

アンゴラ共和国
水・エネルギー省

アンゴラ共和国
電力開発計画策定能力向上
プロジェクト

ファイナル・レポート

平成 30 年 12 月
(2018)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

東電設計株式会社
株式会社 IIEP

産公
JR
18-080

【目次】

第 1 章	業務の概要	1-1
1.1	調査の背景	1-1
1.2	業務の目的	1-2
1.2.1	目的	1-2
1.2.2	関係官庁	1-2
1.3	業務の内容	1-2
第 2 章	アンゴラの電力セクター他の現状	2-1
2.1	アンゴラ位置図	2-1
2.2	国勢	2-2
2.2.1	社会情勢	2-2
2.2.2	経済情勢	2-2
2.3	電力セクターをめぐる現状のレビュー	2-4
2.3.1	電力セクター改革	2-4
2.3.2	変更後の電力セクター組織	2-5
2.4	電力需給状況のレビュー	2-11
2.4.1	需要の状況	2-11
2.4.2	供給力の状況	2-13
2.5	他ドナーや民間セクターの活動状況のレビュー	2-13
2.5.1	他ドナーの活動状況	2-13
2.5.2	民間セクターの活動状況	2-14
2.6	電力セクターに関連した、アンゴラの気候変動対策に関する 方針（INDC 等）のレビュー	2-15
2.7	アンゴラ電力セクターが抱える課題	2-17
2.7.1	組織的課題	2-17
2.7.2	電力システム面での課題	2-17
2.7.3	電力政策面での課題	2-18
第 3 章	電源開発のための一次エネルギー分析	3-1
3.1	アンゴラ国のエネルギー状況全般	3-1
3.1.1	一次エネルギーフロー分析	3-1

3.2	一次エネルギーポテンシャル.....	3-5
3.2.1	大型水力.....	3-5
3.2.2	石油.....	3-8
3.2.3	天然ガス.....	3-10
3.2.4	再生可能エネルギー.....	3-11
3.2.5	石炭.....	3-16
3.3	エネルギー供給設備の状況.....	3-16
3.3.1	LNG 製造設備他.....	3-16
3.3.2	石油精製設備.....	3-16
3.4	各エネルギーの価格動向.....	3-17
3.4.1	原油.....	3-18
3.4.2	天然ガス.....	3-18
3.4.3	最適電源構成検討に使用する燃料価格.....	3-19
3.5	電源開発の実現を促進するために整備すべき情報項目の整理.....	3-20
3.5.1	電源オプション.....	3-20
3.5.2	使用燃料のオプションと特質.....	3-20
3.5.3	火力発電計画シナリオの設定と使用燃料の選択.....	3-21
3.5.4	電源開発の実現を促進するために整備すべき設備.....	3-23
第 4 章	最適電力計画（ベストミックス）に基づく電力マスタープラン策定手順	4-1
4.1	最適電力計画の基本方針.....	4-1
4.2	各検討項目の具体的内容.....	4-1
4.2.1	経済性.....	4-1
4.2.2	供給信頼度.....	4-4
4.2.3	エネルギーセキュリティ.....	4-6
4.2.4	環境社会配慮.....	4-6
4.3	最適電力計画の策定フロー.....	4-7
第 5 章	電力需要予測	5-1
5.1	現行計画における電力需要予測と関連情報.....	5-1
5.1.1	現状の電力需要予測.....	5-1
5.1.2	GDP、人口・成長率予測.....	5-2
5.1.3	現状の電力需要予測の妥当性と課題.....	5-5
5.2	電力需要実績と地域特性.....	5-6
5.2.1	電力需要実績.....	5-6

5.2.2	電力需要の地域別特性.....	5-9
5.3	2040年までの電力需要予測.....	5-10
5.3.1	電力需要予測方法.....	5-10
5.3.2	年間最大電力需要予測.....	5-10
5.3.3	日負荷率曲線予測.....	5-13
5.3.4	発電電力量需要予測.....	5-18
5.3.5	需要予測結果のマクロ評価.....	5-19
第 6 章	電源開発計画の最適化に係る検討	6-1
6.1	既設電源設備の情報収集及び分析	6-1
6.1.1	既存電源設備の現況.....	6-1
6.1.2	大型水力発電所の特性.....	6-8
6.1.3	建設中の電源設備.....	6-9
6.2	既存電源開発計画の情報収集及び分析	6-12
6.3	長期電源開発計画の検討準備	6-14
6.3.1	PDPAT による経済性評価等にかかる諸条件の設定.....	6-14
6.3.2	電源開発計画に織り込む電源種別の絞り込み.....	6-17
6.3.3	開発計画最適化検討の基本条件.....	6-19
6.4	2040年において最も経済的な電源構成比率の検討.....	6-19
6.4.1	水力発電所の開発計画.....	6-20
6.4.2	LOLE24 時間確保に必要な予備率の策定.....	6-20
6.4.3	PDPAT によるコストミニマムとなる電源構成比率の選定.....	6-21
6.5	各年の電源開発計画の策定.....	6-23
6.5.1	2040年に至る電源開発計画（素案）の作成.....	6-23
6.5.2	再生可能エネルギー導入の影響.....	6-25
6.5.3	再生可能エネルギーを考慮した電源開発計画（基本案）.....	6-26
6.5.4	温室効果ガス排出量（基本案）.....	6-30
6.6	シナリオ・ケーススタディ	6-31
6.6.1	シナリオの選定.....	6-31
6.6.2	発電所開発スケジュールの遅延リスク・シナリオ.....	6-32
6.6.3	CCGT の開発地域の変更シナリオ.....	6-35
6.6.4	再生可能エネルギー追加投入ケース.....	6-38
6.7	プロジェクトリストの策定.....	6-40
第 7 章	送電系統開発計画の最適化に係る検討	7-1

