」、「送・変・配電設備の自動化と通信システムのマスタープラン」が載せられている。

電力マスタープラン策定の背景には、今後、経済発展と農村電化、西部の鉱山開発などによる電力消費量の急速な伸びが予想され、また、WAPPにおける役割がますます重要になる中で、電力系統が抱える発電能力の余裕の低下、国内天然ガス資源の枯渇を加速させる要因ともなっている高い火力発電への依存度、電力系統の低い供給信頼度と効率などの課題への対処が求められていることがある。

従って具体的な目標として、電力不足確率（LOLP）を2030年までに年間24時間以下に抑えること、国内のエネルギー安全保障を確保するためバランスの取れた電源開発戦略（特定のエネルギー源への依存度を60%以下に抑える）とすること、再生可能エネルギーの利用に関し2030年を目処に設備容量の20%に到達することがあげられている。

また、電力供給率（電力供給されている集落の数／総集落数）の改善に向け、居住者500人を超える集落を対象に電力供給を開始（平均すると年間25MW）、電力利用率（電力供給を受けている集落の人口／全人口）の向上に向け、「万人のための電気供給プログラム」（2014～2020年に年平均20万世帯への給電を目指す）の実施が予定されている。

さらに、消費電力の低い照明器具の使用、公的建築物内での消費電力削減などに関する具体的なエネルギー効率化措置も取り上げている。

提言は多岐にわたり、制度的枠組みの強化、電力セクターに関する財政整備、電力セクターの負担軽減、コンセッションナーであるCIEの報酬の見直し、ガス買入れ価格の下方修正、電力網の効率改善（電力需要のコントロール強化、エネルギー需要のコントロール、省エネに対する家庭への啓蒙、官民両部門におけるエネルギー需要の最適化）、輸出価格の調整、国際電力

<sup>1</sup> Tractebel Engineering：世界的に有名な電力エンジニアリングコンサルタントで、フランスのGDF SUEZの傘下にある。WAPPが2011年に策定したマスタープラン（近々改訂予定）の調査も実施している。

融通相手国と締結している電力供給契約の見直し、短・中期的な国家からの財政支援及びガスの政府取り分からの一部割り当てなどである。

電力マスタープラン実現のための設備投資については、国家予算における電力セクターへの配分の長期計画として、発電所および送電網に約5兆CFAフランの投資を予定しているが、国家財源の確保、プロジェクトに関心を持つプロモーターの事業遂行能力などの課題が挙げられている。

### 5-1-2 電力需要予測

電力マスタープランにおけるコートジボワールの電力需要の伸びは、表5.1に示すように、短期的に10～12%、2020年以降は5～7%に達すると予測されている。

表 5.1 電力需要の伸び

	2014年	2015年	2017年	2020年	2020年	2030年
電力量 [GWh]	7,332	8,251	9,945	12,662	17,598	22,799
伸び率 [%]	9	13	9	8	6	5

出所：CI-ENERGIESの資料を基にJICA調査団が作成

電力マスタープランにおける将来的な電力需要予測は、主にGDPと人口による線形回帰により行なわれており、この他に鉱山や工場への供給、農村部への新規電力供給、エネルギー効率化などによる影響も考慮されている。また、電力マスタープランでは、表5.2、表5.3に示すように、「高」「中」「低」3つの需要予測シナリオが策定されており、いずれも将来的な需要の伸びが過去の実績を上回るものとなっている。

電力マスタープランの需要予測に使用した諸条件は次のとおりとなっている。

#### 【回帰モデル】

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

Cons：相互接続網の正味電力消費量（供給電力）

Pop：コートジボワールの人口、PIB：実質GDP

A1、A2：荷重係数、B：定数項、e：誤差

表5.2 需要予測シナリオの前提

	「中」シナリオ	「高」シナリオ	「低」シナリオ
人口	2023年まで年間+2.2% 2023年以降年間+2.1%	2023年まで年間+3.0% 2023年以降年間+2.8%	2023年まで年間+1.7% 2023年以降年間+1.6%
GDP	2014～2015年は年間+8% 2016年以降年間+5%	201～2015年は年間+10% 2016～2018年は年間+8% 2019年以降年間+6%	2014～2015年は年間+7% 2016年以降年間+3.5%
農村部への 新規電力供給	年間500集落、平均ピーク消費量50kW	同左	同左
鉱山	年間25MW給電	年間25MW給電	年間10MW給電
エネルギー 効率化	消費電力の低い照明器具 (50～100MW) 街灯(0.5～1.5MW)	消費電力の低い照明器具 (50～100MW) 街灯(0.5～1.5MW)	消費電力の低い照明器具 (50～100MW) 街灯(0.5～1.5MW) 公的建築物(4MW)

出所：CI-ENERGIESの資料を基にJICA調査団が作成

表5.3 需要予測シナリオごとの需要予測

シナリオ		2014	2015	2017	2020	2025	2030
「高」	電力量[GWh]	7561	8685	11014	14551	20917	28134
	増加率	12%	15%	13%	10%	8%	6%
	発電出力[MW]	1190	1331	1696	2249	3249	4388
	増加率	10%	12%	13%	10%	8%	6%
「中」	電力量[GWh]	7332	8251	9945	12662	17598	22799
	増加率	9%	13%	10%	8%	7%	5%
	発電出力[MW]	1153	1260	1521	1941	2708	3518
	増加率	9%	9%	10%	8%	7%	5%
「低」	電力量[GWh]	7001	7614	8759	10563	13693	16634
	増加率	4%	9%	7%	6%	5%	4%
	発電出力[MW]	1103	1168	1349	1634	2129	2593
	増加率	2%	6%	7%	7%	5%	4%

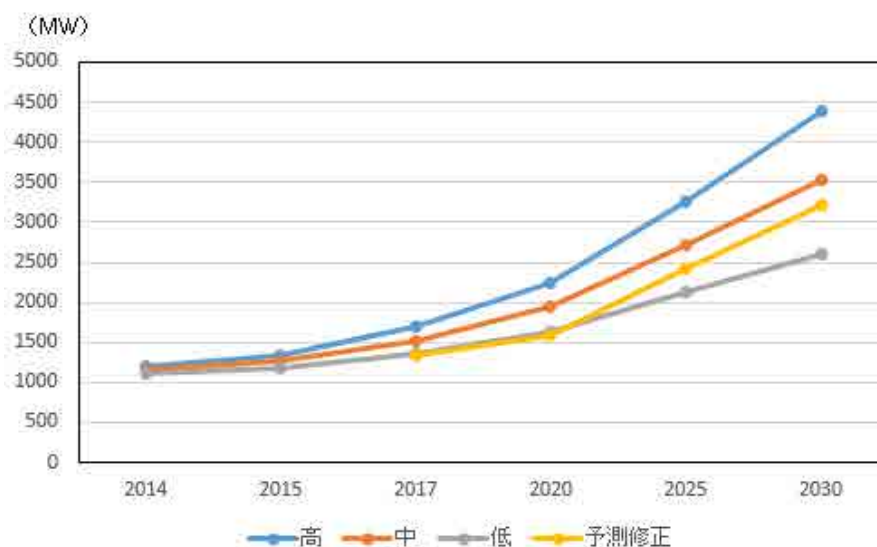
出所：CI-ENERGIESの資料を基にJICA調査団が作成

今回調査においてCI-ENERGIESに、電力需要（GWh、MW）についての至近実績および今後の見通しについて聞き取りを行った結果を表5.4と図5.1に示す。

表5.4 至近の実績と電力需要予測の修正

	電力需要(GWh)	ピーク需要(MW)
2017年	8,716	1,342
2020年	10,413	1,594
2025年	15,745	2,429
2030年	20,849	3,216

出所：CI-ENERGIESの資料を基にJICA調査団が作成



出所：CI-ENERGIESの資料を基にJICA調査団が作成

図5.1 需要予測シナリオと予測修正値

2017年について電力マスタープランと実績値を比較すると「低シナリオ」の値にほぼ一致するが、今後2030年までの見通しについては、電力マスタープランの「低シナリオ」と「中シナリオ」の中間に位置する想定となっている。このことから、今後需要想定に関わる各因子に大きな変化・政策変更等がない限り電力マスタープランの想定シナリオに沿うことは妥当であると考えられる。

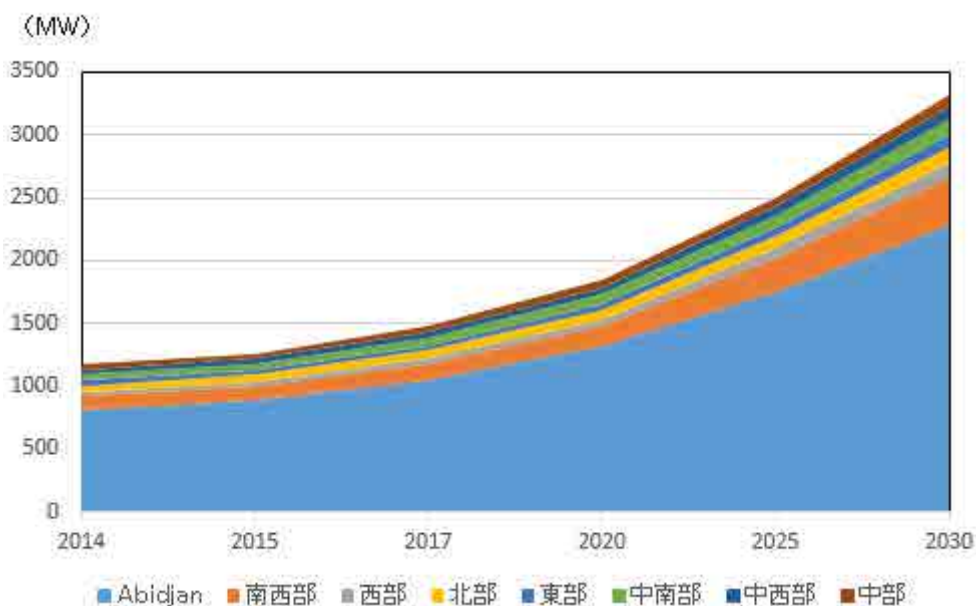
地域別の需要については、図5.2に示す通り、アビジャンおよびその周辺地域と内陸部（南西部、西部、北部、東部、中南部、中西部、中部）に大きく分類され、地域局ごとに需要想定が行われるが、過去30年（1984～2012年）にわたる実績からアビジャンおよびその周辺地域における消費電力の割合が安定的に国内全体の70%を占めていることが確認されている。

しかしながら、最近では内陸部の一部地域（主に南西部）において他地域を凌ぐ急激な伸びが確認されている。この南西部における電力消費の伸びは当該地域の人口増加と、San-Pedro周辺における産業の振興によるものであるが、将来的には南西部だけでなく内陸部全体の消費量の伸びが今より加速していくものと考えられる。

こうした背景を考慮し、アビジャンおよびその周辺地域の需要は国内全体に対し現在の約70%から2030年には64%レベルに落ち着くと想定される。



出所：CI-ENERGIESの資料  
図5.2 コートジボワール地域局エリア図



出所：CI-ENERGIESの資料を基にJICA調査団が作成

図5.3 地域別需要予測（中シナリオ）

表5.5 地域別電力需要実績と予測値（中シナリオ）

	2014	2015	2017	2020	2025	2030
アビジャン	803	891	1048	1316	1745	2282
内陸部	349	369	473	625	963	1236
南西部	113	115	131	166	282	383
西部	34	33	37	45	74	115
北部	57	58	66	78	97	124
東部	35	34	39	46	59	84
中南部	49	50	69	81	108	142
中西部	41	39	45	55	73	96
中部	40	40	45	54	69	89

出所：CI-ENERGIESの資料を基にJICA調査団が作成

図5.3および表5.5に地域別の需要実績および予測値（中シナリオ）を示す。

225 k V 基幹系統の Kossou-Bouake-Ferke を拠点とする供給エリアは、中南部、中部、東部および北部、中西部の一部に広くわたっており、2017年の250MW程度から2030年には500MW程度に増加する想定となっている。

### 5-1-3 電力系統解析

電力系統の設備計画を策定するためには、決められた電力系統の供給信頼度が満たされているかを各種解析計算によって確認する必要がある、その結果から供給信頼度を維持するための電力系統の運用容量が決定され、必要な設備の新增設計画が定まる。



発電機や送電線、変圧器、配電線、負荷など多くの機器で構成される電力系統には電力の発生・輸送に係る種々の制約事項が存在する。制約事項としては、単一設備ごとに通電できる電流容量とネットワーク全体の安定性からの両側面からの制約がある。制約事項としては次のものが挙げられる。

- ・ 熱容量：電力系統を構成する機器の熱的耐力の制約
- ・ 周波数：周波数を安定に維持するための制約
- ・ 電圧：電圧の安定性を維持するための制約
- ・ 安定度：発電機の同期運転の安定性を維持するための制約

電力系統を安定に運用するためには、これらすべての限界を超えないようにする必要があり、この輸送能力の限界の潮流を「運用容量」として設定している。

ただ、すべての事態に対して停電を回避しようとする経済的合理性が損なわれるため、各国において電力の安定運用と経済的な合理性のバランスを図るための指標として信頼度基準を定めている。一例として日本における信頼度基準と評価方法について示すが、基本的な考え方は多くの国々も同様である。

表 5.6 設備健全時・故障時の信頼度基準

設備健全時	◇潮流が設備の常時容量を超えない。 ◇電圧が適正に維持される。 ◇発電機が安定に運転可能。
設備故障時 (N-1 故障)	◇原則として供給支障を生じさせない。ただし、その影響が限定的な供給支障は許容。 ◇電源の連系する系統：その影響が限定的な発電支障にとどめる。
設備故障時 (N-2 故障)	◇稀頻度であることから一部の電源脱落や供給支障はこれを許容。ただし、供給支障規模が大きく社会的影響が懸念される場合などは対策を行うよう考慮

※N-1 故障：送電線 1 回線、変圧器 1 台、発電機 1 台の故障を原則

※N-2 故障：送電線 2 回線故障時の機器装置 2 箇所以上同時損失を伴う故障など

表 5.7 信頼度基準の評価方法

項目	評価方法
設備の常時容量と過負荷容量	送電線、変圧器等の機器損傷を防止するため、潮流が設備の「常時容量」、「過負荷容量」を超えないことが必要である。
系統安定度	交流の電力系統では「系統安定度」が保たれなくなると発電機が脱調し、電力系統に大きな影響を与えることから系統安定度の確保が必要である。具体的には、「過渡安定度面」、「定態安定度面」から安定であることが必要であり、系統安定度が確保できない場合は、送電線の多ルート化、中間開閉所の設置等適切な対策を行う。
電圧安定性	電力系統では、夏季の重負荷期における負荷の急激な増大、送電線故障等による系統じょう乱をきっかけとして電圧制御に有効な調相設備や変圧器タップ等の制御効果が不十分となり、電圧安定性が維持できなくなると、電圧が異常な水準まで低下し、最終的には広範囲な供給支障に至ることがあることから、電圧安定性の確保が必要である。電圧安定性が確保できない場合は、無効電力補償装置の設置等適切な対策を行う。
周波数維持	大電源の脱落等により周波数が大幅に低下すると、運転可能周波数を逸脱するために系統に連系している他の発電機も連鎖的に脱落し、さらに周波数が低下して広範囲な供給支障に至ることがあることから、適切に周波数を維持する必要がある。周波数面での基準を満足できない場合は、送電線の多ルート化等適切な対策を行う。

さらに制約事項については次のようになっている。

- ・ **熱容量**：電力機器（送電線、変圧器など）への通電時には通過電流の大きさに応じてジュール熱による温度上昇が発生する。機器仕様においては連続して使用可能な熱容量を定格として表現する場合もある。
- ・ **周波数**：周波数は発電機の回転速度に比例し、瞬時瞬時で需要（電力消費）と発電量（電力生産）を合わせる必要がある。  
周波数が乱れると、需要家側ではモーター回転数のばらつきが生じ、工場のオートメーション作業などで正確な機器動作が妨げられたり、紡績や製紙工場など高速度電動機の制御が不安定となるなど、製品の品質に影響がでて不良品増加の恐れがある。また、系統側においては周波数の変動による発電機タービン振動が発生し、大幅な周波数変化の場合にはタービン軸故障にいたることもあり、安定運転に大きな支障となる。
- ・ **電圧**：電力系統を安定に運転するには、電力系統の各部の電圧を適正值に維持する必要があり、適正化するための基本的な考え方は電源から配電線に至る系統各部の無効電力バランスを適正にすることである。無効電力を制御するためには、電力用コンデンサや分路リアクトル、同期調相機などの無効電力発生・消費機器を使用するとともに、変圧器の巻線比を制御して1次、2次電圧を調整する負荷時電圧調整装置（負荷時タップ切替器）を用いる。  
また、電力系統では系統の状況により送電電力の限界、いわゆる安定運転限界需要が決まる。需要が限界需要を超えると電圧不安定現象が惹起し、大規模停電に至る可能性がある。このように系統に擾乱があった場合に、電圧が新たな平衡点に落ち着く系統の能力や性質のことを系統の電圧安定性という。通常、電圧安定性については送電電力と系統電圧の関係を示したP-Vカーブで評価する。
- ・ **安定度**：電力系統に接続されている発電機の大半は同期発電機であるため、同じ速度で回転することが必要である。この速度で運転している状態を同期運転といい、同期運転を維持できる度合いのことを一般に系統安定度と呼んでいる。系統安定度も大きく二つに区別されており、定態安定度は、2回線送電線の1回線停止時などの通常の操作時における発電機が安定運転を継続できるかを確認するものである。また、過渡安定度とは、1回線地絡事故時主保護遮断などが発生しても発電機が安定運転を継続できるかを確認するものである。  
通常の電力系統では過渡安定度が問題となることが多いが、その概念は送電電力と発電機と負荷端の位相角差 $\delta$ の関係で示したP- $\delta$ 曲線（等面積法）で説明できる。

電力マスタープランにおいては現状の2013年をベースに、2015年、2017年、2020年および2025年、2030年の各年次について系統解析を実施している。

電力系統解析の主たる目的は、電力系統の設備増設および電力系統の運用に際して、予め決められている設備計画基準や安定に運用するための基準に適合しているかを確認することであり、設備形成や系統運用方法のあらゆるバージョンについての検討が求められる。

電力マスタープラン策定においては、現状の設備不足などを考慮し、ヨーロッパ規格の当初からの適用は困難なことから、2007年に策定されたWAPP運用マニュアル等を模範にした計画および運用基準を参考にしている。

WAPPガイドラインではN-1原則を適用している。N-1とは送電線や変圧器などで一つの設備が停止した状態のことであり、この状態でも原則的に停電等の社会的な影響が生じないような信頼度の高い電力系統が望ましい。以下にWAPPガイドラインを基にした電力マスタープランの系統信頼度の考え方を示す。

- ・ 電圧が正常状態で定格電圧の $\pm 5\%$ 以内、N-1状態(事故後)で $\pm 10\%$ 以内とする。

- ・ 設備負荷率は正常状態では定格容量の100%以内、N-1状態では送電線は110%以内、変圧器は120%以内とする。
- ・ N-1状態では停電が発生せず、保護装置による発電機や負荷の遮断、他国との連系線遮断が生じないこと。
- ・ 周波数範囲は正常状態で49.9Hz～50.1Hzの範囲内であること。N-1状態（発電機1台或は他国連系線の一つが喪失）では事故後30秒の偏移が-0.2Hzをこえないことと最大過渡周波数が0.5Hzを超えないこと。特に事故の重大性に関わらず、常時48Hz～51.5Hzの範囲で運用しなければならない。
- ・ 他国連系線の無効電力は電圧降下の抑制や送電容量を有効電力に充てるため最低限に維持する。可能であれば連系線発生無効電力を抑制する。
- ・ 系統の過渡安定度および動態安定度が維持されること。具体的には、変電所端における三相短絡事故においても発電機同期運転が維持され稼働継続がなされることとし、故障継続時間（遮断器遮断時間）については90kV系統で150ms、225kV系統で120msとする。なお、発電機の角速度が事故直後の最大偏移から減衰しているかによって判断する。
- ・ 瞬時予備力についてはWAPP運用マニュアルの推奨としてWAPP連系系統の2つの最大発電設備の合計である400MWに、コートジボワールの負担係数（WAPP系統内での同国発電電力配量に基づく、約0.2）を定したものとする。約80MW程度。

以上の考え方については、日本の電力系統の信頼度基準とも整合が取れており、今後のコートジボワール国の電力設備の新增設計画の方針として妥当と考える。

電力マスタープランでの解析においては、コートジボワール電力会社電力潮流局（CIE:DME）から提供されたPowerFactory（DigSILENT社製）のデータをTractebel社がEurostagを基に開発したSmart Flowシステムを用いて90～225kV系統のすべての設備を対象に解析を実施している。

2013年系統の解析結果は以下のとおりである。

- ・ N-1事故時に事前電圧から10%以上電圧が低下するものとして、母線セクションCBの事故、ループ系統送電線事故、電圧上昇用のコンデンサの事故がある。概ね80%以上の電圧を維持できているがコンデンサ事故では77%まで電圧が低下するケースもある。
- ・ 逆に事前電圧から10%以上電圧が上昇するものとしては北部のブルキナファソやマリへの連系線事故に伴う潮流低下で長距離送電線の大地静電容量による電圧上昇があげられ、最大116%まで上昇する。また、電圧を下げるための用いる分路リアクトルの事故による電圧上昇については最大117%のケースがある。
- ・ N-1事故では電圧変動だけでなく、供給線や変圧器の停止で一部地域に停電が発生するケースも多い。これは1回線送電線や変圧器1台の変電所などの設備状態であれば、当該設備が停止した場合は当然停電が発生するためである。さらには、計算自体が収束しないケースも多くある。需給バランス上で収束できない場合もあるが、ループ系統中の225kV、90kV送電線の事故による電圧低下が原因で収束できない、いわゆる電圧崩壊が発生していることが考えられる。
- ・ 過負荷については、正常時においても過負荷している設備が見受けられるが概ね5%以下である。変圧器4台を有するBiasudが変圧器1台停止で117%過負荷となっているが停止した事故変圧器以外の変圧器を健全母線に接続変更することにより復旧可能である。
- ・ Yopougon1への90kV供給線2回線のうち1回線が正常時110%、他回線事故時に212%の過負荷となっているが、2017年現在ではさらに供給線1回線が新設されておりこの間

題は解消している。このように2回線或は変圧器2台など並列する2つの設備の一方が失われると残った方に過負荷が生じることがあり、Vridi - Biasud間の1回線事故では残回線が146%の過負荷となっている。

なお、WAPPのガイドラインでは送電線のN-1事故時の過負荷許容値は110%とされており、常時の2回線運用においては1回線事故時の残回線過負荷が110%以内となるよう運用されていなければならない。

- ・ 全発電機が稼働している条件での短絡電流は3相短絡事故を想定して計算を実施したが、225kV系統、90kV系統ともに遮断器の遮断容量を超過する箇所はなかった。225kV系統の遮断容量は31.5kAまたは40kAであり十分に余裕があるが、90kV系統においてはAboboで短絡電流が18.6kA（遮断容量20kA）、Biasudで15.3kA（同22.4kA）など余裕の小さなどころがある。これらは電源至近箇所にあるため、送電線や変圧器を経過して事故電流を減少させることができないためと考えられる。
- ・ 事故後の時間的な系統状況の推移を確認するためのいわゆる動的な解析については、電圧復帰および発電機同期運転の可否について検討されている。電圧に関してはタップ制御効果を負荷の電圧特性に置き換えて計算を実施しているが、225kVおよび90kV送電線の事故遮断によって多くのケースで電圧の低下（西部系統Buyo - Man間の225kV送電線事故で120ms後に遮断器トリップ、Manの電圧は事前の半分以下の108kV）が確認できた。

また、発電機の同期運転の可否については、Kossou - Bouake間の225kV送電線のトリップ事故ではBuyo発電所の発電機が同期運転できなくなり、いわゆる脱調現象を生じた。

以上は2013年時点での系統解析結果であるが、2017年断面においても一部送電線の新增設などで改善された箇所もあるものの、電圧面で厳しい北西部系統については系統的な変化がないため引き続き厳しい場が続いていることが今回の調査においても確認できた。例えば、Kossou - Ferke間の225kV送電線は1回線送電線であり、万一の事故停止の場合には擾乱が発生し、マリやブルキナファソへの送電が停止し影響を受ける。北部への送電線としては90kVのLaboa - Ferke間の北西部送電線があるが電圧面で安定した送電を行うことはできない。このため、全系統の停電に至ることを防止するために保護装置により内陸部の負荷遮断を行いアビジャン圏の停電を回避することとしている。

また、現状、健全時においても北部225kV系統の電圧は195kV～200kVと運用電圧を10%程度下回っている。このため、マリとブルキナファソへの送電量が増えると一層の電圧低下となるため、現在は両国への送電量の目標値は80MWまで低下している。

CI-ENERGIESにおける設備計画は、マスタープランを基本としているものの、実際の需給状況や地域動向を基にPowerFactoryやEMTPなどの解析ツールを用いて独自にN-1事故も含めた電力系統解析を実施しており、その結果を踏まえた系統運用がなされている。したがって、系統的な問題点は十分把握しており、設備計画にも十分反映されている。

なお、225kV系統における事故実績については大きく4種類の原因に分けられる。一つ目として保護リレーの不具合であり、次に、落雷、樹木接触、クレーンの接触（Treichivill付近で発生）である。

## 5-2 電源開発計画

### 5-2-1 発電マスタープランの概要

発電マスタープラン（電源開発計画）においては、主にエネルギーミックスの多様化が推奨されており、単一の化石燃料資源（ガスまたは石炭）のみに頼るモデルの限界および燃料価格の高騰や電力供給不能な状態を招くリスクにもつながるとの指摘がなされている。

さらに国内の特定地域（ガスはアビジャン、石炭はサンペドロ）に設備が集中しているため送電線潮流を最適化できず、送電損失も増すことになる。加えてエネルギー変化や既存設備の運用という観点からも、石炭火力に100%頼ることには疑問符がつくとし、水力、ガス、石炭および再生可能エネルギーを組み合わせたエネルギーミックス推進を推奨している。

この勧告をベースにCI-ENERGIESが採用した電源開発計画は次のとおりであり、国内消費電力、鉱山の電力需要および輸出を賅ったうえで余力も十分に保有した計画となっている。

表5.8 電源開発計画

	2014	2015-2016	2017	2020	2025	2030
既存設備容量	1632	1632	1632	1432	1432	1432
水力発電計画			270	426	1066	1066
火力発電計画(ガス)		470	593	1085	1208	1208
火力発電計画(石炭)				500	750	1000
再生可能エネルギー計画			20	235	580	985
設備容量	1632	2102	2515	3678	5036	5691
設備容量(鉱山用含む)	1632	2102	2515	4678	6036	6691

出所：CI-ENERGIESの資料を基にJICA調査団が作成

この計画の実行にあたっては、とりわけ短期的に国の復興を後押しするため、実施に多大な努力を要する。今後5年間は過渡期として発電・送電系統の望ましい開発を目指し、この期間に多数の設備の着工が予定されるプログラムとなっている。

水力発電はダム建設に時間がかかり運転開始まで5年以上を要すること、不安定な電源であることから、短期的には火力発電所の設備容量を増大して需要の伸びに対応していく必要があり、このため、発電所へのガスの安定供給、沖合の海底油田の開発、ガス輸入関連の各種プロジェクトの活用などを含めて、新たに数カ所の火力発電所の建設が計画されている

中長期的な目標としては、需要の増加や輸出計画に見合うよう投資のペースを高く維持することが挙げられる。また、稼働中の発電手段と需要レベルが見合っていないために生じる電力不足確率を、2030年には年間（水量が平年並みの年の場合）24時間以下に抑えること、国内のエネルギー安全保障を確保するため、バランスの取れた発電プラント設置戦略（特定のエネルギー源への依存度を60%以下に抑える）が求められている。

### 5-2-2 電源開発計画

国内各地域間における電力需給バランスは、発電は主に国の南西部・南部地域に位置しており、これら地域は、さらなる水力電源開発および石炭火力電源開発による発電能力が向上することにより、他地域に大量の電力を供給することになる。

アビジャン地域はピーク負荷時に他地域から融通してもらっており、北部、西部および東部もこのエリア内に発電手段がほとんどないため電力を外部から得ている。

さらに水力、ガス、石炭および再生可能エネルギーを同時に開発することで、バランスのと

## 第5章 電力設備計画

### コートジボワール国電力セクターに係る情報収集・確認調査

れた発電プラント設置戦略および再生可能エネルギー活用目標を段階的に達成する。

今回の調査では、2017年度までの発電所開発実績および今後の開発計画についてCI-ENERGIESに聞き取りした結果、2017年までの発電所開発はマスタープランに基づいて順調に進んでいることがわかった。しかし、今後の開発については、需要の伸びの鈍化により至近から中期にかけての水力電源開発（Singrobo、Gribopopoli、Boutoubre、Louga）は1年繰り延べ、バイオマス発電所は2年繰り延べする計画としている。

また、コンバインドサイクル火力発電所は123MW×2台を2年繰り延べし、石炭火力電源については、開発を2年伸ばした2020年からとし、開発規模も順送りとしている。

中長期的には、水力（Daboitie、Tiboto）およびマイクロ水力の開発時期を大幅に遅らせる計画としている。

表 5.9 に電源開発の実績と最新の2018年から2030年までの増強計画を示す。

表 5.9 電源開発の実績と増強計画

		発電所開発実績および計画(CI-ENERGIES)																
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
国 の 決 定 発 電 所	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	
	Gribopopoli						☆	112	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	
	火 力	複合サイクル発電所					440	670	670	670	670	670	916	1039	1039	1039	1285	1408
		石炭火力発電所									350	700	700	700	700	1050	1400	1400
		Abidjan TG発電所		220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
	水 力	Daboitie										☆		91	91	91	91	91
		Tiboto											☆					113
	マイクロ水力						☆										76	
他	バイオマス発電所					☆		46	46	46	131	131	131	131	171	221	221	

☆印は、マスタープランでの設備運用開始年

出所：CI-ENERGIESの資料を基にJICA調査団が作成

また、表 5.10 に電源開発計画プロジェクトの内、資金調達先の見通しがついている 38 プロジェクトを示し、表 5.11 には、今後、資金調達先を探す必要のある 14 プロジェクトを示す。

表 5.10 資金調達の見通しがある電源開発計画プロジェクト

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 Boutoubré, 44 MW	Boutoubré 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
<b>TOTAL GENERAL ADDITIONNEL</b>			<b>3 782</b>		<b>4 783</b>

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

表 5.11 今後資金調達先を探す必要のある電源開発計画プロジェクト

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
<b>TOTAL GENERAL ADDITIONNEL</b>			<b>614</b>		<b>525</b>

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

### 5-3 送変電設備計画

#### 5-3-1 送変電マスタープランの概要

送変電設備の増強については、一般的に次の考え方により計画される。

- ① 電源開発計画（大規模再生可能エネルギー発電計画を含む）に合わせ発電した電力を送電するため必要となる送電線と変電所
- ② 需要予測を反映した配電用変電所および上位の送電用変電所の増強（増容量、新設）および必要な供給送電線
- ③ 電力需給の地域的不均衡を減少させ、効率的で安定的な電力輸送を可能とする送電線と変電所
- ④ 大口需要家への直接供給に必要な送電線と変電所
- ⑤ 需要予測と潮流解析に基づく常時送電容量の超過対応と送電線事故時の短時間送電容量・過渡安定度・電圧安定性などの確保に必要な送電線と変電所
- ⑥ 系統のリダンダンシーを確保するための送電線の2回線化、変電所の変圧器複数設置と母線の二重化（N-1基準）
- ⑦ 供給信頼度向上のためのループ系統の構築に必要な送電線と変電所
- ⑧ 送電容量の大幅な増大、送電損失低減、電圧安定性の確保から行われる上位電圧系統の導入及び上位電圧系統構成に必要な送電線、変電所、昇圧用変電設備
- ⑨ 適正電圧の維持・電圧不安定現象の回避のため必要な調相設備
- ⑩ 設備老朽化による維持費の増大、設備周辺状況変化などの対策の総合評価結果として必要となる送電線と変電所
- ⑪ 送電線新設時に必要となる両端の変電所の開閉設備・母線・保護装置の拡張

2014年に策定された電力マスタープランに取り上げられた計画についても、上記の考え方から多数の送変電設備増強計画（コンポーネント）がリスト化され、必要性・緊急性、コンポーネント間の関連性などからプロジェクトおよびそのサブプロジェクトとして分類され、竣工目標年を設定して資金調達先との協議が行われてきた。

また、電力マスタープランはその後の調査・検討の進展と電力需要予測の見直しなどを反映し計画を修正している。CI-ENERGIESの現行の計画<sup>1</sup>をみると、次のような進捗と大きな変更がみられる。

- ・ 電力マスタープランの需要予測に比べ需要の伸び率が低下していること、プロジェクトコストの削減検討が行われていること、資金調達が遅れていることなどから、多数の計画内容および竣工年の繰り延べがある。
- ・ 電力マスタープランで2011-2017に計画されていた27プロジェクトの内、5件が竣工あるいは竣工間近になっている。
- ・ 8件（総投資額178Md FCFA）については、2018-2019の竣工をめざして資金調達先が決定している。この内訳は、中国のCNEECが4件、CNEECとAfDBとの協調融資（サブプロジェクト単位）が1件、WB（同10.2）が2件、AfDB（同32.8）が1件である。
- ・ 電力マスタープラン以降の主な変更点の1つは、系統運用で脆弱性のある北部系統、供給力確保が必要な北東部、東部および西部国境付近など内陸部への供給信頼度の向上に

<sup>1</sup> CI-ENERGIESは、2018年2月に、マスタープラン策定以降に見直した設備計画を参考資料「コートジボワールの電力セクターの開発（DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L' ELECTRICITE DE LA CÔTE D' IVOIRE）」として取り纏めており、これが最新の計画と言える。



関するもので、電力マスタープランではこの地域に 90kV 送電網を整備する計画であったが、225kV 送電網の整備に変更し、225kV のループ運用で供給信頼度を向上させる強固な系統構成を目指している。

- また、喫緊の課題である大アビジャン圏の供給信頼度の向上についても大きな変更があった。電力マスタープランでは、330kV 外輸系統の導入、220kV 変電所の新設、90kV 系統の増強など数多くが計画されていたが、超高圧外輸系統の電圧は電力マスタープランの 330kV から 400kV に変更（当初ガーナとの連系電圧である 330kV としていたが、225kV との電圧差が小さく供給力向上効果が小さいことから高い電圧に変更したと考えられる）した。
- 400kV 外輸系統からの供給は、20kV 配電供給機能をもつ 225kV 変電所に供給するシンプルな構成に変更し、需要の伸びの著しい地域に対応できる系統構成を目指している。

### 5-3-2 現行の送変電設備増強計画

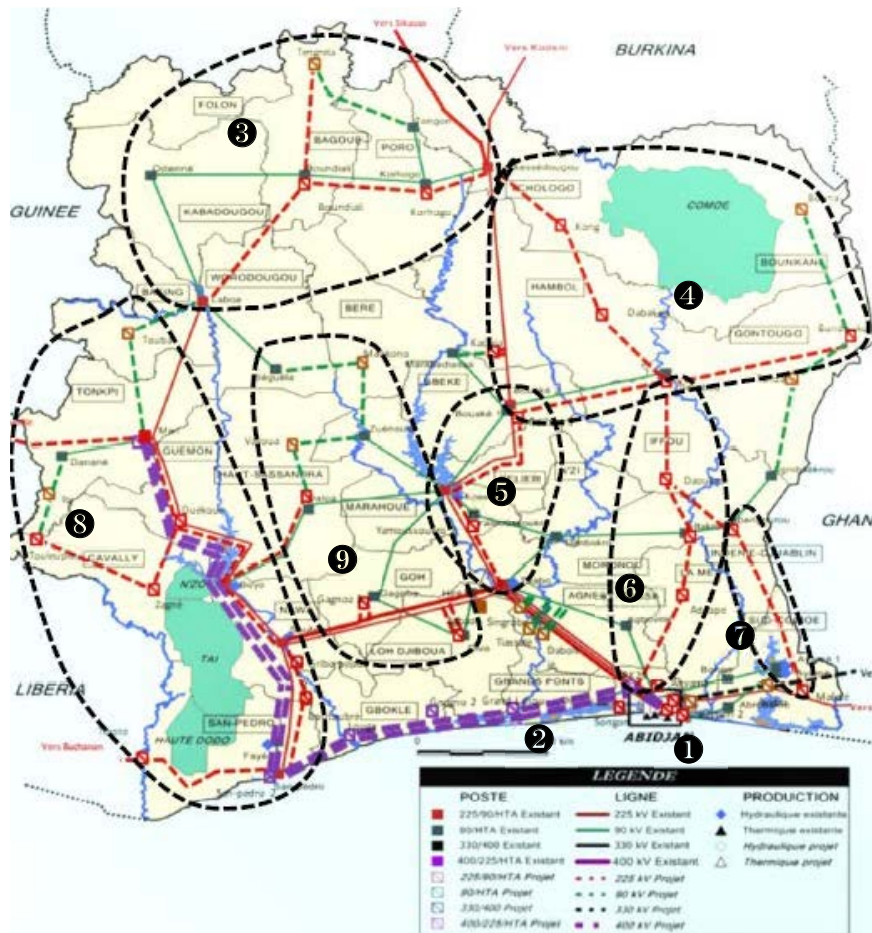
#### (1) 送変電設備増強計画の全体像

現行の送変電設備増強計画は、図 5.4 の CI-ENERGIES が作成した 2030 年の送電系統図で地理的な関係がわかる。この図で、赤色点線（225kV 系統）と緑色点線（90kV 系統）は、2030 年までにそれぞれの系統において、送電線・変電所の新設あるいは昇圧などの増強工事により拡充される計画の送電系統を示している。また、紫色点線は新たに導入される 400kV 系統を示している。



図 5.4 2030 年までの送変電設備増強計画

これらの増強計画は、地域的な特徴と計画の目的から、図 5.5 に示すように分類することができる。



- ① 大アビジャン圏の系統信頼度向上・供給力増強
- ② 400kV 系統の導入による系統信頼度向上・供給力増強
- ③ 北部地域の系統信頼度向上・供給力増強
- ④ 北東部地域の系統信頼度向上・供給力増強
- ⑤ 中央幹線の系統信頼度向上・供給力増強
- ⑥ 南東部地域の系統信頼度向上・供給力増強
- ⑦ 南東部地域(ガーナ国境付近)の系統信頼度向上・供給力増強
- ⑧ 西部地域の系統信頼度向上・供給力増強
- ⑨ 中西部地域の系統信頼度向上・供給力増強

出所：CI-ENERGIESの資料を基にJICA調査団が作成

図 5.5 送変電設備増強計画の地域的分布

また、それぞれの設備増強計画の主要な目的についてみると、表 5.12 のように整理することができる。

表 5.12 設備増強計画の主要目的

	設備増強の主要な目的
① 大アビジャン圏	アビジャンの電力需要増に対応した 225kV 系統の拡充(昇圧を含めた変電所の新設による直接配電供給) 90kV 送電系統、配電用バンクの過負荷対応
② 400kV 系統	アビジャンの電力需要増と新規火力電源開発、ガーナとの連系力増加(330kVでの連系)に対応した、上位電圧導入によるアビジャン外輪系統の構築により供給信頼度の向上と供給力の増強 増加する西部の水力・石炭火力電源とアビジャンの火力電源の連系強化 北西部の鉱山開発に伴う需要増に対応した西部系統への供給力増強
③ 北部地域	北部系統を内陸部ループ系統として連系することによる供給信頼度の向上 北部地域の太陽光発電電源の系統連系力の増加 北部地域の都市部の発展、地方電化、鉱山開発、ブルキナファソ、マリへの電力輸量の増加などの需要増に対応した供給力増強
④ 北東部地域	Bouake - Ferke 間 1 回線送電線とのループ系統構築による中央幹線と北部地域を含めた供給信頼度の向上 北東部地域の都市部の発展、地方電化などの需要増に対応した供給力増強
⑤ 中央幹線	Taabo - Kossou - Bouake 間 1 回線送電線の 2 回線化による供給信頼度の向上 ヤムスクロ、ブアケの経済・社会発展、地方電化などの需要増に対応した供給力の増強
⑥ 南東部地域	Abobo - Taabo 間の基幹系統および中央幹線とのループ系統構築による供給信頼度の向上 南東部地域の都市部の発展、地方電化などの需要増に対応した供給力増強
⑦ 南東部地域(ガーナ国境付近)	南東部地域のループ系統構築による供給信頼度の構築 南東部地域(ガーナ国境付近)の都市部の発展、地方電化などの需要増に対応した供給力増強
⑧ 西部地域	Soubre - Buyo - Man - Laboa 間の 1 回線送電線の 2 回線化による西部系統の供給信頼度の向上 水力・石炭火力電源開発に合わせた系統の増強 リベリアとの連系線の増強 西部地域の都市部の発展、北西部鉱山開発、地方電化などの需要増に対応した供給力増強
⑨ 中西部地域	中西部と西部地域の 90kV ループ系統の構築による供給信頼度の向上 中西部地域の都市部の発展、地方電化などの需要増に対応した供給力増強

出所：CI-ENERGIESの資料を分析し、JICA調査団が作成

## (2) 大アビジャン圏の設備増強計画

CI-ENERGIES の現行の計画では、計画内容、竣工時期、必要投資額が見直されているとともに、計画を資金調達が決定的な案件、調達先を探している案件、資金調達が必要だが調達先についてはこれからという段階ごとに分類している。

表 5.13 はこの中から、大アビジャン圏の増強計画を抽出したもので、計画概要、竣工年、計画内容、投資額と融資先を記載している。番号の色分けについては、赤は調達先を探している案件、青はこれからの案件を示している。また、資金調達先が決定的な案件については、

融資先としてドナー名を記載している。(表 5.13 の融資箇所参照)

表 5.13 大アビジャン圏の送変電設備増強計画

投資額の単位は10億FCFA、Noの赤は融資先検討案件

No	概要	竣工	増強計画	投資額	融資
1	225kV Bingerville S/Sのバンク設置	2018	TR: 225/20kV, 50MVA x 3	8.62	
2	225kV Akoupe Zeudji S/Sのバンク設置	2018	TR: 225/33kV, 60MVA x 3	11.49	
3	225kV Anani S/Sの新設 225kV Riviera - Prestea間送電線からの分岐	2018	TR: 225/15kV, 50MVA x 3 TL: 22km	12.59	Gouv Espagne
4	225kV Yopougon3 S/Sの新設 225kV Songon - Akoupe Zeudji間送電線から分岐	2019	TR: 225/15kV, 60MVA x 3 Songon - Akoupe Zeudji間送電ルート は2案あり未確定(送電線直下)	6.88	
5	90kV Treichville S/Sの225kV昇圧 225kV Vridi - Treichville間送電線新設?(計画未 確認)	2019	TR: 225/90kV, 100 MVA x 2	8.44	BM (10.3)
6	90kV Bia Sud S/Sの225kV昇圧 225kV Vridi - Bia Sud間送電線から分岐	2019	TR: 225/90kV, 100MVA x 2 送電線直下	4.80	BM (5.8)
7	90kV Yopougon1 S/Sの225kV昇圧 225kV Abobo - Azito間送電線から分岐	2019	TR: 225/33kV, 24MVA x 2 送電線直下	5.20	BM (8.8)
8	225kV Anani2 S/Sの新設 225kV Anani1 - Grand Bassam間送電線から分岐	2020	TR: 225/20kV, 50MVA x 3 送電線直下	8.3	
9	225kV Abobo Anyyama の新設 225kV Akoupe Zeudji - Adzope間送電線から分岐	2020	TR: 225/33kV, 60MVA x 3 TL: 3km	17.76	
10	225kV Bakre S/Sの新設 225kV Azito - Bakre - Vridi間の送電線新設	2020	TR: 225/20kV, 50MVA x 3 TL: Azito - Bakre 10km Bakre - Vridi 5km	10.00	
11	90kV Bassam2 S/Sの新設 90kV Riviera - Abrobakro間送電線から分岐	2018	TR: 90/33kV, 24MVA x 1, 90/15kV, 50MVA x 2 送電線直下	4.71	