7.1	現在の電力系統	7-1
7.2	首都ルアンダの送電系統	7-2
7.3	RNT の電力系統増強計画	7-3
7.4	アンゴラ国の電力基幹系統の特徴	7-5
7.4.1	電圧基準.....	7-5
7.5	既設送変電設備の情報収集及び分析	7-6
7.5.1	概要.....	7-6
7.5.2	既設送電設備.....	7-6
7.5.3	既設変電設備.....	7-11
7.6	最新開発計画の情報収集及び分析	7-14
7.6.1	既存の開発戦略及び計画.....	7-14
7.6.2	既存設備における技術データの分析と最新コスト.....	7-20
7.6.3	近隣国（コンゴ民主共和国、ナミビア、ザンビア）との国際連系線を踏まえた分析.....	7-23
7.7	送電網開発計画	7-26
7.7.1	方針.....	7-26
7.7.2	需要想定に基づく地域供給用変電設備計画.....	7-27
7.7.3	地域供給用変電設備計画に基づく 220kV 系統送電設備計画.....	7-30
7.7.4	電源開発計画に基づく送電設備計画.....	7-32
7.7.5	電力系統解析に基づく 400kV 基幹送変電設備計画.....	7-37
7.7.6	基幹送電系統の将来構想.....	7-39
7.7.7	変電所の需要想定.....	7-39
7.7.8	2040 年の送電計画.....	7-40
7.7.9	電力系統解析結果の評価.....	7-46
7.7.10	CCGT 分散設置の妥当性.....	7-46
7.7.11	送電損失削減方策の検討.....	7-48
7.7.12	送電開発計画の年度展開.....	7-49
7.7.13	必要調相設備量.....	7-54
7.7.14	事故電流.....	7-55
7.7.15	2040 年までの送電系統開発計画のまとめ.....	7-56
第 8 章	民間投資環境レビュー	8-1
8.1	民間投資レビュー	8-1
8.2	民間投資環境レポートのレビュー	8-2

8.2.1	AfDB の投資環境レポート	8-2
8.2.2	アンゴラの法制度	8-3
8.3	日系企業へのインタビュー	8-4
8.4	新民間投資法	8-4
8.4.1	新民間投資法(2015 年)	8-4
8.4.2	新民間投資法(2015 年)にもとづく電力投資案件の概要	8-5
8.5	民間投資環境の現状分析及び整理からボトルネックを特定する	8-6
第 9 章	長期投資計画	9-1
9.1	資金調達方法の前提	9-1
9.2	投資に対する資金調達方法	9-1
9.2.1	ODA ローンの検討	9-1
9.2.2	各ローンの比較	9-3
9.3	長期投資計画	9-4
9.3.1	長期投資計画のまとめ	9-4
9.3.2	長期限界費用 (LRMC)	9-9
9.3.3	最適財務戦略の提言	9-14
第 10 章	経済・財務分析	10-1
10.1	RNT・PRODEL・ENDE の財務分析	10-1
10.1.1	RNT	10-1
10.1.2	PRODEL	10-4
10.1.3	ENDE	10-7
10.2	財務健全性と持続性の分析	10-10
10.2.1	電力供給コストと電力料金水準の比較	10-10
10.2.2	電気料金回収の現状	10-10
10.2.3	財務の健全性	10-11
10.3	RNT、PRODEL、ENDE の財務状況レビュー	10-12
10.3.1	価格水準	10-12
10.3.2	コスト構造	10-12
10.3.3	借入能力	10-12
10.3.4	財政、料金体系に関する政府の関与、規制等	10-12
10.3.5	財務的課題の抽出	10-13
10.3.6	その他課題の抽出	10-13

第 11 章	環境社会配慮	11-1
11.1	本マスタープランで実施する戦略的環境アセスメント (SEA) の概要	11-1
11.2	ベースとなる環境および社会の状況	11-3
11.3	アンゴラ国における環境社会配慮制度・組織	11-7
11.3.1	環境社会配慮に関する法令、基準	11-7
11.3.2	アンゴラ国内法と JICA ガイドラインとの相違	11-9
11.3.3	環境社会配慮制度における関係機関 (組織) と役割	11-10
11.4	代替案 (ゼロオプションを含む) の比較検討	11-14
11.5	スコーピング	11-15
11.6	環境社会配慮結果	11-17
11.7	影響評価	11-63
11.8	環境社会配慮の観点からのシナリオ分析	11-64
11.9	緩和策	11-65
11.10	モニタリング計画	11-67
11.11	ステークホルダー協議	11-68
11.12	送電線に関する SEA	11-78
第 12 章	マスタープランのドラフト策定	12-1
12.1	2040 年までの包括的なマスタープラン策定	12-1
12.1.1	電源開発リスト方針	12-1
12.1.2	送電開発リスト方針	12-2
12.1.3	プロジェクトリスト	12-3
12.2	我が国が協力可能な案件	12-18
12.2.1	南部送電システム増強プロジェクト	12-18
12.2.2	新設 CCGT プロジェクト	12-20
12.2.3	ピーク電源(GT)増設・SCADA 導入プロジェクト	12-21
12.2.4	老朽水カリパワリングプロジェクト	12-22
12.3	電力セクター開発計画に係る MINEA、RNT、PRODEL、ENDE、IRSEA のアクションプランへの助言	12-23
12.3.1	電力セクター開発計画に係るアクションプラン	12-23
12.3.2	電力マスタープランの定期的な改定作業の実施、担当部署の設置	12-24

12.3.3	正確な需要想定手法確立への改善活動.....	12-25
12.3.4	包蔵水力調査の見直し.....	12-25
12.3.5	資金調達方法の改善.....	12-26
12.3.6	電力マスタープランの中長期計画（3～5年）への落とし込み.....	12-27
12.3.7	電力システム・オペレーション・システムの改善・SCADAの導入.....	12-28
12.3.8	発電特性を活かすためのオペレーション・システムの整備.....	12-30
12.3.9	送変電設備計画基準の制定.....	12-32
第 13 章	技術移転・能力開発	13-1
13.1	ワークショップ	13-1
13.2	本邦招聘の実施	13-3
13.2.1	参加者	13-3
13.2.2	活動結果.....	13-3
13.3	本邦追加招聘の実施	13-11
13.3.1	参加者	13-11
13.3.2	活動結果.....	13-12

【図番号】

図 2-1	Angola の GDP の推移	2-3
図 2-2	Angola の GDP growth rate の推移	2-3
図 2-3	Angola の Sector 別の GDP の推移	2-3
図 2-4	Restructuring of the Electric Sector.....	2-4
図 2-5	MINEA’s Organization Chart	2-6
図 2-6	RNT’s Organization Chart.....	2-7
図 2-7	RNT’s Grid Map (as of July 2017).....	2-8
図 2-8	PRODEL’s Organization Chart.....	2-9
図 2-9	ENDE’s Organization Chart	2-10
図 2-10	電力消費量の推移	2-12
図 2-11	部門別・系統別の電力消費量	2-12
図 2-12	アンゴラ国の電力需要の推移	2-13
図 2-13	Baseline structure (2005) of GHG emission of Angola by sector and emissions in the energy sector	2-15
図 2-14	Baseline scenario and projections of Unconditional and Conditional mitigation scenarios for Angola.....	2-16
図 3-1	アンゴラ国一次エネルギーフロー図	3-1
図 3-2	Consumption of oil products in Angola (Consumption includes international bunker)	3-2
図 3-3	Oil production in Angola	3-2
図 3-4	Exported oil production from Angola.....	3-3
図 3-5	Imported oil production into Angola	3-3
図 3-6	Refined oil production into Angola	3-4
図 3-7	Converted oil product for power production in Angola.....	3-4
図 3-8	アンゴラ国全土における水力ポテンシャル図	3-5
図 3-9	既設/計画の水力発電所位置	3-7
図 3-10	アンゴラ国における原油生産実績（2012～2016）	3-8
図 3-11	アンゴラにおける石油開発図	3-9
図 3-12	天然ガス産出量（2012～2016）	3-10
図 3-13	各再生可能エネルギー導入計画合計容量	3-11
図 3-14	中小水力発電ポテンシャル図	3-12
図 3-15	太陽光発電ポテンシャル図	3-13
図 3-16	風力発電ポテンシャル図	3-14
図 3-17	バイオマス発電ポテンシャル図	3-15
図 3-18	LNG 生産実績（2012～2016）	3-16
図 3-19	各シナリオにおける原油価格変動予測	3-18
図 3-20	各シナリオにおける天然ガス価格変動予測	3-19
図 4-1	Screening Method の一例.....	4-3
図 4-2	PDPAT シミュレーション結果の例	4-4
図 4-3	LOLP の確率分布	4-4
図 4-4	LOLE.....	4-5