#### 融資箇所

BM: Banque Mondiale/World Bank(WB:世界銀行)

BAD: Banque Africaine de Développement/African Development Bank(AfDB: アフリカ開発銀行)

EB CHINE: Exim Bank of China/Export-Import Bank of China (中国輸出入銀行)

KFAED: Fonds Koweïtien/Kuwait Fund for Arab Economic Development(アラブ経済開発クウェート基金)

Gouv Espagne/Government of Spain

出所: CI-ENERGIESの資料を基にJICA調査団が作成

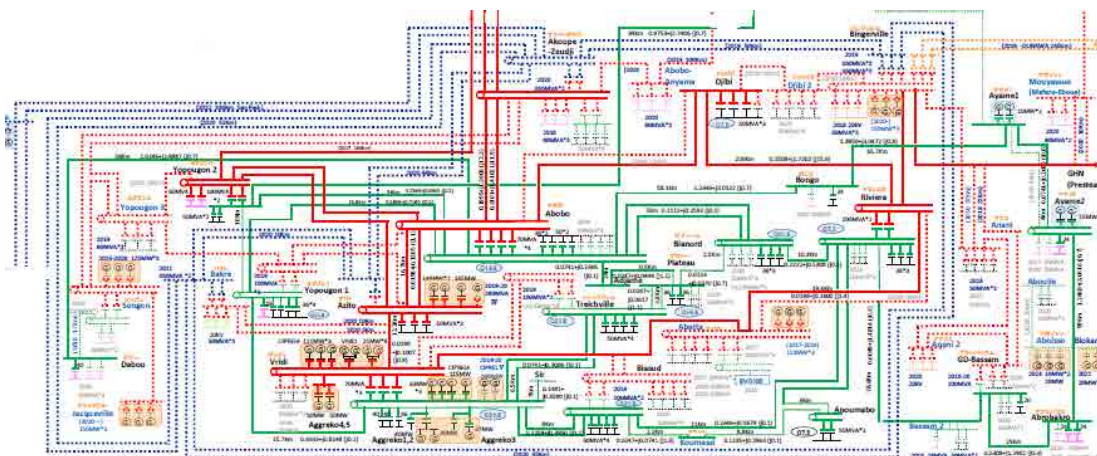
大アビジャン圏の設備増強計画で特徴的なのは、90kV 既設変電所の昇圧を含めた 225kV 変電所の新設である。2020 年までに、Anani、Yopougon3、Treichville、Bia Sud、Yopougon1、Anani2、Abobo Anyyama、Bakre の 8 ヶ所の 225kV 変電所が新設される計画になっているが、都市部での新設あるいは昇圧工事の実施となるため、用地確保が課題となる。

送電線計画についてみると、アビジャンループは既に構築されていることから、供給信頼度の向上を目指した送電線の単独増強計画は無い。新設変電所への供給送電線工事も市街地を避ける計画となっており、既設送電線直下の新設が多い点を含め、アビジャンでの送電線新設を避ける計画としていることが窺える。

また、世銀が融資を決定している Treichville、Yopougon1 については、ガス絶縁開閉装置 (GIS) を採用する計画となっている。

図 5.6 に大アビジャン圏の 2030 年までの設備増強（点線）を含めた系統図を示すが、この図の点線で示した部分が 2030 年までに計画されている系統であり、膨大な設備投資計画となっていることがわかる。

従って、今後、資金調達先の確保のための計画具体化や実施に向けての調査、あるいは系統運用面と計画との総合的な検討により、さらなる投資抑制のための検討が必要になると考えられる。



出所：CI-ENERGIESの資料を基にJICA調査団が作成

図 5.6 2030 年の大アビジャン圏の系統図

### (3) 400kV 系統の導入

400kV 系統の導入ステップは大きく 3 つに分かれる。1 つ目はガーナとの連系拠点である Bingerville (現在は開閉所だが至近年のバンク設置が計画されている) を起点に、Akoupe Zeudji、Bakre と Azito を経由して Bingerville に戻る、アビジャンを取り巻く 400kV 外輪系統の構築である。ただし、Bingerville でのガーナ側との連系は、ガーナの採用している 330kV となる。

2 つ目は、Akoupe Zeudji から西側に海岸線を通り、中国の融資が決定している大規模石炭火力が接続される San Pedro に至るルートである。

3 つ目は、San Pedro から大規模な鉱山開発とリビエラとの系統連系で必要となる Duekoue、Man までの送電系統である。

この内、最新の計画では、表 5.14 に示すように 2022 年までの竣工を目指す San Pedro までのプロジェクト案件が取り上げられている。

これら計画については、工事規模および投資額が大きく、必要時期については電源開発計画の進捗との関係もあることから、実現に向けたさらなる総合的な検討が必要になると考えられる。

表 5.14 400kV 系統導入計画

投資額の単位は10億FCFA、Noの赤は融資先検討案件

No	概要	竣工	増強計画	投資額	融資
12	225kV Bingerville S/Sのガーナ側330kV昇圧、コ国側400kV昇圧 330kV Dunkwa - Bingerville 間送電線の新設 400kV Bingerville - Akoupe Zeudji間送電線新設	2019	TR: 330/225kV, 350MVA x 3 400/225kV, 350MVA x 3 TL: 330kV Dunkwa - Bingerville 245km 400kV Bingerville - Akoupe Zeudji 50km	104.00	
13	225kV Akoupe Zeudji S/Sの400kV昇圧 225kV Bakre S/Sの400kV昇圧 400kV Akoupe Zeudji - Bakre - Azito - Akoupe Zeudji間送電線の新設 400kV Bakre - Bingerville間送電線の新設(2回線)	2021	TR: Akoupe Zeudji 400/225kV, 350MVA x 2 Bakre 400/225kV, 350MVA x 2 TL: Akoupe Zeudji - Bakre 52km Bakre - Azito 10km Azito - Akoupe Zeudji 44km Bakre - Bingerville 45km	54.96	
14	225kV San Pedro S/Sの400kV昇圧 400kV Akoupe Zeudji - San Pedro間送電線新設	2022	TR: 400/225kV, 200MVA x 2 TL: 330km	131.00	

出所：CI-ENERGIESの資料を基にJICA調査団が作成

(4) 北部地域の設備増強計画

北部地域の系統増強は、Laboa - Boundiali - Ferke 間送電線が竣工（2019年3月予定）し内陸部ループが構築されると、北部地域の供給信頼度は格段に向上する。

この計画で Boundiali が 225kV に昇圧され、その後は、コロゴの需要増や今後北部地域に展開される大規模太陽光発電所の連系に対応した Korhogo の 225kV 昇圧、北部地域の鉱山開発需要に対応する 225kV Tengrela の新設が計画されている。

北部地域の需要増に対応した地方系統増強計画としては、ほとんどが現状の 90kV から降圧し配電供給するバンクを増設する計画となっている。

表 5.15 北部地域の設備増強計画

投資額の単位は10億FCFA、Noの赤は融資先検討案件

No	概要	竣工	増強計画	投資額	融資
15	225kV Laboa - Boundiali - Ferke間送電線の新設 225kV Boundiali S/Sの新設 225kV Ferke S/SにSVCの設置	2018	TL: 310km TR: 225/90kV, 100MVA x 1 SVC: 50MVA	48.00	
16	225kV Korhogo S/Sの新設 225kV Bondiali - Ferke間送電線から分岐	2020	TR: 225/90kV, 70MVA x 2 TL:	8.05	
17	225kV Tengrela S/Sの新設 225kV Boundiali - Tengrela間送電線の新設	2020	TL: 106km	38.00	

出所：CI-ENERGIESの資料を基にJICA調査団が作成

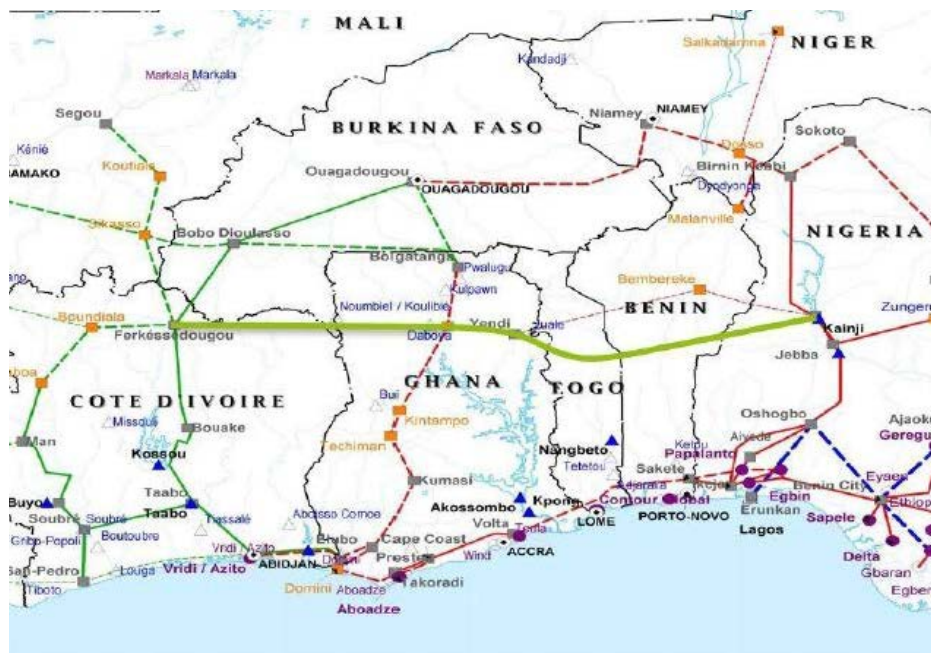
図 5.7 に、地理的な位置関係がわかる北部地域の送電線図を示す。



出所：CI-ENERGIES の送電線図

図 5.7 北部地域の送電線図

なお、北部地域は図 5.8 に示す WAPP の国際系統連系計画では、Ferke でのナイジェリアからの 330kV 新設送電線による連系、Boundiali におけるギニアとの連系が計画されている。



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

図 5.8 WAPP の国際連系線増強計画

(5) 北東部地域の設備増強計画

Bouake2 から Ferke までの供給信頼度の向上については、Bouake2 から Serebougou – Dabakala – Kongo を経由し Ferke につながるループ系統を構築する計画が中国の融資により動きはじめて

いる。

これにより、現状 Ferke、Bouake2、Serebou からの配電供給となっているコモエ国立公園の西側地域の供給力が増強される。また、中国の融資で Serebou からさらに Bondoukou まで送電線が延伸されることになっており、ここから 90kV 系統によりコモエ国立公園の東側までの供給力が確保されることになっている。(表 5.16)

表 5.16 北東部地域の設備増強計画

投資額の単位は10億FCFA、Noの赤は融資先検討案件

No	概要	竣工	増強計画	投資額	融資
	90kV Sérébou S/Sの225kV昇圧 225kV Bouake2 - Serebou間送電線新設 Bouake2 S/Sの225kV送電線引出口増設	2018	TR: 225/33kV, 40MVA x 2 TL: 132km	29.22	EB CHINE
19	225kV Dabakala S/Sの新設 225kV Dabakala - Serebou間送電線の増設	2019	TR: 225/33kV, 24MVA x 2 TL: 67km	15.59	
20	225kV Kong S/Sの新設 225kV Dabakala - Kong - Ferke間送電線の増設	2019	TR: 225/33kV, 24MVA x 2 TL: Dabakala - Kong 98km Kong - Ferke 85km	31.10	
21	225kV Bondoukou S/Sの新設 225kV Serebou - Bondoukou間送電線新設 Bondoukou S/SにSVCを設置	2018	TR: 225/90kV, 70MVA x 2, 90/33kV, 40MVA x 1, 90/15kV, 50MVA x 1 SVC: 90kV, 50MVA TL: 142km	30.33	EB CHINE
22	90kV Tanda S/Sの新設 90kV Tanda - Agnibilekrou間送電線の増設 90kV Agnibilekrou S/S引出口増設	2019	TR: 90/33kV, 24MVA x 2 TL: 84km	17.19	
23	90kV Bouna S/Sの新設 90kV Bouna - Bondoukou間送電線の増設	2019	TR: 90/33kV, 20MVA x 2 TL: 180km	20.36	

出所：CI-ENERGIESの資料を基にJICA調査団が作成

図 5.9 に北東部地域の送電線図を示す。



出所：CI-ENERGIESの送電線図

図 5.9 北東部地域の送電線図



(6) 中央幹線<sup>1</sup>の設備増強計画

表 5.17 に示す中央幹線の設備増強計画については、後述する協力対象事業候補検討の章で詳しく述べるので、ここでは省略するが、Bouake2-Ferke 間既設送電線の直下に新設される 225kV Katiola 変電所については、中国の北東部地域への支援と同様の位置づけとして中国支援で実施される。

表 5.17 中央幹線の設備増強計画

投資額の単位は10億FCFA、Noの赤は融資先検討案件

No	概要	竣工	増強計画	投資額	融資
24	225kV Kossou S/Sのバンク増設	2018	TR: 225/90kV, 70MVA x 2	3.14	BM
25	225kV Yamoussoukro2 S/Sの新設 225kV Bouake3 S/Sの新設 225kV Taabo - Yamoussoukro2 - Kossou - Bouake3 - Bouake2間送電線の新設 90kV Yamoussoukro1 - Yamoussoukro2, Bouake1 - Bouake3の送電線の新設	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 TL: 220kV Taabo - Yamoussoukro2 80km Yamoussoukro2 - Kossou 50km Kossou - Bouake3 110km Bouake3 - Bouake2 10km 90km Yamoussoukro1 - Yamoussoukro2 7km Bouake1 - Bouake3 20km	63.20	
26	225kV Katiola S/Sの新設 225kV Bouake2-Ferke間送電線から分岐 90kV Katiola - Marabadiassau間送電線の新設	2020	TR: 225/90kV, 70MVA x 2, 90/33kV, 24MVA x 2 TL: Bouake2-Ferke間送電線からの分岐 12km, Katiola - Marabadiassau間送電線 39km	13.99	EB CHINE

出所：CI-ENERGIESの資料を基にJICA調査団が作成

(7) 南東部地域（ガーナ国境付近を含む）の設備増強計画

南東部地域の設備増強計画は、Akoupe Zeudji から、Adzope（新設）、Attakro（既設 90kV の昇圧）、Daoukro（新設）を經由し、Serebou に連系し、中央幹線とのループ系統を構築する計画である。また、現状の 90kV 系統の供給信頼度を向上するとともに、この地域にある都市部、地方電化の需要増に対応した供給力増強を目指している。

ガーナ国境付近についても、ガーナとの 225kV 系統に接続する Mouyassue (Mafere Eboue 新設)を起点に、Abengourou（既設昇圧）を經由して Daoukro に接続する計画により、この地域の供給力増強を目指している。

表 5.18、表 5.19 に南東部地域の設備増強計画を示す。

<sup>1</sup> 中央幹線：本調査報告書の分類であり、CI-ENERGIES のプロジェクト名の中では CORRIDOR NORD（北方幹線）となっている。

表 5.18 南東部地域の設備増強計画

投資額の単位は10億FCFA、Noの赤は融資先検討案件

No	概要	竣工	増強計画	投資額	融資
27	225kV Adzope S/Sの新設 225kV Akoupe Zeudji - Adzope間送電線の新設	2019	TR: 225/33kV, 40MVA x 2 TL: 100km	20.26	KFAED
28	225kV Attakro S/Sの新設 225kV Adzope - Attakro間送電線の新設	2020	TR: 225/90kV, 70MVA x 2 TL: Attakro - Adzope 75km	11.71	
29	225kV Daoukro S/Sの新設 225kV Serebou - Daoukro - Attakro間送電線の新設	2022	TR: 225/33kV, 60MVA x 2 TL: Serebou - Daoukro 103km Daoukro - Attakro 53km	22.01	

出所：CI-ENERGIESの資料を基にJICA調査団が作成

表 5.19 南東部地域（ガーナ国境付近）の設備増強計画

投資額の単位は10億FCFA、Noの赤は融資先検討案件

No	概要	竣工	増強計画	投資額	融資
30	225kV MOUYASSUE(MAFERE EBOUE) S/Sの新設 225kV Riviera - Prestea間送電線から分岐	2020	TR: 225/33kV, 40MVA x 2 TL: Riviera - Prestea間送電線から分岐 10km	10.00	
31	225kV Abengourou S/Sの新設 225kV Eboue - Abengourou - Daoukro間送電線の新設	2022	TL: Eboue - Abengourou 170km Abengourou - Daoukro 90km	30.29	

出所：CI-ENERGIESの資料を基にJICA調査団が作成

また、図 5.10 に南東部地域の送電線図を示す。



出所：CI-ENERGIESの送電線図

図 5.10 南東部地域の送電線図

(7) 西部地域の設備増強計画

西部地域の系統増強は、リベリア国境付近の鉱山開発、この地域の都市部の発展、地方電化、リベリアとの系統連系などによる大きな需要増に対応した供給力の確保と、現在1回線となっている Soubre – Buyo – Man 間の送電線の2回線化による供給信頼度の向上を目的に計画されている。

鉱山への供給は、Man - Buyo 間に新設される Duekoue 変電所から、Zagne 変電所を経由しリベリア国境付近の Toulepleu 変電所に送電され、そこで90kVに降圧されて鉱山用の Mine Ity に供給される計画となっている。

また、Soubre から南方に建設される Gribo Popoli、Boutoubre の水力電源とサンペドロ近郊の石炭火力電源を内陸部ループ系統に供給するため、San Pedro – Soubre 間の2回線送電線も計画されている。San Pedro – Soubre 間については、1回線は225kV設計され現在90kV運用している送電線をそのまま使うため、新設は1回線となる。

リベリアとの連系は、San Pedro から国境付近に建設される Tiboto を経由するルートと、Man からリベリアの Yekepa に送電するルートの2か所の連系となる。

表 5.20 に西部地域の設備増強計画、図 5.11 に西部地域の送電線図を示す。

表 5.20 西部地域の設備増強計画

投資額の単位は10億FCFA、Noの赤は融資先検討案件					
No	概要	竣工	増強計画	投資額	融資
32	225kV San Pedro – Soubre間送電線の San Pedro S/Sに225kVおよび90kVバンクを増設	2019	TL: San Pedro – Soubre 128km TR: 225/90kV, 100MVA x 1 90/15kV, 50MVA x 2	21.80	BAD
33	225kV Soubre – Buyo – Duekoue – Man 間送電線の Soubre S/S, Buyo S/S, Duekoue S/S, Man S/Sの 225kV 送電線引出口増設	2021	TL: Soubre – Buyo 79km Buyo – Duekoue 110km Duekoue – Man 86km Duekoue S/S引込 0.5km	41.85	EB CHINE
34	225kV San Pedro2 S/Sの新設 225kV San Pedro1 – San Pedro2間送電線の 新設	2021	TR: 225/15kV, 50MVA x 3 TL: 10km	10.00	
35	225kV Duekoue S/Sの新設 225kV Zagne S/Sの新設 225kV Duekoue – Zagne間送電線の 新設	2019	TR: Duekoue 225/33kV, 40MVA x 2 Zagne 225/33kV, 24MVA x 2 TL: 77km	22.61	
36	225kV Daloa S/Sの新設 225kV Daloa – Buyo間送電線の 新設	2021	TR: 225/90kV, 100MVA x 1, 90/33kV, 24MVA x 1 TL: Daloa – Buyo 87km C: 6 x 2.4Mbar	17.00	
37	225kV Toulepleu S/Sの新設 225kV Zagne – Toulepleu間送電線の 90kV Toulepleu – Mine Ity間送電線の Zagne S/S 225kV, Mine Ity 90kV送電線引出口 増設	2021	TR: 225/90kV, 100MVA x 1, 90/33kV, 20MVA x 2 TL: 225kV Zagne – Toulepleu 165km 90kV Toulepleu – Mine Ity 57km	33.67	
38	90kV Touba S/Sのバンク増設 90kV Laboa – Touba送電線の Laboa S/Sの90kV送電線引出口増設	2020	TR: 90/33kV, 40MVA x 2 TL: 78km	22.69	EB CHINE
39	90kV Touba – Man間送電線の 新設	2020	TL: Touba – Man 100km	10.76	

出所：CI-ENERGIES の資料を基に JICA 調査団が作成

Soubre – Buyo – Man 間の 280km に亘る送電線の  
新設は、中国の融資で行われること  
になっている。また、Soubre の水力  
開発とその下流の Gribo Popoli、  
Boutoubre の水力電源開発、サンペ

ドロ近郊の石炭火力開発も中国の融資であり、西部地域への中国の支援は際立った存在となっている。



出所：CI-ENERGIESの送電線図

図 5.11 西部・中西部地域の送電線図

#### (9) 中西部地域の設備増強計画

中西部地域は、都市部の発展と地方電化による需要増に対応し、Soubre-Taabo 間の送電線に近い 90kV 変電所の昇圧と 90kV 変電所を新設し連系する 90kV 送電線の増強による供給力の増強が主となる。(図 5.11)

表 5.21 に中西部地域の設備増強計画を示す。

表 5.21 中西部地域の設備増強計画

投資額の単位は10億FCFA、Noの赤は融資先検討案件

No	概要	竣工	増強計画	投資額	融資
40	225kV Gagnoa2 S/Sの新設 225kV Soubre - Taabo間送電線から分岐 90kV Divo - Gagnoa1間送電線から分岐	2018	TR: 225/90kV, 100MVA x 2, 90/15kV, 24MVA x 2, 90/30 24MVA x 2 TL: 225kV分岐線 0.5km 90kV分岐線 5km	11.00	BM
41	90kV Mankono S/Sの新設 90kV Mankono - Seguela間送電線の新設 90kV Mankono - Zuenoula間送電線の新設 Seguela S/Sの90kV送電線引出口増設	2019	TR: 90/33kV, 40MVA x 2 TL: Mankono - Seguela 71km Mankono - Zuenoula 82km	19.02	
42	90kV Vavoua S/Sの新設 90kV Daloa - Vavoua間送電線の新設 90kV Vavoua - Zuenoula間送電線の新設 Daloa S/S, Zuenoula S/S 90kV送電線引出口増設	2019	TR: 90/33kV, 20MVA x 2 TL: Daloa - Vavoua 57km Vavoua - Zuenoula 56km	18.92	
43	225kV Divo S/Sの昇圧 225kV Soubre - Taabo間送電線から分岐	2020	TR: 225/90kV, 100MVA x 2, 90/15kV, 24MVA x 2, 90/33kV, 24MVA x 2 TL: 50km	20.50	
44	90kV Marabadiassau S/Sのバンク増設 90kV送電線引出口増設	2020	TR: 90/33kV, 10MVA	1.32	

出所：CI-ENERGIES の資料を基に JICA 調査団が作成

## 5-4 配電設備計画

### 5-4-1 配電マスタープラン

#### (1) 設備形成の考え方

配電網を構成する設備は、需要家への供給の最終的な設備として重要な役割を担っており、次のような特徴を踏まえた設備形成が必要となる。

- ・ 膨大な設備量と面的な広がりがあることから、設備形成方式や仕様の標準化にあたっては特別な配慮が必要
- ・ 需要密度の高い都市部では、他のインフラ設備と協調した設備形成が必要
- ・ 需要家の受電設備、電気利用機器などに影響を与えないように、電圧調整、短絡・地絡電流抑制、周波数維持、停電回数・時間の減少などの電力品質の維持が必要
- ・ さまざまなタイプの需要家や配電網に連系される電源などとの接続に係る公平で透明性の高いルールが必要
- ・ 配電網の技術的電力損失（電線・変圧器などへの通電による抵抗損失と電磁的損失）、非技術的損失（計量誤差、料金未徴収による使用量未確定、盗電など不正行為による需要家電気使用量の実態との相違）の把握と損失の軽減が必要
- ・ 停電回数・時間を削減するため、事故点検出、事故点の切離し、健全区間への切替えを迅速に行える設備形成が必要

また、配電設備計画の策定にあたっては、単に、地方電化を含む地域的な需要予測と大口需要家動向の把握に基づく 33kV、15kV の配電線、配電線支持物（電柱）、地中ケーブル敷設設備（トラフ、管路等）、配電線用変圧器、区分開閉器、電圧調整装置などの設備の増強計画だけでなく、33kV、15kV で直接供給する需要家への供給計画、225kV、90kV から 33kV、15kV に降圧する配電用バンク（変圧器）の増強計画、再生可能エネルギーによる電源、自家発電機などの配電網への連系を含めた総合的な検討が要求される。

こういった観点からみた、配電マスタープランにおける設備形成の考え方は次のようになっている。

- ・ 大アビジャン圏とヤムスクロ、ブアケ、サンペデロなど主要都市の配電網の基本的な構成は、事故時には他の配電用バンクから送電できるよう配電線連系が可能なメッシュ状システムとする。
- ・ アビジャン市の配電電圧については、現状の 15kV から将来は 20kV に変更する。まず、新規配電用変電所周辺など、開発が大きく進む地域から導入し、既設システムの大半が集中するアビジャン中心部（既設配電用変電所周辺）では、15 kV での運用を継続するが、最終的に 20 kV へ移行できるように更新が必要な変圧器は、全て 15kV と 20kV で運転できる二重定格の変圧器とする。
- ・ アビジャン市の標準的な配電用変電所の構成は、50 MVA 変圧器 3 台、引出配電線数は最大 30 回線（常用 24 回線、予備 6 回線）とする。
- ・ アビジャン市の配電線は、アルミ 240mm<sup>2</sup> タイプのケーブルに更新する。配電網の技術的損失を低減するためフィーダー長や各フィーダーの負荷率が最適になるシステム構成にする。配電線は最終的に全て地中化し、常時の負荷率目標は 65%（2014 年の平均負荷率は 95%）とする。
- ・ 小規模都市や村落部のシステムについては、クラスタ構造あるいはツリー構造のシステムとする。
- ・ 村落部への供給で配電線亘長が長くなる場合は、33 kV の架空線のシステムとする。

## (2) 配電マスタープランでの提言

配電マスタープランにおいては、配電網の様々な課題に対する次のような提言がされており、一部については、具体的な取り組みがスタートしている。

- ・ 事故時の復旧操作を迅速にするための配電網の監視と区分開閉器の遠隔操作が可能な配電自動化システムの導入（アビジャンで一部設備について開始）
- ・ 需要家との設備分界の明確化、需要家計量器の鉛での封印、スマートメーターの導入などによる非技術的損失の低減（スマートメーターは試験実施）
- ・ 公共設備としての配電線用変圧器収納建屋、一般建物時の収納スペース確保の法令的措置
- ・ アビジャンの系統の全地中化に向けた、架空線・地中線混在系統の保護方式検討
- ・ 中圧系統の短絡容量（最大 12.5 kA）を遵守した変圧器使用選定
- ・ 配電網の大幅な拡充に対応する人材育成

### 5-4-2 大アビジャン圏の配電網設備計画

大アビジャン圏における配電網強化計画の基本的考え方に基づき、2030年までに表 5.22 に示す配電用バンクの増強が計画されている。

新たに導入される 20kV は、図 5.12 の黄色で示すように、アビジャン市周辺部から設置されることになる。また、西部の工業地帯については、Yopougon 1、Yopougon 2 及び Akoupé-Zeudji 変電所の配電用バンクによる 33 kV 配電線供給が計画されている。

表 5.22 大アビジャン圏の配電用バンク設置計画 (2030 年断面)

Postes HTB/HTA	Configuration 2030					
	90/15kV	90/20kV	90/33kV	225/15kV	225/20kV	225/33kV
SOUS-STATION						
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			

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



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

図 5.12 20kV 導入変電所

図 5.13 には、各変電所の配電用バンクからの供給エリアを示す。



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

図 5.13 各変電所からの供給エリア



## 5-5 自動化計画

電力設備の自動化は、現在、運転員が実施している発電所の需給運用に関係する指令、変電所に常駐あるいは隣地で居住して実施している変電機器の監視・制御および配電線フィーダーの監視・操作、現場設備に向いて実施している配電線用変圧器の監視と区分開閉器の操作などの業務を、集中監視制御システム（SCADA）や自動操作装置などを使い、集中的に遠隔監視・制御することにより運転員の数を削減することを指している。

2030年までの自動化計画には、給電所（需給運用と変電所の集中監視制御機能含む）、配電制御所、それらのシステム構築に必要な通信網の整備計画が含まれている。

将来の組織・体制は、まず、発電所の需給運用と基幹系統（225kVと今後の400kV、330kV）の管理、国際系統連系（WAPP）との調整を行う中央給電指令所（アビジャン）と中央給電指令所の指令により基幹系統と90kV変電所の制御を行う給電所（ヤムスクロ）の2ヶ所で基幹系統を運用することにし、変電所の無人化を進めることになる。

給電所の需給運用・変電所の遠方制御に必要なシステムについては、現在のアビジャンのシステムと同一形態でバックアップ可能にする計画となっている。

また、現在、アビジャンにある配電制御所と同様のものをヤムスクロに設置し、一部の配電系統の監視・制御を行う計画となっている。

図5.14に2030年までに目指す電力系統運用組織体制を示す。

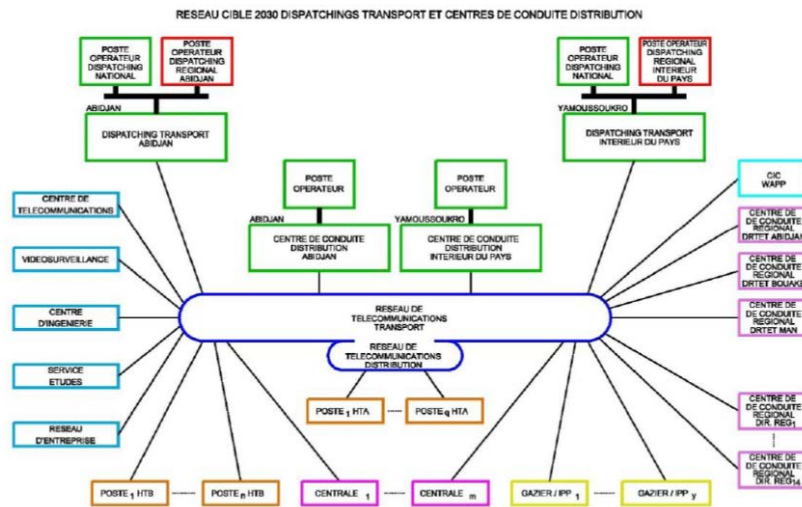
通信網の整備については、これまでの送変電設備の保護・制御の目的だけでなく、全ての変電所の集中監視制御とビデオによるリアルタイムの監視が可能になるよう通信網の整備が計画されている。

通信網の整備計画は大きく分けると2つあり、その内1つは送電系統の通信設備で、今後導入される400kV、330kV、225kV、90kVのすべての新設送電線に24本の光ファイバーケーブルのOPGWを敷設し、既設送電線についても幾つかの区間に敷設（張替え）することでループ構成を形成する計画となっている。既にアビジャン地域は2ループが構成されているが、3つ目のループの構築が計画されている。

なお、電力専用で使用する数本を除く光ファイバーケーブルについては、将来一般通信用に開放（貸出）することも検討する予定としている。

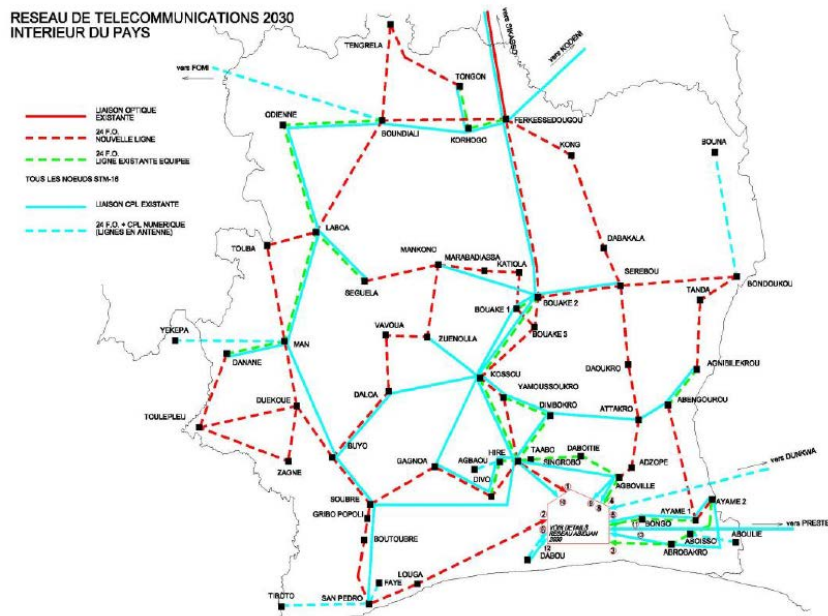
2つ目は、配電系統の通信設備で、アビジャン地域では全ての配電用変電所に、配電線専用の監視制御用独立ネットワーク（VPN）が構築される。また、2030年までに順次、配電系統給電指令所から配電用変電所のフィーダーの遠隔操作が可能なシステムを配備していくとともに、配電線用変圧器、区分開閉器の遠隔制御、故障検出が可能な装置を整備する計画となっている。このためアビジャンおよびその近郊にHF無線、GSM関連設備を整備する。

図 5.14 に 2030 年までに構築を計画している通信ネットワーク、図 5.15 に同様にアビジャンの通信ネットワークを示す。



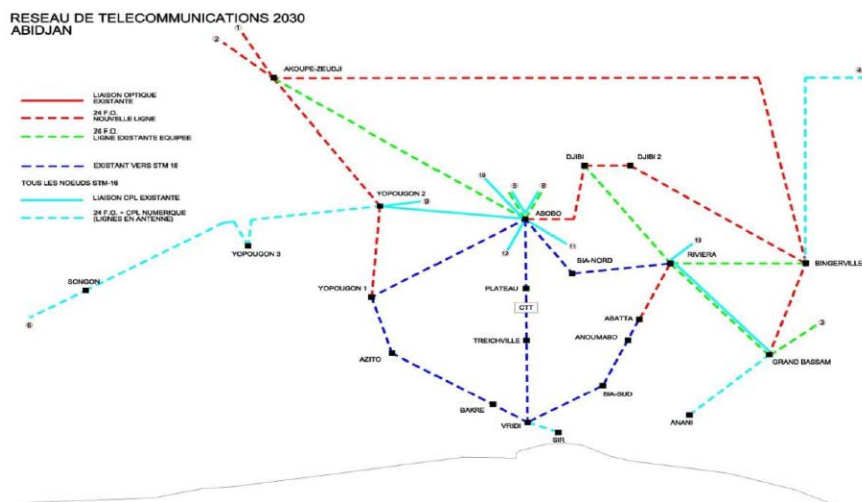
出所：DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L' ELECTRICITE DE LA CÔTE D' IVOIRE  
(Document de référence) CI-ENERGIES FEVRIER 2018

図 5.14 2030 年の電力系統運用組織図



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

図 5.15 2030 年の通信ネットワーク



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

図 5.16 2030 年のアビジャンの通信ネットワーク

## 5-6 電力系統の課題

電力マスタープランにおいては数多くの設備新增設が提案されている。しかしながら、実際は計画通りに進むことは稀であり、系統的に万全あるいは適合した状態とはなっていない。このため、設備の現状に合わせて電力系統を運用することが重要であり、場合によっては保護装置を用いて電力系統の安定運用を行う必要がある。

電力系統の運用においては基本的に以下の技術的要件を満たす必要がある。

- ・ 潮流の管理（コートジボワールでは平常時熱容量の 100%以内）
- ・ 周波数の維持（コートジボワールでは平常時 50Hz±0.1Hz）
- ・ 電圧の維持（コートジボワールでは平常時定格電圧の±5%）
- ・ 安定度の維持（並列発電機の同期運転の維持）

上記要件に関しては、下記に示すようなコートジボワールでの系統運用面の現状と課題を抽出し、設備計画と系統運用面での課題への対処策が整合して進められることが必要と考えられる。

### (1) 潮流の管理

電力マスタープランの解析結果からは変圧器 1 台事故では問題がなく、送電線 1 回線事故時に 146%の過負荷になる事例がある。N-1 事故時の潮流解析を行うことで平常時の 2 回線運用値を事故時には 1 回線熱容量の 110%以内になるように定めて運用する必要がある。

コートジボワールでは基幹系統はすべて連系（ループ系統或はメッシュ系統）されており、事故時に残回線或いは残変圧器に流れる潮流を即時に把握することは難しく、潮流を減ずるために系統構成の変更を行う等の緊急を要する復旧処置が難しいため事前の検討が重要である。このため、事故時に潮流が厳しい設備については万一の場合に備えて事前に事故対策書を作成することが望ましく、当直者への周知訓練も重要である。運用で対応できない場合には設備の新增設が必要となるが、それまでの間は、過負荷保護リレーなどの保護装置による負荷遮断や系統構成の変更も考慮する必要がある。

また、ループ系統の大きな課題としては短地絡事故時の事故電流の増加である。事故点に流入する電流はループ状、メッシュ状の系統ではより多くの箇所から流入することになることから、現状の遮断器の遮断容量に余裕があっても、今後の事故電流の推移をチェックし、遮断容量の格上げ、或は系統の分割化のいずれの対応が望ましいか検討していく必要がある。なお、解析計算では発電機が全台並列などの厳しい断面で検討されていることから、実際の発電機運転状況や系統構成データによるオンライン解析を用いて、より精度の高い系統運用を実施していくことも今後の課題である。

### (2) 周波数の維持

周波数を維持するには常に需要と発電量（供給）をバランスさせる必要がある。コートジボワールは WAPP 連系系統に属しており、5 ゾーンに分けられた WAPP 系統の中で、コートジボワール、ブルキナファソ、ガーナ、マリの連系系統が同一ゾーンであり、発電力が大きいコートジボワールとガーナで周波数調整を行うこととしている。実際には、ガーナとの連系線は通常は開かれておりマリとブルキナファソも含めた周波数はコートジボワールの TAABO と AZITO の発電機で 50Hz を維持するよう調整している。

発電機や負荷脱落時の周波数変動に対しては水力機のガバナー制御を期待しているとともに、予備力として最大発電機の脱落を考慮している。

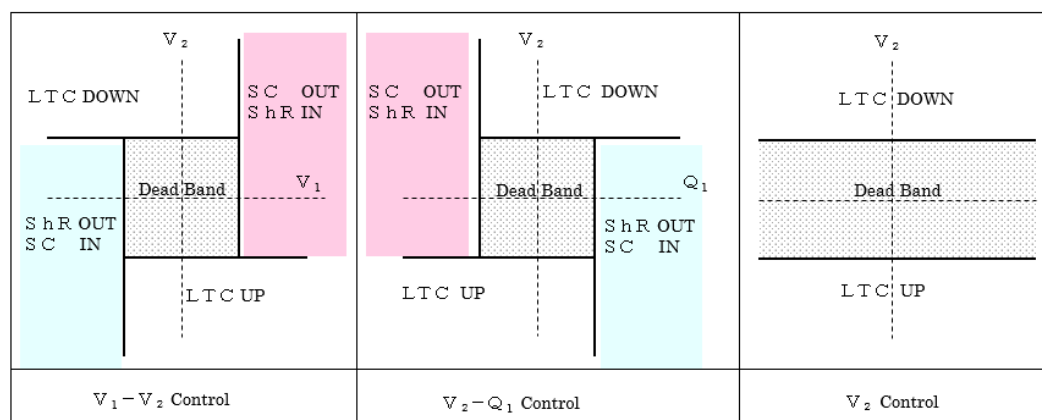
課題としては、基幹送電線の事故停止などで大幅な電源脱落や負荷脱落による周波数変動に対処する周波数リレーの活用があげられる。周波数の上昇に対しては周波数上昇防止リレー（OFR）を設置し、例えば 50.5Hz を超えた場合にタイマーを組み合わせることで発電機を解列させることや、周波数の低下に対しては周波数低下防止リレー（UFR）を設置し、例えば、周波数低下の速さに合わせたタイマーを組み合わせることであらかじめ定めた順番で負荷送電線の遮断を行い 48.0Hz を下回らないようにする方法がある。

### (3) 電圧の維持

電圧変動に対しては電力用コンデンサ（Sc）や分路リアクトル（Shr）や静止型無効電力補償装置（SVC）と変圧器のタップによって調整される。マスタープランにおける解析では調相設備の事故による 20% 程度の電圧上昇、低下が示されている。また、今回の調査においては、通常時において北部 225kV 系統は 200kV を下回る状況が確認できた。今後の調相設備の設置計画では電力需要の大きなアビジャン圏では電力用コンデンサの設置が、北部を含めた内陸部では大地静電容量による電圧上昇を抑制するための分路リアクトルの設置が予定されている。特に北部、内陸部系統では送電線の潮流の増減で電圧変動が大きいと考えられることから、両方に効果がある SVC に計画変更されている。

今後の課題としては、潮流パターンに合わせた解析計算により系統内の無効電力のバランスを把握し適正な箇所に適正な量の調相設備を設置することである。調査によると各変圧器には無負荷タップ切替装置（LTC）が設置されているが、その活用手法が確認できなかった。

電圧の制御方法の一例として電圧無効電力調整装置（VQC）の活用があげられる。図 5.17 に代表的な整定方法を示すが、基幹系統においては 1 次、2 次電圧を制御、中間系統では 2 次電圧と変圧器 1 次側の無効電力を制御、配電系統では 2 次側電圧のみ LTC によって制御する方式である。



出所：JICA 調査団が作成

図 5.17 VQC の制御方式例

電力マスタープランにおける事故解析の中で計算が収束できずに電圧崩壊が発生するケースがあることが報告されている。電圧崩壊現象を確認するには負荷の電圧特性を把握する必要がある。

負荷の有効・無効電力の電圧特性は大きく 3 種類に区別される。電圧が変動しても消費電力が変わらない定電力特性、消費電力が電圧の変化に比例する定電流特性、消費電力が電圧の二乗に比例する定インピーダンス特性があるが、特に電圧崩壊に大きく影響を与えるのは電圧が

低下しても負荷量が変わらない定電力特性の負荷であり、工場などの送風機などが代表的な機器である。さらに、変圧器のタップ動作による2次側電圧の維持制御は電圧の低下による負荷減少を阻害し電圧の安定性に悪影響を与えることが分っている。このため、電圧崩壊などの電圧不安定現象の解析においては負荷特性やタップ動作などを詳細模擬した解析ツールを用いた精緻な計算による確認が必要である（電力マスタープランの解析ではタップ制御効果を負荷特性としてモデル化している）。

更なる課題としては、調相設備に頼った電圧維持の危険性である。特に電力用コンデンサは電圧の二乗で無効電力出力が変化するため、一旦、電圧が低下してくると更に電圧低下を助長してしまい電圧崩壊に至ることも考慮しておかなければならない。計画では静止型無効電力補償装置（SVC）を設置することから制御範囲の電圧低下であれば問題はないが、事故時の電圧低下が大きいと通常のコンデンサと同様の特性を持つので要注意である。この対策として装置自身で電圧源を持ち系統電圧の影響を受けない自励式静止型無効電力補償装置（自励式SVC）の設置も検討することが望ましい。

また、発電機の無効電力出力に期待することも必要である。通常、発電機は発電機の端子電圧を一定に保つために励磁電流を調整（AVR）しているが、端子電圧の代わりに発電所の系統側母線電圧を一定に保つように制御する系統電圧調整装置（PSVR）を用いると、系統側の電圧が低下した場合に、発電機からより多くの無効電力供給を期待できる。

#### (4) 安定度の維持

コートジボワールの電力系統において発電機の同期運転が問題となるのはアビジャン圏に多数設置されている火力発電所から遠方にある水力発電機である。解析結果にあるように北部の225kV送電線が停止すると、Buyo発電所は北西部の90kV送電線との連系が解かれ、225kV、90kVの南回り送電線での連系となり、電気的な距離（線路インピーダンスの増加）が遠くなり、他の発電機と同期運転を行うことが困難（脱調）となったものである。

発電機については保護装置によって停止に至るが、その後、電力系統全体の不安定に発展し、さらなる発電機解列をもたらすこともある。

この対策として、脱調に至りそうな発電機を早期に除外することで更なる発電機の脱調を回避する安定化装置の設置が有効である。発電機の解列後の需給バランスを保つための負荷遮断制御も含めた検討が必要である。

#### (5) その他の系統的な課題

コートジボワール北部は日射量が多く、大規模な太陽光発電所の建設及び計画が進められている。現在は、コロゴ・ソーラー（25MW）が建設中であり、引き続きポロ・ソーラー（50MW）が開発中である。南部の火力、中部の水力に加え、太陽光発電所の北部への配置は供給力の分散の観点からは好ましいといえる。太陽光発電所は天候により発電力が増減することから需給調整が難しくなることはわかっているが、系統的にも重要な課題が発生する。

特に、太陽光発電所の増大で、火力機や水力機のような回転機の運転台数が減少し、系統の同期化力が小さくなることで、事故時の周波数変動等の系統動揺が厳しくなるため、系統の安定を保つための諸装置についても詳細な検討が必要である。今後、急速に太陽光発電の比率が高まることから、早期に検討を進めていく必要がある。

事故時に潮流や電圧、安定度面で停電が発生するケースが多く見受けられるが、アビジャン圏での停電は社会的に大きな影響を与えることが考えられることから、万一の事故時にもアビジャン圏の主要な地域が停電に至らないようにする必要がある。この方策として、アビジャン圏供給線路の事故時にアビジャン圏の火力発電所の発電力に見合った負荷を選択して単独系統を維持させる安定化装置の設置が考えられる。装置の仕様としては単に発電力と負荷量を合

わせるだけでなく、電圧も正常に保たれるように調相設備や線路充電容量も考慮した無効電力制御機能も必要と思われる。

現在、計画されている400kV系統の導入や発電所新設計画、太陽光発電所などの分散電源など電力マスタープランから大きく変更されている。また、変電所も225kVから33kVや15kVへ直接降圧して90kV電圧を省略したり、アビジャン圏では送電電圧を15kVから20kVへ上げるなど、系統の効率化や送電ロスの低減が進められようとしている。

これらの設備計画が順調に進むことが望ましいが、計画の遅延や変更などに適宜、対応できるよう系統運用を行うことが重要であり、そのための解析計算はCI-ENERGIESにて的確に実施されていることが確認できた。そのうえで、前記に記した課題事項の解決に新たな知見や手法が必要な場合には国外の技術協力も進める必要がある。

## 5-7 地方電化計画

### 5-7-1 地方電化マスタープラン

#### (1) 地方電化マスタープランの概要

小集落や村落などの未電化地域の電化は、国家開発計画の重要目標の1つであり、電化により、地域の生活環境改善、地域住民への収入増加手段の提供による経済開発、地域での付加価値の創造とバリューチェーンの構築による発展などを目指している。

地方電化は 2013 年に政府が採択した地方電化国家計画（National Program of Rural Electrification : PRONER）と地方電化マスタープラン（Master Plan of Rural Electrification : PDER）を中心に進められている。

この内、地方電化マスタープランは、コートジボワール全体の電化目標設定と目標達成のための未電化地域への具体的な電化方策で構成され、電化目標については、2030 年までの需要の分析とともに次のような優先順位付けの考え方により設定されている。

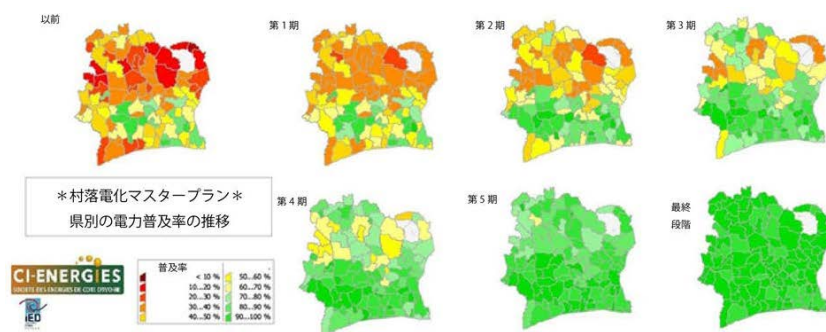
1. 地域間の均衡化を図るため、全ての地域（県単位）で最低 30% の普及率を達成する目標
2. 郡の行政中心地全体及び 1998 年時点で 500 人以上の住民を抱える地区を、短期的に電化する目標
3. コートジボワール全土を電化する目標

なお、現在、独立電源により供給されている地域についても、目標の中に含まれる。

電化方策については、配電線を拡張し供給する方法、ディーゼル発電と太陽光発電など再生可能エネルギーとのハイブリッド発電による供給を選定している。なお、再生可能エネルギー発電は、配電システムを拡張していった場合の、系統末端での電圧維持の役割も期待されている。また、地方電化計画の展開と社会経済的インパクトをリアルタイムでモニタリング・評価できるよう、モニタリングシステムも計画に含まれている。

また、カバーされる人口と経済発展拠点の観点を統合した、地方電化の社会経済的インパクト分析および電圧降下面を検討し、①電力系統強化により需要を満たすことのできる地域、②補完的な運用措置が必要となる地域、③電圧計画（電力系統の端で供給される、再生可能エネルギー生産、単巻変圧器による暫定的解決策ならびに将来的な追加供給を担う 4 ヶ所の配電用変電所の設置）を改善するための、追加投資を奨励すべき地域の優先付けを実施している。さらに、低コストでの供給解決策を選定するための技術経済的基準評価として、対象地区の配電線による接続を 6 つの段階に序列化している。

図 5.18 に、6 つの段階ごとの地域的な電化の進展を示す。



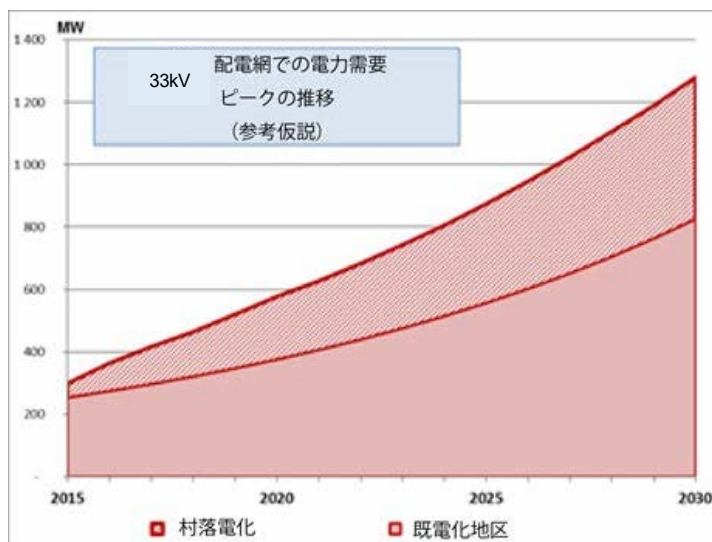
出所：CI-ENERGIES 地方電化マスタープラン

図 5.18 地域的な電化の進展



マスタープランにおける需要予測モデルは、電化後の需要実績と地域でのアンケート分析から地域の規模と地理条件に応じた地域ごとの消費様式の特徴を掴み、年2%の人口増加率を前提とした年2%の伸び率、2015年度の35%から2035年時点で70%となる接続率、2020年時点で約25%の非家庭用需要割合を考慮して予測されている。

図5.19にマスタープランで予測している、30kV配電系統におけるピーク需要を示す。



出所：地方電化マスタープラン

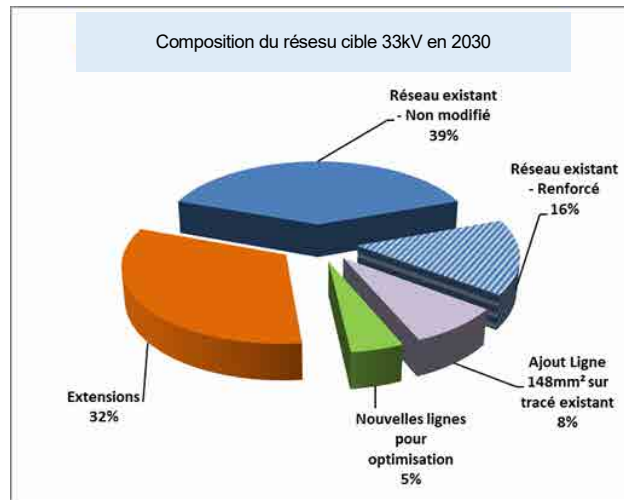
図5.19 33kV配電網での電力需要予測

電化方策としては、まず、地域の行政庁の所在地および500人以上の集落などのほとんどの電化対象地区が既存の33kV配電網から20km圏内に位置していることを踏まえ、既存の配電線および配電用変電所からの距離と路線図調査などに基づき、既存の33kV配電線の張替え、無電化地区までの延伸、変電所からの新設などが計画されている。図5.20に、33kV配電線による対策の内訳を示す。

これらの対策により、33kV配電線は2014年の約20,500kmに対し、2030年には約40,000kmに増加することになる。

地方電化は重要な国家開発計画であるが、実現のためには、約25,000kmに及ぶ電線をはじめとする資機材の調達資金の手当てと資機材の一部を国内調達できるようにするための産業開発が課題である。

併行して5,000に及ぶ村落で実施されるプロジェクトの調査、施工業務管理能力の強化、またCADでの製図や安定したペースでの施工監督など人材育成も必要となる。



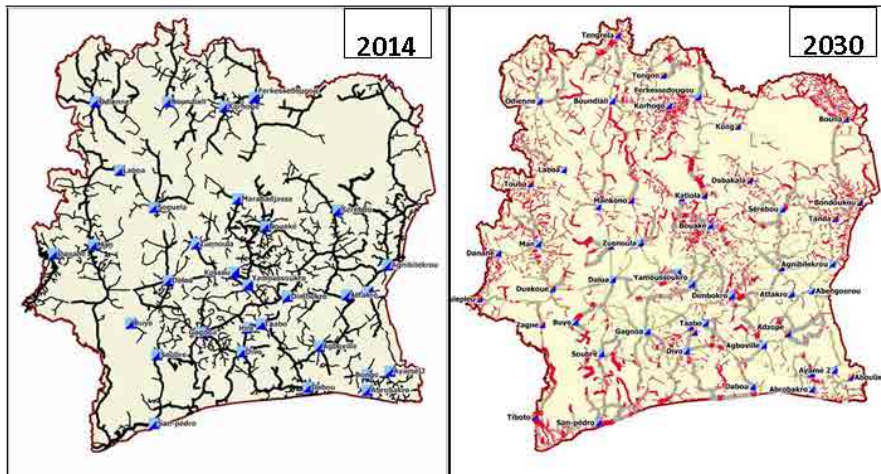
出所：地方電化マスタープラン

図 5.20 33kV 配電線の対策内訳

また、配電網の電圧降下を推定し、電圧降下が 7.5% から 10%になる地区では、実際の需要が予測モデル通りに増加した場合、配電用変電所での電圧調整、無効電力補償、末端での単巻変圧器による電圧調整の適用が検討されることになっている。

2030年時点で多大な電圧降下を示すと考えられる約 550 の電化対象地区については、配電用変電所の新設が計画されている。

図 5.21 に 2014 年から 2030 年時点で 33kV 配電網がどう拡張されるかを示す。



出所：地方電化マスタープラン

図 5.21 33kV 配電網の将来推移

#### 5-7-2 地方電化の進捗状況と今後の計画

2011年に全 8,517 地域の内、2,877 地域に過ぎなかった電化地域（電化率 33.8%）は、2017年には全 8,513 地域の内、4,614 地域が電化され電化率は 54.2%に上昇した。表 5.23 に過去 5 年間の進捗を示すが、供給サービスは電化より若干の遅れがみられる。

人口 500 人以上の地域の電化が大きく進展しており、こういったことから、全人口に占める電化地域に住んでいる住民の割合は、2011 年に 74%であったものが、2017 年には 82%になっている。

表 5.23 地方電化の進捗状況

	2013	2014	2015	2016	2017
電化された地域数 (a)	551	160	538	68	420
内 500 人以上の地域 (b)	531	150	514	68	402
供給サービス地域 (c)	151	250	215	288	173
電化地域総数 (d) 前年(d)+(a)	3428	3588	4126	4194	4614
供給サービス地域総数 (e) 前年(e)+(c)	3028	3278	3493	4177	3954
未電化サービス地域総数 (f) 前年(f)-(c)	5481	5231	5016	4728	4555
未電化地域総数 (g) 前年(g)-(a)	5081	4921	4383	4315	3895
内 500 人以上の地域 (h) 前年(h)-(b)	1581	1431	917	849	447
電化率(電化地域) (i) (d)/((d)+(g))	40%	42%	48%	49%	54%
電化率(サービス開始地域) (j) (e)/((d)+(g))	36%	39%	41%	44%	46%

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

元々の計画では、2016 年から 2017 年の配電線拡張計画の内、西部の 252 地域、中央と北部の 150 地域の合計 402 地域の電化の融資が決定しており、2018 年は残り 901 地域について融資が必要となっている。すなわち、2017 年から 2018 年に合計 1303 地域に対し、以下のドナーの融資により電化がされることになっている。これにより、人口 500 人以上の地域については、2017 年に 447 の未電化地域が電化され、2112 地域の全てが電化される計画となっている。

なお、この他、コートジボワール電力セクターも 69 地域の電化を予定している。

- ・ Exim Bank of China 500 地域 (中央・北部)
- ・ African development Bank 252 地域 (西部)
- ・ World Bank 201 地域 (南西部)
- ・ European Union & French Development Agency 350 地域 (中央・南部)

一方、CI-ENERGIES の現行の計画では、970 地域の配電系統による電化と 49 地域の独立電源による電化による 1023 地域が融資対象となっており、これらの融資計画の配分は下記のとおりである。

- ・ Exim Bank of China 350 地域
- ・ African development Bank + European Union 350 地域
- ・ World Bank 201 地域
- ・ Energos 30 地域
- ・ Zanzan 7 地域
- ・ UEMOA 12 地域
- ・ コートジボワール電力セクター 73 地域

図 5.22 に各ドナーの融資による主な電化地域を示す。

独立電源による 49 地域の電化 (Decentralized Rural Electrification : ERD) は、独立電源による供給が適当と判断された 96 地域に対する、UEMOA (12 地域) と EU (Energos2 と Zanzan プロジェクトによるそれぞれ 36 地域と 7 地域) の融資で実施されるものであり、太陽光発電とディーゼル発電のハイブリッドにより低圧配電線と街灯のミニグリッドに供給する方式である。

なお、これらの地域は系統から 5km 圏内にある小規模な地域となっている。

これらにより、電化は 5637 地域になり、電化率は 54.2%から 66.2%に改善され、残りは 2876 地域を残すのみになるが、この 2876 地域の今後の電化計画については、2829 地域が配電線の拡張による電化で、47 地域が独立電源による供給計画となっている。



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

図 5.22 各ドナーが中心に行っている農村電化支援エリア

2025 年までの全電化計画に必要な資金は、2,829 地域の電化のための配電線の拡張で 1,273 億 FCFA、47 地域の太陽光とディーゼル発電のハイブリッドミニグリッド構築で 65.8 億 FCFA の合計 1,339 億 FCFA が必要である。この大きな資金を WB、AfDB、EU、EXIM Bank(India, Korea, China)と European Investment Bank と市中銀行からなるドナー団で融資可能かが今後の課題である。

なお、実施にあたっては、次のような優先順位付けを行っている。

- ・ 電化地域率が 80%になるような計画 (2019 年末まで)
- ・ 未電化地域を一番多く抱える地域の計画 (2018 年まで)
- ・ 進めているプロジェクトの進捗度の向上
- ・ 配電線に近い地域

### 5-7-3 再生可能エネルギー等独立電源による供給

マスタープランでは配電線を拡張する案と独立電源による電化案とを比較検討し、96 地域が独立電源による電化が適切であるとしており、この内 26 地域（人口 250 人以下）は、電力系統から 20km 以上離れており、経済的な理由で独立電源による供給が有利としている。

残りの 70 地域（500 人以上 35 地域を含む）は、配電線供給では 10%以上の電圧降下があると想定されている地域で、この点から独立電源による供給が有利な地域としている。

この電圧問題は、マスタープランの 2030 年断面の配電系統の運用シミュレーションで、集落数の多いあるいは配電系統の末端にある 7 エリア（550 地域）は、10%以上の電圧降下が生じるとなっており、集落数の多いエリア 480 地域については、小水力とバイオマス発電の配電系統接続などの電圧対策を行うことになっており、その他の 70 地域が上記の独立電源による供給対象になっている。

CI-ENERGIES の現行の計画の中でも、配電線供給、太陽光とディーゼル発電のハイブリッドミニグリッド供給、独立電源単独供給（個別、集合、ソーラーキット、ソーラー街灯）について、残りの 2876 地域の経済性について比較検討している。

それによれば、必要投資額については、配電線供給では 129.4MdFCFA、ハイブリッドミニグリッドでは 402.6MdFCFA、独立電源単独では 230.8MdFCFA と試算している。また、電気料金については、2016 年の発電原価が 44.1FCFA/kWh に対し、ハイブリッドシステムでは、人口 259 人の地域では、380FCFA/kWh になると試算しており、ほとんどの地域で配電線供給が有利としている。

なお、太陽光発電コストについては、世界の売電単価の調査を行っており、それによると、フランス（152FCFA/kWh）、ドイツ（82.38FCFA/kWh）、ガーナ（85.16 FCFA/kWh）、南アフリカ（50.9FCFA/kWh）、ケニヤ（112.5 FCFA/kWh）となっている。

一方、電気料金支払いを負担に感じる住民用に、太陽光パネルと直流制御盤、通信端末、リチウムイオン電池がパッケージ化されたセットが複数メーカーから販売されており、照明・テレビなどが利用できるようになっている。

中には直流のまま使えるテレビが 1 セットとなっているものもある。（図 5.23）セット価格は 50 万 FCFA 程度であるが、分割払いが可能で完済後は所有できる。未払いがあった場合は、遠隔で機能停止ができる通信端末を内蔵している。



図 5.23 太陽光パネルとテレビのセット例

### 5-7-4 全地域電化に向けての取組み

2014 年に、CIE が提案した全地域電化に向けての取組み（Electricity for All Program : PEPT）

が政府により採択され、エネルギー省主導による CI-ENERGIES、ANARE、CIE からなる技術運営委員会が設置された。この委員会により、資金調達計画・、実施主体管理、PEPT に関連する財務フローの認定の実施と監視、評価が行われることになった。

2013 年の電化の実態をみると、コートジボワール全土の約 400 万世帯の内、66%にあたる 270 万世帯が電化地域に住んでいるものの、110 万世帯 (40%) だけが、実際に受電し電化の恩恵を受けているにすぎない。PEPT の目標の 1 つは、電化地域に住む住民の受電率を上げることであり、2020 年末までに電化が終了する 370 万世帯の内、270 万世帯 (73%) が受電することである。

このため、接続費用を含む電気料金支払い方法、家庭内配線の標準化と検証などに関する総合的な取組みとなっている。電化後も接続料金および電気料金支払いの負担が大きいことを理由に電気を使わない世帯が多い状況から、接続を促す取り組みとして、配電線との接続費用については、最初に 1,000FCFA (5,000FCFA の場合) を払えば、残りは 10 年以内に返済すれば良い仕組みも用意されている。また、村落地域での生産的利用の増加と新たな経済活動の発展を促すための、村落電化の付加価値化を合わせ進める必要がある。

PEPT プロジェクトは、今後 5 年間に年平均 20 万世帯 (都市部 40%、準都市部 35%、農村部 25%) を接続する計画で進められ、接続費用は 1 世帯あたり 15 万 FCFA かかるため、2020 年までに計画している 100 万世帯の接続に必要な資金は 1,500 億 FCFA と見積もられている。

なお、接続と内線工事および契約は CIE が実施することになっている。

## 5-8 設備投資・資金調達状況

設備増強計画に必要な投資資金については、ほとんどを外部からの融資による資金調達に頼っている。CI-ENERGIES は2018年2月に開発計画と資金調達状況を参考資料としてとりまとめしており、そこで2011年から2017年までの投資実績および資金手当て状況、2018年から2030年までに必要となる資金の調達状況について報告されている。

表5.24は、マスタープランの発電および送変電設備増強計画に対し、2011年から2017年までに竣工したもの、至近の竣工が予定されているもの、資金調達済みのもの、2018年以降に資金調達を目指すものについて、プロジェクト件数と調達額を記載している。この内、資金調達済みの1,780億FCFA（356億円）については、中国輸出入銀行（Exim Bank of CHINA）の融資が1,359.4億FCFA（272億円）と76%を占めている。

表 5.24 2011年から2017年の発電および送変電設備増強計画の資金調達状況

左はプロジェクト件数を示す。調達額は10億FCFA

	当初計画		竣工済		至近に竣工予定		資金調達済み		今後調達予定	
発電	7	603.9	4	439	0		0		0	
送変電	27	376.35	6	79	5	73	8	178	5	3.8
合計	980.25		512		735		178		3.8	

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

同様に、配電網の増強計画については、表5.25のようになっており、内陸部の地方電化のための配電線増強計画に対する調達額が大きくなっていることがわかる。

この内、資金調達済みの178億FCFA（35.6億円）については、世界銀行（WB）の融資が92億FCFA（18.4億円）と52%を占めている

表 5.25 2011年から2017年の配電網増強計画の資金調達状況

10億FCFA

	当初計画	実施済	至近に実施予定	資金調達済み
アビジャン	141.1	26.1	70	45
内陸部	222.8	35.9	53.9	133
合計	363.9	62	123.9	178

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

また、自動化計画については、表5.26のようになっており、内陸部の地方電化のための配電線増強計画に対する調達額が大きくなっていることがわかる。

表 5.26 2011年から2017年の自動化計画の資金調達状況

10億FCFA

	当初計画	至近に実施予定	資金調達済み
自動化	44.0	25.4	68.7

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

2018年以降のそれぞれの計画に対する資金調達については、既に資金調達先が決まっているもの、調達先を調査中のものについて、表5.27のようになっている。

表 5.27 2018年から2030年の発電および送変電設備増強計画の資金調達状況

		計画		資金調達先調査中		調達先の手当必要	
発電		52	5,308	38	4,783	14	525
送変電		46	1,028	34	714	13	314
配電	アビジャン	233.8		—		—	
	内陸	559		—		—	
自動化		5.6		13		17.4	

発電・送変電の左欄はプロジェクト件数を示す。調達額は10億FCFA

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

資金調達事情はそれほど厳しい状況にあるとは言えないが、今後は、自己資金による投資を可能とするよう、電気料金収入をベースとする電力セクター全体の財務面での一層の改善が必要となる。



## 5-9 他ドナーの支援状況

今回の調査では、他ドナーの動向は協力対象候補案件を中心に行ったが、表 5.28 のデータに見られるように、中国の支援（8 億 \$、全体の 30%）、EU の支援（7.2 億 \$）が際立っている。

表 5.28 各ドナーによる支援状況

プログラム	Million USD	
	融資元	融資額
Union Européenne (UE) 11ème FED ENERGOS1-UE 11emeFED	無償	76
Union Européenne (UE) 11ème FED ENERGOS2-UE 11emeFED	無償	74
Gouv Espagne	無償	43
BOAD – Fonds de Développement de l’Energie (FDE)	借款	63
Exim Bank of CHINA (China National Electric Engineering Company – SINOMACH) 水力発電所、送電線、変電所	借款	800
世銀(World Bank) 送変電・配電設備増強、地方電化プロジェクト	借款	325
フランス開発庁 Agence Française de Development (AFD)	借款	131
アフリカ開発銀行 BAfD	借款	180
Banque Européenne d’Investissement (BEI) ENERGOS1-BEI	借款	129
Banque Européenne d’Investissement (BEI) ENERGOS2-BEI	借款	264
Fonds Koweitien (KFAED)	借款	23
EIFFAGE	借款	108
Banque Africaine de Développement (BAfD)-FAD	借款	83
Banque Islamique de Développement	借款	215
Banque Ouest Africaine de Développement (BOAD)	貸付	42
Banque Ouest Africaine de Développement (BOAD)	貸付	42
Banque Atlantique Côte d’Ivoire (BACI)	貸付	8
ECOBANK	貸付	67
合計		2,673

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

中国の支援については、既に設備投資資金調達状況に述べたとおりである。

EU については、電力セクターのみならず、コートジボワールにおけるリードドナーとして、ドナー間の調整やドナー会合の開催、資金拠出の規模などに大きな存在感を示している。

EU の電力セクターにおける支援は、ENERGOS1-UE 11<sup>eme</sup>FED、ENERGOS1-BEI、ENERGOS2-UE 11emeFED、ENERGOS2-BEI というプログラムが主になっており、このプログラムにより、送変電設備増強、地方電化（再生可能エネルギーの活用含む）、再生可能エネルギー分野にかかる制度整備・人材育成なども行われている。

世銀 IDA グループは、送変電設備増強、地方電化を含めた配電網増強、電力セクターにおける制度構築支援とプロジェクトマネジメント力強化などを行っている。

また、世界銀行 IFC グループは、電力セクターへの民間投資を促進するべく、エネルギー省とともに、2017 年 12 月に再生可能エネルギーワーキンググループを立ち上げた。水力、バイオマス、太陽光、風力、オフグリッド、ミニグリッド、政策と金融制度といった分会を設け、それを世銀 IFC 事務局がエネルギー省とともに取りまとめている。2018 年 2 月には 2 度目の

ワークショップをアビジャンで開催した。開発ドナーに加えて、民間企業（銀行、投資機関等）ともに、より一層の投資促進のために必要な施策、制度の在り方などについて協議を行っている。

アフリカ開発銀行は、発電・送変電設備増強計画として、**Singrobo** 水力発電所建設、東部地域送電線強化プロジェクト、**AZITO**、**CIPREL** 火力発電所の増強への融資を実施している。

資金調達の項で述べたように、現状は、他ドナーのコートジボワール電力セクターの支援に関する関心が高いが、地方電化など投資回収の難しいプロジェクトも多く含まれていることから、今後は民間の参入がし易くなる支援、あるいはコートジボワールが抱える技術的課題への支援といった観点がより必要になると考えられる。

## 5-10 西アフリカパワープール（WAPP）のマスタープラン

西アフリカパワープールは 1999 年に西アフリカ地域共同体（ECOWAS）総会により設立が合意され、2006 年に ECOWAS 加盟国 15 カ国の内、島嶼国のカーボベルデを除いた 14 カ国が WAPP の機能について合意し WAPP が発効し、ECOWAS に属する特別機関として本部をベナンに設置して正式に設立された。図 5.24 に WAPP の運営組織形態を示す。

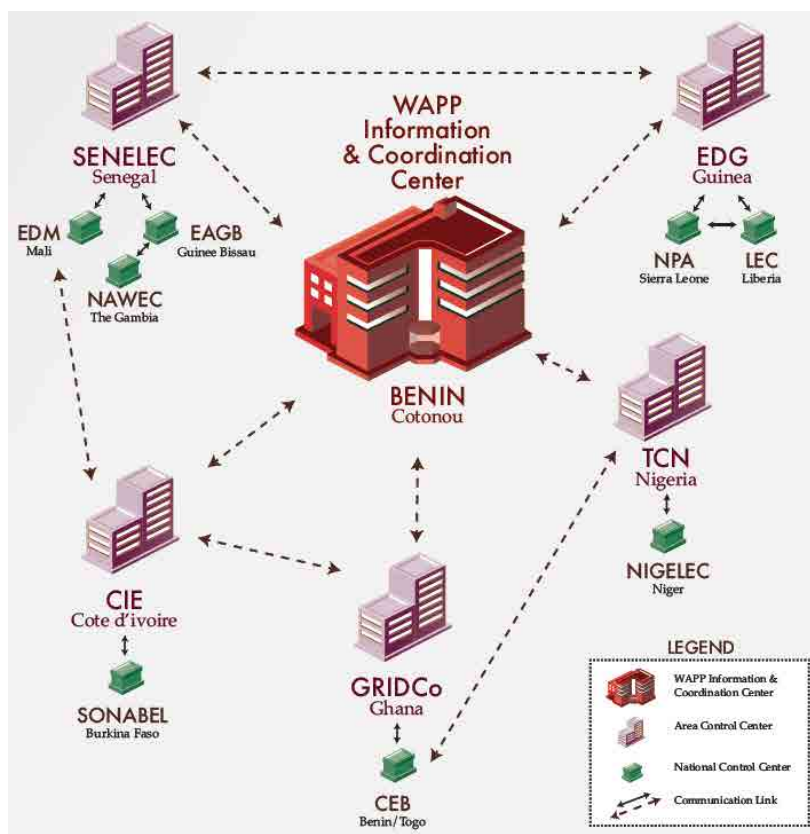


図 5.24 WAPP の運営組織形態

出所: Development of ECOWAS REGIONAL ELECTRICITY MARKET, 2013

WAPP の電力マスタープラン（ECOWAS Revised Master Plan for the Generation and Transmission of Electrical Energy）は、ECOWAS が策定したマスタープランを 2011 年に Tractebel 社が改訂し、今回、最近の情勢変化の反映と前回のマスタープランの教訓などを踏まえ、前回と同じ Tractebel 社により改訂作業が進められている。

2018 年 9 月に Volume1: Executive Summary のドラフト（以下報告書(案)）が公表され、WAPP の目指す方向、加盟 14 カ国間の現状分析、課題への対応、国際電力融通に寄与する電源開発と連系線増強プロジェクトなどがまとめられているので、関連する事項について分析を行った。

### 5-10-1 加盟国の現状の把握

WAPP 加盟 14 カ国（ベナン、ブルキナファソ、コートジボワール、ガンビア、ガーナ、ギニア、ギニアビサウ、リベリア、マリ、ニジェール、ナイジェリア、セネガル、シエラレオネ、トーゴ）間の社会、経済状況は大きな違いがある。

ナイジェリア、ガーナ、コートジボワールと他の諸国間には社会・経済側面からの規模に隔

たりがある。(図 5.25、図 5.26)

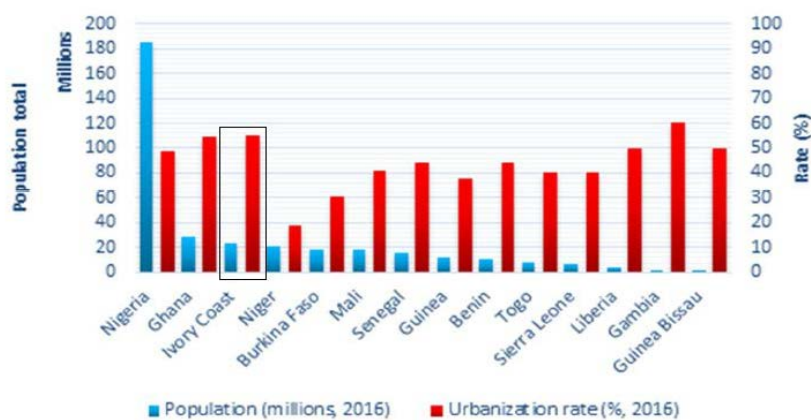


図 5.25 WAPP 諸国の人口と都市化率

出所: Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy Draft Final Report

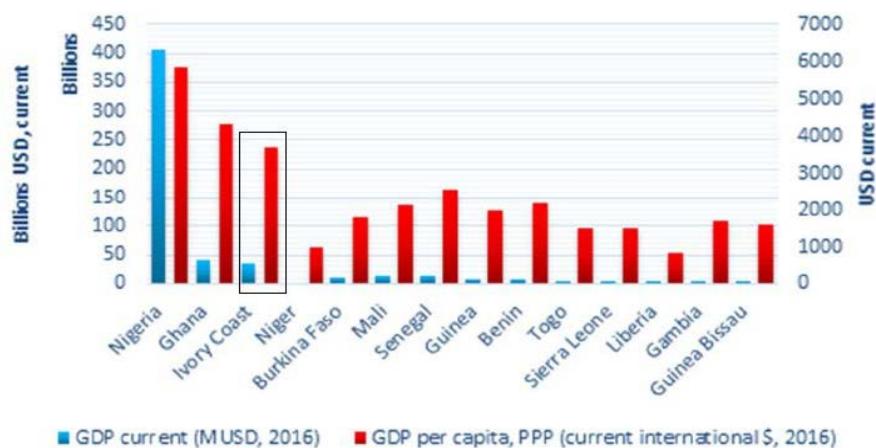


図 5.26 経済指標

出所: Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy Draft Final Report

報告書(案)には、現状認識として上記の社会・経済指標の他に、電力セクターの組織形態と電力系統の評価指標、電気料金、財務状況などの比較が示されているので以下に示す。

### (1) 各国電気事業の組織形態

発電・送電・配電設備の所管・運用と小売りを公的機関が実施しているか、IPP や設備運用事業者などの民間が実施しているかの分類を図 5.27 に示す。多くの国は公的機関による発電から小売りまでの一貫体制の下で IPP が一部導入されている形態を取っている。コートジボワールは最も民営化が進んでいると言えるが、ナイジェリアは一部電力自由化<sup>1</sup>が行われている。

<sup>1</sup> 電力市場の自由化とも言い、電気事業において市場参入規制を緩和し、市場競争が行われることを指す。

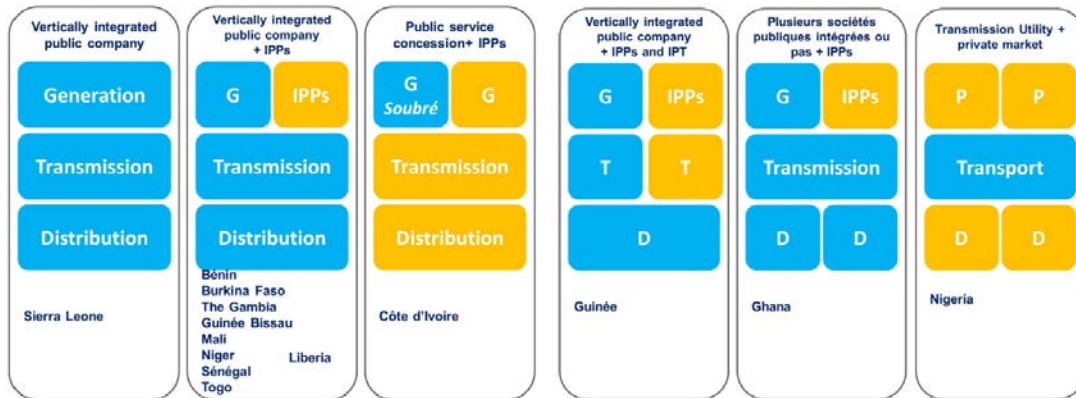


図 5.27 電気事業運営系形態

出所: Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy Draft Final Report

(2) 発電設備容量

設置されている発電設備容量と実際に稼働している発電設備容量<sup>1</sup>を図 5.28 に示す。ナイジェリア、ガーナ、コートジボワールの3国で、WAPPの全発電設備容量 20.64GW の87%を占めている。

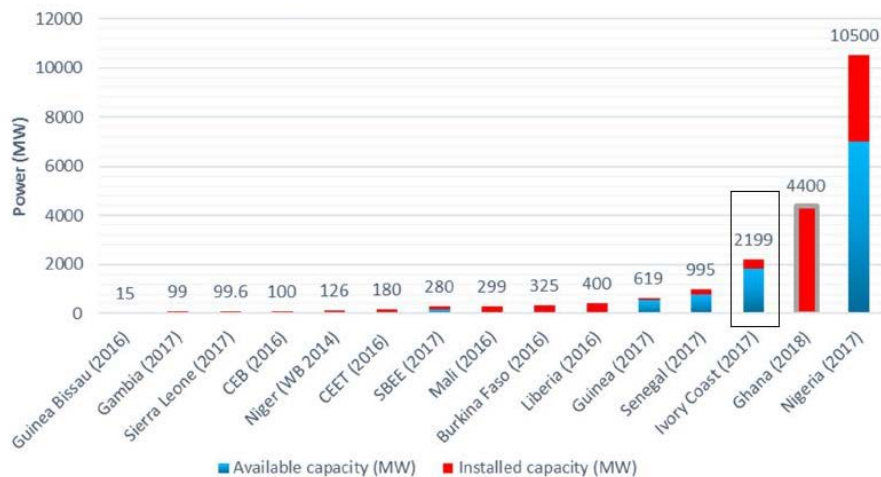


図 5.28 発電設備容量と利用可能量

出所: Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy Draft Final Report

<sup>1</sup> 赤のみの国は、稼働設備データが無いことを示す。

### (3) エネルギー源比率

全発電設備に占める水力、火力、再生可能エネルギーの比率を図 5.29 に示す。ギニアの豊富な水力資源、ブルキナファソとセネガルの太陽光を主とする新たな再生可能エネルギーの導入開発が始まっている状況がわかる。

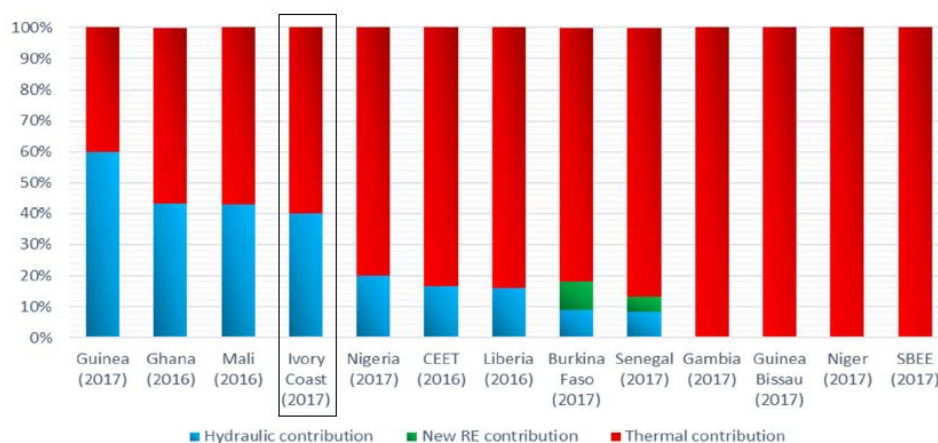


図 5.29 発電設備のエネルギー源比率

出所: Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy Draft Final Report

### (4) 停電回数と停電時間

設備事故あるいは供給力不足による計画停電を含む負荷遮断などによる停電の回数(SAIFI)および時間 (SAIDI) を図 5.30 に示す。この統計値が取られているのは、7 カ国のみである。

コートジボワールは SAIFI, SAIDI 共に、加盟 14 カ国の中では極めて良い数値となっている。なお、トーゴの数値が悪いのは、統計値の年に長時間停電が発生していることによる。

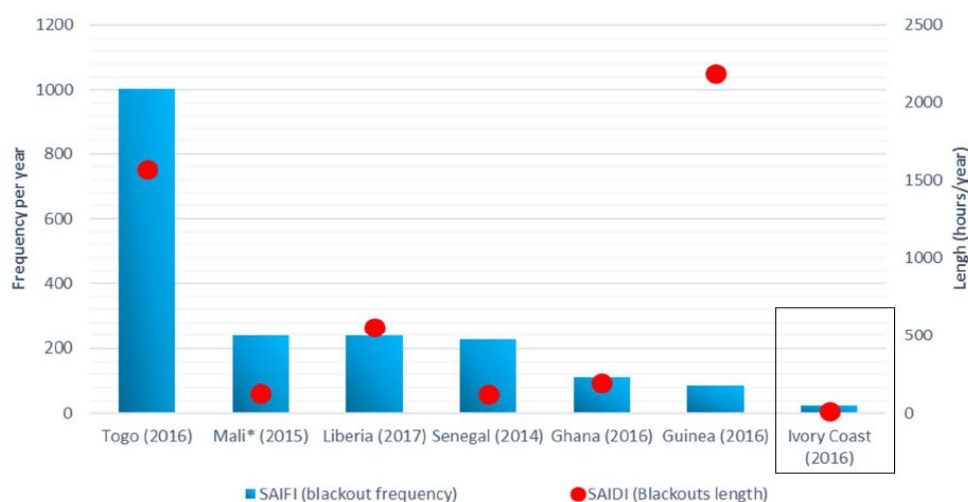


図 5.30 年平均停電回数と停電時間

出所: Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy Draft Final Report

### (5) 電化アクセス率

全人口に対する電化されている地域に住む住民数割合を示す電化アクセス率についても、WAPP 諸国での大きな相違がみられる。(図 5.31)

コートジボワールの 2014 年の電化アクセス率は、ガーナに続き高い数値になっている。この数値(61%)は、前述の 5-7 地方電化マスタープランで示した最新データでは、2011 年に 74%、2017 年には 82%となっており、WAPP のデータとの違いがみとめられるが理由は把握できなかった。なお、地方における電化アクセス率(39%)は同じ数値となっており、この数値は 2017 年では 46%に改善している。

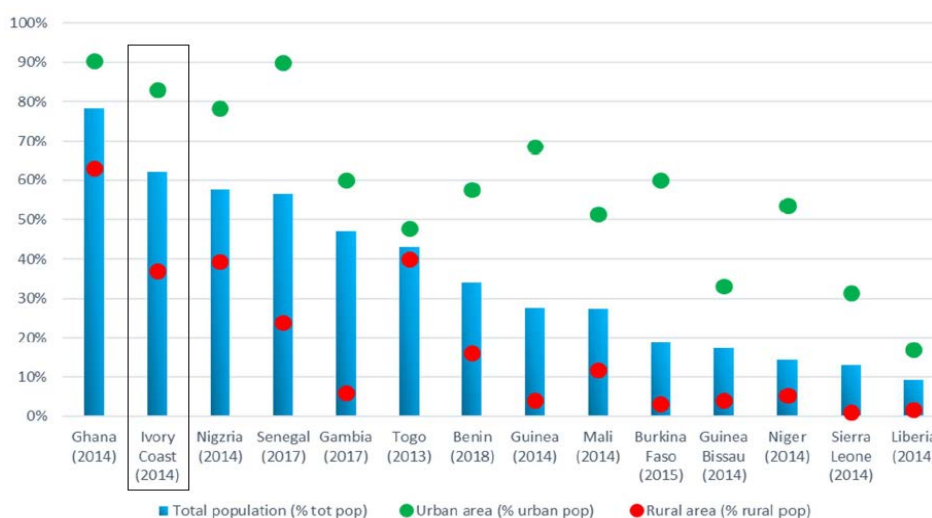


図 5.31 電化アクセス率

出所: Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy Draft Final Report

### (6) 電力損失

送電系統と配電網の合計電力損失率を図 5.32 に示す。この値には、非技術的損失が含まれている。報告書(案)では、改善すべき重要事項への対処の提言を行っているが、小売りに関する改善点の 1 つに非技術的損失の低減も取り上げられている。