図 4-5	LOLE と Reserve margine rate の関係	4-5
図 4-6	必要供給力と電源開発計画 (例)	4-6
図 4-7	電力開発計画策定作業の手順	4-7
図 5-1	現行の需要想定 (ピーク電力)	5-1
図 5-2	電力需要実績	5-2
図 5-3	実質 GDP の成長実績ならびに予測	5-2
図 5-4	人口密度分布 (2014)	5-3
図 5-5	地域別の人口密度分布 (2014)	5-3
図 5-6	アンゴラ国の人口予測	5-4
図 5-7	GDP と電力量需要の年増加率の関係	5-4
図 5-8	最大電力および計画停電量の実績 (北部、中部、南部システム)	5-6
図 5-9	北部系統における各月の最大電力実績の比較 (年間最大電力: 100%)	5-7
図 5-10	日負荷曲線の実績 (北部系統: 2016)	5-7
図 5-11	日負荷曲線の実績 (北部系統: 2017)	5-8
図 5-12	Lauca 水力地点の位置図	5-8
図 5-13	アンゴラ国の電力需要予測フロー	5-10
図 5-14	電化計画	5-11
図 5-15	年間最大電力想定	5-12
図 5-16	2016 年時点の日負荷曲線 (北部系統)	5-14
図 5-17	日負荷曲線の予測結果 (北部系統: 最大 3 日平均)	5-15
図 5-18	北部独立系統の日負荷曲線 (2016 年)	5-15
図 5-19	2016 年時点の日負荷曲線 (中部+南部+東部系統)	5-16
図 5-20	日負荷曲線の予測結果 (中部+南部+東部系統: 最大 3 日平均)	5-17
図 5-21	全国の日負荷曲線の予測結果 (最大 3 日平均)	5-17
図 5-22	発電電力量需要予測結果	5-18
図 5-23	電力需要と GDP の関係	5-19
図 6-1	発電設備量の構成	6-1
図 6-2	供給可能出力に基づく発電設備の構成	6-2
図 6-3	Capanda 発電所の流入量実績	6-8
図 6-4	Capanda 発電所の発電実績	6-9
図 6-5	Soyo1 火力発電所の位置図	6-10
図 6-6	Soyo1 火力発電所の完成予想図	6-10
図 6-7	発電所事故停止率の推移	6-16
図 6-8	代表的な電源の特性 (2018 年)	6-18
図 6-9	代表的な電源の特性 (2040 年)	6-18
図 6-10	ピーク電源の特性 (2040 年)	6-19
図 6-11	ミドル電源の特性 (2040 年)	6-19
図 6-12	2040 年までの水力発電所の開発パターン	6-20
図 6-13	LOLE と予備率の関係	6-21
図 6-14	LOLE24 時間確保に必要な予備率	6-21

図 6-15	ガスタービンの設備構成比率と年間コストの関係(2040年).....	6-22
図 6-16	2040年においてコストミニマムとなる電源構成(11月供給力ベース).....	6-22
図 6-17	電源開発計画(素案).....	6-24
図 6-18	風力発電導入の影響(2040年).....	6-25
図 6-19	太陽光発電導入の影響(2040年).....	6-25
図 6-20	各月のkW バランス(2040年).....	6-27
図 6-21	各月のkWh バランス(2040年).....	6-27
図 6-22	ピーク発生日の日運用例(2040年、乾期(11月)).....	6-27
図 6-23	ピーク発生日の日運用例(2040年、出水期(5月)).....	6-27
図 6-24	乾期の週間運用例(2040年11月).....	6-27
図 6-25	出水期の週間運用例(2040年5月).....	6-27
図 6-26	電源開発計画(基本案).....	6-28
図 6-27	需給バランス(基本案, 11月ピークバランス).....	6-29
図 6-28	(参考)需給バランス(基本案, 設備量・年最大需要バランス).....	6-29
図 6-29	年発電費用(基本案).....	6-30
図 6-30	発電単価(基本案).....	6-30
図 6-31	温室効果ガス排出量(基本案).....	6-30
図 6-32	温室効果ガス削減計画(DRAFT INDC)目標値との関係.....	6-31
図 6-33	水力発電所開発遅延の影響.....	6-33
図 6-34	需要上ぶれ(=全発電所開発遅延)の影響.....	6-34
図 6-35	緊急電源導入による費用増.....	6-34
図 6-36	緊急電源導入に伴う温室効果ガス排出量の増.....	6-34
図 6-37	CCGT燃料にLPG/LNGを使用した場合の燃料費の増.....	6-36
図 6-38	風力・太陽光発電を大規模導入するCO ₂ 削減効果.....	6-39
図 6-39	導入に伴う発電費用の増加.....	6-39
図 6-40	導入に伴う発電単価の増加.....	6-39
図 7-1	2017年7月現在のRNTの送電系統図.....	7-2
図 7-2	首都ルアンダ中心部送電系統図(2017年7月).....	7-3
図 7-3	アンゴラ送電系統図(2025年).....	7-4
図 7-4	アンゴラ電力系統図(2027年).....	7-5
図 7-5	60kV コンクリート柱.....	7-7
図 7-6	60kV 1回線アングル鉄塔.....	7-7
図 7-7	60kV 地中分岐鉄塔.....	7-8
図 7-8	60kV 鋼管柱.....	7-8
図 7-9	220kV 鋼管柱(耐張).....	7-8
図 7-10	220kV 鋼管柱(懸垂).....	7-8
図 7-11	道路に沿った220kV送電線.....	7-9
図 7-12	220kV アングル鉄塔.....	7-9
図 7-13	400kV1回線送電線(遠景).....	7-9
図 7-14	中国製66kV/15kV変圧器.....	7-11

図 7-15	可変補償リアクトル制御画面	7-11
図 7-16	220kV 縦型ガス遮断器	7-12
図 7-17	屋内型ガス絶縁開閉装置	7-12
図 7-18	複母線構成の例（220kV Futungo 変電所）	7-12
図 7-19	RNT による既存計画の北部系統 2022 年断面	7-18
図 7-20	RNT による既存計画の北部系統 2027 年断面	7-18
図 7-21	RNT による既存計画の中部・南部・東部系統 2022 年断面	7-19
図 7-22	RNT による既存計画の中部・南部・東部系統 2027 年断面	7-19
図 7-23	400kV 変電所 1 箇所当りのコスト推定	7-21
図 7-24	220kV 変電所 1 箇所当りのコスト推定	7-22
図 7-25	アンゴラ国との国際連系の概要	7-23
図 7-26	SAPP との国際連系構想の概要	7-24
図 7-27	送電網開発計画のフローチャート	7-26
図 7-28	Soyo 火力発電所の系統接続状況	7-33
図 7-29	Luachimo 水力発電所の系統接続状況	7-33
図 7-30	Luanda 地域の火力発電所接続状況	7-34
図 7-31	Cuanza 川地域の水力発電所接続状況	7-34
図 7-32	Quive 川地域の水力発電所接続状況	7-35
図 7-33	Lobito 火力発電所周辺の系統接続状況	7-35
図 7-34	Namibe 火力発電所・Baynes 水力発電所の系統接続状況	7-36
図 7-35	2017 年 ルアンダ系統（400kV、220kV）	7-41
図 7-36	2040 年 ルアンダ系統（400kV、220kV） RNT 案	7-41
図 7-37	2040 年 ルアンダ系統（400kV、220kV） JICA 案	7-42
図 7-38	2040 年 東部基幹系統計算結果（Capanda=Xa-Mutenba 送電線 1 回線）	7-43
図 7-39	2040 年 東部基幹系統計算結果（Mutenba=Saurimo 送電線 1 回線）	7-44
図 7-40	2040 年 基幹系統（400kV、220kV）	7-45
図 7-41	2040 年 RNT 案ベース基幹系統（400kV、220kV）	7-48
図 7-42	2025 年 基幹系統（400kV、220kV）	7-50
図 7-43	2030 年 基幹系統（400kV、220kV）	7-51
図 7-44	2035 年 基幹系統（400kV、220kV）	7-52
図 7-45	2040 年 基幹系統（400kV、220kV）	7-53
図 8-1	世界銀行’Doing Business 2017’によるアンゴラの順位	8-1
図 8-2	世界銀行’Doing Business 2017’による項目別の順位と得点	8-2
図 9-1	2040 年までの設備別投資額（運開年ベース）	9-5
図 9-2	2040 年までの借入額と財務費用	9-8
図 9-3	発電設備の年費用および kWh あたり単価	9-10
図 9-4	送電・変電設備合計の年費用および kWh あたり単価	9-10
図 9-5	発電（水力・火力）設備の kWh あたり費用増加額	9-11
図 9-6	送電・変電設備の kWh あたり費用増加額	9-12
図 11-1	SEA アプローチ	11-1

図 11-2	植生の現況	11-3
図 11-3	サバクオモト（奇想天外）	11-4
図 11-4	アンゴラの保護地域	11-5
図 11-5	EIA 作成・承認手続きの流れ	11-12
図 11-6	各電源別建設予定地	11-18
図 11-7	CAMBAMBE 水力発電プロジェクト地	11-19
図 11-8	CIMANGOLA 火力（LNG/重油）発電プロジェクト候補地	11-23
図 11-9	BENJAMIN 風力発電プロジェクト候補地	11-25
図 11-10	CALENGA 風力発電プロジェクト候補地	11-29
図 11-11	GASTAO 風力発電プロジェクト候補地	11-31
図 11-12	KIWABANZOJII 風力発電プロジェクト候補地	11-33
図 11-13	MUSSENDEI 風力発電プロジェクト候補地	11-35
図 11-14	NHAREA 風力発電プロジェクト候補地	11-37
図 11-15	TOMBWA 風力発電プロジェクト候補地	11-39
図 11-16	BENGUELA 太陽光発電プロジェクト候補地	11-41
図 11-17	CARACULO 太陽光発電プロジェクト候補地	11-43
図 11-18	CAMBONGUE 太陽光発電プロジェクト候補地	11-45
図 11-19	GANDA/ALTOCATUMBELA 太陽光発電プロジェクト候補地	11-47
図 11-20	LOBITO/CATUMBELA 太陽光発電プロジェクト候補地	11-49
図 11-21	LUBANGO 太陽光発電プロジェクト候補地	11-51
図 11-22	MATALA 太陽光発電プロジェクト候補地	11-53
図 11-23	QUIPUNGO 太陽光発電プロジェクト候補地	11-55
図 11-24	NAMACUNDF 太陽光発電プロジェクト候補地	11-57
図 11-25	TECHAMUTETE 太陽光発電プロジェクト候補地	11-59
図 11-26	電源種別の環境指数分析図（総合）	11-63
図 11-27	SEA 実施対象送電線（5+1 ルート）	11-78
図 12-1	電源開発計画と送電開発計画のまとめ	12-10
図 12-2	2040 年のプロジェクト・マップ	12-11
図 12-3	2040 年のプロジェクト・マップ（Luanda 近郊）	12-12
図 12-4	2040 年のプロジェクト・マップ（Luanda 北部）	12-13
図 12-5	2040 年のプロジェクト・マップ（Luanda 東部）	12-14
図 12-6	2040 年のプロジェクト・マップ（中部）	12-15
図 12-7	2040 年のプロジェクト・マップ（南部）	12-16
図 12-8	現在実施中のプロジェクト	12-17
図 12-9	危険度マップ上の送電システム増強計画	12-18
図 12-10	Biópio 水力の現状	12-22
図 12-11	電力開発マスタープラン策定組織の一例	12-24
図 12-12	電力需要予測の作業内容と体制	12-25
図 12-13	SCADA の一例	12-29
図 12-14	東京電力の給電指令組織構成	12-30