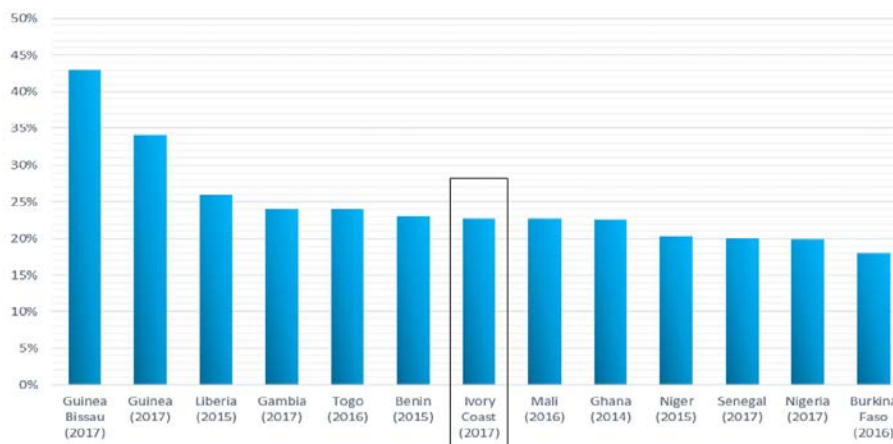


図 5.32 送電系統および配電網の電力損失

出所: Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy Draft Final Report

### 5-10-2 電力需要予測

需要予測は、社会・経済発展動向（工業生産、GDP）、住宅用需要動向（人口増加、電力消費量増加、無電化地域の電化、電力供給サービス向上）、独立電源から系統受電への切替え動向（特に鉱山）などを基に各国で行われた。

表 5.29 に示す各国の 2033 年までのピーク電力需要の予測をみると、ほとんどの国で今後 15 年間の平均伸び率が 6%~9%と高い伸びを予想している。

各国はこれまでの発電・送変電・配電設備への投資による大きな負債を抱えているが、短・中期的にもピーク需要の伸びが予想され、それに対応した設備投資が必要となることから、さらに負債が増加することが懸念される。

表 5.29 需要予測

ピーク需要(MW)	2018	2020	2022	2015	2030	2033	平均伸び率
BENIN	276	314	359	432	587	704	6.4%
BURKINA FASO	318	385	471	613	858	1,043	8.3%
IVORY COAST	1,420	1,767	2,013	2,434	3,316	3,981	7.1%
GAMBIA	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%
GUINEA 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%



出所: Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy Draft Final Report

### 5-10-3 電源開発状況

電源開発の現状を見ると、急な供給力増強の必要性から火力発電のレンタルに頼る状況が年々拡大しており、それが債務と資金調達などの財務的負担となっている。しかも、加盟国の多くは、発電予備力は不足状態にあり、負荷遮断や全系崩壊の危険性など系統運用面の厳しい課題を抱えている。基幹系統運用の努力は、N-1 基準を満たしていない送電系統からも必要になっている。

こういった状況に対応するため、次の取組み事項が必要となっている。

- ・ 地域的な発電力の違いから生ずる発電余力（ギニアの水力、ナイジェリアの火力に顕著）を活用するため国際連系線を増強
- ・ 内陸国は、太陽光発電を主とした再生可能エネルギーを導入し、エネルギー自給率を高めるとともに発電コストを低減する

#### (1) 化石燃料供給

ナイジェリア、ベナン、トーゴ、ガーナ、コートジボワールは、電源として天然ガスが主要になっている。沿岸国は、ガス田の運用とナイジェリアからの西アフリカガスパイプライン（Western Africa Gas Pipeline: WAGP）を通じたガス供給により、火力発電所を運転している。しかし、ガス産出量の低下に直面しており、石油系燃料の使用や発電抑制を余儀なくされている。ガス供給会社のストライキもしばしば影響している。

最近セネガルとモーリタニアの沿岸でガス田が発掘されているが、こういった状況を好転させるまでには至っていない。

#### (2) 水力電源開発

西アフリカには、国境を超える 28 の河川があり、その内ニジェール川（支流含め流域は 11 カ国）、セネガル川（同 4 カ国）、ヴォルタ川（同 6 カ国）、チャド湖、コモエ川（同 4 カ国）が重要河川になっている。国別で見ると、ギニアには国境を超える河川が 14 あり、コートジボワールには 8 河川、リベリアには 7 河川、ナイジェリアとシエラレオネには 5 河川がある。これらの河川流域は西アフリカ全土の 71% をカバーしている。

これら流域での水力開発が行われており、ギニアの Kaleta と下流の Souapti、Amaria、コートジボワールの Soubre に続く Sassandra、ナイジェリアの Zungeru、Mambilla が現在建設中である。しかしながら、水力電源開発はまだ十分な潜在力がある。

#### (3) 新たな再生可能エネルギーの導入

年間の日射量の大きい西アフリカの北部で、太陽光発電導入の取り組みが始まっている。セネガルがパイオニアで、2018 年初めには、国内の総発電量の 1/4 にあたる 120MW が運転を始めている。ブルキナファソとマリ、ガンビアは、複数のプロジェクトが動いている。

水力を含む再生可能エネルギーは、手頃で、信頼でき、持続性があるモダンなエネルギー源であり、西アフリカにおいては、膨大で手つかずの潜在力があることから、次のような ECOWAS Renewable Energy policy が設定された。

- ・ エネルギーミックスにおける、大規模水力発電比率を 2020 年までに 35%、2030 年までに 48% とする。

- ・ 太陽光、風力、バイオマス、小水力による発電比率を2020年までに10% (2,424MW)、2030年までに19% (7,606MW) とする。

なお、注意しなければならない点として、セネガルで起きている周波数と電圧維持に関する電力系統運用上の問題がある。セネガルでは、セネガルと系統連系しているモーリタニアの太陽光と風力発電の発電力変動に対し、十分な発電調整余力が無いことによる周波数変動が発生している。これは、今後、他国でも起こりうる課題であり、設備対策と導入計画に関するルール、調整力のある十分な容量の水力発電と火力発電が必要となる。特に、これらの対策は、太陽光発電力が落ち電力需要が増える点灯時間帯に重要であり、また、どんな時間帯でも変動性のある電源という特性に対応できなければならない。

再生可能エネルギーで発電した電力の貯蔵方法に関する検討が併行して行われており、これは、改訂マスタープランでは、Storage projects mechanisms for a better RES penetration という優先プロジェクトになっている。

#### 5-10-4 国際連系線の状況

加盟14カ国の電力系統は15年前までは、各国で独立した系統となっていたが、ここ10年で多くの国際連系に関する契約が行われ、現在も検討が続けられている。

2015年にはコートジボワールのFerreとマリ、セネガルのSikassoの連系により、WAPPでZone Aと呼ばれていたグループ（コートジボワール、ブルキナファソ、ガーナ、トーゴ、ベニン、ニジェール、ナイジェリア）とZone B（マリ、セネガル、ガンビア、ギニアビサウ、ギニア、シエラレオネ、リベリア）が接続されることになった。また、3年以内に結ばれるCLSG<sup>1</sup>系統とOMVG<sup>2</sup>ループの間の契約は、14カ国の融通をリードすることになる。

連系線の充実により電力融通の機会は広がることになるが、一方で系統運用面での課題も生じてくる。

CEB<sup>3</sup>電力系統は、ナイジェリアとガーナの電力系統に連系しているが、ナイジェリアの系統規模が大きく、両系統の一体運用ができないことから、CEBの系統は2つに分けて運用せざるを得なくなっている。これについては、2つの系統の同期運転の検討が行われ、実施可能な段階になっている。同様に、マリはコートジボワールとの連系とManantali系統を一体運用するには、150kVのBamako-Segou間送電線の容量が小さすぎることから、この間を開いて分離運用している。

こういった連系に伴う課題への対処については、3~4年以内に開発すべき優先プロジェクトとしてあげられている。

#### 5-10-5 電力取引市場

ガーナ(Bolgatanga)とブルキナファソ(Ouagadougou)の次回の融通契約では、連系は停止することになっている。また、コートジボワールとガーナの融通量と融通方法も変化している。

これまでの融通契約のほとんどは、2国間で長期固定価格で連系線の潮流監視に基づく取引であり、多くの発電事業者が競争参加するには不十分な取引形態だった。世界的には、長期契約に基づく融通から、前日の取引、最終的にはその日の取引が、需要変動だけではなく太陽光など変動性発電力に対しても可能になるような、電力取引市場に変わっていく必要がある。

<sup>1</sup> CLSG: Côte d'Ivoire – Liberia – Sierra Leone – Guinea loop

<sup>2</sup> OMVG: Organisation de Mise en Valeur du fleuve Gambie

<sup>3</sup> CEB: Communauté Electrique du Bénin、Togo-Beninの電力系統

#### 5-10-6 マスタープランの実施に向けた重要要因

改訂マスタープランでは、各国の電力事業者が確実にマスタープランを実施するために取り組まなければならない、重要事項について分析し対応策を示している。次の問題認識が示されている。

- ・ **ガバナンス**：不明確な責任範囲、少ない問題解決
- ・ **設備計画**：緊急的な電源増強、送電線工期の長さ、限定的な配電網整備
- ・ **大規模プロジェクト**：民間参入の法制度の障壁、限定的な資金調達源、脆弱な財務体質、早いが高価の特命契約、業者調整・管理能力、用地取得の困難性
- ・ **効率運用**：系統運用の強化、設備保全の改善、再エネルギー導入の技術的制約
- ・ **電気料金収入**：コスト意識、原価を反映した電気料金、エンドユーザーの啓蒙、電気料金徴収プロセスの改善
- ・ **財としての電気財の商取引化**：国際電力融通の取引市場化、需要家サービスの向上

これら課題への対処については次が示されているが、エチオピアとベトナムの電力セクター、Greater Mekong Subregion(GMS)、South Africa Power Pool (SAPP) の取り組みを国際的なベンチマークとして参考にするよう提言されている。

- ・ **ガバナンス**：適切なマネジメント契約、電気料金決定メカニズムの整備、電力取引市場に合った組織
- ・ **設備計画**：ICC(Information & Communication Center)の設立、マスタープラン、戦略、アクションプランの整合、系統の特性を踏まえた各系統と連系系統の強化
- ・ **大規模プロジェクト**：プロジェクト実施スキームの多様化、調達方法の透明化、事業予算の確保
- ・ **効率運用**：グリッドコードの整備
- ・ **財務体質**：財務体質の健全化、機能重視のコスト、財務監査報告の透明性確保
- ・ **商取引整備**：取引促進のための契約条項整備、顧客管理ソフトとコールセンター、電気料金請求の分散化とプリペイドメーターの設置
- ・ **スキルの向上**：技術的法的支援、大学との連携

#### 5-10-7 電源と送電システムマスタープラン

##### (1) 電源計画

次に示す、短期、中期、長期の電源開発計画により、電源種別ごとの発電設備容量がどのように推移するか、図 5.33 に示す。

##### 1) 短期計画 (2018 – 2022)

供給力および調整力の確保のための増強が主となる。2022 年までに設置される電源の 46%が再生可能エネルギーとしているが、導入にあたっては、法制度の整備と適切な資金調達が必要となる。化石燃料火力は今後 5 年も重要な位置づけとなるが、ガス供給能力の低下による重質油の使用、最悪のケースでは、火力発電が停止し社会・経済に影響することも想定される。この期間は西アフリカガスパイプラインとナイジェリア、ガーナ、コートジボワール、セネガルのガス産出に大きく依存することになる。

##### 2) 中期計画(2023 – 2029)

再生可能エネルギーの導入と連系線の拡充が進み、2029 年は水力が 24%、太陽光が 13%、風力が 1%の電力量を発電すると想定している。これは、再生可能エネルギーの限界コスト

(marginal cost) が、2020年に80.6USD/MWhだったものが、2029年には49USD/MWhに下がり、大きな投資を可能とすることに依る。

### 3) 長期計画(2030以降)

この期間は、同期運転する系統のピーク電力需要が、2029年の36.4GWから2033年には50.8GWと大きく増加する。

水力電源開発計画は経済的に開発可能な地点は中期に実施されることから、長期の開発案件は減少している。再生可能エネルギーの導入に関しては、信頼度が高く、系統の柔軟な運用に寄与できるかが必要となることから、火力発電の増強が必要とされ、天然ガスの投資をどうすべきかがより重要となる。

また、調整力の改善における電力貯蔵の役割については、コストの大幅な改善を期待すれば、火力の代替になることも予想される。

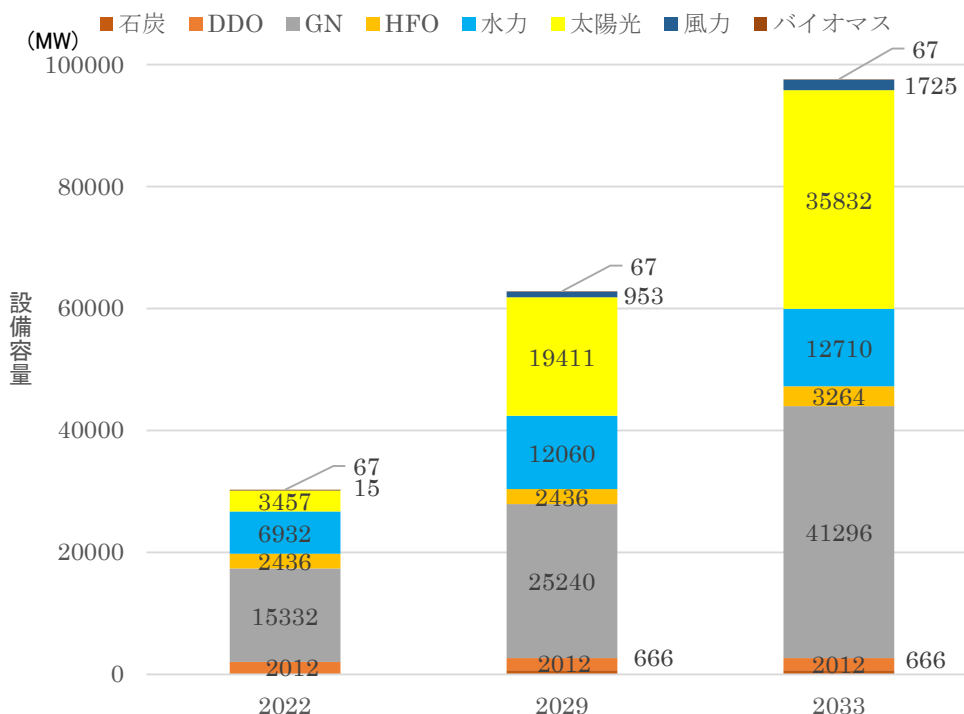


図 5.33 電源種別別発電設備容量

出所: Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy Draft Final Report をもとに JICA 調査団が作成

## (2) 送電系統(連系線)計画

### 1) 短期計画(2018-2022)

WAPP 域内の連系系統の安定的で調整の取れた運用という観点からみると、ナイジェリアと各国系統との連系および東西2つの系統の連系という2つのインターフェースが重要となる。

(図 5.34)

このインターフェースについては、連系系統の安定性を保証するため、少なくとも3回線に

よる連系が必要となる。また、連系システムの同期運転の検討から、リベリア、ニジェール、コートジボワールの系統への SVC の設置、東西系統内の周波数動揺を 0.27Hz に安定化するため PSS を系統の末端の重要箇所に設置する対策が必要になっている。

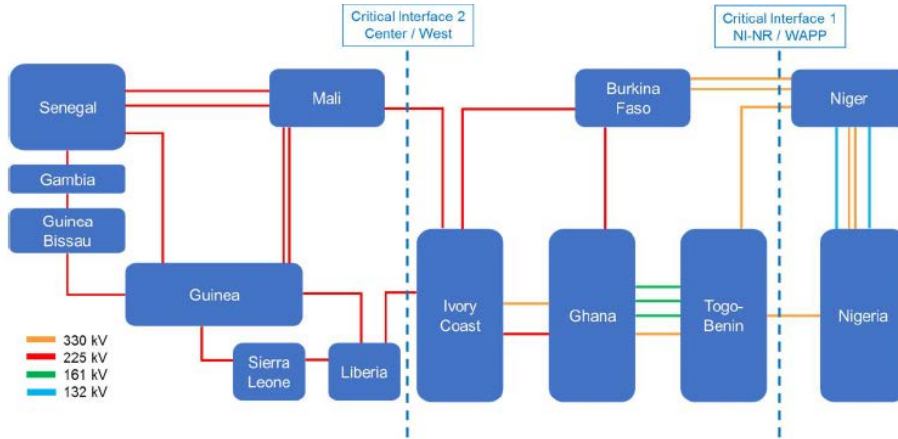


図 5.34 2022 年の連系系統

出所: Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy Draft Final Report

## 2) 中期計画(2022 – 2029)

この期間は、域内の水力、火力、太陽光の相乗効果を発揮し、大きな電力融通を可能とする連系線増強が必要になる。2025 年の域内の電力潮流の昼と夜の変化を見ると、図 5.35 のように大きく変化する。

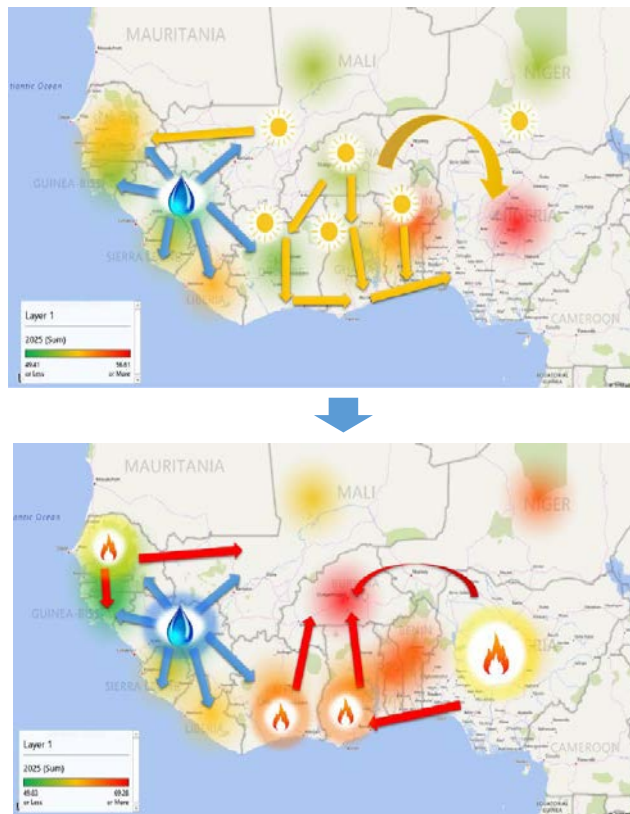


図 5.35 WAPP 内の昼・夜の潮流変化(2025)

出所: Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy Draft Final Report

水力発電は主に、夕方の点灯ピーク時から夜間に発電され、昼間は、太陽光の変動調整力および灌漑のために最小限が使われることになる。また、火力は夜間および太陽光の変動調整力として使われることになる。

こういった運用を可能とするため、次の連系線増強が計画されている。

- ・ ナイジェリアの Kainji からガーナ、ベナン、トーゴを經由しコートジボワールの Ferke に至る 330kV の中央横断幹線が計画されている。(図 5.36)



図 5.36 東西の中央横断幹線

出所: Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy Draft Final Report

- ・ リベリア、シエラレオネ、ギニアビサウ、ギニア間の連系強化と N-1 運用を強化するための CLSG 内の 2 回線連系化契約
- ・ ギニア (Linsan) とマリ (Manantali) の 2 回線連系化による太陽光と水力の融通量の増加。この計画は Koukoutamba の契約との整合が必要。
- ・ Conakry(Fomi)とコートジボワールの Boundiali 間の 225kV 連系線と Morisanako サイトの水力 (100MW) および太陽光 (100MW) の接続。
- ・ リベリアとコートジボワールの国境で両国が共同実施する Tiboto 水力発電所開発と整合したリベリア (Buchanan) とコートジボワール (San Pedro) 間連系線。

### 3) 長期計画

長期的には、全系の安定化のためのナイジェリアと他の加盟国との連系を目的とした複数の連系線強化が推奨されている。

特に、図 5.37 に示すセネガルからブルキナファソに至る 400kV 東西を横断する送幹線は、セネガルのガス火力、ギニアの水力、北部の加盟国の太陽光を連系する重要幹線となる。また、セネガルの連系点は、モーリタニアとモロッコへの連系拠点(Tobene)とすることになっている。

この幹線でブルキナファソの変電所は、太陽光電源と接続しやすい Bobo Dioulasso となっているが、Bobo Dioulasso はコートジボワールの Ferke と連系していることから、Ferke を経由する代替案がある。ナイジェリアからコートジボワールの Ferke までの 330kV 幹線と西側に計画される 400kV 系統については、今後、引き続き検討されることになっている。(図 5.37)



図 5.37 400kV 東西横断幹線計画

出所: Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy Draft Final Report

この他に、次のような計画もある。

- ・ ナイジェリアとニジェール間の 330kV による連系、: Maban (新設) - Salkadamna、Katsina - Gazoua
- ・ ガーナの 330kV 南北幹線の 2 回線化 (Bolgatanga - Juale - Dawa)
- ・ OMVG の沿岸部幹線の 2 回線化

#### 4) WAPP 域外との連系

西アフリカ諸国よりさらに日射条件の良い北アフリカ諸国との連系として、モロッコの太陽光とセネガルのガス火力による融通が計画されている。2023 年にはモロッコから 1,050GWh、セネガルからモロッコに 105GWh の電力輸出が想定されている。この地域の連系線の弱さを解消するため、モロッコ、モーリタニア、セネガルを 400kV の直流送電で連系する案が検討されている。

また、中央アフリカのコンゴの Inga 水力をはじめとする水力発電をシェアするという経済融通の観点から、中央アフリカパワープールとの連系がある。電気料金に反映する輸入コストは最大 80USD/MWh になると試算されていたが、その後の検討で 2030 年断面で 2GW の連系容量で、太陽光の発電量が減少する夕方のピーク時間帯に年間 6,000GWh の融通電力量があれば、60USD/MWh になるとされている。

#### 5-10-8 投資が必要な案件

マスタープランの実現のため投資が必要な案件としては、44の優先プロジェクトがあり、26が電源開発、その内23が水力を含む再生可能エネルギー、18が送電系統プロジェクトである。  
(図 5.38)



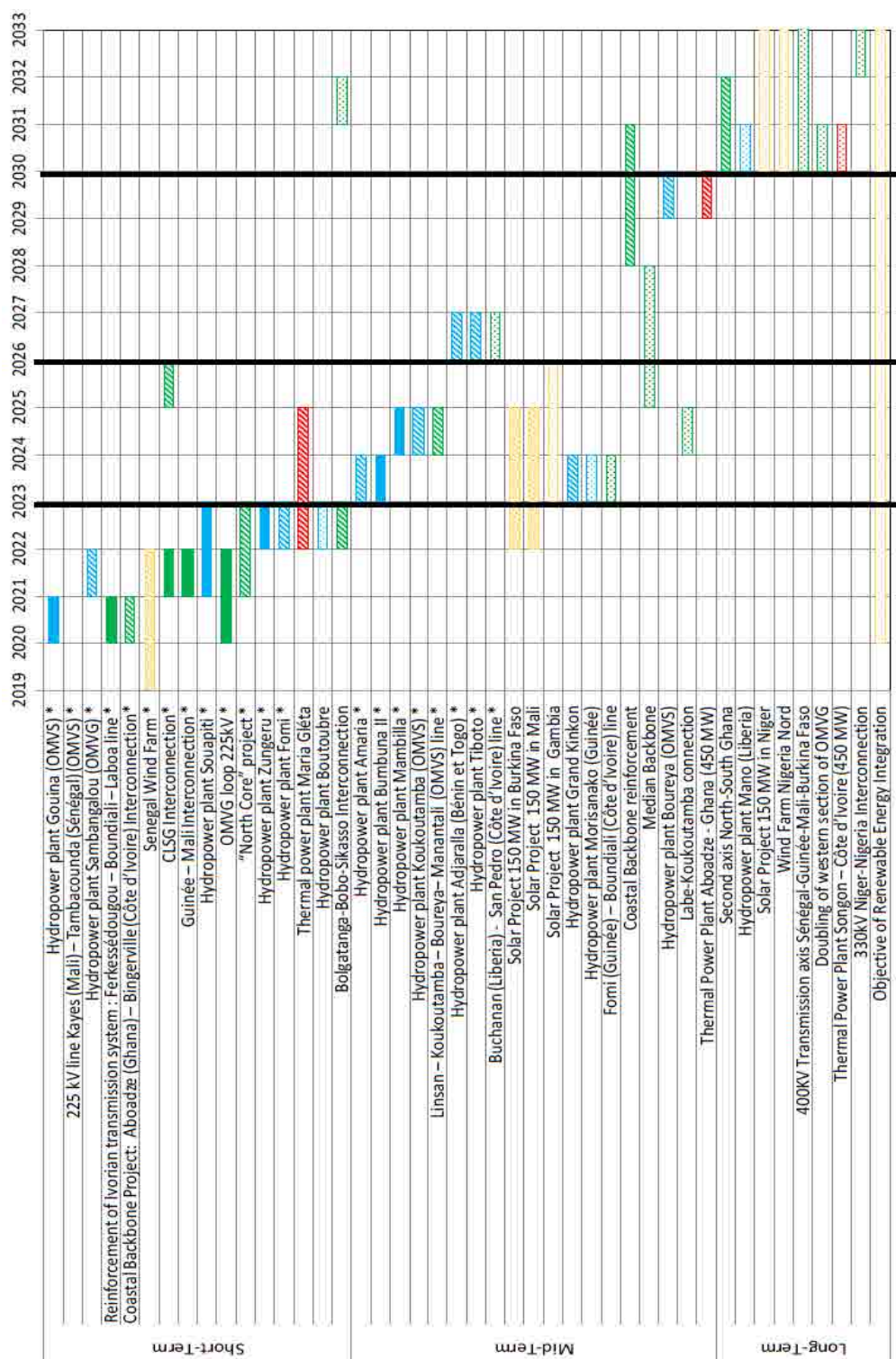


図 5.38 プロジェクト一覧

出所: Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy Draft Final Report

# 第6章

## 太陽光発電 IPP

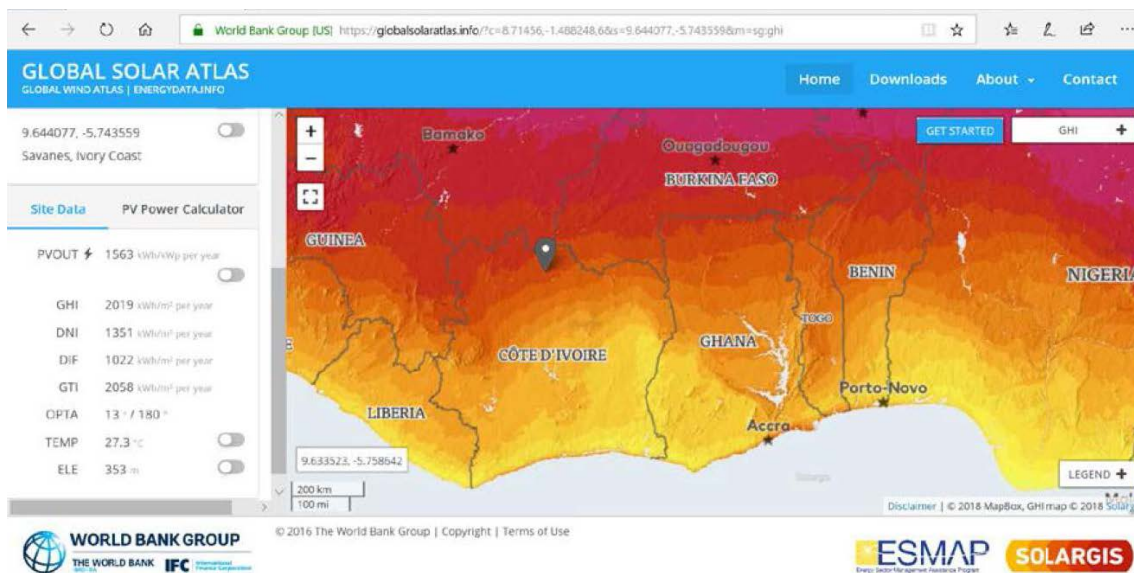
## 第6章 太陽光発電IPP

### 6-1 太陽光エネルギーのポテンシャル

コートジボワールの太陽光エネルギーは豊富である。全国の太陽光は  $2.0\sim 6.0 \text{ kWh/m}^2/\text{日}$  の範囲で、平均日照時間は6時間であり、中レベルの潜在力があると評価されている。一般的にマリやブルキナファソに近い北部でより大きい発電量が期待でき、国全体では PV 太陽光発電は  $10,325 \text{ TWh/年}$  の発電量を生む可能性がある。(出所: 「アフリカの IPP に対する投資機会について」 2016 年 JETRO、および、<https://www.africa-eu-renewables.org/market-information/cote-divoire/energy-sector/>)

SolarGIS <http://solargis.info> の資料によれば、2004 年 4 月から 2010 年 3 月の期間で得られた  $1\text{m}^2$  あたりの平均年間水平日射量 (GHI) は、ブアケより北部では  $1,850\text{kWh/m}^2$  以上、コロゴ (Korhogo) より北では  $2,050 \text{ kWh/m}^2$  から  $2,150\text{kWh/m}^2$  の水平日射量が期待できる。

また、World Bank Group の Global Solar Atlas より、地図座標上の水平日射量 (GHI) や PV 出力などを確認できる。コートジボワールの北部に位置するコロゴ付近の PV データを以下の図 6.1 に示す。また、表 6.1 にこのデータの比較用として、コートジボワールの周辺の国々の年間日射量を示す。特に北側のマリ、およびブルキナファソのほうが年間の PV 出力や日射量は  $8\%\sim 10\%$  条件がよく、この 2 か国が今後の太陽光発電開発で優位性を持つ可能性もあることを、コートジボワールの電力輸出量や太陽光 IPP の価格競争力と採算性の面で考慮すべきである。



出所: Global Solar Atlas

<https://globalsolaratlas.info/?c=8.71456,-1.488248,6&s=11.836948,0.330929&m=sg:ghi>

図 6.1 コートジボワールのコロゴ付近の PV 太陽光データ

表 6.1 コートジボワールのコロゴ付近および隣国の太陽光データの比較

国名と 地点	コートジボ ワール (Korhogo 付近)	マリ (Tessalit 付近)	ブルキナフ アソ (Gorom- Gorom, Oudalan 付 近)	ガーナ (Bawku, Up per East 付 近)	ギニア (Dinguiraye 付近)	リベリア (Kampla, Nimba 付 近)	ニジェール (Djado 付近)
PV 出力 kWh/kWp/ 年	1,563	1,783	1,690	1,587	1,640	1,442	1,896
GHI kWh/m <sup>2</sup> /年	2,019	2,249	2,188	2,065	2,116	1,833	2,342

出所: <https://globalsolaratlas.info/> をもとに JICA 調査団が作成

注) 各国のデータは、Global Solar Atlas のマップ上で、都市名など場所が明確に判別でき、かつ、PV 出力の最も高い値が得られる地点をデータ比較用として適当に選んだ。

## 6-2 民間投資推進にかかる枠組み

太陽光発電 IPP の契約形態は BOOT、あるいは BOO などが考えられる。コートジボワールでは、系統接続に必要な送電線は、付帯インフラであるが、ガス火力のガスパイプラインと同じ考え方にに基づき、民間が造り、国がその建設コストを返済し国が保有することになる。これは、資金的にも厳しいこと、および送電設備を発電設備と同じ工程の中で建設する方が整合性がとれるからである。太陽光の発電開始と別の時間軸で、接続用送電線工事の負債とその支払いの発生が起きることを避ける狙いがある。CI ENERGIES の説明では、太陽光発電 IPP については、火力発電 IPP と同じような契約形態をとる方針であり、また、石油・エネルギー・再生可能エネルギー開発省の説明によれば、詳しい運用上の制度設計やルールは 2019 年 4 月以降にコンサルタントと共に作るということであり現時点では不明な点が多い。

現在、コートジボワールの太陽光発電は、IPP との買い取り契約自体一つしか合意しておらず、火力 IPP の契約をモデルにした試験的な制度という前提で、買い取り価格も日射量をもとに発電量を決め、交渉により決定している。買い取り期間は 20 年～25 年であるが、買い取り価格はフラット定額ではない。送電線の工事に対する負債を国が支払い終えたら IPP への支払い額は下がる。また Take or Pay 契約となる。したがって、例えば送電線事故時に太陽光側の発電が抑制されても支払いは行われる。オフグリッド地域の太陽光発電によるマイクロ電化については、政令を準備し、促進していく方針となっている。

石油・エネルギー・再生可能エネルギー開発省の説明によれば、再生可能エネルギー導入促進のための固定価格買い取り制度は無いが、投資法に基づいて、特定の地域や規模に対する投資促進を行うので、北側の開発投資を増やす税制上のインセンティブがあり、これが間接的な支援になる。

投資法は Ordinance No. 2012-487 (ORDONNANCE N° 2012 – 487 DU 07 JUIN 2012 PORTANT CODE DES INVESTISSEMENTS) が 2012 年 6 月 7 日に発行され、投資家の義務、投資家への保証、投資インセンティブとその手続き、対象地域、それぞれの地域に適用される減税範囲、合意すべき事項などが定められ、グリーンおよび社会責任を果たす投資を促進する法律となっている。投資に伴い、ある上限値までは、機器、材料、初回納入のスペアパーツなどに対して、関税が 50%減額されることや、その上限値を超えたものには関税の 40%減額とすること、VAT は 100%免除すること、コミュニティ課徴金 (Community levies) は適用

されることなどが取り決められている。ただし、本投資法において、国が3つのゾーンに区分され、それぞれのゾーンはデクレで定められ、ゾーンAがアビジャン首都圏、ゾーンBが人口6万人以上の都市圏、ゾーンCが人口6万人以下の都市圏となっており（JETRO資料による）、適用される免税範囲や継続期間（5年から15年）などがゾーンごとに異なることを投資において考慮すべきである。

また、Plan d'Actions National des Energies Renouvelables (PANER) CÔTE D'IVOIRE Period [2016-2020/2030]によれば、2011年12月28日の財務法N° 2011 - 480の付則に添付されている一般税法の条項359は、太陽光発電の材料について、付加価値税（VAT）を9%と固定しており、通常のVAT18%に比べて優遇措置が取られている。

### 6-3 太陽光発電の導入計画および実績

CI ENERGIESの説明によると、大規模太陽光IPP計画の発電価格は、2011年ごろ、130～150FCFA/kWhだったが、2012年は63FCFA/kWhとなり、価格が下がってきたこともあり北部地域で3～4件の開発を進めている（参考：火力は44.75FCFA/kWh）。

コートジボワール政府は、北部地域の太陽光発電の開発の長所および懸念として、「系統ロスが12%と大きい北部、北西部の系統に太陽光発電を接続することにより、経済的メリットが得られ、さらに大規模の水力発電の運転を日中セーブし、夜間のピーク時間帯に発電量を確保する効果もある。また、日中、変電所の負荷を軽減することも可能である。また民間ファンドによる投資も期待できる。ただし、太陽光発電の断続性が系統に及ぼす擾乱にも考慮すべき」（Plan d'Actions National des Energies Renouvelables (PANER) CÔTE D'IVOIRE Period [2016-2020/2030] pp.41）としており、火力および水力発電所が南部、中部にある一方、電源のない北部に太陽光を建設し送電線につなぐことは、完全ではないが、供給力の分散と確保を図る効果がある、と位置付けている。CI ENERGIESの計画は2030年に太陽光6%、バイオマス7%というエネルギーミックス目標の達成である。

現在、MOU、あるいは契約されたものの合計で、2020年までに太陽光発電は200～250MWの規模になる。計画では太陽光とバイオマス合計では2020年迄に400～500MWに、さらに2030年迄には1,100MWを目標としている。

CI ENERGIESの2018-2030年の計画資料では、PV太陽光発電プロジェクトは6件あり、2018年10月発表のポロ・パワー1の案件を合わせると7件となる。今後、変更もあると思われるが、現時点でCI ENERGIESや政府から提供された情報を基にPV太陽光発電プロジェクトの計画を整理すると以下の表6.2のとおりとなる。プロジェクトのうち、確認できた内容を以下に説明する。

表 6.2 PV 太陽光発電プロジェクト一覧

No.	太陽光発電所	発電容量(MW)	予定
1	Korhogo (RECA) コロゴ・ソーラー	25	2019 年
2	Poro (Canadian) ポロ・ソーラー	50	2020 年
3	FERKE フェルケ・ソーラー	25	2020 年
4	DAOUKRO (SERES) ダウクロ・ソーラー	30	2020 年
5	BOUNDIALI (KfW) ブンディアリ・ソーラー	37.5	2020 年
6	ソーラー発電所 1	25	2020 年
7	Korhogo Poro Power 1 S.A ポロ・パワー1	66	不明
発電容量合計		258.5MW	

出所: CI ENERGIES 計画資料と説明内容、ならびにコートジボワール政府発表  
([http://www.gouv.ci/\\_actualite-article.php?recordID=9339](http://www.gouv.ci/_actualite-article.php?recordID=9339)) をもとに JICA 調査団が発  
電容量などを一部修正

### 6-3-1 コロゴ・ソーラー

開発地点は北部の日射量が多い地域にあり、African Energy のニュースレター (<https://www.africa-energy.com/>) によれば、モロッコの Nova Power の子会社であるコロゴ・ソーラー (Korhogo Solaire) と 236 億 FCFA (40 百万 USD) の契約が既にコートジボワール政府と結ばれ、出力 25MW の PV 太陽光発電所を建設中で、2018 年に運転開始予定であるとしている。La Afrique Tribune の記事によれば、このコロゴ・ソーラー 25MW の発電は、政府と CIE で結ばれている「コートジボワール国と CIE との間で締結された電気エネルギーの発電、送電、配電、輸出入の全国公共サービスのコンセッション契約」について、2017 年 5 月に修正が合意されたことにより、CIE による送配電が行われることが決まっている。

### 6-3-2 ブンディアリ・ソーラー

ドイツの KfW (ドイツ復興金融公庫) は、コートジボワール再生可能エネルギーを増やしエネルギーミックスの多様化に協力するイニシャチブとして、ブンディアリに PV 太陽光発電所を建設する案件 (37.5MW) の借款について合意した。3 万世帯分の電力供給に相当し、年間 2 万 7 千トンの CO<sub>2</sub> 削減につながる。コンサルティング会社の CPCS が UEMOA あてに作成した *État des lieux du solaire raccordé au réseau en zone UEMOA* (『UEMOA ゾーンにおける太陽光発電の状態』報告書) は、この 37.5MW の建設プロジェクトで 300 名の雇用が生まれる、としている。

CI ENERGIES は、この発電所が系統にどう影響を与えるかを評価するためのパイロットプロジェクトと位置づけており、この発電所を CI ENERGIES がスプレ水力のように保有し、運用を数年間は CI ENERGIES が行う予定である。

### 6-3-3 ポロ・パワー1

2018 年 10 月 24 日、コートジボワール政府よりコロゴに 66MW の PV 太陽光発電を建設する計画が発表された。これによると、ポロ・パワー1 (Poro Power 1) が 2017 年 11 月に設立され、年間 118GWh の発電を計画している。政府は、この計画をガリレオ条約 (la Convention Galilea) に基づく気候変動への取り組みにおいて、2015 年から 2030 年にかけてエネルギー

ミックスに占める再生可能エネルギーの割合を増やしていく、という国家の国際的な約束の一部と位置付けている。プロジェクトコストは 472 億 44 百万 FCFA (約 81.5 百万 USD) であり、うちプラント建設費が 444 億 16 百万 FCFA、連系用送電設備の建設費が 28 億 28 百万 FCFA である。

#### 6-3-4 その他のプロジェクト

Canadian Solar による 50MW のポロ・ソーラープロジェクトも、BOO 方式で開発中である。さらに、2018 年 12 月のフランス *Le Monde* 記事によれば、コートジボワール政府はフランス開発庁 (AFD) より 80 百万ユーロの融資を得て、アフリカ初の浮体式水上太陽光発電プラントをラグーン (潟) あるいは海上に建設する計画を明らかにしたが、詳細は公表されていない。

#### 6-4 プロジェクト (建設) コスト

PV 太陽光発電のプロジェクト (建設) コストであるが、コロゴ・ソーラーに関する説明 (Global-climatescope.org/results/ci の Climatescope 2017) によると、25MW 出力の同発電所は 236 億 FCFA (35.4 百万ユーロ) の建設費とされ、日本円換算ではワットあたり 189 円となる。この水準は IRENA が「2017 年再生可能エネルギー発電費用 重要所見およびエクゼクティブサマリー」で示す 2017 年の PV 太陽光の総設置コストの国際的な加重平均値が 1,388 米ドル/kW (米ドルは 2016 年値、日本円換算で 155 円/ワット) と比較すると、25MW という発電規模からみれば、平均値から大きくは離れていない。

また、International Finance Corporation (IFC) がまとめたヨーロッパの地上置き PV 太陽光発電平均ベンチマーク開発コストとその内訳を表 6.3 に示すが、平均値は 1,740.3 米ドル/kW (日本円換算ではワットあたり 195 円) であり、コロゴ・ソーラーの建設費は大きく離れてはいないが、この平均値が 2014 年後半のデータであり、その後、PV モジュールの値段が大きく下がっていることに注意すべきである。PV Insights (<http://pvinsights.com/>) の情報によれば、2019 年 1 月時点で、多結晶型 PV モジュールの市場スポット価格は平均で 219 米ドルにまで下がっており、この価格を表 6.3 の PV モジュールの項目に反映し、単純に国際的な平均ベンチマーク開発コストを再計算すると 1,239.3 米ドル/kW (ワットあたり 139 円) にまで下がる。従って、全体のコスト比較だけでなく、系統接続設備の工事費など変動要素を中心に、項目ごとに平均値をベンチマークとして参照する必要があると思われる。

表 6.3 ヨーロッパの地上置き PV 太陽光発電平均ベンチマーク開発コスト (2014 年後半) と合計に占める割合 (%)

コスト項目	コスト (米ドル /MWp)	詳細
土地	8,300 (0.5%)	MWp あたり、約 0.9ha (9,000m <sup>2</sup> ) 必要 採用する PV 太陽光電池、パワーコンディショナーユニットなどの技術により変化
PV 太陽光電池	720,000*1 (41%)	多結晶 PV モジュールの工場出荷価格が \$ 550k~930k/MW のレンジにあり、平均で \$ 720k/MW とする (参考: 2019 年 1 月の最新スポット価格は平均 \$219k/MW*2)。 薄膜の Cadmium Telluride の PV モジュールは 8~10%安い、土地の所要面積増と BOS のコスト増により相殺される
モジュール架台	306,000 (17%)	PV モジュールタイプにかかわらず、ほぼ固定額とする
パワーコンディショナー・インバータ	220,000 (13%)	必要な制御、計測設備を含む
系統接続	255,000 (15%)	系統接続点までの変圧器、ケーブル、引き出し口設備の機器の供給、設置、接続試験のコスト。系統接続点までの距離により変動する
予備的および運用コスト	11,000 (0.6%)	設計、プロジェクト管理、保険、建設中利子など。変動要素は多いがメガソーラークラスの一般的コストとする。
土木工事および一般業務	120,000 (7%)	一般的な開発コスト、許認可申請と取得、プロジェクト報告書作成など
開発費用	100,000 (6%)	EU の平均値であり、市場動静による
合計	1,740,300	

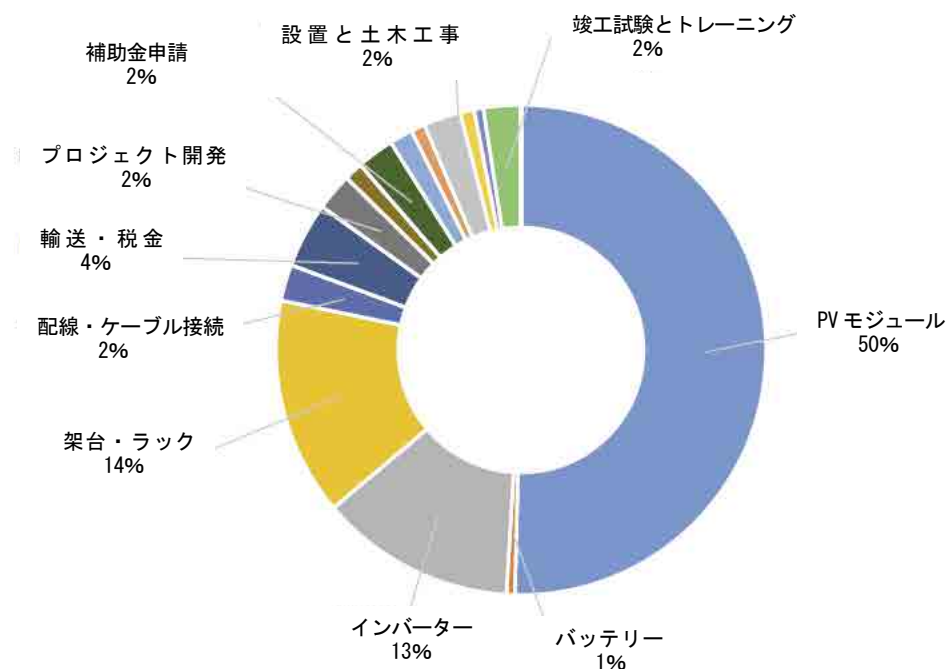
出所: Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants, A Project Developer's Guide, International Finance Corporation をもとに JICA 調査団が作成

注\*1) <http://pvinsights.com/> (2014 年 6 月のデータ)

注\*2) <http://pvinsights.com/> (2019 年 1 月 8 日のデータ)

アフリカの電力系統規模の、ある PV 太陽光発電所プロジェクトコストの内訳を図 6.2 に示す。2015 年当時のコストであり、この例では PV モジュールの割合は全体の 50%を占めているが、近年の PV モジュールの価格低下に伴い、全体コストと、全体に占める PV モジュールのコストの割合はそれぞれ低下していると考えられる。また、PV モジュールやパワーコンディショナー、変電機器などは他国製品の輸入になると考えられるが、架台、杭、ラックおよび接続箱などの BOS については、現地調達などによりコストを下げる工夫も重要である。





出所: Solar PV In Africa Costs and Markets, September 2016, IRENA

図 6.2 アフリカの電力系統規模の PV 太陽光発電所のプロジェクトコスト内訳例

### 6-5 買取価格

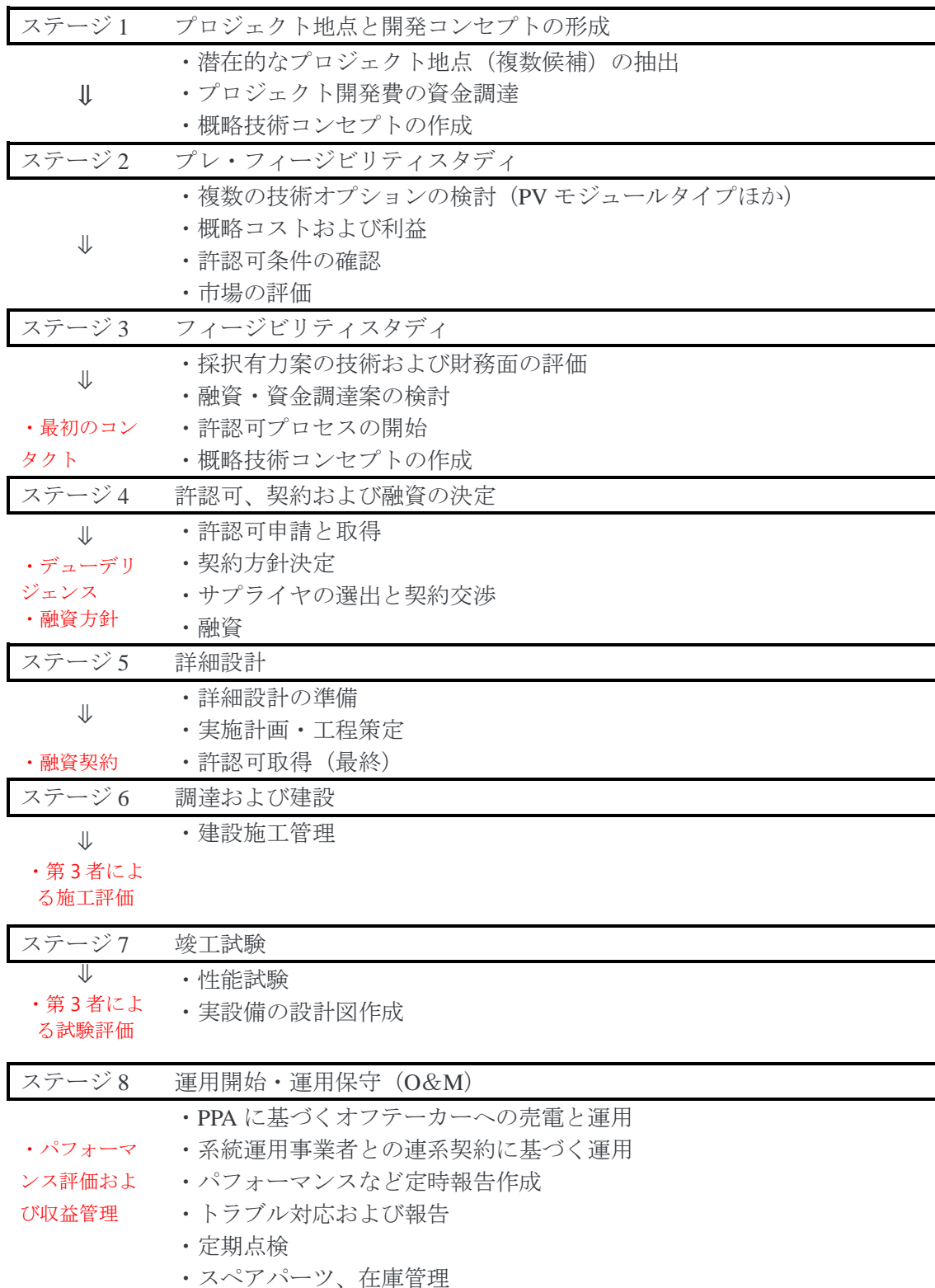
太陽光発電の入札情報は、石油・エネルギー・再生可能エネルギー開発省の広報、HP に一般公共入札工事と同様、関心表明の公募がされるほか、**Fratenite Matin** という日刊新聞にも掲載される。

Climatescope 2017 の資料によれば、25MW の太陽光発電の入札公告が 2016 年に出され、買い取り価格は 60~70FCFA/kWh (0.09 ユーロ/kWh から 0.105 ユーロ/kWh) となり、フランス系の Eranove、Bouyges、および Engie を含む 5 社が競争参加への関心表明をし、競争入札に進むということであるが、詳しい入札方法などに関する情報は出されていない。この情報との関連は不明であるが、PV Magazine の記事 (2018 年 5 月 31 日) によれば、コロゴ・ソーラーの発電は 2017 年の石油・エネルギー・再生可能エネルギー開発省との EOI に基づいて、CIE に対し、70FCFA/kWh (およそ 13.65 円/kWh) で売電するとしている。

現時点でコートジボワールに固定価格買い取り制度はないが、一方、隣国のガーナでは太陽光発電を含む再生可能エネルギーの固定価格買い取り制度が 2016 年 10 月 1 日に施行されており、太陽光発電は 59.7750 Ghana Pasewas/kWh (およそ 13.9 円/kWh) で 10 年間買い取り、その後は 2 年ごとに価格を見直す制度になっている。

### 6-6 太陽光発電 IPP のプロジェクト開発のステップ

太陽光発電 IPP プロジェクトの開発のステップは図 6.3 の通りであるが一般の火力 IPP 開発とは異なる可能性のある要素や、配慮すべき点をまとめる。



出所:Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants, A Project Developer's Guide, International Finance Corporation をもとに JICA 調査団が作成

注) 融資機関側の実施項目を赤字で示した。

図 6.3 太陽光発電プロジェクトの開発ステージと融資機関側の実施項目

各ステージで検討すべきポイントを以下に記す。

#### 6-6-1 ステージ1 プロジェクト地点と開発コンセプトの形成

プロジェクトのコンセプトの形成段階。地点候補の抽出と、コンセプトデザインを行い、概略コストの算出と、想定される年間エネルギー収量から予備的な融資モデルを作成し収益率を算出する。固定買い取り制度、優遇税制、補助金などの規制面の支援は国ごとにあるいはプロジェクトの規模により適用の有無や範囲、適用期間が異なる点に注意する。

またオフテーカーの信用度や PPA が標準化されているか、支払い条件なども PPA に伴うリスクとして重要である。

太陽光発電プロジェクトについて経験値の少ない地元の融資機関からデットファイナンスを受けるための交渉に長期間を要することを考えると、太陽光発電プロジェクトでは、SPC へのノンリコース融資と証券の組み合わせによるプロジェクトファイナンスに進むことが考えられる。

このステージでは、初期的なリスクの洗い出し、例えば系統連系地点までの距離、系統連系において送変電設備に十分な受け入れ容量があるかや、系統接続のための法的制度が備わっているかなども注意点である。

#### 6-6-2 ステージ2 プレ・フィージビリティスタディ

このステージでは、まだ各収集データの不確定要素もあるが、プロジェクトの可能性を財務的リターンの最小値 (Minimum Financial Hurdles) のもとで探る。プロジェクト実行の事業形態 (例えば SPC に対する、ノンリコース融資対エクイティ融資などの資金調達割合) の検討も始め、各ステージのおよそのタイムスケジュールをまとめる。

採用する技術の選択肢 (PV モジュールやパワーコンディショナーのタイプ、固定ラック式かトラッキングシステムかなど) に基づいて概略設計を行い、コストと、PV<sub>sys</sub> など信頼できるリソース、ツールからの太陽光予測データ (P50) に基づく年間エネルギー収率 (Annual Energy Yield) の想定、プラントの想定ロス、パフォーマンス率、プラントの年間想定稼働率、市場分析に基づいて想定される買取価格、系統連系用送変電設備のコストならびに連系線接続工事完了までの所要月数などを確認し、また候補地点の現地調査も行い、土地の利用面での法的および物理的制約、開発インセンティブの有無、許認可の必要な項目、環境社会面での重大な影響の有無などについて確認することである。

融資モデルを確立しながら、各変動要素が±30%程度振れた際の感度分析を行い、明らかにされた想定リスクへの対処方針を決める。もしもオフテーカーに強い信用格付けがされていないならば、リスク回避として、ソブリン債あるいは、World Bank などの開発銀行から部分的な信用保証を確保するなどにより支払いの保証を高める。

#### 6-6-3 ステージ3 フィージビリティスタディ

プロジェクト地点固有の詳細なデータ収集に基づくフィージビリティスタディを行う。例えば、建設地点近傍に日射量の計測器を置いて実測するなど、プロジェクトの実現と詳細設計の検討に先立ち、不確定と思われる項目についてより詳細なデータ収集と分析を行う。

PV モジュールの選定と、採用されたモジュールや架台の構造とサイズを踏まえてレイアウト図や日影の予測図の作成のほか、運用保守の要求 (必要な点検項目と実施間隔、点検における機器の停止の要否など)、PV モジュールの傾斜角度、向き (アジマス)、トラッキン

グシステムの採用有無、周囲温度、風況の調査や、気象データを含むモニタリング監視装置の選定、およびケーブルの引き回し方法とそれに基づく発電損失の最小化の検討、等高線を含めた図面の作成、土木施工上の要件などが含まれる。

PV モジュールやパワーコンディショナーは輸入品となると思われるが、関税の手続きや所要日数、通関遅延の可能性などについても考慮する必要がある。

また、競争市場で買い取り価格の変動が想定される場合、あるいは契約後、買い取り価格が再交渉となる可能性がある場合、プロジェクトに与える影響も評価すること。

必要な許認可項目を洗い出し、土地開発利用上の制約の確認、該当する許認可機関と事前協議を経て、認可までの所要期間を見定めるほか、系統運用事業者に接続容量の点で問題ないか確認することや、初期の接続申し込みを行うことも考えられる。

これらをもとにプロジェクトの実行計画書を取りまとめ、バンカブル（融資可能）な事業会社の形態と、融資方法の確立、発電所土地利用とアクセス道路に関するオプション契約や、機器仕様の決定、入札、調達、設計レビュー、施工管理などにおいて支援可能なオーナーズエンジニア会社の選定も行う。

#### 6-6-4 ステージ 4 許認可、契約および融資の決定

このステージでは、関係省庁との事前協議の下で、建設許可、発電事業者の許可など必要な許認可申請項目を確認し、申請を行うほか、許認可に必要な付属文書、例えば環境社会影響評価（ESIA）による文書の作成を行う。また、オフテーカーのとは PPA の契約準備と最終交渉を行い、系統運用事業者とは系統連系契約の合意を取り付ける。なお、これらの交渉、協議、許認可の過程で、環境社会への影響評価を踏まえて同意条件や許認可条件が追加で付帯され、設計変更や影響低減策の追加や、関係者との事前の合意事項の見直しなどを余儀なくされる可能性もあることに配慮する。

太陽光発電所プロジェクトの固有のリスクとしては、想定値を下回る日照量、サイト固有の自然環境、太陽光モジュールの経年劣化、発電設備の長期的信頼性、買い取り価格の変動などがあり、これらがパフォーマンス、すなわちプロジェクトの収支に直接影響する可能性にたいして担保しながら、建設工事資金を含む融資の枠組みを決定し、関係するコミュニティおよびステークホルダーにも周知を行う、あるいは融資への参加を約束してもらう。

PV モジュール調達のための入札案内を準備し、一社と EPC 契約を結びターンキーで行うか、複数社と個別工事契約を結ぶかをオーナーズエンジニア会社のアドバイスをもとに決めたいうで、建設会社を選定する。また運用保守（OM）のサービス範囲を契約書に準備したいうで、OM サービス会社を選定を行う。EPC 契約および運用保守（OM）契約に含まれる建設コスト、運用保守コストをそれぞれ明確にし、詳細な融資実行計画を策定する。この運用保守のコストには運転期間中あるいは借入期間中のコンティンジェンシーを含める。また、PPA 契約、系統連系契約、EPC 契約、運用保守（OM）契約および保険契約の締結においては、いずれも融資合意されることを契約条件とする限定付きの着工指示（Limited Notice to Proceed）を付帯させ必要がある。

環境影響評価に関連するが、Equator Principles Financial Institutions（EPFI）に属する各融資機関は、プロジェクトファイナンスで実施される 1000 万米ドル以上のプロジェクトなどを対象に、融資の可否を Equator Principles（赤道原則）および IFC Performance Standards が示す環境基準の原則に照らして判断することに留意すべきである。

#### 6-6-5 ステージ5 詳細設計

融資の合意が結ばれ、許認可手続きも完了したならば、着工指示（Notice to proceed）が出される。PV 太陽光発電プロジェクトでは EPC 契約が主流であり、EPC を行う会社が詳細な電気設備、土木設備、ならびに造成の設計とそれに基づく発電量予測を行う。特に投資家は P90 レベル精度の発電量予測を求めるが、年間を通じた発電量の変動、日影のシミュレーション、PV モジュール汚損の影響（発電ロス）、雨水による洗浄効果、さらに機器停止を伴う定期的な設備点検を踏まえた年間設備稼働率、汚損除去や除草などの運用保守計画、経年劣化によるパフォーマンス低下の予測なども明らかにし、採用する設計に生じる誤差が許容される範囲内であることを証明しなければならない。

電気・土木の詳細設計図面と、融資モデルに組み込まれる各種の計算検討結果は、すべて投資家にいつでもオープンにできるよう整理され、PV モジュールのレイアウトだけでなく、パワーコンディショナーの設置場所、PV モジュールとパワーコンディショナーとの接続方法、セキュリティシステム、環境への影響とその影響低減方策、スペアパーツの在庫管理と保有数量、年間の想定稼働率や想定パフォーマンス率などもすべて明らかにしなければならない。

#### 6-6-6 ステージ6 調達および建設

EPC 事業者はプロジェクト調達計画、サブ・コントラクト計画書、および建設実行計画を含むプロジェクト実行計画書を作成し、それぞれオーナーズエンジニアリング会社、第三者のエンジニアリング会社、および融資会社のテクニカルアドバイザーの理解を得なければならない。また EPC 事業者は建設期間中、これまでの工事の実施内容と今後の工事工程を含む報告を定期的に行い、上記のエンジニアの検査を受けなければならない。

#### 6-6-7 ステージ7 竣工試験

着工からまもなく、EPC はプロジェクトの各試験を含む竣工及び運転開始までの計画を作成し、オーナーズエンジニアリング会社、第三者のエンジニアリング会社、融資会社のテクニカルアドバイザー、および管轄権限を持つ機関の承認を得なければならない。調達する資機材については、工場受け入れ試験（PV モジュールのフラッシュテスト、EL テストなどを含む）、校正試験の証明書（取引用計量器および日射計）あるいは材料試験書（材料のミルシートなど含む）の確認の後、設備の機械的設置完了検査（第三者による検査を含む）、性能保証試験、竣工受け入れ試験（機器単体だけでなく、系統連系によるシステム総合試験を含む）をそれぞれサイトで実施する。なお、IEC 62446-1 は、太陽光発電システムの竣工検査の規定であり、保守及び点検の範囲外の要件も含まれる。

またこれらの試験完了前に、

- ・事業者向け研修
- ・実際の工事と設備を反映した設計図面
- ・パンチリスト（引渡し前に主要なものは是正されなければならない、さもなければ運転開始後の是正を約束したうえでの暫定引き渡しとなる）
- ・運用保守マニュアル
- ・スペアパーツリスト
- ・プロジェクト関係書類

が揃えられなければならない。

また運転開始から2年間で瑕疵担保期間中（Defects Liability Period）であれば、EPC が保証されるべきパフォーマンス率と稼働率はその期間中、到達しているか、運転開始から12か月後）および24か月後にパフォーマンス率の実測と稼働率の計算を行う。また熱画像検査により加熱部など異常がないかやPVモジュールの破損の有無などを確認する。このため、最初の2年間は、EPC が運用保守を合わせて引き受けることが多い。またパフォーマンス率の試験方法はIEC61724に準拠するのが望ましい。

#### 6-6-8 ステージ8 運用開始・運用保守（O&M）

プロジェクト商業運転開始（PCOD）の前に、運用保守のスタッフは揃い稼働可能な状態でなければならない。また、竣工受け入れ試験の完了をもって、運用保守契約に基づく運用保守業務が暫定的に実行開始されるが、スタッフは竣工試験等が行われている間に必要な研修の受講や設備の特徴、運用保守の注意点などについて理解を深めるべきである。そして条件付き完了となった時点で運用保守は正式に開始となる。

運用保守の体制として表6.4に示す、以下のシステムを構築しなければならない。

表 6.4 太陽光発電所の運用保守体制

組織体制表	事後保全とその基準（例えばモジュールの交換基準）	モジュールの汚損測定と判断基準、清掃方法	QC と QA（品質管理と品質保証）の方法
責任分担表および所轄官庁など連絡先一覧	点検間隔およびレスポンス時間	パフォーマンス計測、分析と最適化	保守、機器操作の手順書
運用保守の方針	スペアパーツと在庫管理	パフォーマンス保証と試験の実施	機器調達、サブコントラクターの適用方針
勤務時間、当直体制	工具および機材管理	連絡、報告体制	企業コンプライアンス、監査、安全監査
予防保全（計画保全）の内容	保証およびクレーム修理	サイト固有の環境、健康、安全基準	研修

出所： IPP Solar PV Project Development Roadmap, Bankable Approach!, Dii Desert Energy をもとに JICA 調査団が作成

瑕疵担保期間終了時に運用保守を行っていた EPC から別の OM 事業者を引き継がれる場合、契約に定める義務や保証事項などについて、詳細な確認と適正であることの判断が必要である。

また、プロジェクトの運転終了（20年ないし25年）時には、PPA の義務、あるいは土地の賃貸契約に基づいて、発電所サイトの原状復帰を行い、プラントの解体費用、原状復帰費用、太陽光パネルなどの廃棄物のリサイクル費用などが発生することに留意する。

#### 6-7 WAPP における太陽光発電の重要性

太陽光発電の導入においては、WAPP のマスタープランに基づく各国の再生可能エネルギーを含む発電計画シナリオも視野に入れる必要がある。2018年にまとめられた Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of

electrical energy Draft Final Report には、地域優先エネルギープロジェクトとして選ばれた加盟国の発電プロジェクト 28 件（総発電容量 9.2GW）が示されるが、内訳は天然ガスのコンバインドサイクル 3 件、大型水力 18 件、太陽光 5 件、風力 2 件である。コートジボワールの太陽光発電プロジェクトは、大型案件に該当するものが無く含まれていないが、近隣国では、2022年から2026年にかけてガンビア（太陽光発電 150MW）、ギニア（水力と合わせて 200MW）、ブルキナファソ（太陽光発電 150MW）、マリ（太陽光発電 150MW）などの計画が含まれている。2016年に WAPP がまとめた地域優先プロジェクトは、運転開始予定を 2017年から2019年としているものが多かったが、2018年のレポートでは見直され、運転開始予定が早くて 2020年以降に送られているものがほとんどである。また、上記のレポートの関連プレゼンテーション資料によれば、それらの太陽光発電の LCOE（均等化発電原価）は 0.048 米ドル/kWh から 0.049 米ドル/kWh という水準である。その状況において、コートジボワールの太陽光発電の開発とその経済・財務的な健全性は、周辺国の発電所の開発の進捗状況と価格競争力も十分に精査したうえで判断していく必要があると思われる。WAPP の優先地域プロジェクトの内訳を表 6.5 に示す。

表 6.5 PV 太陽光発電を含む WAPP マスタープランの優先地域プロジェクトの内訳

単位: MW

プロジェクト	当事国あるいは担当組織	決定したと見られる	火力	水力	太陽光	風力	完成時期
Hydropower plant Gouina	OMVS	Yes		140			2020
Senegal Wind Farm	Senegal	Yes				150	2019-2021
Hydropower plant Souapiti	Guinee	Yes		450			2021
Hydropower plant Sambangalou	OMVG	Yes		128			2022
Hydropower plant Zungeru	Nigeria	Yes		700			2022
Hydropower plant Fomi	Guinee	Yes		90			2022
Thermal power plant Maria Gleta	Benin	Yes	450				2022
Hydropower plant Boutoubre	Cote d' Ivoire	Yes		156			2022
Hydropower plant Gribo Popoli	Cote d' Ivoire			112			2022
Hydropower plant Louga	Cote d' Ivoire			246			2023
Hydropower plant Amaria	Guinee	Yes		300			2023
Hydropower plant Bumbuna II	Sierra Leone	Yes		143			2023
Hydropower/PV plant Morisanako	Guinee			100	100		2023
Hydropower plant Grand Kinkon	Guinee						2023
Hydropower plant Mambilla	Nigeria	Yes		3050			2024
Hydropower plant Koukoutamba	OMVS	Yes		294			2024
Solar Project 150 MW	Mali				150		2022-2024
Solar Project 150 MW	Gambia				150		2023-2025
Hydropower	Guinee			174			2025
Hydropower plant Adjaralla	Benin & Togo	Yes		147			2026
Hydropower plant Tiboto	Cote d' Ivoire & Liberia	Yes		225			2026

Solar Project 150 MW	Burkina Faso			150		2024-2026
Hydropower plant Boureya	OMVS		160			2029
Thermal Power Plant Aboadze	Ghana	450				2029
Hydropower plant Mano	Liberia		180			2029
Solar Project 150 MW	Niger			150		2030
Wind Farm Nigeria Nord	Ngieria				300	2030
Thermal Power Plant Songon	Cote d' Ivoire	450				2031
合計(MW)		1350	6795	700	450	総合計 9,225MW

出所: Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy Draft Final Report, 2018年9月 pp.50  
脚注)

OMVS : l'Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal (セネガル川流域開発機構)

OMVG : l'Organisation de Mise en Valeur du Fleuve Gambia (ガンビア川流域開発機構)

#### 6-8 ドナーの状況

2018年10月に発表された KfW (ドイツ復興金融公庫) の融資による、ブンディアリに PV 太陽光発電所を建設する案件 (37.5MW) について、KfW に借款の合意内容など聞き取り調査を行った。発表直後であり詳細は明らかにされなかったが、第二、第三の PV 太陽光発電案件に融資するかは、KfW がドナーとして、市場を見極める必要があるとのことで、民間セクターだけでできるならば、あえて参加する必要はないと判断していること、メガソーラー以外にポテンシャルとしては、オフグリッド発電も検討しているとのことであった。また、太陽光を連系するときに必要となる変電所・送電線増強などを CI ENERGIES がどのようにコスト負担するかはこれから調査を進めて検討していくとのことである。

またコートジボワールの日刊紙 L'Expression (<https://www.lexpressionci.com/>)、および African Energy (<https://www.africa-energy.com/>) によれば、KfW は 36.7 百万ユーロ (42.7 百万 USD) の契約を経済財務省と 2018 年 10 月に締結し、うち 27 百万ユーロがドイツ連邦経済協力開発省からの融資、残り 9.7 百万ユーロが EU からの援助である。

#### 6-9 Public Private Partnership (PPP) の取り組み

WAPP は、Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy Draft Final Report の中で、「もともとは、資本規模が大きく、かつ戦略的な発電プロジェクトの開発は政府が全責任を負うべきものだったが、西アフリカ諸国の国家の財務的な制約と投資件数の増加もあり、民間にも参加してもらう形が生まれてきた。これは Public Private Partnership (PPP、官民パートナーシップ) と呼ばれ、新たな財務的リソースの調達、リスクの分散、そして業績に応じた民間への報酬の支払いが可能となった。また、民間のパートナーが加わることにより、大型プロジェクトの設計、開発、および建設において、これまで電力セクターの経験が生かせることがメリットをもたらし、プロジェクトコストの最適化につながり、プロジェクトの運用保守に至るまで適正に進められ、持続可能となる」としている。

コートジボワールの電力系統規模の太陽光発電プロジェクトのうち、これまで明らかになっ



た案件は 6-3 太陽光発電の導入計画に記述した通りであるが、コロゴ・ソーラーが民間の IPP 事業であるのに対し、KfW と EU が資金協力して進められているブンディアリ・ソーラーは、6-8 ドナーの状況に記述したとおり、PPP 事業である。

World Bank がまとめた Investments in IDA Countries Private Participation in Infrastructure (PPI) 2013–2017 (IDA 諸国のインフラに対する民間投資報告 2013 年～2017 年) の報告によると、コートジボワールでエネルギーを含むインフラ設備を対象に行われた PPP 事業は 2013 年に 1 件、361 百万ドル、および 2014 年に 1 件、273 百万ドルの合計 2 件であり、2015 年から 2017 年はゼロである。一方、WAPP に所属する周辺国においても、民間がインフラ投資に参加している実績はまだ多くなく、ガーナおよびセネガルを除いては 1 件ないしゼロである。民間による International Development Association 諸国 (IDA) へのインフラ投資額の割合は、非 IDA 諸国に対するその民間インフラ投資額と比べると明らかに少ない。上記の報告によれば、この少なさは、IDA 諸国の政府が、民間参加による PPP の投資の枠組みを作り、サポートすることにまだ十分な経験がなく、そのために政府が PPP に対する十分な補助を行えていないことが原因とされ、一方、ブルキナ ファソのように PPP の規制の枠組みの法律を改革し、PPP プログラムの枠組み、すなわち PPP の準備、調達、および契約管理などの点で改善を進めていること、および民間パートナー候補を選出する機能や調達のための事前資格審査と入札管理を担う評価委員会を設立したことは World Bank からは良い例として評価され高いスコアが与えられている。したがって、コートジボワールにおいて PPP 促進を図るためには、周辺国と比較して、PPP の進めやすい枠組みが備わっているかが、今後、重要な指標になると考えられる。表 6.6 に WAPP 諸国の民間のインフラ投資プロジェクト額および件数を示す。

表 6.6 WAPP 諸国の民間のインフラ投資プロジェクト額および件数 (2013 年～2017 年)

国名	投資額 (百万米ドル)						プロジェクト件数
	2013	2014	2015	2016	2017	合計	
Benin	0	0	0	0	0	0	0
Burkina Faso	0	0	0	0	45	45	1
Cote d'Ivoire	361	273	0	0	0	633	2
Gambia	0	0	0	0	0	0	0
Ghana	453	912	0	2,252	550	4,168	7
Guinea-Bissau	0	0	0	0	0	0	0
Guinea						n/a	n/a
Liberia	26	0	0	0	0	26	1
Mali	0	0	0	0	0	136	1
Niger	0	0	0	0	0	0	0
Nigeria						n/a	n/a
Senegal	136	342	324	76	114	991	11
Sierra Leone	0	0	0	0	0	0	0
Togo	0	0	0	0	0	0	0

出所: 2017 Private Participation in Infrastructure (PPI) Annual Report, The World Bank および Investments in IDA Countries Private Participation in Infrastructure (PPI) 2013-2017, The World Bank をもとに JICA 調査団が作成

注) 上記はインフラ投資額、件数を示したもので、PV 太陽光発電の投資とは限らない。また、Guinea、Nigeria については引用した資料に記載がないため、n/a とした。

また、WAPP 諸国において、政府系あるいは地域開発銀行系によるエネルギーセクターの融資プロジェクトの件数と規模は、コートジボワールよりその周辺国のほうが相対的に多い。2014年から2017年にかけて各ドナーが融資あるいは贈与を行った太陽光発電プロジェクトで金額規模が0.6百万USDを超えるものを表6.7に示す。これらのプロジェクトのうち、民間の参加がほぼ確実と思われるPPP案件を下線と黄色で示した。なお、これらの多くは電力会社系統規模のIPPであるが、各ドナーの活動状況を示すため、ソーラーキットの販売を含むオフグリッド・地方電化プロジェクトなど、融資額あるいは贈与額の大きいものも表に記載した。

第6章 太陽光発電

コートジボワール国電力セクターに係る情報収集・確認調査

表 6.7 WAPP 諸国の太陽光発電プロジェクト (PPP プロジェクトを黄色で表示)

国名	プロジェクト・プログラム名	融資年	支援機関	種別(貸付/贈)	融資額(百万USD)	プロジェクトおよび支援の内容	HPサイトなど
Benin	MCC Electricity Generation Project	2015	MCC	Grant	6,090	米国際機関 (Millennium Challenge Corporation) による、家庭用ソーラーキット、ミニグリッド、ポンプなど公益設備の支援策など、オフ・グリッド推進のための無償資金提供	<a href="https://www.pv-tech.org/news/benin_looks_to_solar_in_off_grid_renewables_push">https://www.pv-tech.org/news/benin_looks_to_solar_in_off_grid_renewables_push</a> <a href="http://www.ucfbi/wp-content/uploads/downloads/2015/02/Solutions_energies_en_update.pdf">http://www.ucfbi/wp-content/uploads/downloads/2015/02/Solutions_energies_en_update.pdf</a>
Burkina Faso	FINANCEMENT CENTRALE SOLAIRE	2014	AFD	Loan	29,853	33MW IPPをEUからの29.6百万USD贈与、およびAFDからの26.6百万USD借款により建設。さらにZagtoouliに17MWを拡張し、合計50MWとする計画あり。また、Koudougouに20MW、首都に近いKayaに10MWの計画あり。2014年9月にAFDと、14,579,032,500FCFAの借款が合意された。	<a href="http://www.laborpresse.net/conseil-des-ministres-du-29-octobre-2014-le-financement-du-projet-de-construction-de-la-centrale-solaire-photovoltaïque-de-zagtoouli-pres-de-ouagadougou-ratifié/">http://www.laborpresse.net/conseil-des-ministres-du-29-octobre-2014-le-financement-du-projet-de-construction-de-la-centrale-solaire-photovoltaïque-de-zagtoouli-pres-de-ouagadougou-ratifié/</a>
Cote d'Ivoire	Improving the participatory processes & efficient management of self-managed structures in 7 solar networks in Ivory Coast Zanzan, North East region	2016	ACP-EU	Grant	0,066	Zan Zanの7つの集落、および他の集落30か所を対象にしたACP-EU (EF) による分散電源設置(ミニグリッド)による地方電化プログラム	<a href="http://energyfacilitymonitoring.eu/tag/zanzan-en/">http://energyfacilitymonitoring.eu/tag/zanzan-en/</a>
Ghana	Capacity for a Successful Implementation of the Renewable Energy Act (C-SIREA)	2016	その他	Grant	4,202	詳細情報なし	
Ghana	Global Innovative Consulting LTD	2015	FMO	Loan	0,850	Gushieに20MWのIPPを52百万USDで建設し、将来50MWに拡張する予定あり。調査費用としてAccess to Energy基金(AEF)より85万USDを贈与する。FMOが開発を推進。PV出力1520kWh/kWp per year、GHI 1983kWh/m2 per yearと想定。	<a href="https://www.fmo.nl/proiect-detail/44306">https://www.fmo.nl/proiect-detail/44306</a>
Ghana	Renewable Energy Programme - Pilot Photovoltaic Project	2016	中国	Loan	25,231	最初の20MWプロジェクト。30百万USDが北京曉程科技股份有限公司の子会社であるBeijing Xiaocheng Company (BXC)より融資される。参考: Strategic Power Solutions (SPS)がPVパネル工場をガーナに建設し生産開始した。年間30MW規模のパネル生産能力。	<a href="https://www.pv-magazine.com/2016/04/15/largest-pv-plant-hooked-up-in-ghana-100024163/">https://www.pv-magazine.com/2016/04/15/largest-pv-plant-hooked-up-in-ghana-100024163/</a> <a href="https://maliactu.net/mali-centrale-solaire-de-kita-77-millions-deuros-mobilises/">https://maliactu.net/mali-centrale-solaire-de-kita-77-millions-deuros-mobilises/</a>
Mali	Segou Solar Park	2016	CIF	Loan	25,000	CIF、AFDBおよびIFCの協調融資による33MWプロジェクト。マリ電力との25年売電契約(PPA)を締結。プロジェクトコスト総額は52.8百万USD。	<a href="https://www.climateinvestments.org/projects/segou-solar-park">https://www.climateinvestments.org/projects/segou-solar-park</a> <a href="https://www.afdb.org/en/news-and-events/mali-to-receive-us-25-million-concessional-loan-to-build-utilty-scale-solar-photovoltaic-plant-and-transform-the-west-african-energy-market-16757/">https://www.afdb.org/en/news-and-events/mali-to-receive-us-25-million-concessional-loan-to-build-utilty-scale-solar-photovoltaic-plant-and-transform-the-west-african-energy-market-16757/</a>
Mali	AKUO KITA SOLAR S.A.	2017*	FMOほか	Loan	19,420	50MW Kitaソーラープロジェクト FMOが17.2百万ユーロを融資。BOADが77百万ユーロを協調融資。French Akuo EnergyがEPCを行い、BOOT方式	<a href="https://www.fmo.nl/proiect-detail/51264">https://www.fmo.nl/proiect-detail/51264</a>
Mali	Solar Energy for Rural Development Project under Reverse	2016	IsDB	Loan	20,000	地方電化プロジェクト。4百万USDをSolar Energy for Rural Development under Reverse Linkage (イスラム開発銀行の技術協力プログラム)にあてる。	<a href="https://www.isdb.org/project/solar-energy-for-rural-development-project-under-reverse-linkage">https://www.isdb.org/project/solar-energy-for-rural-development-project-under-reverse-linkage</a>
Mali	Solar - Renewable Energy Generation - loan	2014	WBG	詳細情報なし	1,400	詳細情報なし	
Nigeria	Feasibility Study - Abiba Solar Independent Power Plant, through Tetra Tech, Inc.	2015	UTSDA	Grant	0,993	Abibaの50MW IPPプロジェクトについて、Quaint Global Energy SolutionsのためにTetra Tech ESが行うフィージビリティ調査の費用を贈与	<a href="https://www.vanguardngr.com/2017/08/us-invests-50m-nigerias-clean-energy-projects/">https://www.vanguardngr.com/2017/08/us-invests-50m-nigerias-clean-energy-projects/</a> <a href="https://www.quaintglobal.com/">https://www.quaintglobal.com/</a>
Nigeria	Txtlight Power Solutions Limited - Lumos solar rooftop	2015	OPIC	Loan	15,000	オフグリッドのソーラーキットの5年リースプロジェクト	<a href="https://www.opic.gov/sites/default/files/files/txtlight-power-solutions-limited-info-summary.pdf">https://www.opic.gov/sites/default/files/files/txtlight-power-solutions-limited-info-summary.pdf</a>
Nigeria	Txtlight Power Solutions Limited II - Lumos	2016	OPIC	Loan	35,000	オフグリッドのソーラーキットプロジェクト	<a href="https://www.opic.gov/sites/default/files/files/9000032167.pdf">https://www.opic.gov/sites/default/files/files/9000032167.pdf</a>
Nigeria	Solar Energy In Nigeria	2015	WBG	詳細情報なし	1,500	詳細情報なし	
Senegal	Promotion of renewable energies	2015	KfW	Grant	29,950	17MWのプロジェクト。合計30百万ユーロを融資、うちKfWが27百万ユーロを贈与。(Diass PV Power Plants, Medina Gounass, Goudiry, Kidira など。KfWはDakarの空港近くの15MWプロジェクトにも贈与。さらに Kaolack Fatick, Nioro, Gossasの地方電化コンセッションに対しても贈与。	<a href="https://www.wearfactor.com/docs/Senegal.pdf">https://www.wearfactor.com/docs/Senegal.pdf</a> <a href="https://www.jeuneafrique.com/289823/economie/energie-solaire-kfw-octobre-27-millions-deuros-senegal/">https://www.jeuneafrique.com/289823/economie/energie-solaire-kfw-octobre-27-millions-deuros-senegal/</a>
Senegal	EDS EXIMAG S.A.	2017*	FMO	Loan	17,104	20MWプロジェクトに25年のPPA契約。15.14百万ユーロ。	<a href="https://www.fmo.nl/proiect-detail/51732">https://www.fmo.nl/proiect-detail/51732</a>
Senegal	EDS EXIMAG S.A.	2017*	FMO	Loan	1,875	20MWプロジェクトに25年のPPA契約。1.66百万ユーロ。(追加融資と思われる)	<a href="https://www.fmo.nl/proiect-detail/51735">https://www.fmo.nl/proiect-detail/51735</a>
Senegal	SENERGY 2 S.A.S	2017*	FMO	Loan	17,025	2016年に20MWが完成。2018年に24.35MWに拡張する予定。	<a href="https://www.fmo.nl/proiect-detail/52952">https://www.fmo.nl/proiect-detail/52952</a>
Senegal	Meridiam Africa Investments SAS - SENERGY PV SA	2016	OPIC	Loan	2,025	29.76MW。総額47.9百万USDのプロジェクト	<a href="https://www.opic.gov/sites/default/files/files/Public-Summary-Meridian-SENERGY-2016.pdf">https://www.opic.gov/sites/default/files/files/Public-Summary-Meridian-SENERGY-2016.pdf</a>
Senegal	Meridiam Africa Investments SAS - Ten Merina	2017*	OPIC	Loan	3,200	29.5MW。総額43.1百万ユーロのプロジェクト	<a href="https://www.opic.gov/sites/default/files/files/9000032367.pdf">https://www.opic.gov/sites/default/files/files/9000032367.pdf</a>
Sierra Leone	5 MW Solar PV and 30 MW PV Hybrid Power Plants, through Power Engineers, Inc.	2016	UTSDA	Grant	0,856	Bo, Sierra LeoneへのUTSDAの贈与	<a href="https://renewablesnow.com/news/over-25-mw-of-pv-and-pv-hybrid-projects-in-sierra-leone-get-ustda-funds-540570/">https://renewablesnow.com/news/over-25-mw-of-pv-and-pv-hybrid-projects-in-sierra-leone-get-ustda-funds-540570/</a> <a href="http://www.powereng.com/pras-releases/powers-services-support-solar-plant-projects-in-sierra-leone/">http://www.powereng.com/pras-releases/powers-services-support-solar-plant-projects-in-sierra-leone/</a>
Sierra Leone	Solar Park Freetown Project	2014	IRENA/ADF	Loan	9,000	6 MWのプロジェクト。IRENAとAbu Dhabi Fundによる融資。2017年運転開始。総額12.6百万USDのプロジェクト。	<a href="https://www.esc-africa.com/sierra-leone-solar-park-freetown-project/">https://www.esc-africa.com/sierra-leone-solar-park-freetown-project/</a> <a href="https://africabusinesscommunities.com/news/sierra-leone-solar-park-freetown-project-is-successfully-inaugurated/">https://africabusinesscommunities.com/news/sierra-leone-solar-park-freetown-project-is-successfully-inaugurated/</a>

出所:IRENA のデータベース (<http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=6&subTopic=8>)  
をもとに、JICA 調査団が作成。

注1) 太陽光発電プロジェクトで、2014 年以降、かつ 0.6 百万 USD 以上の融資額あるいは贈与額で絞り込みを行った。コートジボワールは少額だが含めた

注2) \*2017 年の数値は金融機関から集められた情報をもとに作成されているが、新たな情報で更新される都度、順次更新されている。

#### 6-10 PPP による太陽光発電プロジェクトの開発例（マリ）

現在、コートジボワールには実行中の PPP プロジェクトがないため、表 6.7 WAPP 諸国の太陽光発電プロジェクト（PPP プロジェクトを黄色で表示）の中から、隣国のマリで進められている Segou プロジェクトについて、World Bank が Segou Solaire Mali Project を対象にまとめた Project Appraisal Document と、AfDB がまとめた Scaling-Up Renewable Energy Program in Low-Income Countries Mali: Segou Solar PV Project のそれぞれの報告書に基づいてここに紹介する。

World Bank の報告によれば、マリは、発電のために高価な輸入燃料に大きく依存しており、平均のエンドユーザーの電力コストが 0.23 ユーロ/kWh（あるいは 0.25 米ドル/kWh）と非常に高く、これは、コートジボワールの 0.13 米ドル/kWh や資源に乏しいセネガルの 0.175 米ドル/kWh と比べてもさらに高い。また、2016 年に合計 479MW の水力および火力発で設備を保有しているが、多くの設備が維持管理の不良から、250MW の出力容量しか確保できていない。コートジボワールとの連系線は 65MW の容量があるが、実際には 45MW に制限されている。マリ電力は、収入（0.162 ユーロ/kWh）の赤字を 0.051 ユーロ/kWh の補助金で補填されているが、それでも 2015 年は 0.02 ユーロ/kWh の赤字が発生し、短期借り出しに依存し、コートジボワールへの支払も遅延している状況にある。

このような状況で、マリ政府は PPP を活用した電力セクターの改革を始めており、本プロジェクトもその試みの一つと位置付けられる。

Segou Solar プロジェクト発電所の設備概要を以下にまとめる。

#### Segou Solar プロジェクト発電所の概要

ピーク出力:	33MWp
年間収率:	1,729kWh/kWp
年間発電量:	52.7GWh
プロジェクト面積:	90ha (900,000m <sup>2</sup> )
利用面積:	50ha (500,000m <sup>2</sup> ) 将来 20MWp 相当の拡張スペースあり
PV モジュール傾斜角:	4° 固定式
PV モジュール方位角:	0°
PV 定格:	多結晶型 315W
PV モジュールの面積:	22,403m <sup>2</sup>
ストリング数:	4,839 (1 ストリングあたり 22 の PV モジュールを直列接続)
接続箱数:	220
運転力率:	0.9 以上
インバータ:	Gamesa 1.4MVA×20 台 400V 出力
インバータ合計容量:	28MVA