図 12-15 指令所の人員配置 12-31

【表番号】

表 2-1	アンゴラ国の発電設備容量 (2017年6月末現在)	2-9
表 2-2	ENDE の会社概要	2-10
表 2-3	2016-2017年に運転開始をした発電所	2-13
表 3-1	大型水力発電計画リスト	3-6
表 3-2	既設/計画石油精製設備	3-17
表 3-3	各燃料の特質	3-20
表 5-1	全国電化率の推移	5-5
表 5-2	州別の電化率および最大電力 (2016)	5-9
表 5-3	商業・鉱工業分野の電力需要増予測	5-11
表 5-4	年間最大電力需要予測	5-12
表 5-5	月間最大電力の変化 (正規化)	5-13
表 5-6	月間最大電力の変化 (正規化)	5-16
表 5-7	年間発電電力量予測	5-18
表 6-1	地域別・発電種別別の主要な発電設備 (MW)	6-1
表 6-2	火力発電設備の可能最大出力 (MW)	6-2
表 6-3	供給可能出力に基づく地域別・発電種別別供給力 (MW)	6-2
表 6-4	発電種別別の所有形態 (MW)	6-3
表 6-5	水力発電所一覧 (2017年10月時点)	6-5
表 6-6	火力発電所一覧 (2017年10月時点)	6-6
表 6-7	水力発電所の開発候補地点	6-12
表 6-8	風力発電候補事業	6-13
表 6-9	太陽光発電候補事業	6-14
表 6-10	各種発電所の建設単価	6-14
表 6-11	火力発電所の燃料と発電効率	6-15
表 6-12	経済評価に使用する諸条件	6-15
表 6-13	燃料の熱量と温暖化ガス排出量原単位	6-16
表 6-14	開発計画検討に使用する燃料費価格	6-17
表 6-15	基本案の温室効果ガス排出量と DRAFT INDC 目標値の関係	6-31
表 6-16	火力発電所立地方針にかかる得失	6-35
表 6-17	CCGT 立地候補地点の価格面の特性	6-37
表 6-18	CCGT 立地地点の絞り込み・選定	6-38
表 6-19	長期電源開発計画	6-40
表 7-1	電圧基準	7-6
表 7-2	400kV 送電線一覧表 (2017年10月現在)	7-10
表 7-3	220kV 送電線一覧表 (2017年10月現在)	7-10
表 7-4	400kV 変電所一覧表 (2017年10月現在)	7-13

表 7-5	220kV 変電所一覧(2017 年 10 月現在).....	7-13
表 7-6	RNT による既存の 400kV 基幹送電線計画(～2027)	7-15
表 7-7	RNT による既存の 400kV 基幹変電所計画(～2027)	7-15
表 7-8	RNT による既存の 220kV 基幹送電線計画(～2027)	7-16
表 7-9	RNT による既存の 220kV 基幹変電所計画(～2027)	7-17
表 7-10	送電線 km 当りコストの推定.....	7-20
表 7-11	変圧器総容量に基づいた変電所 1 箇所当りのコスト推定.....	7-22
表 7-12	北部系統の需要想定に基づく 220kV 変電設備計画.....	7-27
表 7-13	中央部系統の需要想定に基づく 220kV 変電設備計画.....	7-28
表 7-14	南部系統の需要想定に基づく 220kV 変電設備計画.....	7-29
表 7-15	東部系統の需要想定に基づく 220kV 変電設備計画.....	7-29
表 7-16	地域供給変電設備計画に伴う送電設備計画の見直し.....	7-31
表 7-17	電源計画に基づく送電線接続検討結果.....	7-32
表 7-18	電力系統解析に基づく 400kV 基幹変電設備計画.....	7-37
表 7-19	電力系統解析に基づく 400kV 基幹送電設備計画.....	7-38
表 7-20	変電所負荷一覧.....	7-39
表 7-21	400kV Saurimo 母線の電圧感度	7-42
表 7-22	SVC 設置対策と 3 回線化対策との費用比較	7-44
表 7-23	2040 年における CCGT 設置箇所別の送電ロス	7-46
表 7-24	2040 年における送電ロス	7-49
表 7-25	変電所別必要調相設備量.....	7-54
表 7-26	アンゴラ電力系統の三相短絡電流.....	7-55
表 7-27	400kV 変電設備計画プロジェクトリスト	7-56
表 7-28	220kV 変電設備計画プロジェクトリスト(1)	7-57
表 7-29	220kV 変電設備計画プロジェクトリスト(2)	7-58
表 7-30	400kV 送電設備計画プロジェクトリスト	7-59
表 7-31	220kV 送電設備計画プロジェクトリスト	7-60
表 7-32	電源用送電線プロジェクトリスト.....	7-61
表 8-1	アンゴラの投資環境の問題点.....	8-3
表 8-2	民間投資環境に関連する法令.....	8-3
表 9-1	各ローン比較表.....	9-4
表 9-2	設備別の建設単価.....	9-4
表 9-3	2040 年までの長期投資額(運開年ベース)	9-5
表 9-4	PRODEL と RNT の売上・当期純利益と、長期投資額の比較	9-6
表 9-5	建設期間中の所要建設額の配分比率.....	9-6
表 9-6	2040 年までの長期投資額(建設工事スケジュールベース)	9-7
表 9-7	ローン別借入条件表.....	9-8
表 9-8	2040 年までの借入と財務費用	9-8
表 9-9	設備別減価償却費・IDC 算定に関する諸元	9-9
表 9-10	発電(水力・火力)設備の kWh あたり費用増加額.....	9-11

表 9-11	送電・変電設備の kWh あたり費用増加額.....	9-11
表 9-12	3社の kWh あたり収入単価と費用単価.....	9-12
表 9-13	長期投資に伴う kWh あたり費用の増加.....	9-13
表 9-14	電気料金表(2015年12月公示)のサマリー.....	9-13
表 9-15	長期投資に伴う自己資本比率の低下の試算.....	9-15
表 10-1	RNT の損益計算書 (P/L)	10-1
表 10-2	RNT の資産表 (B/S)	10-2
表 10-3	RNT のキャッシュフロー表 (C/F)	10-3
表 10-4	RNT の主要財務指標 (計算結果)	10-4
表 10-5	PRODEL の損益計算書 (P/L)	10-4
表 10-6	PRODEL の資産表 (B/S)	10-5
表 10-7	PRODEL のキャッシュフロー表 (C/F)	10-6
表 10-8	PRODEL の主要財務指標 (計算結果)	10-7
表 10-9	ENDE の損益計算書 (P/L)	10-7
表 10-10	ENDE の資産表 (B/S)	10-8
表 10-11	ENDE のキャッシュフロー表 (C/F)	10-9
表 10-12	ENDE の主要財務指標 (計算結果)	10-9
表 10-13	3社の kWh あたり収入単価と費用単価.....	10-10
表 10-14	売掛金回収に要する日数 (日)	10-11
表 10-15	流動比率 (資産結果)	10-11
表 10-16	自己資本比率.....	10-11
表 10-17	長期投資に伴う kWh あたり費用の増加 (再掲)	10-12
表 10-18	アンゴラの GDP および対 GDP 政府債務比率.....	10-14
表 11-1	IUCN レッドリスト (2016) によるアンゴラ国内の絶滅危惧種内訳	11-5
表 11-2	保護地域の名称と面積、指定年.....	11-5
表 11-3	国土の土地利用区分.....	11-6
表 11-4	主な環境社会配慮に関する法令、基準等.....	11-7
表 11-5	戦略的環境アセスメントに関連する主な国際条約.....	11-8
表 11-6	マスタープラン 2040 が貢献出来る CO ₂ 年削減量 (推計)	11-9
表 11-7	EIA 策定に関するアンゴラ国内法と JICA ガイドラインの相違点	11-9
表 11-8	SEA で実施するスコーピング項目	11-15
表 11-9	SEA で実施するスコーピング項目と評価基準.....	11-16
表 11-10	スコーピングにおける評価基準.....	11-16
表 11-11	SEA 実施対象電源開発候補地火力.....	11-17
表 11-12	CAMBAMBE 水力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-20
表 11-13	MATALA 水力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-22
表 11-14	CIMANGOLA 火力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-24
表 11-15	BENJAMIN 風力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-26
表 11-16	CACULA 風力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-28
表 11-17	CALENGA 風力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-30

表 11-18	GASTAO 風力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-32
表 11-19	KIWABANZOJII 風力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-34
表 11-20	MUSSENDEI 風力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-36
表 11-21	NHAREA 風力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-38
表 11-22	TOMBWA 風力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-40
表 11-23	BENGUELA 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-42
表 11-24	CARACULO 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-44
表 11-25	CAMBONGUE 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-46
表 11-26	GANDA/ALTOCATUMBELA 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-48
表 11-27	LOBITO/CATUMBELA 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-50
表 11-28	LUBANGO 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-52
表 11-29	MATALA 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-54
表 11-30	QUIPUNGO 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-56
表 11-31	NAMACUNDF 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-58
表 11-32	TECHAMUTETE 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-60
表 11-33	HUILAG バイオマス発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価	11-62
表 11-34	電源種別ごとの環境社会配慮への環境負荷度	11-63
表 11-35	各電源の立地地域における地球環境面の評価点	11-64
表 11-36	各電源の立地地域における地域環境面の評価点	11-64
表 11-37	各種電源開発に付随して考察される一般的な緩和策	11-66
表 11-38	電源開発に付随して考察される一般的なモニタリング項目	11-67
表 11-39	SEA 実施対象送電線一覧	11-78
表 11-40	各送電線計画案に対する留意すべき環境評価項目と影響度	11-79
表 11-41	スコーピング (Capanda PS - Saurm 区間送電線)	11-80
表 11-42	スコーピング (Cambambe PS - Lubango 区間送電線)	11-81
表 11-43	スコーピング (Belem do Dango - Lubango SS 区間送電線)	11-82
表 11-44	スコーピング (Lubango SS - Cahama SS - Baynes SS 区間送電線)	11-83
表 11-45	スコーピング (Belem do Dango - Ondjiva SS 区間送電線)	11-84
表 11-46	スコーピング (Cahama SS - Ruacana PS 区間送電線)	11-86
表 11-47	調査項目及び調査方法	11-87
表 11-48	路線計画決定に当たって環境社会配慮上から留意すべき環境項目	11-89
表 11-49	送電線整備に付随して考察される一般的な緩和策	11-90
表 11-50	送電線整備に付随して考察される一般的なモニタリング項目	11-91
表 12-1	発電設備計画プロジェクトリスト	12-3
表 12-2	400kV 変電設備計画プロジェクトリスト	12-4
表 12-3	220kV 変電設備計画プロジェクトリスト (1)	12-5
表 12-4	220kV 変電設備計画プロジェクトリスト (2)	12-6
表 12-5	400kV 送電設備計画プロジェクトリスト	12-7
表 12-6	220kV 送電設備計画プロジェクトリスト	12-8
表 12-7	電源用送電線プロジェクトリスト	12-9

表 12-8	南部送電システムプロジェクト.....	12-19
表 12-9	CCGT プロジェクトの例.....	12-20
表 12-10	ピーク電源と SCADA 導入プロジェクトの例.....	12-21
表 12-11	発電所の状況.....	12-22
表 12-12	電力セクター開発計画に係るアクションプラン.....	12-23
表 12-13	円借款の流れ.....	12-27
表 12-14	中長期計画策定サイクル.....	12-28
表 12-15	変電設備計画基準.....	12-32
表 12-16	送電設備計画基準.....	12-32
表 12-17	AAAC と LL-ACSR の比較.....	12-33
表 12-18	電力セクター開発計画に係るアクションプラン工程表.....	12-34
表 13-1	ワークショップカリキュラム.....	13-1
表 13-2	アンゴラ側参加者.....	13-3
表 13-3	本邦招聘活動結果.....	13-4
表 13-4	アンゴラ側参加者.....	13-11
表 13-5	本邦追加招聘活動結果.....	13-12

【Abbreviation】

Abbreviation	Word	和文
AAAC	All Aluminium Alloy Conductor	全アルミニウム合金より線
AC	Alternating Current	交流
ACSR	Aluminum Conductors Steel Reinforced	鋼心アルミニウムより線
AGC	Automatic Generation Control	自動出力調整
AOA	Angolan Kwanza	アンゴラ・クワンザ
ARAP	Abbreviated Resettlement Action Plan	簡易住民移転計画
AfDB	African Development Bank	アフリカ開発銀行
AW	Almoweld Wire	アルミ被覆鋼線
BAU	Businnes as usual	-
bbl	Barrel	(体積単位)
BOD	Biochemical Oxygen Demand	生物化学的酸素要求量
BOT	Build-Operate-Transfer	建設－運転－移管
BP	British Petroleum	ブリティッシュ・ペトロリアム
bp	Base Point	(金利の単位)
bpd	barrel per day	(生産・処理量単位)
B/S	Balance Sheet	貸借対照表
CF	Cash Flow	キャッシュフロー
CCGT	Combined Cycle Gas Turbins	コンバインドサイクル発電
CIRR	Commercial Interest Reference Rates	市場貸出基準金利
CMEC	China Machinary Engineering Corporation	(会社名)
CO ₂	Carbon Dioxide	二酸化炭素
COP	Conference of the Parties	気候変動枠組条約締約国会議
CR	Critically Endangered	絶滅危惧 IA 類
CRF	Capital Recovery Factor	資本回収係数
DAC	Development Assistance Committee	開発援助委員会
DC	Direct Current	直流
DFR	Draft Final Report	最終報告書案
DG	Diesel Generator	ディーゼル発電機
DNA	National Directorate of Environment	環境局
DNA	National Direction of Water	水局
DNEE	National Deirectorate of Electricity Energy	電力総局
DNER	National Direction of Renewable Energy	再生可能エネルギー局
DNERL	National Direction of Rural and Local Electrification	地方電化局
DNPAIA	National Deirectorate for Prevention and Environmental Impact Assessment	環境影響評価局
ECA	Export Credit Agency	輸出信用機関
EDEL	Empresa de Electricidade de Luanda	(国営電力会社名)
EFL	Environmental Framework Law	環境枠組み法
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIRR	Economic Internal Rate of Return	経済的内部収益率