変圧器定格:	0.4/33kV 2,800kVA 10 台設置
発電所出力:	25.2MW
連系線:	約 2.8km の 33kV 地中送電線と架空ケーブル送電線 (既設の 225kV 送電線ルートを Right of Way として活用)
発電所開発エリアの影響範囲:	50 人が活動する 54 の農業区画に影響。5 つの居住区画も含まれるが物理的移転の必要なし。
連系線の影響範囲:	74 名が影響を受け、うち、50 名が土地を保有あるいは耕作活動し、24 名が土地を所有、あるいは居住しており、代替土地の提供、構造物への補償、耕作物や樹木への補償が行われる。SPC からの補償費はおよそ 109 万ユーロ、あるいは 119 万米ドル
工事開始:	2017 年 (予定)
建設期間:	18 か月
運転期間:	25 年 (ライフタイムで 1,316.75GWh を発電)
平均設備利用率:	18.22%
オフテーカー:	EDM
売り電価格:	80.5FCFA/kWh (0.123 ユーロ/kWh、または 0.134 米ドル/kWh)
買取条件:	Take or Pay
限界排出係数:	0.1673 tCO <sub>2</sub> /MWh
温室効果ガス削減効果 (25 年間) :	220,293 tCO <sub>2</sub> /MWh

プロジェクトの場所を図 6.4 に示す。



出所: Scaling-Up Renewable Energy Program in Low-Income Countries Mali: Segou Solar PV Project

図 6.4 Segou Solaire Mali Project の場所

プロジェクト会社 (SPC) の融資の構成と内訳を表 6.8 に示す。これによれば、融資合計額 48 億 44 万ユーロのうち、Equity が 25%、シニアローンが 75%の割合である。SPC の Equity のうち出資の割合は、普通株と株主ローン合わせて、ノルウェーに本拠を置く Scatec Solar A.S.A が 51%、IFC が 30%、モーリシャスに本拠を置く Africa Power Segou Solar (マリの Africa Power Investment Holding Company とデンマークの IFU の JV) が 19%である。一方、シニアローン (貸出金) のうち、融資の割合は IFC と AfDB がそれぞれ 16.9%、SREP (気候投資基金) が 41.2%となっている。

表 6.8 プロジェクトコストと融資内容

融資の種類	融資金額 (1,000 ユ ーロ)	割合 (%)	融資の用途	金額 (1,000 ユ ーロ)	割合 (%)
Equity (証券)	12,110	25.0	ハードコスト	37,915	78.3
<b>普通株式</b>			EPC コスト	37,915	78.3
Scatec Solar A.S.A	3,179	6.6			
IFC	1,816	3.7	ソフトコスト	6,919	14.3
Africa Power Segou Solar	1,060	2.2	開発費*1	4,100	8.5
			融資機関技術アドバイザー	923	1.9
			およびその他取引コスト*2		
<b>株主ローン</b>			コンティンジェンシー	1,896	3.9
Scatec Solar A.S.A	3,179	6.6			
IFC	1,816	3.7			
Africa Power Segou Solar	1,060	2.2	融資コスト	3,606	7.4
<b>シニアローン</b>	36,330	75.0	債務返済準備勘定	1,800	3.7
IFC	8,165	16.9	建設中利子	677	1.4
AfDB	8,165	16.9	融資手数料	826	1.7
SREP (譲許的) 17年満期	20,000	41.2	建設中の運転資本	303	0.6
合計	48,440	100.0	合計	48,440	100.0

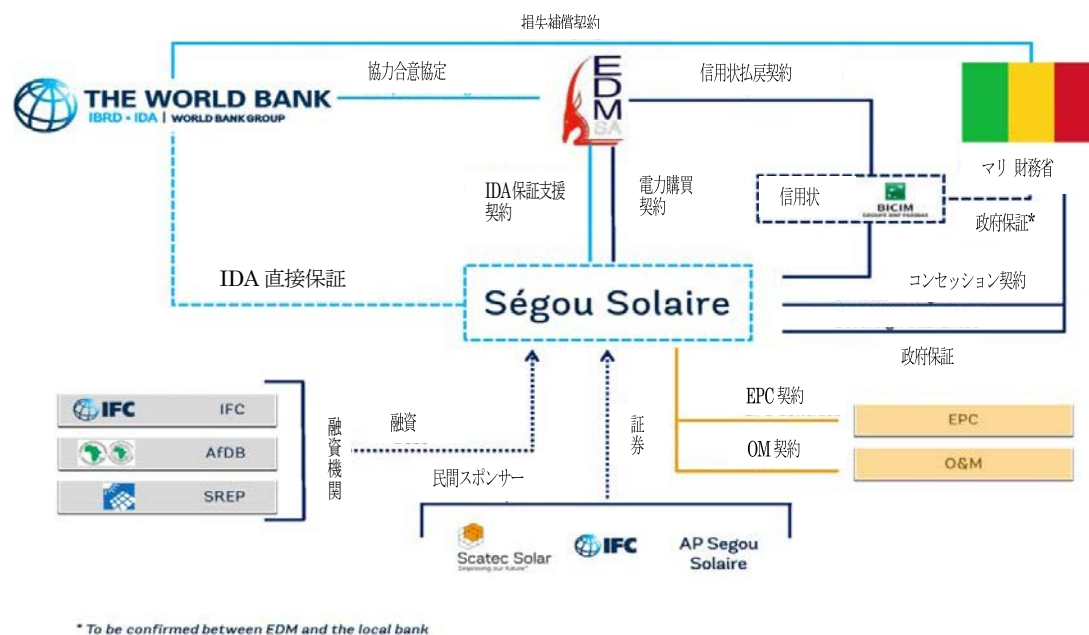
出所: Project Appraisal Document International Development Association on Proposed Payment Guarantee in The Amount up to EUR 5.6 Million (Estimated SDR 4.9 Million) in Support of The Republic of Mali And International Finance corporation on Proposed Investment Consisting of An Equity Investment in The Amount of up to EUR 4.0 Million, An A LOAN in The Amount of up to EUR 10.0 Million, And Client Risk Management Swaps having in Aggregate An Expected Loan Equivalent Exposure of up to US\$ 5.3 Million in Support of SEGOU SOLAIRE S.A, For The FCS RE Segou Solaire Mali Project May 17, 2017

注\*1) 第三者に払われる開発費用

注\*2) 企業責任として行われる活動費用、環境社会対策費用、前払い IDA 支払保証費用を含む

先に述べたとおり、オフテーカーとしてのマリ電力の経営状態は良いとは言えず、投資家リスクは避けられないが、IDA の支払保証、およびマリの経済省からのソブリン保証が SegouSolar のプロジェクト会社に出され、支払い上のリスクを低減する仕組みになっている。その構造を図 6.5 に示す。

図 6.5 IDA の直接補償の構造



出所: Project Appraisal Document International Development Association on Proposed Payment Guarantee in The Amount up to EUR 5.6 Million (Estimated SDR 4.9 Million) in Support of The Republic of Mali And International Finance corporation on Proposed Investment Consisting of An Equity Investment in The Amount of up to EUR 4.0 Million, An A LOAN in The Amount of up to EUR 10.0 Million, And Client Risk Management Swaps having in Aggregate An Expected Loan Equivalent Exposure of up to US\$ 5.3 Million in Support of SEGOU SOLAIRE S.A, For The FCS RE Segou Solaire Mali Project May 17, 2017

### 6-11 コートジボワール国内の開発候補地点

6-3 太陽光発電の導入計画および実績の表 6.2 PV 太陽光発電プロジェクト一覧に示した通り、現在、発表された、あるいは計画が進んでいるとされる PV 太陽光発電所の多くは、ポロ州 (Region) コロゴ (Department)、や隣接するフェルケ (Department) に設置されることになっており、国の東側中部のダウクロ (Department) を除けば、いずれも国の北部に位置している。これは、6-1 太陽光エネルギーのポテンシャルで述べたとおり、年間の日射量が北部において、大きな期待値が得られ発電所の立地に適しているからと考えられる。

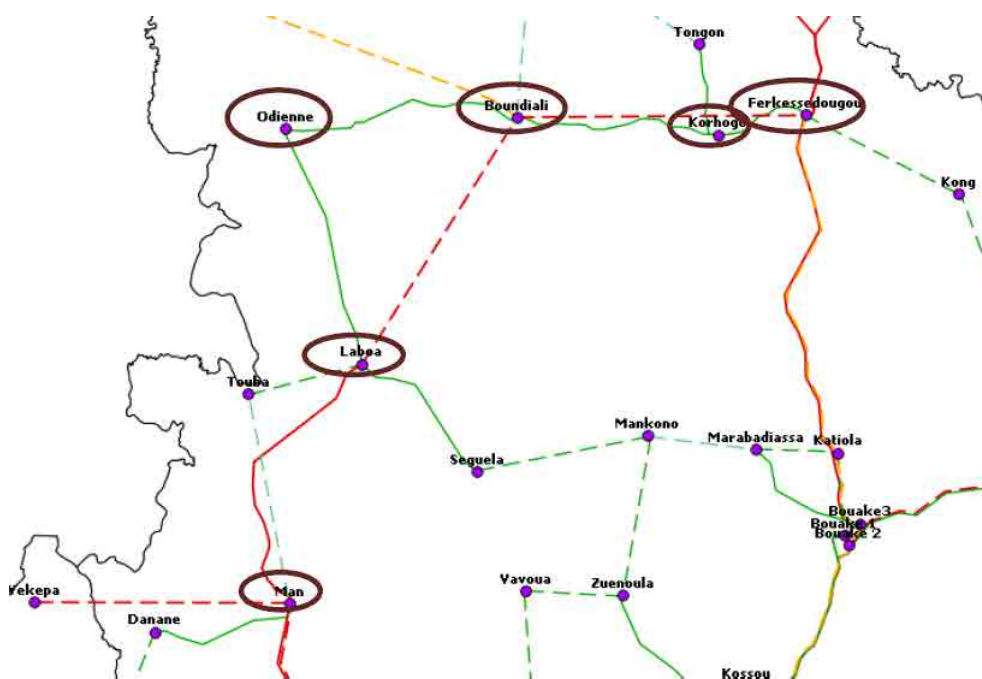
今後の開発候補地点については、以下の表 6.9 のとおり、電力マスタープランに発電所開発地点、各発電所の出力規模 (MW)、および系統に接続される変電所名が示されている。また接続予定の変電所と周辺の系統を図 6.6 に示す。

電力マスタープランによれば、これらの PV 太陽光発電所は 2030 年を目途に発電開始を予定しており、北部地域が新たな電源拠点となる、と述べている。また、この地域に置かれる PV 太陽光発電所からの電力は、系統連系用送電線 (90kV) を通じて変電所の 90kV 母線に接続され、225/90kV の変圧器を経由して地域の 225kV 送電系統に送電されるため、変電所の変圧器増設による、連系容量の増強が必要となる。これらの増強計画の内容も、表 6.10 に示すとおり、電力マスタープランに明らかにされている。

表 6.9 国内の発電所開発候補地点

発電所地点	出力 (MW)	Region	Department
ラボア (La Boa)	100	Bafing	Koro
ブンディアリ (Boundiali)	100	Bagoue	Boundiali
コロゴ (Korhogo)	100	Poro	Korhogo
フェルケ (Ferke)	100	Tchologo	Ferke
オディエンヌ (Odienne)	20	Kabdougou	Odienne
マン (Man)	40	Tonkpi	Man

出所：電力マスタープラン Volume no.5 pp.85-pp.86 をもとに JICA 調査団が作成



出所：マスタープラン資料 Volume no.5 p.86

図 6.6 PV 太陽光発電所の系統連系先となる変電所

表 6.10 PV 太陽光発電所の系統連系を想定した変電所の増強計画

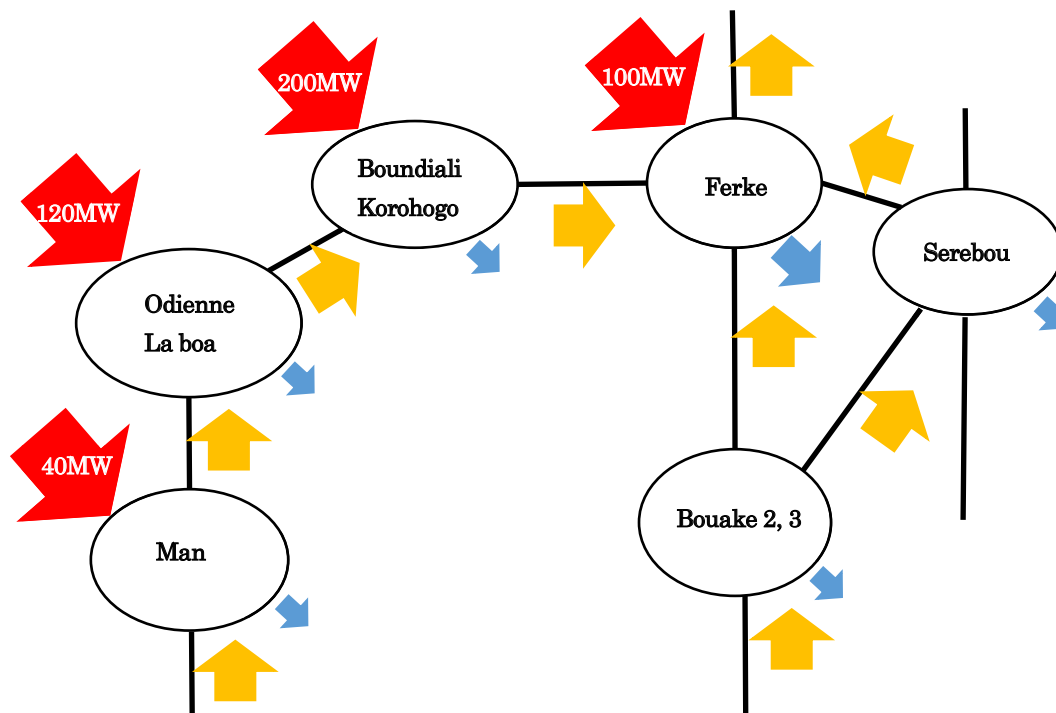
変電所名	増強内容	増強予定年
La Boa	225/90kV 100MVA 変圧器 1 台増設	2020 年～2025 年頃
Boundiali	225/90kV 100MVA 変圧器 1 台増設	2020 年～2025 年頃

出所：電力マスタープラン Volume no.5 pp.226

これらの PV 太陽光発電所が新規に系統接続されたときに予想される潮流変化は、現在の調査段階で、詳細かつ正確な電力潮流の情報が得られていないため、いくつかの仮定に基づく概略計算しかできない。しかし、225kV 送電系統の 1 回線の系統容量が最大 320MW であること、かつ、Man～Laboa～Boundiali～Korhogo～Ferke までの北西側 225kV 送電線ルートの



潮流は Taabo・Kossou・Bouake から Ferke までの中央幹線ルートに比べると送電線の距離が長いので、大きな潮流が流れているとは考えにくく、各変電所に 100MW 規模の PV 太陽光発電所を接続すると各地域に分散する需要負荷への供給力を補うことから、変電所間を相互につなぐ送電線に重潮流あるいは送電容量の過負荷を発生させるとは考えにくい。各変電所に接続される PV 太陽光発電所の出力のイメージを図 6.7 に示す。



出所：マスタープラン資料 Volume no.5 をもとに JICA 調査団が作成

図 6.7 PV 太陽光発電所の系統接続による潮流のイメージ

表 6.9 の示す通り、計画通りに PV 太陽光発電所が北部に系統接続された場合、合計出力は最大で 460MW となる。このときの北西部幹線（Korhogo から Ferke）の潮流、および中央部幹線（Bouake 2, 3 から Ferke）および北東部幹線（Kong から Ferke）の潮流合計が、PV 太陽光接続前と比べてどの程度変化するかについて概略計算を行った結果を表 6.11 に示す。

表 6.11 PV 太陽光発電所の系統連系を想定した Ferke への潮流の変化

	PV 太陽光接続前	PV 太陽光接続後（最大 460MW 発電時）
北西部幹線（Korhogo から Ferke）の潮流	84MW	236MW
中央部幹線（Bouake 2, 3 から Ferke）および北東部幹線（Kong から Ferke）への潮流合計	270MW	14MW
ブルキナファソへの輸出潮流	320MW	320MW

出所：JICA 調査団が作成

この表に示す通り、ブルキナファソへの電力輸出を 320MW に維持した場合でも、北西部幹線（Korhogo から Ferke）の潮流は大きく増加して 236MW に達するが、定格容量である 320MW と比べてまだ十分余裕がある。

一方、この状態で、北西部幹線（Korhogo から Ferke）の潮流を許容限度の 320MW（定格の 100%）まで増やして流すと仮定したときに Ferke の需要負荷の増加にどこまで対応できるかについて概略計算を行った結果を以下の表 6.12 (a) に示す。これによれば、Ferke は、最大 400MW までの需要増に対応可能である。中央部幹線（Bouake 2, 3 から Ferke）の潮流も、北東部幹線（Kong から Ferke）の潮流もまだ定格容量に対して十分余裕があり、潮流上の問題は見られない。

表 6.12 PV 太陽光接続後（最大 460MW 発電時）北西部幹線（Korhogo から Ferke）潮流を定格 100%流した場合の Ferke の需要負荷および周辺送電線の対応力

	PV 太陽光接続後（最大 460MW 発電時）(a)	PV 太陽光接続後（最大 460MW 発電時）北西部幹線のトリップ事故時 (b)
北西部幹線 (Korhogo から Ferke) の潮流	320MW (100%負荷)	0MW
北西部 90kV 系統 (Korhogo から Ferke) の潮流	7 MW	83MW
中央部幹線 (Bouake 2, 3 から Ferke) の潮流	195MW	326MW (102%)
北東部幹線 (Kong から Ferke) の潮流	129MW	242MW
ブルキナファソへの輸出潮流	320MW	320MW
Ferke の負荷への供給力	400MW	400MW

出所：JICA 調査団が作成

さらに、北西部幹線（Korhogo から Ferke）に許容限度の 320MW を流した状態で、北西部幹線がトリップ事故を起こし、遮断されたと仮定したときに、周辺の送電線負荷と Ferke の供給力がどう変化するかを概略計算した結果を表 6.12 (b) に示す。これによれば、中央部幹線（Bouake 2, 3 から Ferke）の潮流は大きく増大し、定格容量を超えるが、短時間許容値内に収まっている。また、北西部 90kV 系統（Korhogo から Ferke）の潮流の増加もあるが、結果として、ブルキナファソへの輸出潮流 320MW と Ferke の負荷への供給力 400MW を維持することは可能である。

#### 6-12 コートジボワール国内の PV 太陽光普及の課題について

コートジボワールにおいて PV 太陽光発電が抱える課題（太陽光普及のボトルネック）を以下にまとめる。

### 6-12-1 設備・系統上の課題

6-11 コートジボワール国内の開発候補地点にて記述したとおり、PV 太陽光発電の導入・設置が今後大量に進んで 90kV 系統に接続される場合、La Boa および Boundiali の各変電所において、それぞれ 100MVA 規模の変圧器の増設は必要となるが、225kV 送電線の容量自体は十分確保されていると考えられ、変電所の増設スペースの確保や系統連系線の建設などが難しいなどの用地面の事情があるとは考えにくく、設備上の問題点は特にない。一方、系統上の注意点は北西部送電線（Korhogo から Ferke）の潮流であり、中央部幹線（Bouake から Ferke 間）と北東部幹線（Kong から Ferke 間）の潮流状況を見ながら、北西部幹線の潮流を管理する必要があるという点である。また、PV 太陽光発電が昼間しか発電できず、夜間ピークに直接供給対応できないことや、日照が変化したときの出力変動とそれに対応できる調整力の必要性などの問題は常にあるが、これは類似する日負荷特性や供給力を持つ西アフリカ諸国であれば共通の運用条件である。

今後、コートジボワールが、計画に沿って PV 太陽光発電と共に水力発電所開発を順調に進めていけば、出力変動に対する調整力をアンシラリーサービスとして強化できること、また、PV 太陽光を昼間運転することによって水力発電の運転を夜間用に温存できることにより、同じ規模の PV 太陽光を保有しても十分な出力変動対応機能を持たない隣国に対し、アンシラリーサービスを活用してより安定的に電力輸出を行えるなどの強みを持つことも可能である。

PV 太陽光設備を内陸部奥地、特に北部地域に建設するうえで、懸念となるのは膨大な枚数の PV 太陽光パネル、送変電機器、ケーブル類の輸入と国内輸送や、現地調達用の架台などの国内輸送に関する課題である。調査団が陸路でブアケまで現場調査を行った時点では、ヤムスコロより北部がまだ高速道路が完成しておらず、地方の道路の状態は必ずしも良くなく、資機材の安定的な輸送のうえで障害となる可能性がある。また、株式会社 野村総合研究所が作成した「平成 28 年度 内外一体の経済成長戦略構築にかかる国際調査事業（アフリカ地域共同体経済連携・第三国企業等実態調査）最終報告書 平成 29 年 2 月」によれば、

- ✓ 港湾のインフラはまだ十分整っておらず、船舶が順番待ちになる。その場合、生活必需品と現地企業の商品が優先されるため、遅延が発生している。
- ✓ アビジャン自治港から、アビジャン・マリを含む内陸国への輸出は 70%を占める。コンテナ貨物量の増加が顕著であり、キャパシティ不足が課題となっている。
- ✓ 待機期間は長くて 2 週間にも及ぶ。このような場合、港管理者と付き合いある現地企業は非公式であるが交渉により外資企業も早く手続き済ませることができ、外資にとっては不利な状況が生まれいる。

という記述があり、これらの事情が、例えば太陽光パネルの陸揚げの遅延につながれば、発電所の建設工期に大きな影響が生じ、売電による収入計画に狂いが生じること、また、一部の資機材不足により運転開始までの工事工程が長引けば、現地据え付けされる主要機器（変圧器、開閉器、パワーコンディショナー）の瑕疵担保期間（保証期間）が、事実上短縮されてしまう可能性などの問題も懸念される。

### 6-12-2 法制度上の課題

6-2 民間投資推進にかかる枠組みで記述したとおり、投資促進法に基づいて、PV 太陽光機器に対する付加価値税の低減や、ある特定地域の開発における税制上の優遇措置などは設けられているが、再生可能エネルギー固定価格買取制度がないことは、特に PPP を進めて行くうえで民間投資家にとってリスクとみなされると考えられる。隣国のガーナでは、6-5 買取価格に

て記述したとおり、固定価格買取制度があり、同じ日照条件では、ガーナのほうが太陽光発電の収益を 10 年にわたって保証しやすいと考えられ、投資家に安定的な収益を保証する仕組みがコートジボワールにも求められている。

また、PV 太陽光発電所の開発のうえで、広大な土地の確保が必須であるが、6-12-1 系統・設備上の課題で紹介した野村総合研究所の報告書によると、

- ✓ 個人所有の土地や店舗を借りるとき、集落から多額の寄付を求められることがあるなど、難しい事例が報告されている。
- ✓ コートジボワールのアビジャン近郊には 4 箇所工業団地があり、年間賃料 2,200 FCFA/m<sup>2</sup>である。政府機関である産業インフラ管理開発機構 (AGENCE DE GESTION ET DE DEVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES INDUSTRIELLES (AGEDI)) が管理している。コートジボワールに製造拠点を持つ第三国企業の大半は工業団地に入居している。工業団地の賃料が 2015 年 12 月の大統領令により突然値上げされるなど、一貫しない政府の方針もあるが、個人の土地を借用するよりは政府機関が管理する土地を借りるのが得策だという声が多く聞かれた。

という指摘もされている。

### 6-13 本邦企業の関心

太陽光発電 IPP への参入の可能性について、現地に事務所をもつ日系企業に伺ったが、現時点で、オフグリッド用の太陽光パネルと、リチウム電池内臓のコントローラ、液晶テレビ、携帯充電器、LED 電球のキットのレンタルを手掛けてはいるが、IPP への投資という点では具体的な計画に関する情報は得られなかった。先に述べたとおり、日本と異なって固定価格買い取り制度がなく、競争で価格が決まり、買い取り価格がその都度見直されることや、KfW の融資案件が示した通り、コートジボワール国も太陽光 IPP をパイロットとみなしており、CI ENERGIES の運用結果にもとづいて技術的な連系条件や運用規則をこれから定めていく点も、現時点で不確定要素と考えられる。入札図書をすべて仏語で作成することなども考慮する必要がある。

6-9 Public Private Partnership (PPP) の取り組みにて記述したとおり、ガーナ、マリ、セネガルなど WAPP の一部の国では PPP による太陽光発電の開発が進んでいること、また 6-1 太陽光エネルギーのポテンシャルで述べたとおり、北側のマリ、ブルキナファソのほうがエネルギーのポテンシャルはコートジボワールより高く LCOE はより低くできる可能性があることなど、周辺国の動向を踏まえて、コートジボワールの太陽光発電 IPP の優位性を検討する必要がある。

## 添付資料

# 添付資料-1: 調査団員リスト

## 調査団リスト

第一回調査 ( 2018年9月29日 ~ 2018年10月21日 )

### 花村 信 ( 総括 / 送変電計画 )

HANAMURA MAKOTO (Project Manager/ Master Planning of Transmission and Substation)

(株)アジア共同設計コンサルタント

### 古宮 正人 ( 副総括 / 太陽光IPP )

KOMIYA MASATO (Sub Project Manager/ Solar& PV system IPP)

(株)アジア共同設計コンサルタント

### 中村 登 ( 配電計画 )

NAKAMURA NOBORU (Master Planning of Distribution System)

東京電設サービス株式会社

### 川村 友明 ( 地方電化計画 )

KAWAMURA TOMOAKI (Rural Electrification)

東京電設サービス株式会社

### 宮澤 宏 ( 系統解析 / 需要予測 )

MIYAZAWA HIROSHI (Power System Analysis/ Demand Forecast)

東京電設サービス株式会社

### 保坂 清人 ( 通訳団員 ( 日仏通訳 ) )

HOSAKA KIYOHITO (Japanese/ French Translator)

第二回調査 ( 2019年2月23日 ~ 2019年3月7日 )

**花村 信 ( 総括 / 送変電計画 )**

HANAMURA MAKOTO (Project Manager/ Master Planning of Transmission and Substation)

(株)アジア共同設計コンサルタント

**古宮 正人 ( 副総括 / 太陽光IPP )**

KOMIYA MASATO (Sub Project Manager/ Solar& PV system IPP)

(株)アジア共同設計コンサルタント

**吉田 和芳 ( 系統解析 / 需要予測 )**

YOSHIDA KAZUYOSHI (Power System Analysis/ Demand Forecast)

(株)アジア共同設計コンサルタント

**中村 登 ( 配電計画 )**

NAKAMURA NOBORU (Master Planning of Distribution System)

東京電設サービス株式会社

**川村 友明 ( 地方電化計画 )**

KAWAMURA TOMOAKI (Rural Electrification)

東京電設サービス株式会社

**保坂 清人 ( 通訳団員 ( 日仏通訳 ) )**

HOSAKA KIYOHITO (Japanese/ French Translator)



**添付資料-2:**  
**現地調査における面談・現場設備調査記録**

現地調査における面談・現場設備調査記録

1. 現地調査期間：2018年10月1日～10月19日
2. コートジボワール側対応機関および日本商社現地事務所
  - ・石油・エネルギー・再生可能エネルギー開発省（Ministère du Pétrole, de l’Energie et du Développement des Energies Renouvelables、以下 MPER）
  - ・コートジボワール電力公社（CI-ENERGIES、以下 CI-E）
  - ・コートジボワール電力会社（CIE）
  - ・アフリカ開発銀行（AfDB）
  - ・ドイツ復興金融公庫（KfW）
  - ・三菱商事コートジボワール事務所
  - ・丸紅コートジボワール事務所
3. 主要面談日程（団内打合せを除く）

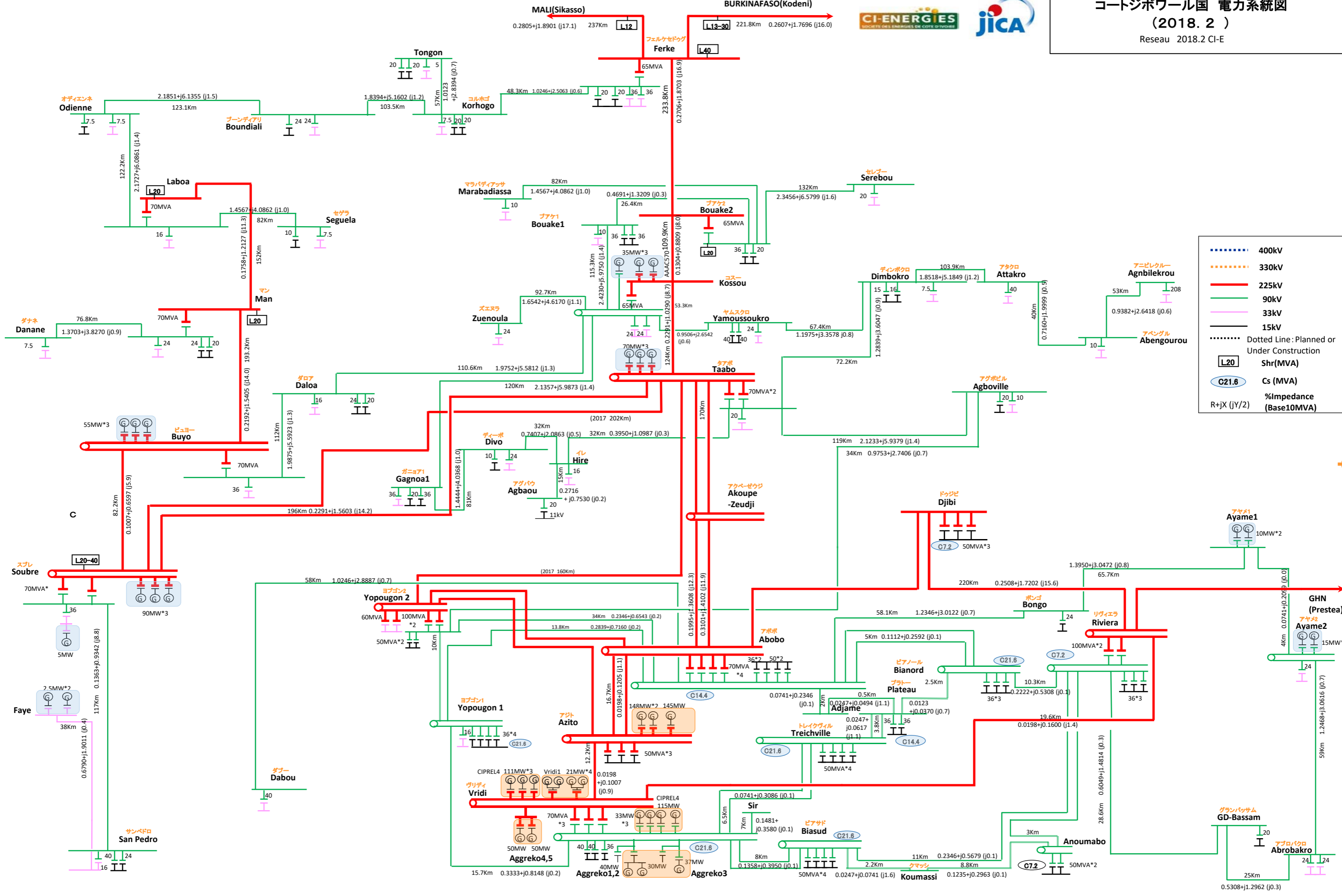
月日	場所	参加者	主要テーマ
10/1	CI-E 本社	CI-E: アウス局長、アノ、ブル、アジェイ、アブア、カク JICA: 佐藤 AEC: 花村、古宮、中村	<ul style="list-style-type: none"> <li>・今回のミッションの目的・内容等について確認</li> <li>・インセプションレポートに基づき、事前調査結果</li> <li>・調査内容・調査方法等を説明し意見交換</li> <li>・調査期間中のスケジュールを調整</li> </ul>
10/2	MPER 庁舎	MPER: シュヴァリエ副官長、コロー、ディアキテ、ジャコブ JICA: 佐藤、関 AEC: 花村、古宮、中村	<ul style="list-style-type: none"> <li>・本調査ミッションの目的・調査内容</li> <li>・スケジュール等の説明</li> <li>・エネルギー省の電力セクターと再生可能エネルギー政策に関する情報収集</li> </ul>
10/2	CI-E 本社	CI-E: アウス局長、アノ、ブル、アジェイ、アブア、カク JICA: 佐藤、関 AEC: 花村、古宮、中村	<ul style="list-style-type: none"> <li>・コートジボワール電力セクターの現状について情報提供があり、質疑・意見交換</li> <li>・マスタープランの策定とその後の修正内容について確認</li> </ul>
10/3	AfDB 事務所	AfDB: レイモンド JICA: 佐藤、関 AEC: 花村、古宮、中村	<ul style="list-style-type: none"> <li>・本調査ミッションの目的の説明</li> <li>・Taabo-Kossou-Bouake2 間送電系統増強 PJの融資に関する AfDB の考え方等の情報収集</li> <li>・同案件の協調融資について意見交換</li> </ul>
10/4	CIE	CIE: サロモン局長、ディディエ、シャルル、カスム CI-E: アノ JICA: 佐藤、関 AEC: 花村、古宮、中村	<ul style="list-style-type: none"> <li>・本調査ミッションの目的の説明</li> <li>・CIE の組織・事業運営・系統運用に関する情報提供があり、質疑・意見交換</li> <li>・給電指令所および配電制御所の視察・情報収集</li> </ul>
10/4	三菱商	三菱商事：岡本所長	<ul style="list-style-type: none"> <li>・本調査ミッションの目的の説明</li> </ul>

	事現地 事務所	<u>JICA</u> : 佐藤、関 <u>AEC</u> : 花村、古宮、中村	<ul style="list-style-type: none"> <li>・コートジボワールにおける三菱商事の取組みに関する情報提供があり、質疑・意見交換</li> <li>・オフグリッド農村電化用太陽光発電キット販売・展開状況に関する情報提供</li> </ul>
10/5	丸紅事 務所	<u>丸紅</u> : 肥沼所長、Aganhan <u>JICA</u> : 佐藤、関 <u>AEC</u> : 花村、古宮、中村	<ul style="list-style-type: none"> <li>・本調査ミッションの目的の説明</li> <li>・コートジボワールにおける丸紅の取組みに関する情報提供があり、質疑・意見交換</li> <li>・火力 IPP 等に関する情報提供</li> </ul>
10/8	KfW 事務所	KfW: ドラム <u>JICA</u> : 佐藤、関 <u>AEC</u> : 花村、古宮、中村	<ul style="list-style-type: none"> <li>・本調査ミッションの目的の説明</li> <li>・Taabo-Kossou-Bouake2 間送電系統増強 PJ の融資に関する KfW の考え方等の情報収集</li> <li>・同案件の協調融資について意見交換</li> </ul>
10/9	CI-E 本社	<u>CI-E</u> : アウス局長、アノ、ブル、アジェイ、アプア、カク、ステファン <u>JICA</u> : 佐藤、関 <u>AEC</u> : 花村、古宮、中村、宮澤、川村 <u>CI-E</u> : トラオレ総裁（途中挨拶）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・Taabo-Kossou-Bouake 間送電系統増強 PJ の必要性・緊急性・詳細内容確認のための質疑・意見交換</li> <li>・他計画案件についての意見交換</li> <li>・現場設備調査についての調整・確認</li> <li>・総裁挨拶</li> </ul>
10/10 ～ 10/12	ヤムス クロ・ ブアケ	<u>CI-E</u> : ボルジェ <u>パワーコム</u> : <u>JICA</u> : 関 <u>AEC</u> : 花村、古宮、川村（全工程）、中村・宮澤（Taabo）	<p>【現場設備、建設候補地点調査】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・Kossou 水力発電所変電設備</li> <li>・Bouake2 変電所</li> <li>・Bouake3 変電所建設候補地点</li> <li>・Yamoussoukro2 変電所建設候補地点</li> <li>・Yamoussoukro 変電所</li> <li>・Taabo 水力発電所変電設備</li> <li>・変電所周辺および道路沿い既設送電線ルート</li> </ul>
10/15	CI-E 本社	<u>CI-E</u> : アウス局長、アノ、ブル、アジェイ、アプア、カク <u>JICA</u> : 上石団長、中川、佐藤、関、川邊 <u>AEC</u> : 花村、古宮、中村、宮澤、川村	<ul style="list-style-type: none"> <li>・本邦技術の適用についての情報提供と質疑・意見交換</li> <li>・有償資金協力候補案件化の課題と今後の進め方に関する意見交換</li> <li>・無償資金協力案件の状況確認</li> </ul>
10/17	CI-E 本社	<u>MPER</u> : シセ局長、ソゴラン <u>JICA</u> : 上石団長、中川、佐藤、関、川邊 <u>AEC</u> : 花村、古宮、中村	<ul style="list-style-type: none"> <li>・再生可能エネルギーの導入状況について情報提供があり、質疑・意見交換</li> </ul>
10/17	CI-E	<u>CI-E</u> : アウス局長、アノ、ブ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・覚書の説明・質疑</li> </ul>

	本社	ル、アジェイ JICA: 上石団長、中川、佐藤、関、川邊 AEC: 花村、古宮、中村、宮澤、川村	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 本邦技術適用に関する意見交換</li> <li>• 系統運用に関する質疑・意見交換</li> </ul>
10/18	日本大使館	大使館: 倉光大使、 JICA: 飯村所長、上石団長、中川、佐藤、関、川邊 AEC: 花村、古宮	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 有償資金協力および無償資金協力候補案件に関するコートジボワール側との協議状況説明</li> <li>• 同案件の今後の進め方に関する協議</li> </ul>
10/19	CI-E 本社	CI-E: トラオレ総裁、アウス局長、アノ JICA: 飯村所長、上石団長、中川、佐藤、関 AEC: 花村、古宮	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 今回ミッションの調査結果報告・確認</li> <li>• 有償資金協力および無償資金協力候補案件に関する今後の進め方の確認</li> <li>• 本邦招聘と幅広い技術協力への期待表明(総裁)</li> </ul>
10/19	MPER 庁舎	MPER: シュヴァリエ副官房長、シセ、ディアキテ、エグロバール、アプロ CI-E: アウス局長、カク JICA: 飯村所長、上石団長、中川、佐藤、関、ボニ AEC: 花村、古宮	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 今回ミッションの調査結果報告・確認</li> <li>• 有償資金協力および無償資金協力候補案件に関する今後の進め方の確認</li> </ul>

**添付資料-3:  
コートジボワール電力系統図**

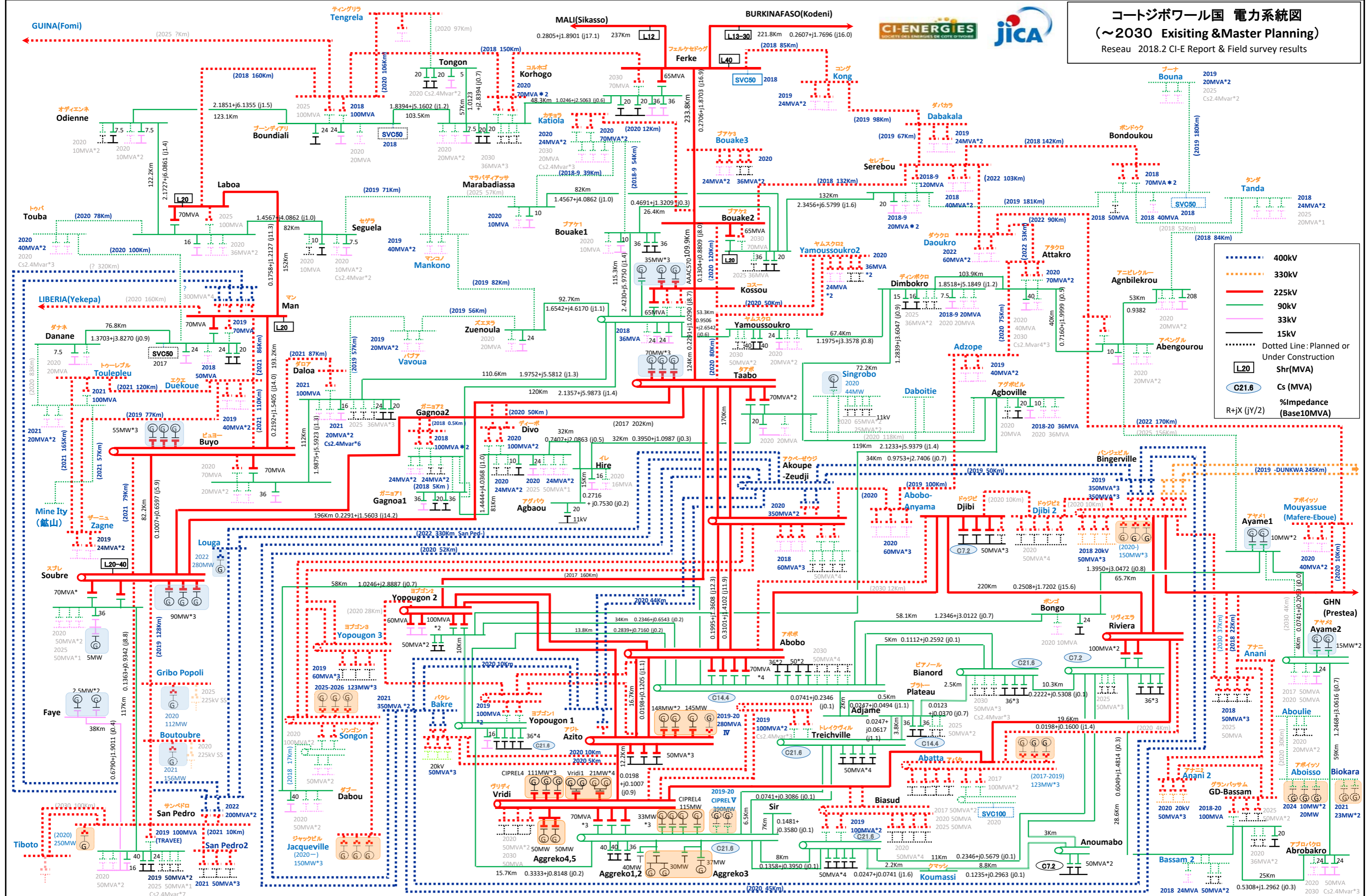
コートジボワール国 電力系統図  
(2018. 2)  
Reseau 2018.2 CI-E



	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

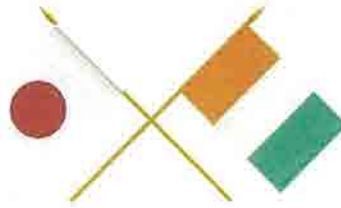


**Legend:**

- 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)

**添付資料-4:**  
**本邦招聘プレゼンテーション資料**  
**(コートジボアール側)**  
**Opportunités D'Affaires Dans Le**  
**Secteur De L'Electricité De La Côte**  
**D'Ivoire**





## OPPORTUNITES D'AFFAIRES DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ DE LA CÔTE D'IVOIRE

-----  
*31 Janvier 2019*

**M. Amidou TRAORÉ**  
Directeur Général  
CI-ENERGIES  
CÔTE D'IVOIRE

Construire la Côte d'Ivoire électrique

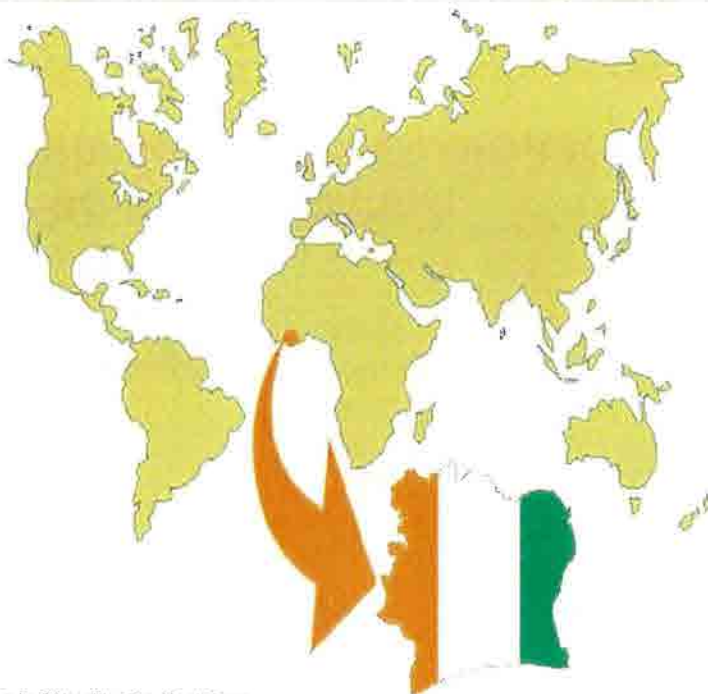
### SOMMAIRE

- 1. ZOOM SUR LA CÔTE D'IVOIRE
- 2. CADRE INSTITUTIONNEL DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE
- 3. PRESENTATION DE CI-ENERGIES
- 4. ETATS DES LIEUX
- 5. PLANS DIRECTEURS
- 6. OPPORTUNITES D'AFFAIRES
- CONCLUSION

# 1. ZOOM SUR LA CÔTE D'IVOIRE

## Quelques chiffres

Indépendance	7 Août 1960
Localisation	Afrique de l'Ouest
Superficie	322 462 km <sup>2</sup>
Population (2018)	24 millions
Capitale Politique	Yamoussoukro
Capitale économique	Abidjan
Langue officielle	Français
Langue locale	60 langues
Croissance PIB (2018)	7,4 %



Construire la Côte d'Ivoire électrique

3

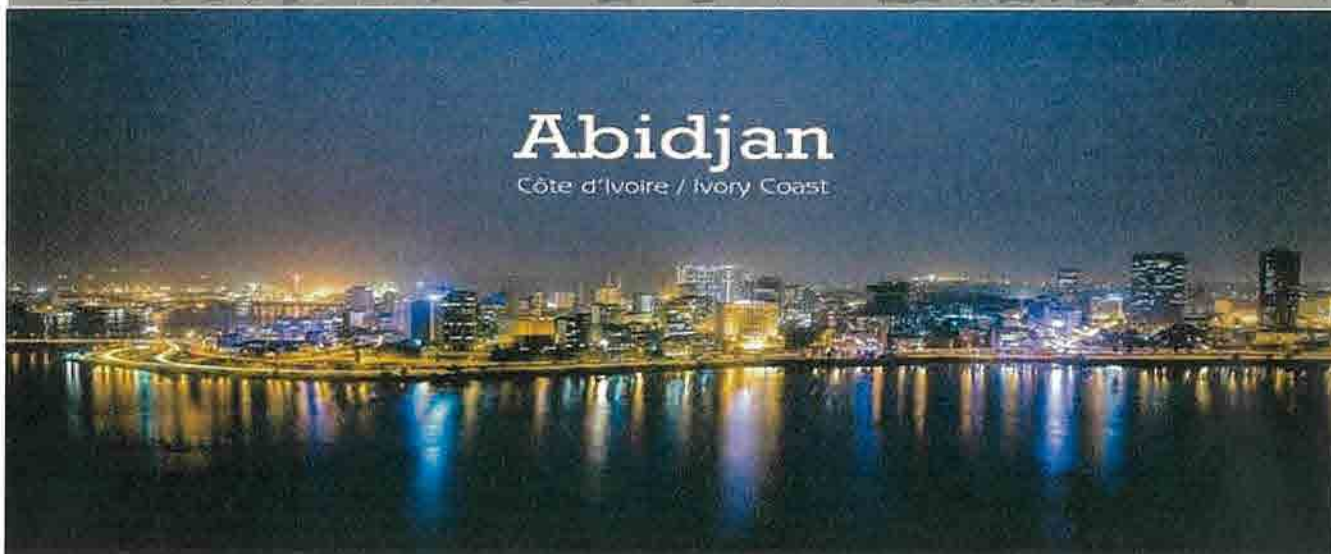
# ZOOM SUR LA CÔTE D'IVOIRE

## Place de la Côte d'Ivoire

Troisième place dans la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest parmi les économies ayant une forte croissance en 2018

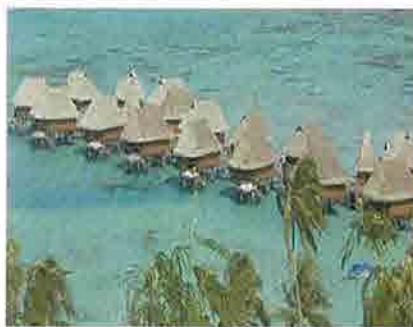
# Abidjan

Côte d'Ivoire / Ivory Coast



# 1. ZOOM SUR LA CÔTE D'IVOIRE

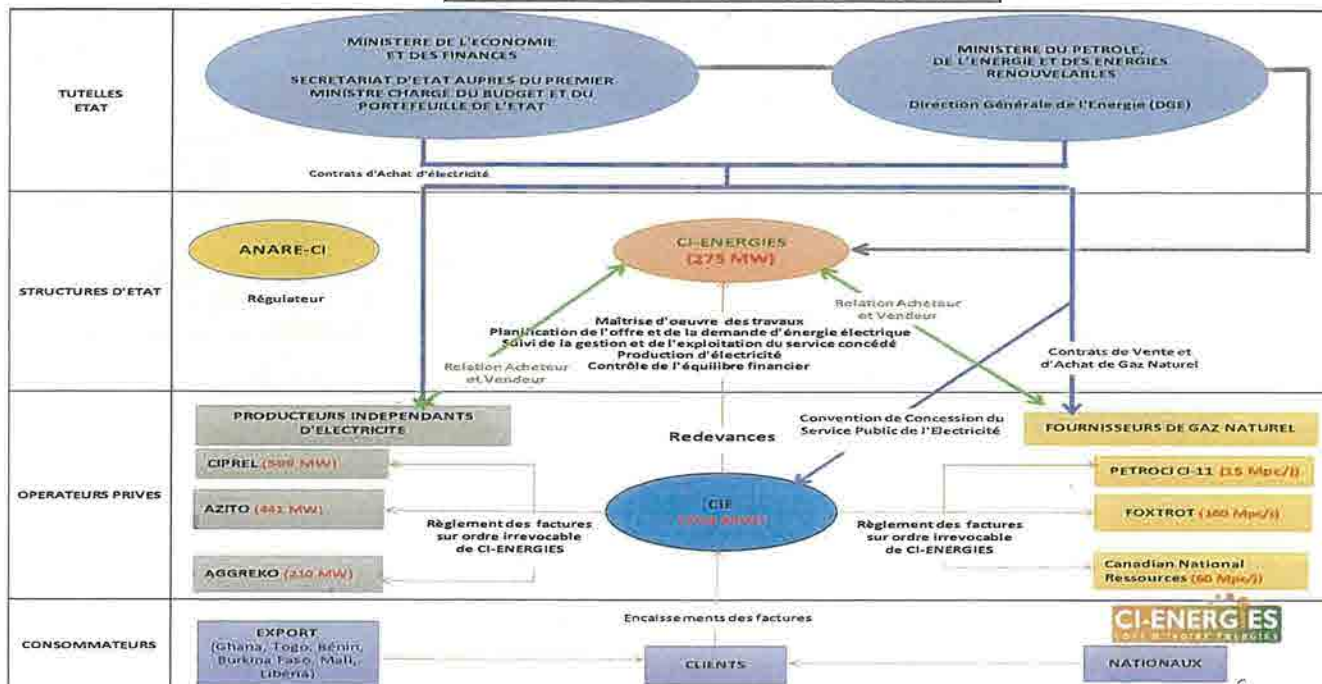
## Images de la Côte d'Ivoire



Construire la Côte d'Ivoire électrique

# 2. CADRE INSTITUTIONNEL DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

CADRE INSTITUTIONNEL DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE



### 3. PRESENTATION DE CI-ENERGIES

#### Missions et axes stratégiques

► Missions

- Planification et programmation des investissements
- Maitrise d'oeuvre des investissements
- Suivi de l'exploitation
- Gestion des flux financiers
- Production d'électricité

► Axes stratégiques

- Adéquation de l'offre et de la demande d'énergie
- Accès à l'électricité
- Développement durable
- Développement de la coopération sous régionale et internationale
- Amélioration de la performance financière
- Développement du potentiel des ressources humaines et responsabilité sociétale



### 4. ETAT DES LIEUX

#### Parc de Production

Type de Centrale	Puissance Installée (MW)	Part (MW)	Mise en service
Hydraulique	879	40%	1959 - 2017
Thermique	1 320	60%	1984 - 2015
<b>Total</b>	<b>2199</b>	<b>100%</b>	

On note un accroissement du parc de production de **+ 808 MW, soit 58%** depuis 2011.



## 4. ETAT DES LIEUX Réseau électrique



Lignes	Longueur (km)
225 kV et 90 kV	5 411

Postes	Nombre
225 kV et 90 kV	50

Depuis 2011:

- La longueur totale des lignes 225 kV et 90 kV a augmenté de 933 km (+21%)



Construire la Côte d'Ivoire électrique

9

## 4. ETAT DES LIEUX Chiffres clés 2011-2018

Désignation	2011	2018	Ecart	
Production brute totale GWh	6 034	9 997	3963 GWh	+ 66%
Exportation GWh	594	1 156	562 GWh	+ 95%
<b>Nombre d'Abonnés</b>	1 111 533	<b>1 897 826</b>	<b>786 293</b>	<b>+ 71%</b>
Puissance totale installée MW	1 391	2 199	808 MW	+ 58 %
Pointe MW	925	1 388	463 MW	+ 50%
Temps Moyen de Coupure h/an	47,42	22	-25,42 h	-53,6%
Rendement Global	71,25%	82,4%	+11,15%	+15,6%



Construire la Côte d'Ivoire électrique

10

## 5. PLANS DIRECTEURS

- **Plan Directeur des ouvrages de Production et de Transport**
- **Plan Directeur Distribution**
- **Plan Directeur Automatisation et Téléconduite**
- **Plan Directeur Electrification Rurale**

## 5. PLANS DIRECTEURS

### Perspectives et ambitions de la Côte d'Ivoire

- ▶ Reprise économique de la Côte d'Ivoire
  - Développement des investissements publics et privés
  - Développement du tissu industriel
  - Amélioration du niveau de vie des ménages
- ▶ **Ambition d'être un pays émergent à l'horizon 2020**
  - Prévisions de consommation de 8 à 10% à court terme et 5 à 7% à partir de 2020
  - Forte croissance du PIB
  - Vastes Programmes d'électrification rurale (500 localités/an)
  - Développement de grands projets miniers (charge de 1000 MW)
- ▶ **Ambition d'être le hub énergétique de la sous-région Ouest-Africaine**
  - Doubler la capacité du parc de production en 2020
  - Tripler la capacité du parc Energies Nouvelles et Renouvelables (ENR)
  - Quintupler les exportations dans la Sous-région

## 5. PLANS DIRECTEURS

### Objectifs cibles à l'horizon 2030

- QUALITE DE SERVICE

Faire passer la probabilité de perte de charge (LOLP) de **400h/an** en 2011 à **24h/an**

- MIX ENERGETIQUE

Faire passer la part du renouvelable dans le parc électrique de **37%** en 2011 à **42%** (max. **60%** d'énergie d'une seule origine)

- TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Réaliser la transition énergétique en faveur des énergie renouvelable, l'efficacité énergétique et les smart grid

- ELECTRIFICATION RURALE

Faire passer le taux de couverture national de **48%** en 2011 à **100%** avant 2025

- PUISSANCE INSTALLÉE

Faire passer la capacité de production nationale de **1391 MW** en 2011 à **2199 MW** en 2017 et à **5000 MW** en 2030 en passant par environ **3000 MW** en 2020

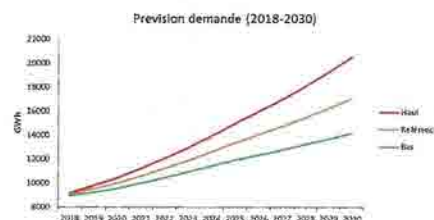


## 5. PLANS DIRECTEURS

### Prévision de la Demande intérieure

- Projection de la Demande (scenario moyen)

- Forte croissance du PIB (7,1 à 6,5%/an)
- Taux de croissance de la population (2,3 à 1,7 %/an)
- Electrification de plus de 500 localités par an
- Développement industriel et miniers sur la période 2018-2030;



	2019	2020	2025	2030
Demande brute (GWh)	9518	9994	13374	17069
Avec les projets miniers	9770	10334	15954	24848
Puissance de pointe (MW)	1468	1542	2063	2633
Avec les projets miniers	1500	1585	2386	3606

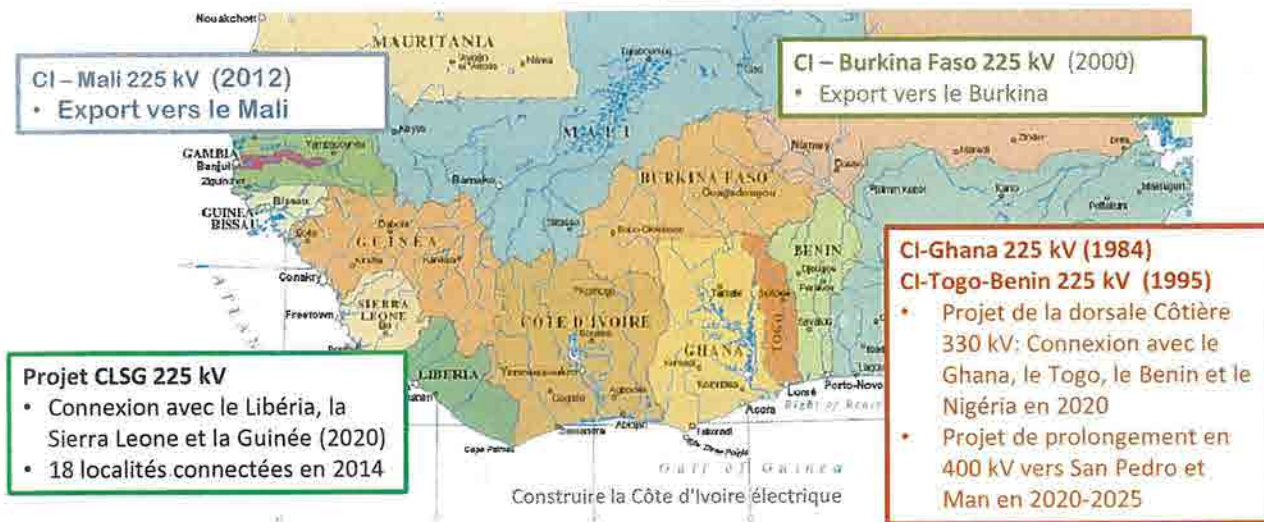


## 5. PLANS DIRECTEURS

### Exportations d'énergie

La Côte d'Ivoire souhaite renforcer son rôle de pôle énergétique au sein du WAPP en **renforçant les interconnexions** avec les pays voisins et en **augmentant les exportations d'énergie**

Export	2014	2015	2017	2020	2025	2030
Energie [GWh]	975	1020	1245	1665	2115	2315
Puissance [MW]	115	120	150	242	262	282



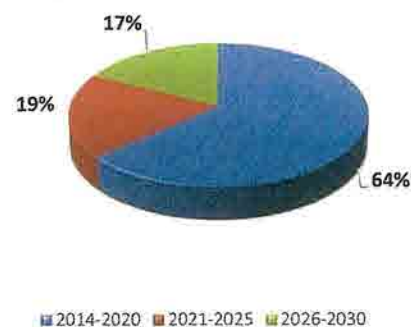
15

## 5. PLANS DIRECTEURS

### Budget d'investissement

BUDGET D'INVESTISSEMENTS 2014-2030  
En milliard de FCFA / milliards USD

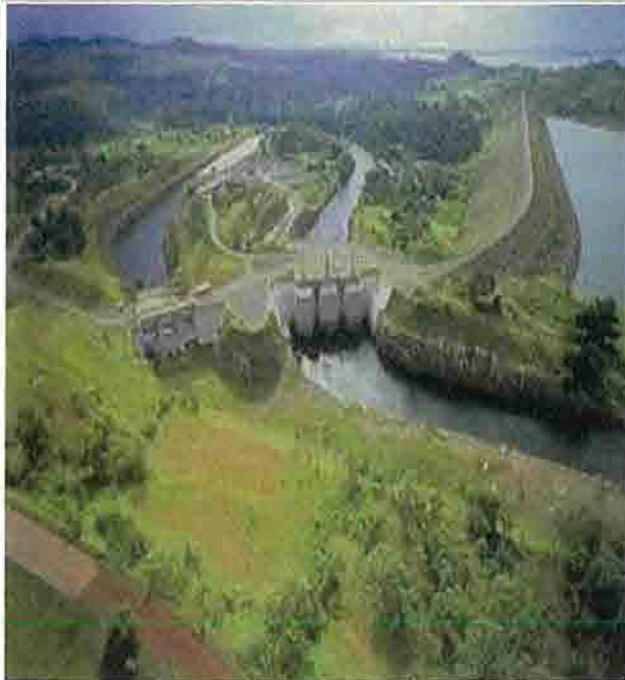
N°	Désignation	2014-2020	2021-2025	2026-2030	Total
1	Production	4 949,00	1 407,00	1 718,00	8 074,00
		8,25	2,35	2,86	13,46
2	Transport	953	243	45	1 241,00
		1,59	0,41	0,08	2,07
3	Distribution	411	159	96	666
		0,69	0,27	0,16	1,11
4	Electrification rurale	403	228	-	631
		0,67	0,38	-	1,05
5	Automatisme et téléconduite	92	7	2	101
		0,15	0,01	0,00	0,17
<b>TOTAL</b>		<b>6 808</b>	<b>2 044</b>	<b>1 861</b>	<b>10 713</b>
		<b>11,35</b>	<b>3,41</b>	<b>3,10</b>	<b>17,86</b>





## 6. OPPORTUNITES D'AFFAIRES

### Projets de Production



Centrales	Puissance Installée (MW)	Mise en service
Hydro	+ 1062	2020 - 2030
Natural Gas	+ 463	2019 - 2020
Coal	+ 700	2027 - 2030
Solar	+ 355	2019 - 2030
Biomass	+ 126	2022 - 2030
Mini-hydro	+ 76	2020 - 2030
<b>Total</b>	<b>+ 2782</b>	<b>Renewable:</b>
2015 :	1924	Hydro: 1062
2020 :	2625	Others: 557
2030 :	4981	<b>Total: 1619</b>

**CI-ENERG ES**  
CONSTRUIRE LA CÔTE D'IVOIRE ÉLECTRIQUE

Construire la Côte d'Ivoire électrique

17

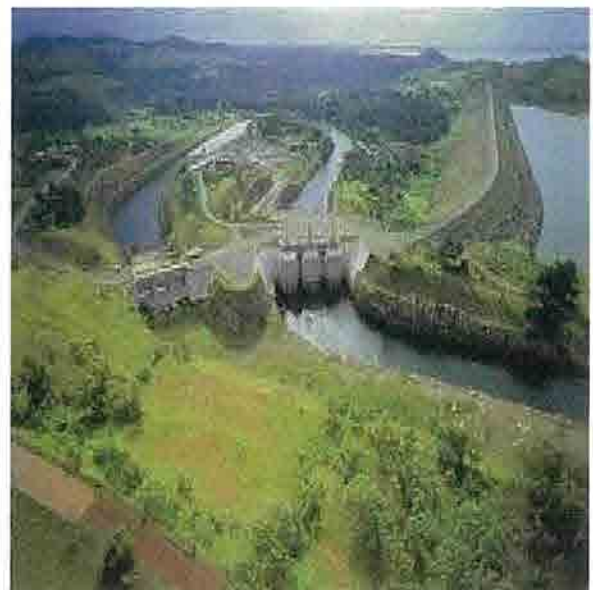
## 5. OPPORTUNITES D'AFFAIRES

### Projets de Grosses Centrales Hydroélectriques

Centrale	Puissance Installée (MW)	Mise en service
GRIBOPOPOLI	112	2020
SINGROBO	44	2021
BOUTOUBRE	150	2023
LOUGA 1	126	2024
LOUGA 2	120	2024
TAYABOUI	80	2027
GAO	60	2027
TAHIBLI	20	2028
DABOITIÉ	91	2030
TIBOTO	113	2028
ABOISSO-COMOÉ	90	2028
TIASSALÉ	26	2029
KOKUMBO	30	2030

**Total GH**

**1062**



**CI-ENERG ES**  
CONSTRUIRE LA CÔTE D'IVOIRE ÉLECTRIQUE

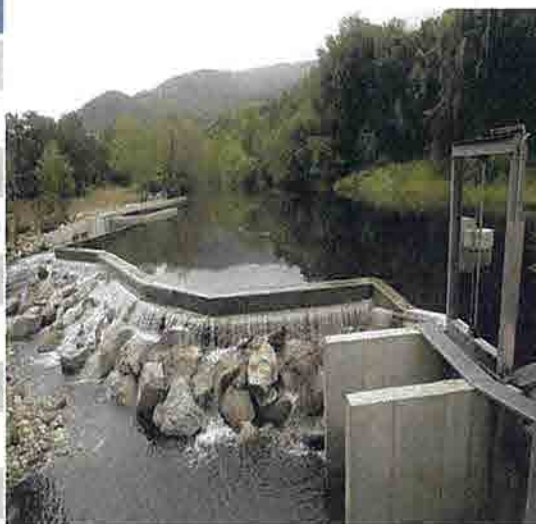
Construire la Côte d'Ivoire électrique

18

## 5. OPPORTUNITES D'AFFAIRES

### Projets de mini centrales hydroélectriques

Centrale	Puissance Installée (MW)	Mise en service
MH Aboisso (Bia), 6 MW	6	2026-2030
MH Korogho (Bandama), 4 MW	4	2026-2030
MH Ferké (Bandaman), 8 MW	8	2026-2030
MH Haut Bandama (Bandama), 12 MW	12	2026-2030
MH Man (Drou), 2,5 MW	2,5	2026-2030
MH Marabadiassa (Bandama), 15 MW	15	2026-2030
MH Zégbéry (Bandaman), 12,5 MW	12,5	2026-2030
MH Agnéby (Agnéby), 2 MW	2	2026-2030
MH Mankono (Comoé), 8 MW	8	2026-2030
MH Palé (Marahoué) 2 MW	2	2026-2030
MH Téhini (Comoé), 4 MW	4	2026-2030
<b>Total MINI HYDRAULIQUE</b>	<b>76</b>	



CI-ENERG ES  
CÔTE D'IVOIRE ENERGIES

19

## 6. OPPORTUNITES D'AFFAIRES

### Projets de centrales thermiques



Centrale	Puissance Installée (MW)	Mise en service
AZITO IV (Gaz)	253	2020/2021
CIPREL V (Gaz)	390	2022/2023
SAN PEDRO 1 (Charbon)	2 x 350	2027/2029
<b>Total CT</b>	<b>1343</b>	

CI-ENERG ES  
CÔTE D'IVOIRE ENERGIES

## 6. OPPORTUNITES D’AFFAIRES

### Projets d’énergies nouvelles et renouvelables



Centrale	Puissance Installée (MW)	Mise en service
BIOMASSE	126	2022-2030
SOLAIRE	355	2019-2030
Grosse HYDRO	1062	2017-2030
Mini HYDRO	76	2026-2030
<b>Total</b>	<b>1 619</b>	



Construire la Côte d'Ivoire électrique

21

## 5. OPPORTUNITES D’AFFAIRES

### PROJETS ENGAGES : Energies Nouvelles et Renouvelables

- **Centrale hydro-électrique : 156 MW**
- Barrage de Gribo-Popoli (112 MW)
- Barrage Singrobo Ahouati (2x22 MW)
  
- **Centrale Biomasse : 46 MW**
- Biokala 46 MW
- **AMI Biomasse**
- Coton Boundiali 25 MW
- Cacao Gagnoa 20 MW



Construire la Côte d'Ivoire électrique

22

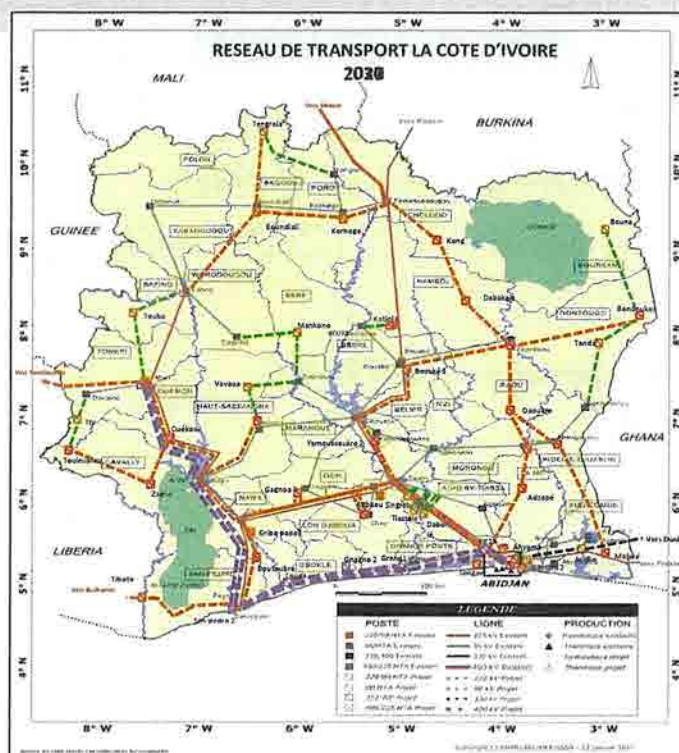
## 5. OPPORTUNITES D'AFFAIRES

### PROJETS ENGAGES : Energies Nouvelles et Renouvelables

- **Centrale Solaire photovoltaïque : 155 MW**
- Korhogo Solar (RECA), 20 MW ;
- Poro Power (Canadian Solar, Galiléa), 50 MW;
- Boundiali (KFW), 30 MW ;
- Ferké (Biotherm), 25 MW ;
- Daoukro (SERES, Synergies Holding), 30 MW.

## 6. OPPORTUNITES D'AFFAIRES

### Projets de transport d'énergie (haute tension)



## 6. OPPORTUNITES D'AFFAIRES

### Projets de transport d'énergie (haute tension)

	2011	2018	2020	2025	2030
Nombre de postes 400 kV/225 kV	0	0	0	4	4
Nombre de postes 225 kV/90 kV/MT	14	22	29	32	32
Nombre de postes 225 kV/MT	0	2	5	5	5
Nombre de postes 90 kV/MT	45	52	65	66	66
Lignes 400 kV [km]	0	0	177	761	761
Lignes 225 kV [km]	1 848	3 224	3 474	4 442	4 542
Lignes 90 kV [km]	2 598	2 784	4 497	4 853	4 857

## 6. OPPORTUNITES D'AFFAIRES

### Projets de postes sources à Abidjan



Postes sources à l'horizon 2030 (Ville d'Abidjan)

- **Existant** 13 nouveaux postes sources permettront d'alimenter la charge à Abidjan
- **Future** faisant passer le nombre de postes sources à Abidjan de 9 en 2011 à 18 en 2020 et à 22 à l'horizon 2030.

## 6. OPPORTUNITES D’AFFAIRES

### Distribution: Projets de Distribution d’énergie

#### o Abidjan

Passage des réseaux HTA d’Abidjan du 15 au 20 kV

Passage des réseaux aériens d’Abidjan en souterrain

Extension et renforcement des réseaux distribution d’Abidjan

Sécurisation de réseaux HTA

Renforcement de réseaux HTA

Remplacement des câbles HTA de type papier imp. (CPI) en câble HTA de type Isolation Synthétique (CIS)

Sécurisation des postes sources

#### o Intérieur

Extension et renforcement de réseau HTA dans 32 Chefs-lieux de Région

Extension et renforcement de réseau HTA dans 60 Chefs-lieux de départements

Extension et renforcement de réseau HTA dans 419 Sous-préfectures

Passage du réseau monophasé de l’Ouest en réseau Triphasé

Sécurisation des postes sources de l’intérieur



Building Côte d'Ivoire's power system

27

## 6. OPPORTUNITES D’AFFAIRES

### Electrification Rurale: Objectifs et Outils du Gouvernement

Le nombre de localités électrifiées en 2011 s’élevait à 2 877 pour un nombre total de 8 513 localités soit un Taux de couverture de 34% et un Taux d’accès de 74%.

Le gouvernement a donc pris des engagements fermes pour électrifier à l’horizon 2020-2025 toutes les localités de la Côte d’Ivoire grâce à deux (2) outils:

- Le Programme National d’Electrification Rurale (PRONER) pour le déploiement des infrastructures électriques à travers le pays;
- Le Programme Electricité Pour Tous (PEPT) pour l’accélération de l’accès à l’électricité en facilitant l’accès au branchement électrique à tous les citoyens.

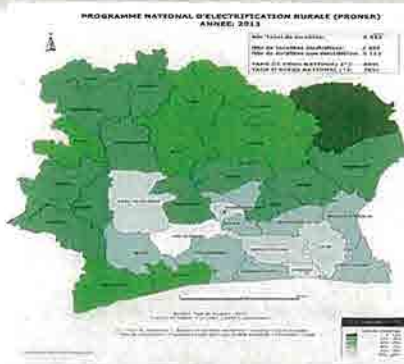


Construire la Côte d'Ivoire électrique

28

## 6. OPPORTUNITES D'AFFAIRES

### Electrification Rurale: Perspectives



Désignation	2018	2019	2020	2025
Nombre de localités à électrifier	1100	1000	500	0
Taux de couverture	65%	77%	83%	100%
Taux d'accès	90%	94%	95%	100%

**Taux de Couverture:** Nombre de localités électrifiées par rapport au nombre total de localités

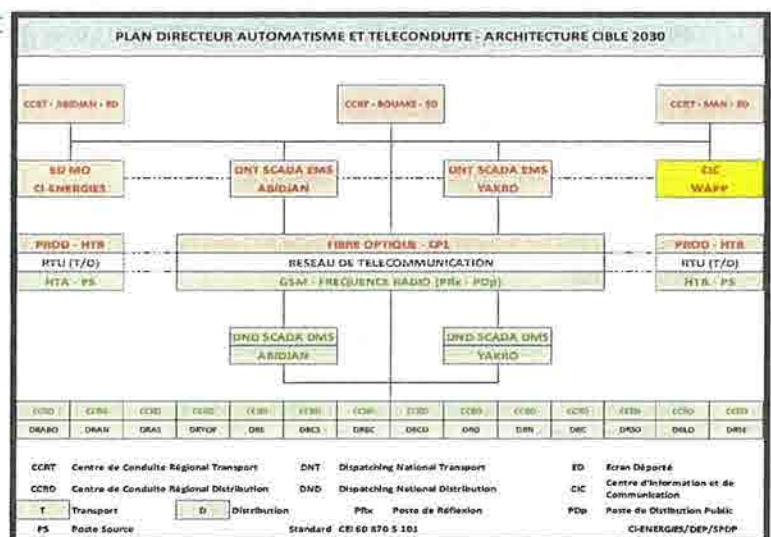
**Taux d'accès:** Population vivant dans une zone électrifiée par rapport à la population totale.



## 6. OPPORTUNITES D'AFFAIRES

### Projets de Téléconduite du réseau électrique

- **Centres de Conduite**
  - 2 centres de conduite transport (Abidjan et Yamoussoukro)  
**SCADA + EMS**
  - 3 centres régionaux transport (visualisation et/ou manœuvres)  
Abidjan, Bouaké, Man
  - 2 centres de conduite distribution (Abidjan et Yamoussoukro)  
**SCADA + DMS**
  - 14 centres régionaux distribution (visualisation et/ou manœuvres)



## 6. OPPORTUNITES D'AFFAIRES

### projet du Dispatching de Yamoussoukro



Construire la Côte d'Ivoire électrique



31

## 6. OPPORTUNITES D'AFFAIRES

### Promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique

#### Electrification Rurale Décentralisée

- Le Plan Directeur Electrification Rurale a identifié **96** localités éligibles
- 49 sont déjà inscrits (UEMOA-12 ; ENERGOS-30, Union Européenne Zanzan-7)
- Le solde est de 47

#### Autoconsommation: Kits Solaires

- L'auto consommation par kits solaires photovoltaïques doit être encouragé par des incitations fiscales
- Zones urbaines, pour des éclairages de confort
- Zone rurale en terme de pré-électrification
- Les compteurs électriques intelligents permettent aux abonnés d'être à la fois Consommateur et Producteur.

#### Chauffe-eau solaire

- Incitation à l'utilisation systématique de chauffe-eau solaires, en lieu et place des chauffe-eau électriques;
- Rationaliser la consommation d'électricité et de réduire la demande en puissance sur le réseau interconnecté.

#### Efficacité énergétique

- Réduction de la consommation d'électricité et d'émission de Gaz à Effet de Serre
- L'utilisation des lampes basse consommation à technologie LED: Domestique et EP
- PURE, financé par la Banque Mondiale, **cinq (5) millions de Lampes Basse Consommation (LBC)**
- Le projet Energos 1, financé par l'Union Européenne prévoit le remplacement de **74000 foyers EP (-100 MW)**.

Construire la Côte d'Ivoire électrique



32



## 5. OPPORTUNITES D'AFFAIRES

### Projets d'Industrialisation

- FABRICATION DE MATERIEL ÉLECTRIQUES
- CIBLE: MARCHÉ SOUS RÉGIONAL
  - \* Poteaux
  - \* Câbles électriques
  - \* Transformateurs
  - \* Accessoires de réseau



## 6. OPPORTUNITES D'AFFAIRES

### Ingénierie et conseils

*La mise en œuvre des Plans Directeurs passe par des programmes financés sur un mixage de fonds propres, dons et prêts auprès des Partenaires au Développement.  
Ces programmes ouvrent des opportunités d'affaires en termes de:*

- 1. ETUDES
  - \* Etudes de faisabilité Technique et Economique
  - \* Etudes d'Avant-Projet Détaillé et Dossier d'Appel d'Offres
  - \* Etudes de Tracé
  - \* Etudes d'Impact Environnemental et Social
- 2. SUPERVISION ET CONTRÔLE
  - \* Validation des Etudes
  - \* Supervision des Travaux
- 3. CONSTRUCTION
  - \* Fourniture
  - Montage
  - EPC

## CONCLUSION

- Pourquoi investir dans le secteur ivoirien de l'électricité en Côte d'Ivoire?
  - Un secteur électrique parmi les plus dynamiques de la région ouest africaine
  - **Un cadre institutionnel protégeant les intérêts de toutes les parties**
  - Un environnement des affaires attractif pour les investisseurs et les producteurs privés indépendants d'électricité
- La poursuite des programmes de développement du secteur ivoirien de l'électricité sur la période 2018-2025 ouvre des perspectives d'investissement dans toute la chaîne de valeur du secteur électrique.
  - Etudes et Ingénieries
  - **Contrôle et Supervision**
  - Fournitures de matériel et Montage
  - **Exploitation**



35



**Merci pour votre attention**

**添付資料-5:**  
**本邦招聘プレゼンテーション資料**  
**(日本側)**  
**コートジボワール共和国**  
**電力セクターの現状**

# コートジボワール共和国 電力セクターの現状

電力セクターセミナー資料  
2019年1月31日

1/31/2019

株式会社アジア共同設計コンサルタント



## コートジボワール国の概要

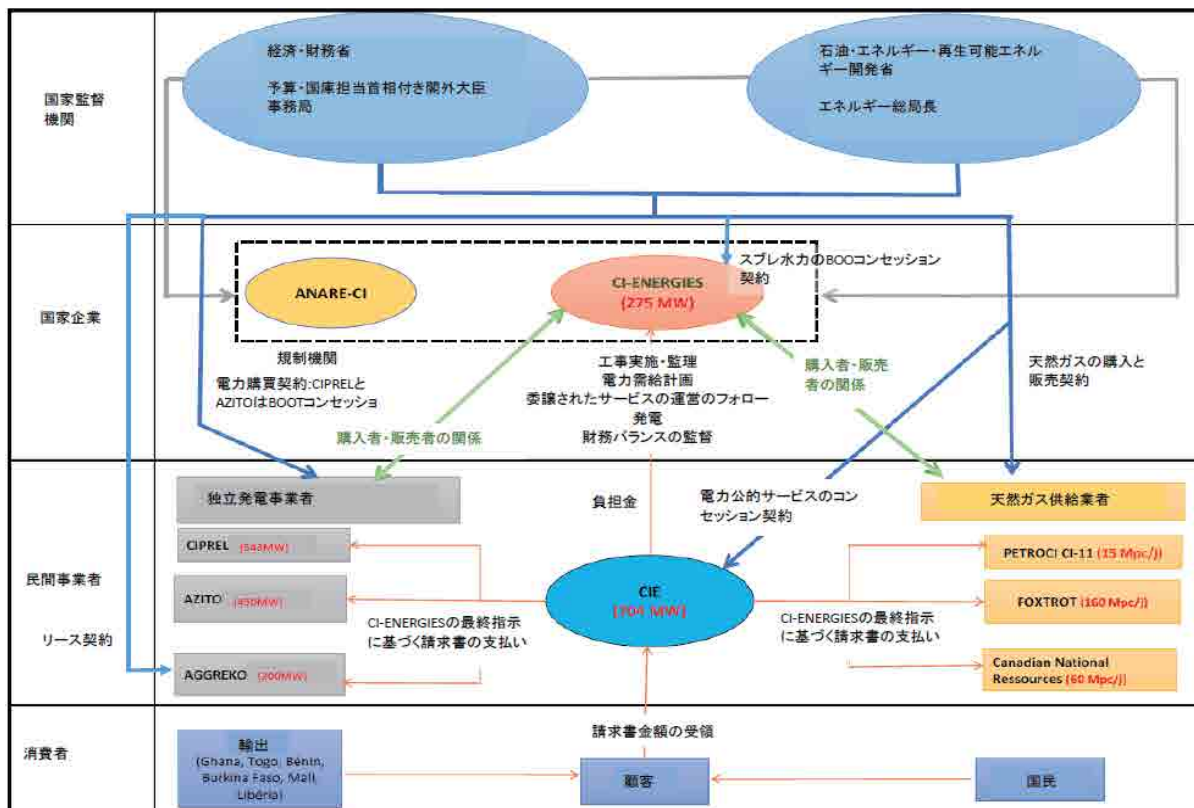


面積	32.2万 km <sup>2</sup> (日本の約85%)
人口	2,429万人(2017年、世界銀行)
首都	ヤムスクロ(Yamoussoukro) ※1983年にアビジャン(Abidjan)より首都が移転された。
民族	60以上の民族から構成され、東南部を中心とするアカン系(バウレ、アニ等)、西南部を中心とするクル系(ベテ、ゲレ、ティダ等)、北東部を中心とするボルタ系(セヌフォ、クランゴ、ロビ等)、北西部を中心とするマンデ系(マレンケ、ダン等)に大別される。
言語	フランス語(公用語)、各民族語
宗教	キリスト教39.1%、イスラム教33.7%、伝統宗教4.4%、その他の宗教0.6%、無宗教22.2%
政体	共和制

# 高い経済成長率

項目	実績				
	2014年	2015年	2016年	2017年	
実質GDP成長率 (%)	8.79	8.84	8.34	7.77	
一人当たりの名目GDP(米ドル)	1,531	1,398	1,495	1,617	
人口(百万人)	22.5	23.1	23.7	24.3	
失業率	2.7	2.7	2.6	2.6	
インフレーション率	0.4	1.2	0.7	0.8	
GDPのセクター別比率(%)	農林水産業	21.1	20.1	19.0	18.1
	製造業	27.4	28.3	30.0	30.6
	サービス業	28.4	28.3	28.6	29.5
輸出のGDP比率(%)	36.2	36.9	27.7	29.2	
輸入のGDP比率(%)	31.3	28.8	22.9	21.9	

## 電力セクターの組織・体制



コートジボワール電力 (CIE) の電力公的サービスコンセッション契約 (送電、配電、小売) は、2020年に期限を迎える

# 電気事業分担

## 燃料供給

**DDO/HVO供給事業者**  
 ・SIR (Societe Ivoireenne de Raffinage)

**天然ガス供給事業者**  
 ・PETROCI (Cote d'Ivoire 石油公社)  
 ・CNR (Canadian Natural Resources)  
 ・FOXROT (FOXROT Intemational)

## 発電

**水力発電事業者**  
 ・CIE  
 ・CI-ENERGIES (SOUBRE発電所)

**電力輸入事業者**  
 ・CIE (ガーナから輸入)

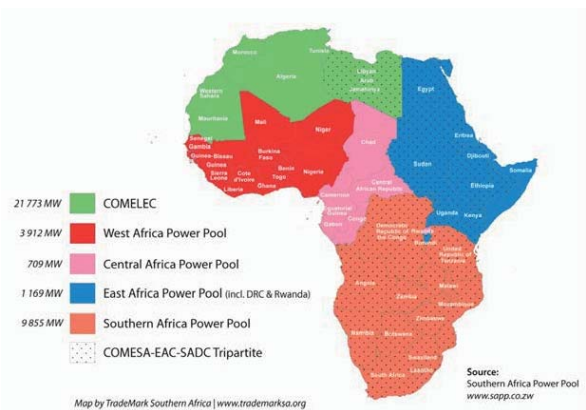
**火力発電事業者**  
 ・AGGREKO (独立系事業者)  
 ・AZITO (独立系事業者)  
 ・CIPREL (独立系事業者)  
 ・CIE (Azito発電所)

## 送配電・小売

**送配電  
小売事業者**  
 ・CIE

## WAPP(西アフリカパワープール)

- ✓ コートジボワールはWAPP (14か国間が加盟) で重要な位置づけ
- ✓ 国際連系送電線を通じて、現在、5か国に電力輸出
- ✓ 2017年の電力輸出量は1,225GWh
- ✓ 電力輸入は、ガーナからのみ、2016年に19.0GWh

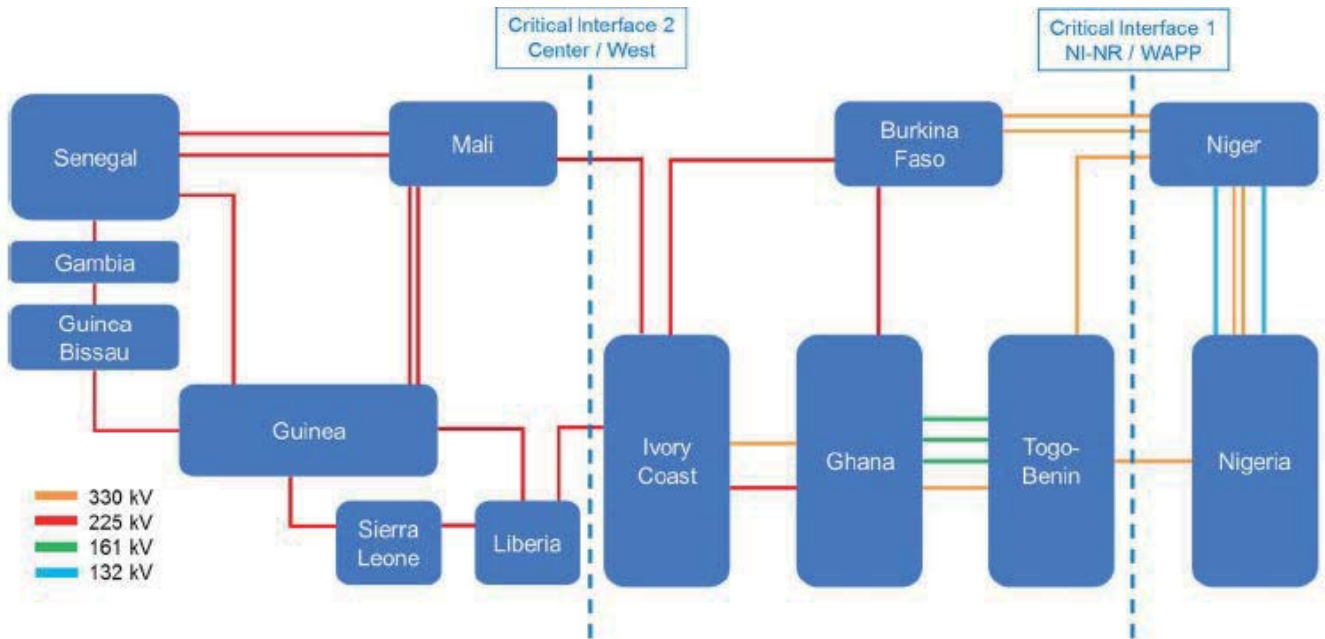


各国への輸出割合 (2017年)