Abbreviation	Word	和文
EMMP	Environmental Monitoring Plan	環境モニタリング計画
EMP	Environmental Management Plan	環境管理計画
EN	Endangered	絶滅危惧 IB 類
ENDE	National Electricity Distribution Company	配電公社
ENE	Empresa Nacional de Electricidade	(国営電力会社名)
EPA	Environmental Protection Agency	環境保護庁
EPC	Engineering, Procurement and Construction	設計・調達・建設
EU	European Union	欧州連合
EUR	Euro	ユーロ
F/S	Feasibility Study	実現可能性調査
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務的內部収益率
FR	Final Report	最終報告書
GABIHIC	Gabinete Para a Administração da Bacia Hidroeléctrica do Cunene	クネネ水力発電管理局
GAMEK	Gabinete de Abinete de Aproveitamento do Médio Kwanza	中部クワンザ川活用局
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GE	General Electric Company	ジェネラル・エレクトリック
GHG	Green House Gas	温室効果ガス
GIB	Gas Insulated Busbars	ガス絶縁母線
GIS	Gas Insulated Switchgear	ガス絶縁開閉器
GIT	Gas Insulated Transformer	ガス絶縁変圧器
GT	Gas Turbine	ガスタービン
GW	Gigawatt	(仕事率、出力単位)
GWh	Gigawatt hour	(仕事、電力量の単位)
HFO	Heavy Fuel Oil	重油
HPP	Hydropower plant	水力発電所
HQ	Headquarters	熱回収発電機
HRSG	Heat Recovery Steam Generator	本社
HV	High Voltage	高圧
IDC	Interest during Construction	建設中利子
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
INDC	Intended Nationally Determined Contribution	気候変動対策に関する方針
INE	National Statistic Bureau	国家統計局
I/P	Implementation Report	実施報告書
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IRSEA	Instituto Regulador dos Servicos de Electricidade e Agua	エネルギー・水サービス規制院
IUCN	International Union for Conservation of Nature	国際自然保護連合
Ic/R	Inception Report	インセプション報告書
It/R	Interim Report	中間報告書

Abbreviation	Word	和文
JBIC	Japan Bank for International Corporation	国際協力銀行
JCC	Joint Coordination Committee	合同調整委員会
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
JOGMEC	Japan Oil, Gas and Metals National Corporation	石油天然ガス・金属鉱物資源機構
JPY	Japanese Yen	日本円
JV	Joint Venture	合弁企業
km	Kilometer	(距離の単位)
kV	Kilovolt	(電圧の単位)
kW	Kilowatt	(仕事率、出力単位)
kWh	Kilowatt Hour	(仕事、電力量の単位)
kt-CO ₂ e	Kiloton of Carbon Dioxide Equivalent	(CO ₂ 排出係数の単位)
L/A	Loan Agreement	ローン・アグリーメント
LFO	Light Fuel Oil	軽油
LIBOR	London Interbank Offered Rate	ロンドン銀行間取引金利
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
LOLE	loss of load expectation	電力不足日数確率
LOLP	loss of load probability	電力量不足確率
LPG	liquefied petroleum gas	液化石油ガス
LRMC	Long Run Marginal Cost	長期限界費用
LV	Low Voltage	低圧
Mcal	Mega calorie	(熱量単位)
MINEA	Ministry of Energy and Water Affairs	水・エネルギー省
MMBTU	Million British Thermal Unit	(熱量単位)
MOEF	Ministry of Environment and Forestry	環境・森林省
MOU	Memorandum of Understanding	了解覚書
MScfpd	Million Standard cubic feet per day	(ガス流量単位)
MUS\$	Million U.S. dollar	百万ドル
MVA	Mega volt ampere	(皮相電力の単位)
MW	Megawatt	(電力の単位)
NDP	National Development Plan	国家開発計画
NESSP	National Power Security Strategy and Policy	国家電力安全保障戦略政策
NEXI	Nippon Export and Investment	日本貿易保険
NG	Natural Gas	天然ガス
NGO	Non-Governmental Organization	非政府組織
NLDC	National Load Dispatch Center	国家給電指令所
O&M	Operation and Maintenance	運転維持管理
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development	経済協力開発機構
OPGW	Optical Fiber Composite Overhead Ground Wire	光ファイバ複合架空地線
OVPS	Overvoltage Protectors	過電圧保護
PAP	Project Affected People	被影響住民

Abbreviation	Word	和文
PDMP	Power Development Master Plan	電力開発基本計画
PDPAT	Power Development Planning Assist Tool	需給運用シミュレーション・ソフトウェア名
PIL	Private Investment Law	民間投資法
P/L	Profit and Loss Statement	損益計算書
PM	Particulate Matter	粒子状物質
PPA	Power Purchase Agreement	電力売買契約
PPP	Public Plivate Partnership	公民連携
PRODEL	Public Electricity Production Company	発電公社
PSRSP	Power Sector Reform Suport Program	電力セクター改革支援プログラム
PSSE	Power System Simulator for Engineering	潮流計算ソフトウェア名
PTSE	Electricity Sector Transformation Program	電力セクター改革プログラム
p.u.	per unit	(p.u.法の単位)
PV	Photovoltaics	太陽光発電
RETICS	Reliability Evaluation Tool for Inter-conneted System	信頼度評価ソフト名
RNT	National Electricity Transportation Company	送電公社
ROA	Return on Assets	総資産利益率
ROW	Right of Way	送電線用地
SAPP	Southern Africa Power Pool	南部アフリカパワープール
SAF	Special Assistance Facility	有償資金協力促進調査
SAPI	Special Assistance for Project Implementation	案件実施促進調査
SAPROF	Special Assistance for Project Formation	案件形成促進調査
SAPS	Special Assistance for Project Sustainability	援助効果促進調査
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	監視制御・データ収集システム
SEA	Strategic Environmental Assesment	戦略的環境アセスメント
SGL	Sovereign Guarantee Loan	政府保障融資
SHM	Stakeholder Meeting	ステークホルダー会議
SS	Substation	変電所
ST	Steam Turbine	蒸気タービン
T/L	Transmission Line	送電線
TB	Tresury Bill	短期国債
TEPCO	Tokyo Electric Power Company	東京電力
toe	Tonne of Oil Equivalent	石油換算トン
TOR	Terms of Reference	契約条件
TPP	Thermal Power Plant	火力発電所
T.T.M	Telgraphic Transfer Middle	仲値
TWh	Terawatt Hour	(仕事、電力量の単位)
UNDP	United Nation Development Programme	国際連合開発計画
UNFCC	United Nations Framework Convention on Climate Change	温室効果ガスの国連気候変動枠組条約
USD	U.S. Dollar	米ドル