WAPP加盟国 (赤色)

Sonabel ブルキナファソ 電力公社 (ブルキナファソ)	CEB ベナン電力コ ミュニティ (トーゴ及びベ ナン)	VRA ボルタ川電力 公社 (ガーナ)	LEC リベリア電力 (リベリア)	EDM マリ電力 (マリ)
47.6%	6.0%	18.0%	0.7%	27.8%

# WAPPの電力連系



## 電力系統

- ✓ 電源は主に天然ガス焚きの火力と水力
- ✓ 送変電網は225kV基幹系統と90kV地方供給系統で構成
- ✓ 配電網は33kV（工場、農村部）, 15kV（都市部）で構成



# 発電設備

- ✓ 2017年末現在の発電設備は合計2,199MW（水力40%,火力60%）
- ✓ ベストミックスは、火力60%、水力40%を目標としている

(容量:MW)

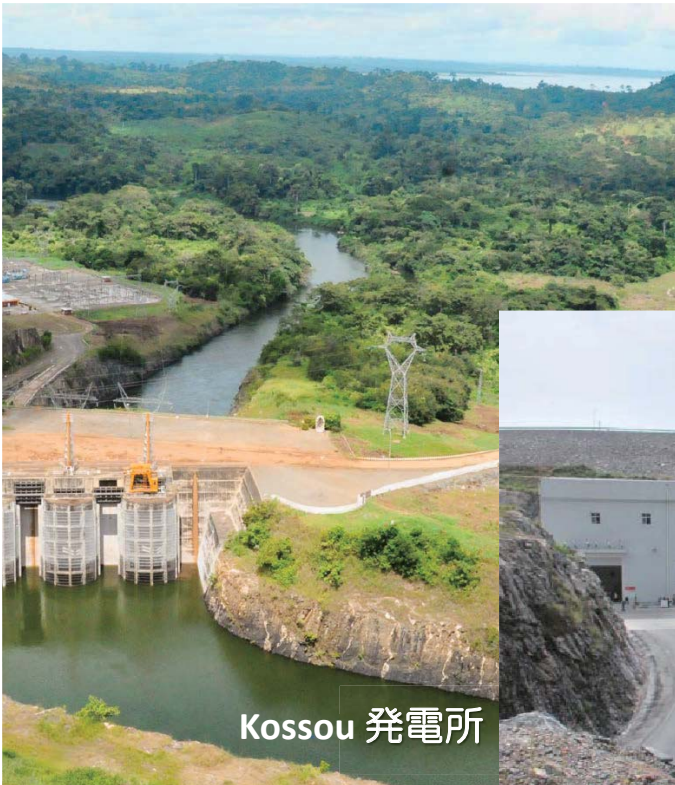
水力発電所	設備容量	運転開始	火力発電所	設備容量	運転開始
Ayame 1	20.0	1959	Vridy1	100.0	1984
Ayame 2	30.0	1965	CIPREL2	220.0	1995/1997
Buyo	165.0	1980	CIPREL2	115.0	1997
Kossou	174.0	1972	CIPREL2	115.0	2013
Tabbo	210.0	1979	CIPREL2	119.0	2015
Faye	5.0	1984	Azito	296.0	1999/2000
Soubre	275.0	2017	Azito	145.0	2015
			Aggreko	210.0	2010~ 2013
<b>水力合計</b>	<b>879.0</b>		<b>火力合計</b>	<b>1320.0</b>	

# 水力発電

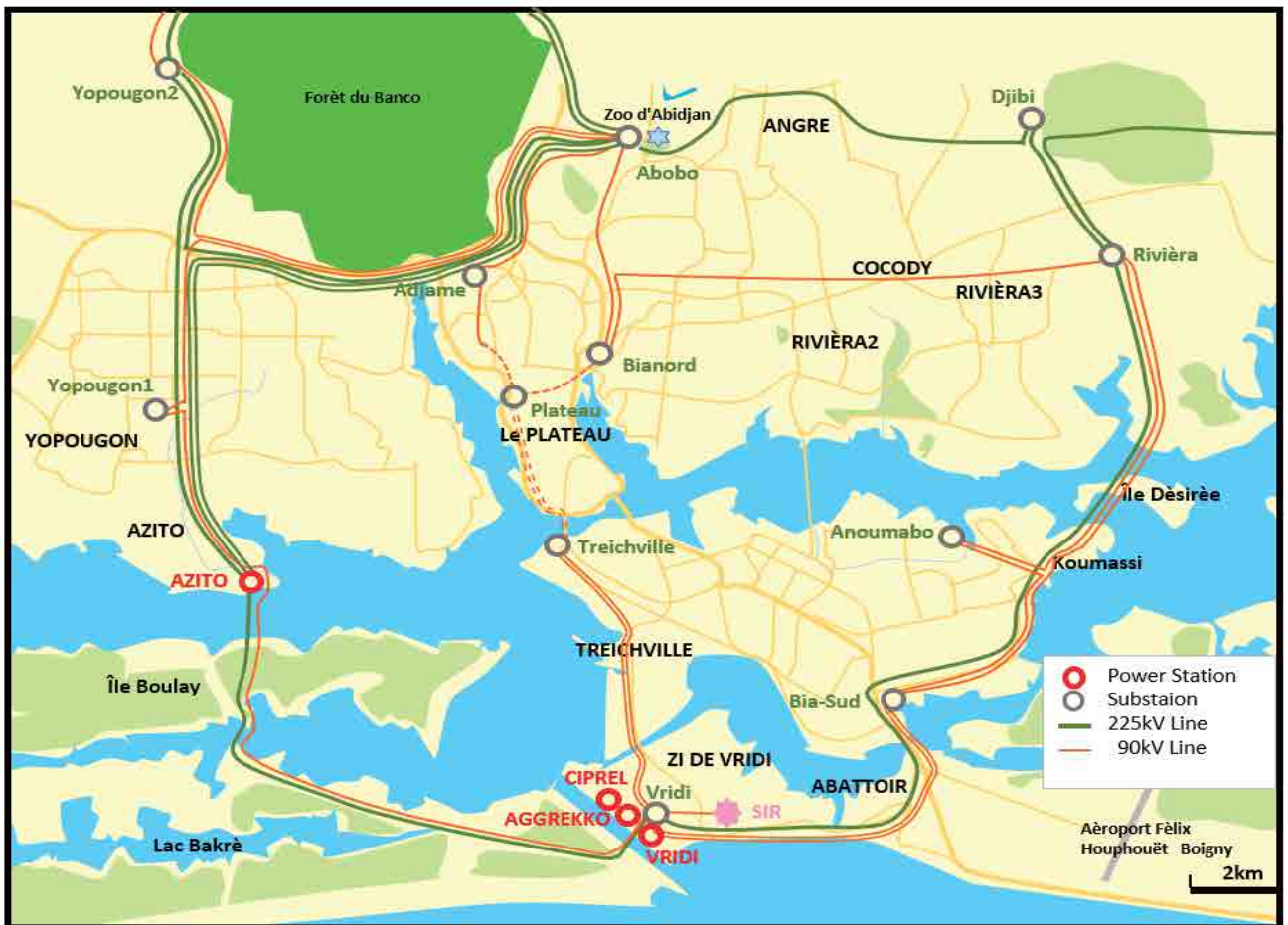




# 水力発電



# 火力発電



# 発電所の運転実績（2017年）

- ✓ 年間発電量は9,941GWh
- ✓ うち1,225GWhは隣国に輸出
- ✓ 国内消費電力量は8,716GWh
- ✓ 販売電力量は6,603GWh
- ✓ ピーク需要は1,342MW  
2017年5月10日 22時45分
- ✓ Buyoなど同一規模の水力発電所と比較してKossouの設備利用率（5.5%）が低い

CENTRALES	2016		2017	
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)
AZITO	3 057,25	30,33	3 128	31,4
CIPREL	3 569,29	35,41	3 267,4	32,8
AGGREKO	1 679,92	16,67	1 313,2	13,2
VRIDI I	236,88	2,35	185	1,9
ENSEMBLE DES CENTRALES ISOLEES	7,68	0,08	7,3	0,07
TOTAL PRODUCTION THERMIQUE	8 551,01	84,83	7900,9	79,4
AYAME 1	75,24	0,7	73,8	0,74
AYAME 2	111,51	1,2	103	1,04
KOSSOU	56,15	0,6	84,2	0,85
TAABO	453,9	4,5	405,2	4,1%
BUYO	823,88	8,6	749,6	7,5
FAYE	8,4	0,1	0,9	0,001
SOUBRE	0	0	630,5	6,4
TOTAL PRODUCTION HYDRAULIQUE	1 529,07	15,17	2 047,2	20,6%
<b>TOTAL PRODUCTION ELECTRICITE</b>	<b>10 080,1</b>	<b>100</b>	<b>9 948,2</b>	<b>100</b>

## 送電設備

	項目	電圧	単位	2014	2015	2016	2017	増減 2014~ 2017
架空	線路数	225kV	線路	18	19	23	23	5
		90kV	線路	52	52	54	54	2
		合計	線路	70	71	77	77	7
	亘長	225kV	km	2088	2088	2469	2469	381
		90kV	km	2613	2613	2624	2624	11
		合計	km	4700	4700	5093	5093	392
地中	線路数	90kV	線路	9	9	10	10	1
	亘長		km	32	32	40	40	7

## 送電設備



225kV山形鉄塔  
(烏帽子型、1回線、耐張)



225kV山形鉄塔  
(四角鉄塔、2回線、耐張)



225kV単柱  
(角型断面、2回線、懸垂)



がいし装置  
(ジャンパー支持、  
ガラス製がいし)

## 変電設備

	項目	電圧	単位	2014	2015	2016	2017	増減 2014~ 2017
変電所	箇所数	225kV	ヶ所	14	14	15	15	1
		90kV	ヶ所	32	32	33	33	1
		合計	ヶ所	46	46	48	48	2
変圧器	台数	225kV	台	20	21	25	25	5
		90kV	台	110	118	129	129	19
		合計	台	130	139	154	154	24
	容量	225kV	MVA	1365	1495	1835	1835	470
		90kV	MVA	2996	3328	3834	3834	838
		合計	MVA	4361	4823	5669	5669	1308

# 變電設備



# 配電設備



# 電力マスタープラン

## 2014-2030年におけるコートジボワールの発電・電力流通設備計画マスタープラン（2015年6月策定）

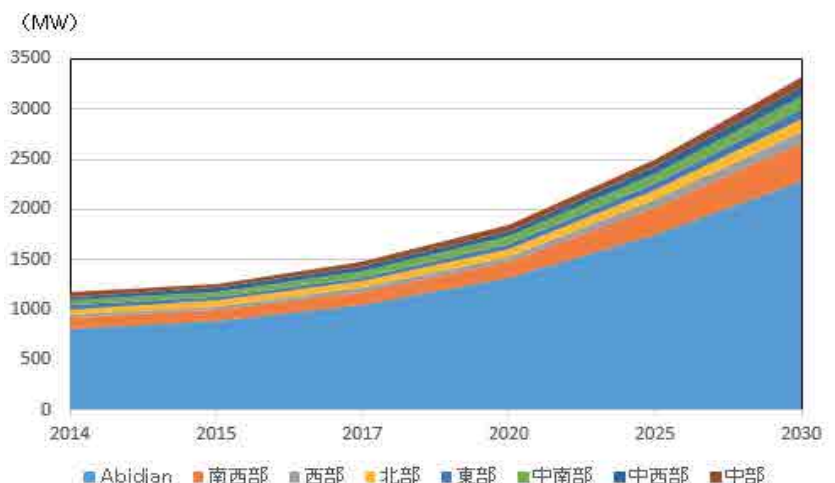
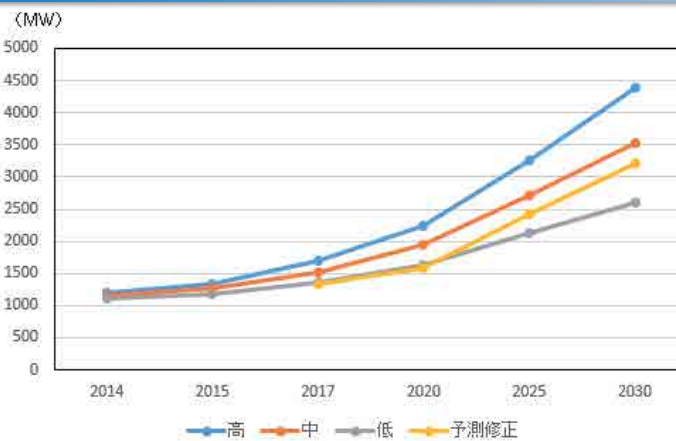
PLAN DIRECTEUR DES OUVRAGES DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT D'ENERGIE ELECTRIQUE DE LA COTE D'IVOIRE POUR LA PERIODE 2014-2030 (Tractebel Engineering)

- 構成
- 電源マスタープラン
  - 送電網マスタープラン
  - 配電網マスタープラン
  - 地方電化マスタープラン
  - 自動化マスタープラン



需要予測見直し、資金調達状況、個別計画の技術検討などによりマスタープランの計画を修正  
電源開発計画は、ほぼマスタープランどおりに進捗

## 電力需要予測



# WAPPの電力需要予測

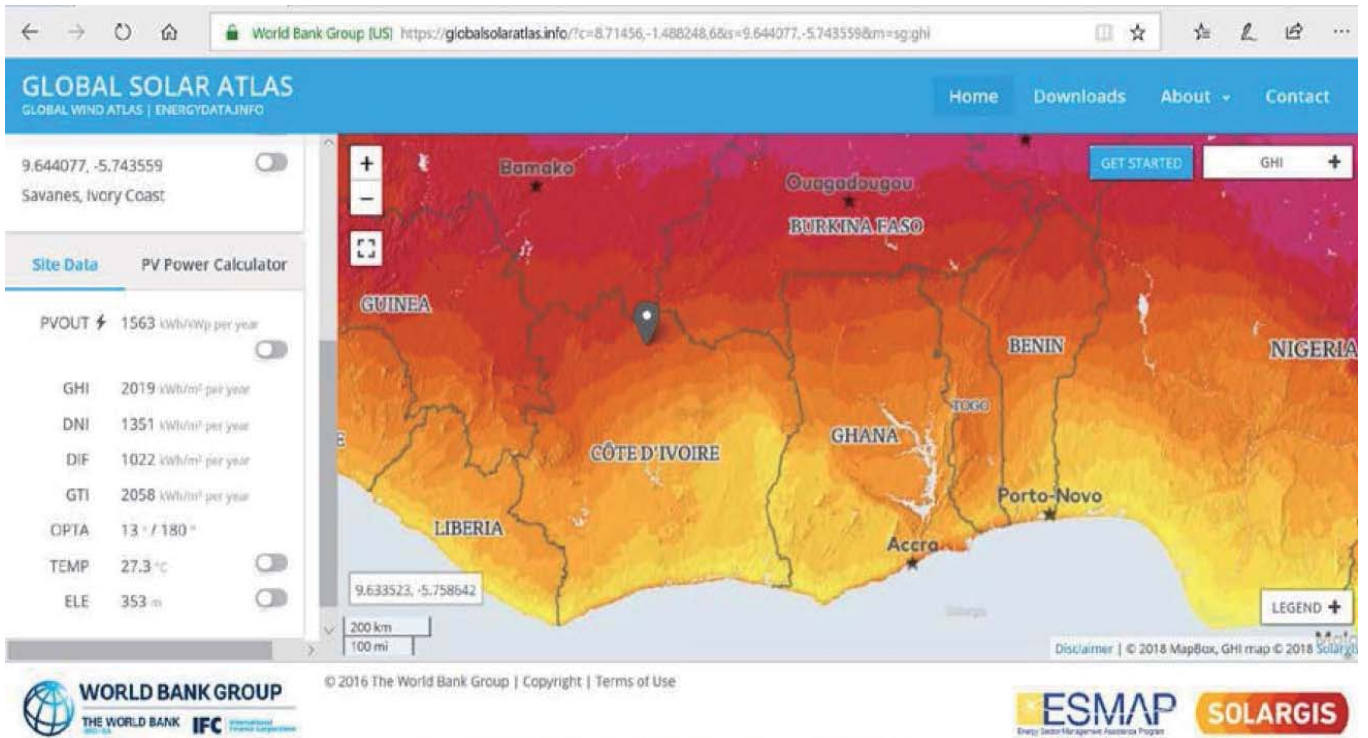
	2018	2020	2022	2015	2030	2033	平均伸び率
BENIN	276	314	359	432	587	704	6.4%
BURKINA FASO	318	385	471	613	858	1,043	8.3%
IVORY COAST	1,420	1,767	2,013	2,434	3,316	3,981	7.1%
GAMBIA	106	122	140	173	243	297	7.0%
GHANA	2,225	2,849	3,217	3,597	4,380	4,957	5.6%
GUINEE	421	482	551	666	914	1,104	7.5%
GUINEA BISSAU	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%

## 電源開発計画

		発電所開発実績および計画(CI-ENERGIES)															
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		実績			CI-ENERGIESの計画												
国	Vridi 2(TAV)		111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111
の	Azito (TAV)	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145	145
決	Soubre				270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
定	Singrobo						☆	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
発	Gribopopori						☆	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112
電	Boutoubre							☆	150	150	150	150	150	150	150	150	150
所	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
火	複合サイクル発電所					440	670	670	670	670	670	916	1039	1039	1039	1285	1408
	石炭火力発電所								350	700	700	700	700	1050	1400	1400	1400
力	Abidjan TG発電所		220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
水	Daboitie										☆		91	91	91	91	91
	Tiboto											☆					113
力	マイクロ水力						☆										76
他	バイオマス発電所					☆		46	46	46	131	131	131	131	171	221	221

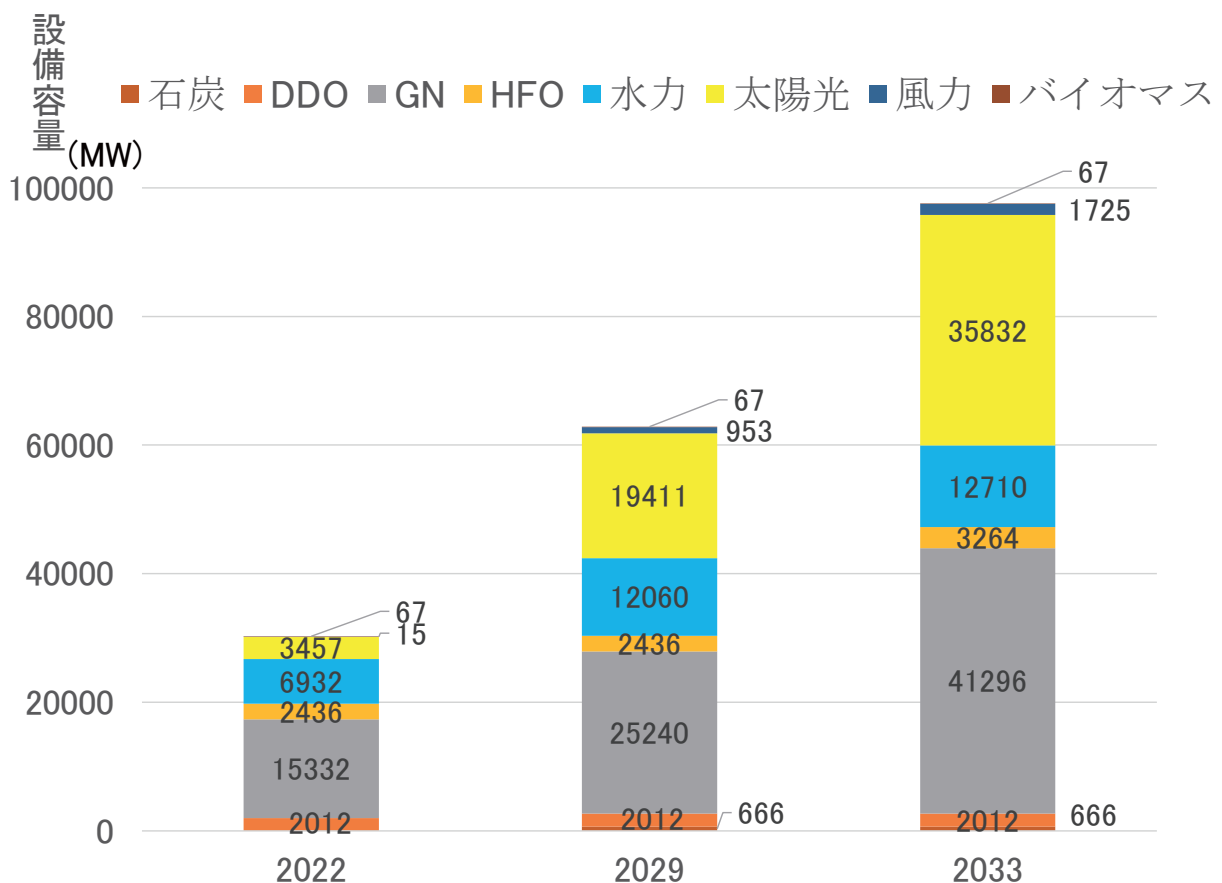
☆印は、マスタープランでの設備運用開始年

# 太陽光発電(PV)の可能性



- ✓ 平均年間水平日射量(GHI)  
ブアケより北部: 1,850kWh/ m<sup>2</sup>以上  
コロゴ (Korhogo) より北: 2,050 kWh/ m<sup>2</sup>から2,150kWh/ m<sup>2</sup>
- ✓ 10,325TWh/年のポテンシャル

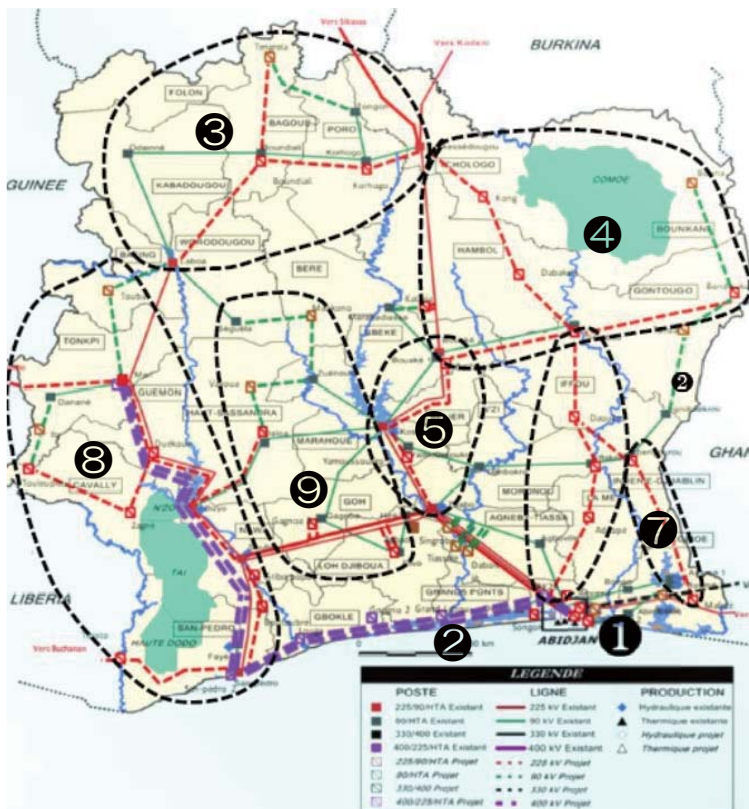
## WAPPの電源開発計画



# 送電網整備計画



# 送電網増強計画

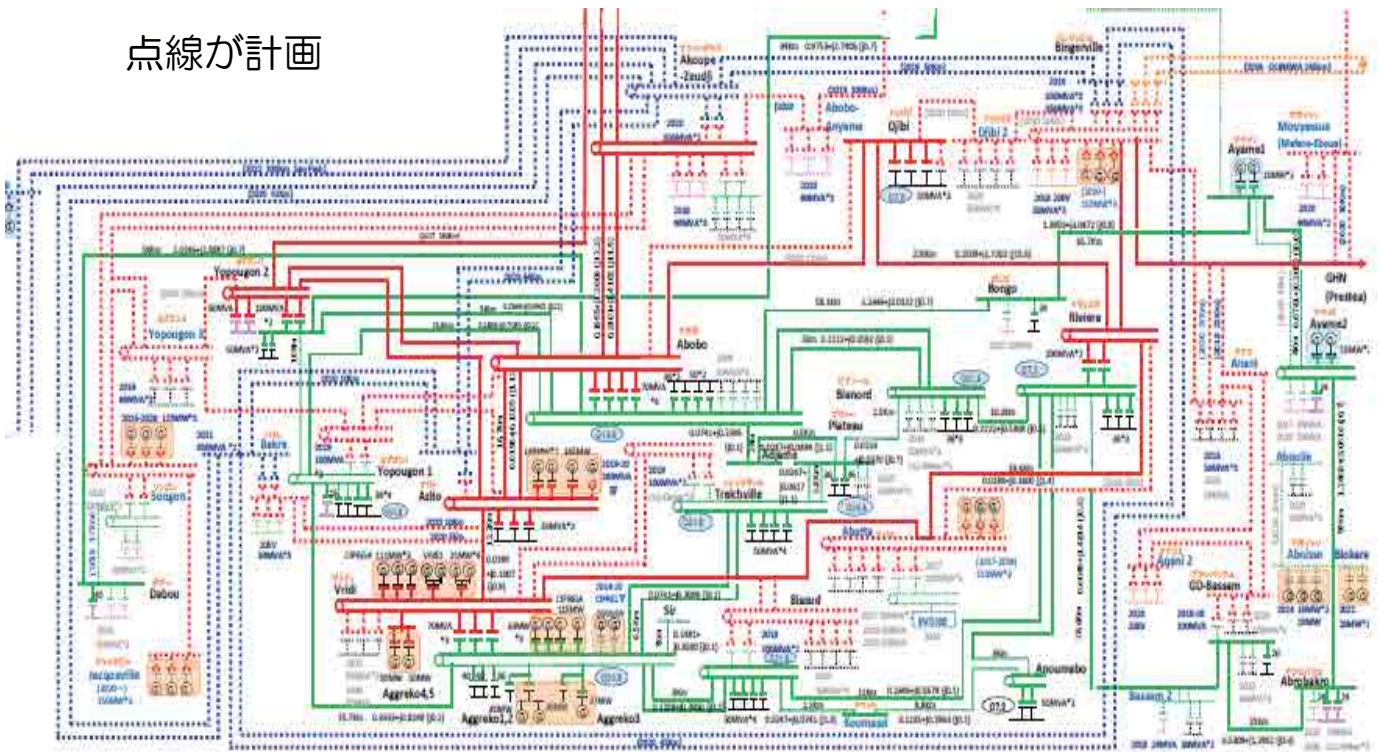


- ① 大アビジャン圏の系統信頼度 向上・供給力増強
- ② 400kV系統の導入による系統信頼度向上・供給力増強
- ③ 北部地域の系統信頼度向上・供給力増強
- ④ 北東部地域の系統信頼度向上・供給力増強
- ⑤ 中央幹線の系統信頼度向上・供給力増強
- ⑥ 南東部地域の系統信頼度向上・供給力増強
- ⑦ 南東部地域(ガーナ国境付近)の系統信頼度向上・供給力増強
- ⑧ 西部地域の系統信頼度向上・供給力増強
- ⑨ 中西部地域の系統信頼度向上・供給力増強



# 大アビジャン圏の送電網整備計画

点線が計画

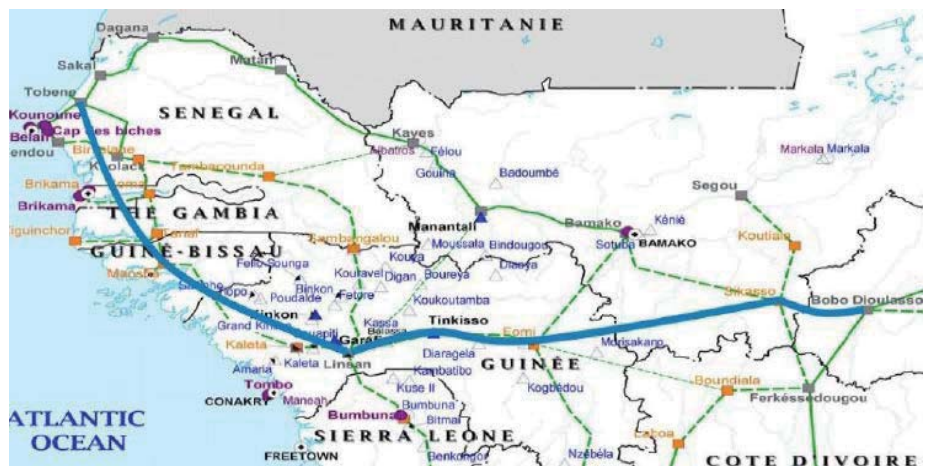


WAPPの系統連系計画

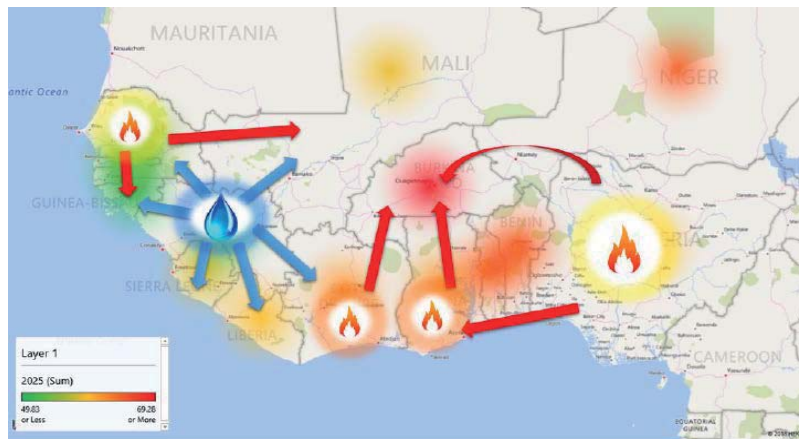
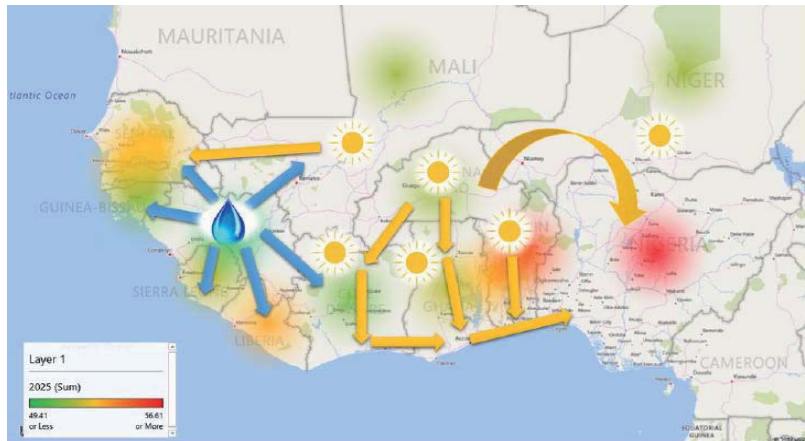


330kV東西横断幹線

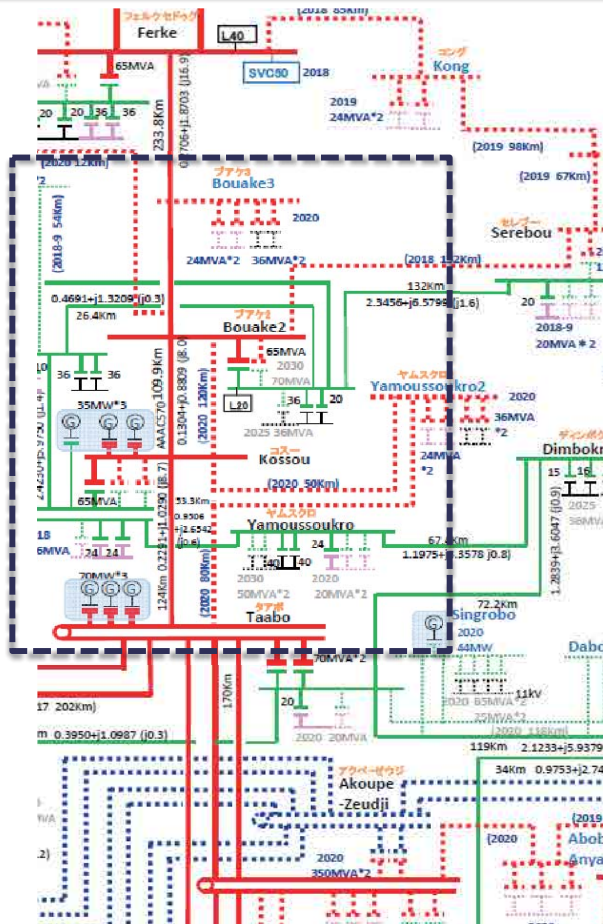
400kV東西横断幹線



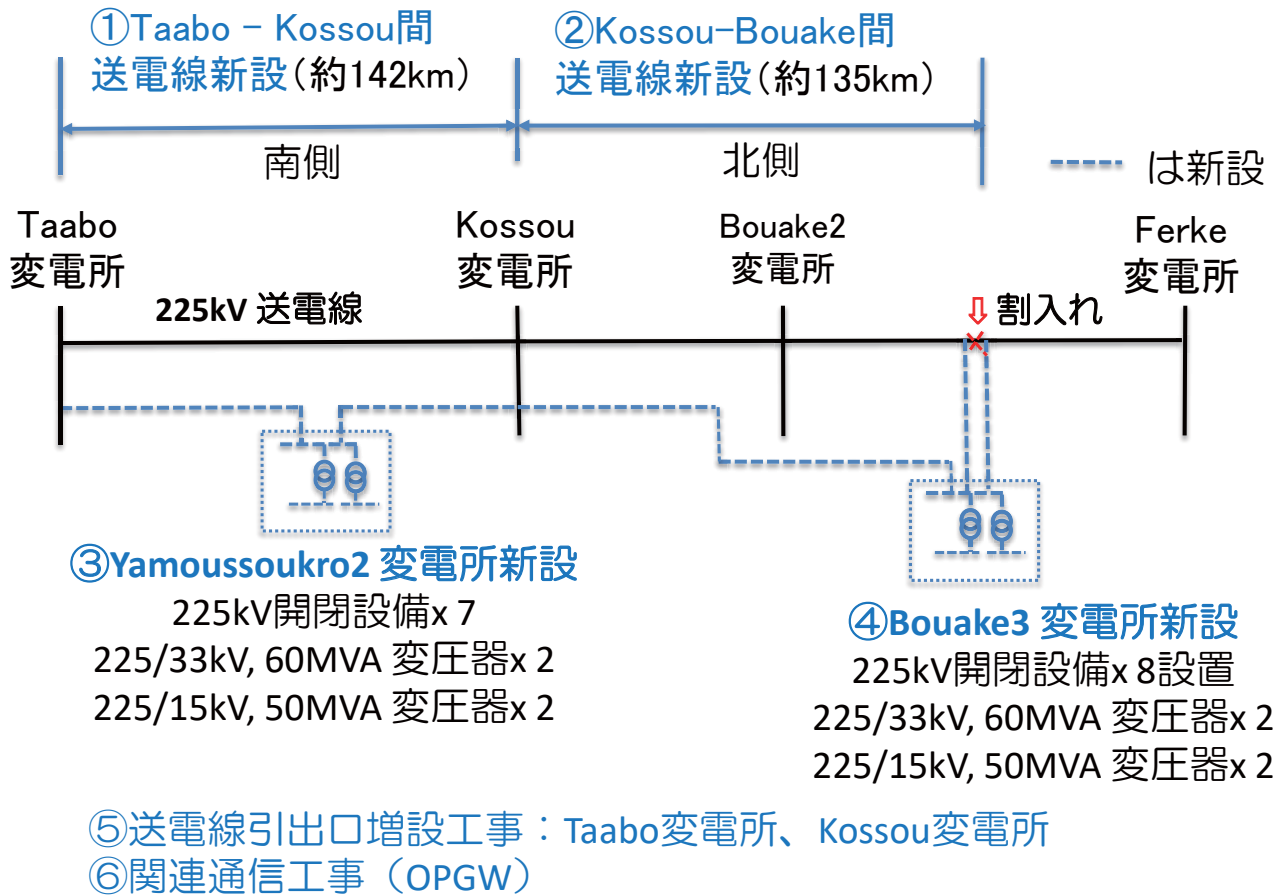
# WAPPの電力融通計画



## 中央基幹送電系統増強プロジェクト

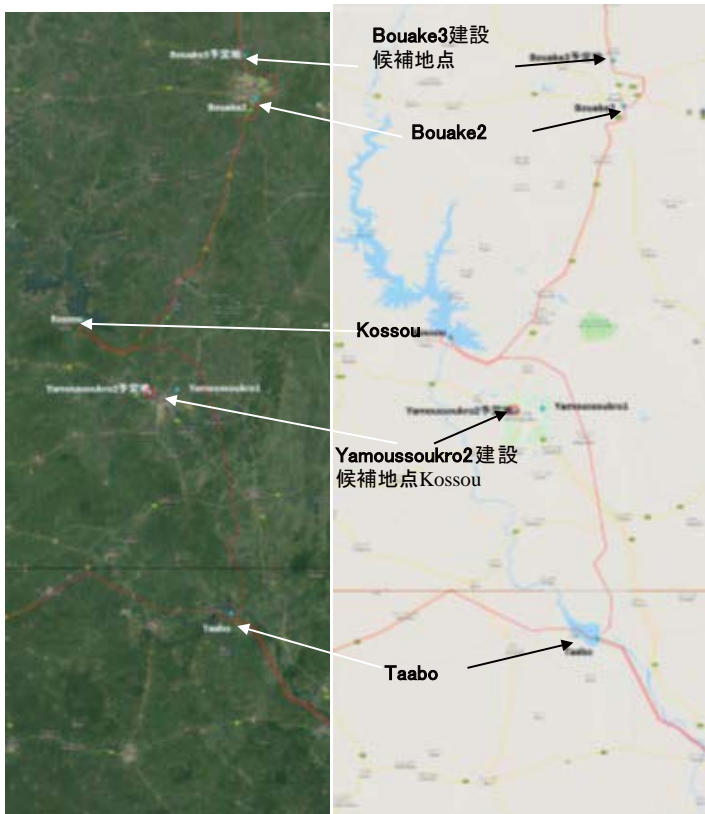


# プロジェクト概要



## 中央基幹送電系統増強プロジェクト

送電ルートは既設送電線に併設



# 中央基幹送電系統増強プロジェクト

新設変電所用地は郊外に確保

新設Tamoussoukro2 変電所



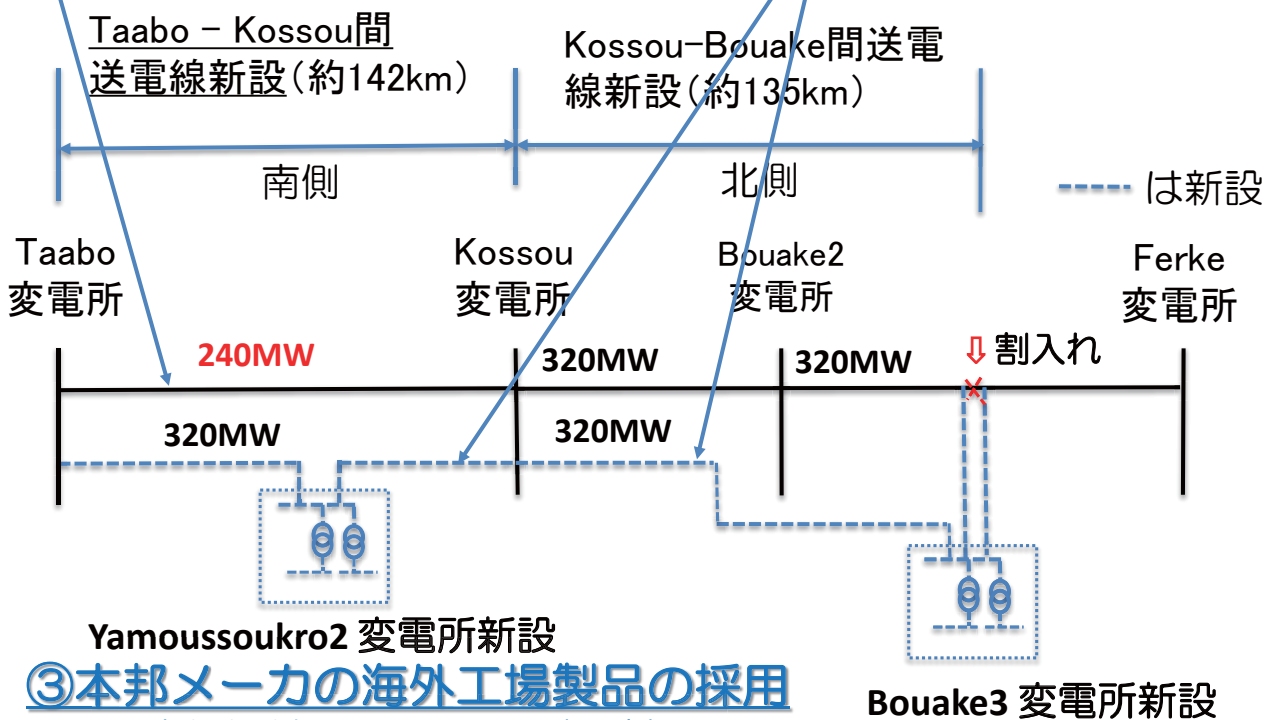
新設Bouake3 変電所



## 本邦技術の採用提案

### ①低損失電線の採用による電力損失低減

### ②増容量電線の採用による過負荷対応



### ③本邦メーカーの海外工場製品の採用 (本邦技術・品質で製造)

# PV太陽光発電のPPPへの期待

- ✓ 再生可能エネルギー固定価格買い取り制度はない
- ✓ 投資法（促進制度）、関税免除、低減VAT（9%）などがインセンティブ
- ✓ 25MW IPPプロジェクト(建設中)は買取価格70FCFA/kWh（約13.65円/kWh）
- ✓ 37.5MW PPPプロジェクト進行中
- ✓ セネガル・マリを中心に大規模PV開発先行

## PV太陽光発電プロジェクト一覧

No	太陽光発電所	発電容量(MW)	予定
1	Korhogo (RECA) コロゴ・ソーラー	25	2019年
2	Poro (Canadian) ポロ・ソーラー	50	2020年
3	FERKE フェルケ・ソーラー	25	2020年
4	DAOUKRO (SERES) ダウクロ・ソーラー	30	2020年
5	BOUNDIALI (KfW) ブンディアリ・ソーラー	37.5	2020年
6	ソーラー発電所1	25	2020年
7	Korhogo Poro Power 1 S.A ポロ・パワー1	66	不明
発電容量合計		258.5MW	



ご清聴ありがとうございました