Abbreviation	Word	和文
UXO	Unexploded Ordnance	不発弾
VU	Vulnerable	絶滅危惧Ⅱ類
WB	World Bank	世界銀行

要 約

1. 業務の目的

本事業は、アンゴラ国の 2040 年を目標年次とする全国電力マスタープランを作成することであり、もって同国の電力安定供給に資する電力開発の円滑な実施に寄与することを目的とする。

具体的には次のアウトカムを得ることを目指す。

- 全国の電源・送電網を対象とした包括的な電力マスタープラン(2018年-2040年)の策定
- 関連機関(MINEA、RNT、PRODEL、ENDE)に同マスタープランの十分な理解を促し、それを通じた電力マスタープラン策定・改定に関する関連機関職員の能力向上

2. 業務の内容

- ・ 電力セクターをめぐる現状のレビュー及び分析
- ・ 電力需要予測（2040年まで）
- ・ 電源開発のための一次エネルギー分析
- ・ 電源開発計画の最適化に係る検討
- ・ 送電系統開発計画の最適化に係る検討
- ・ 民間投資環境レビュー
- ・ 長期投資計画
- ・ 経済・財務分析
- ・ 環境社会配慮
- ・ マスタープランのドラフト策定
- ・ 技術移転・能力開発

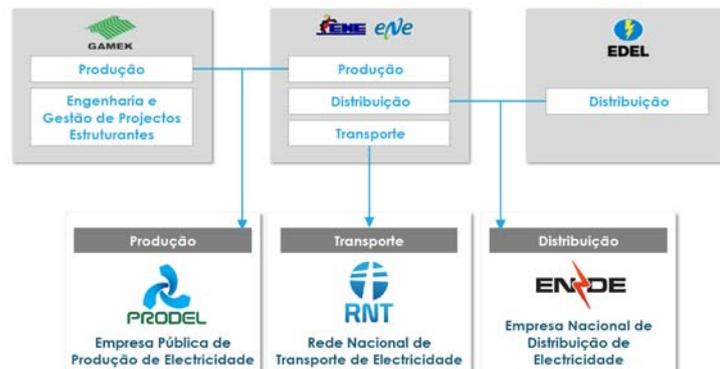
3. アンゴラの電力セクター他の現状

3.1 社会・経済情勢

項目	数 値
国土面積	1,246,700km ²
人口	25,900 千人 (MINEA : 2014 年)
GDP	103 Billion USD (WB : 2015 年)

3.2 電力セクターの現状

アンゴラ電力セクターは Electricity Sector Transformation Program (PTSE)に基づき組織改革がなされている。MINEA は GAMEK、ENE、EDEL を、発電、送電、配電の水平統合公社に改めるべく、それぞれを担当する三つの新公社、即ち発電公社の PRODEL、送電公社の RNT、配電



(出典: The Transformation Program for the Electricity Sector-PTSE)

図 Restructuring of the Electric Sector

公社の ENDE に改組した。

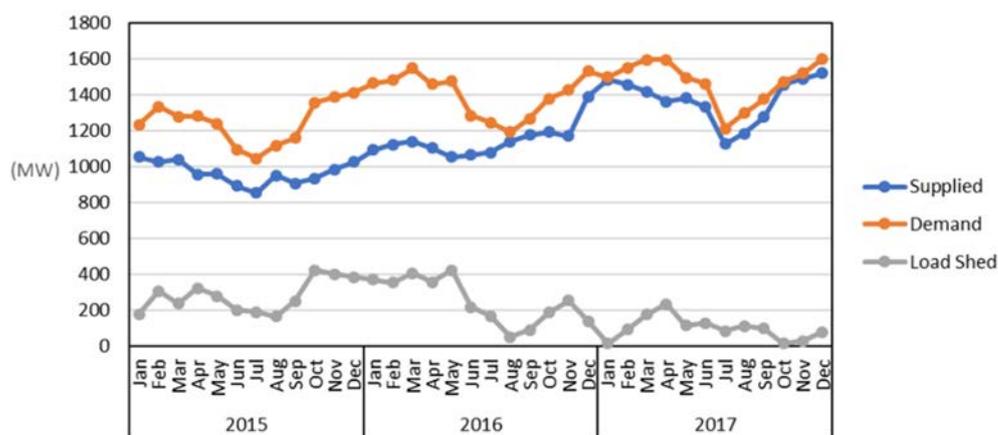
PTSE は最適な電力市場のモデルを検討し、その実現に向けた電力セクターの改革ロードマップを制定している。その中で、電力市場としてシングルバイヤーに改変すること、電力会社を水平分割、即ち発電部門、送電部門、配電部門に分割すること、市場参加者間の商業契約の確立、PPP の促進等を狙った法律・規定の改定を提言している。

更に、PTSE では、それぞれの達成時期に関して以下の 4 つのフェーズを設定している。4 つのフェーズとは即ち次のものである。

- (i) 準備期間(2010-2013)：新たな市場構造設計の期間
- (ii) フェーズ I(2014-2021)：電力セクターの改造、電力分社の水平分離後の組織業務運営の安定化期間
- (iii) フェーズ II(2018-2021)：主に再生可能エネルギー分野において、固定買取価格制度を採用して IPP の参加を促し、この分野での効率化を図る期間
- (iv) フェーズ III(2021-2025)：PPP や IPP 導入、また配電部門において、一部に参入免許を付与することにより、部分的な電力市場の自由化を実施する期間

3.3 電力需要実績

アンゴラ国の電力需給はバランスしておらず、長年供給力不足が生じてきた。最大規模を持つ北部の 2015 年以降の電力需要実績を下図に示すが、2017 年末の初頭までは長期に亘り計画停電が実施されていたことが分かる。2016 年の Cambambe 2 (700MW) の運転開始に伴い計画停電は減少しつつある。



(出典：RNT (NLDC) のデータに基づき JICA 調査団作成)

図 最大電力および計画停電量の実績 (北部システム)

3.4 既存の電源設備

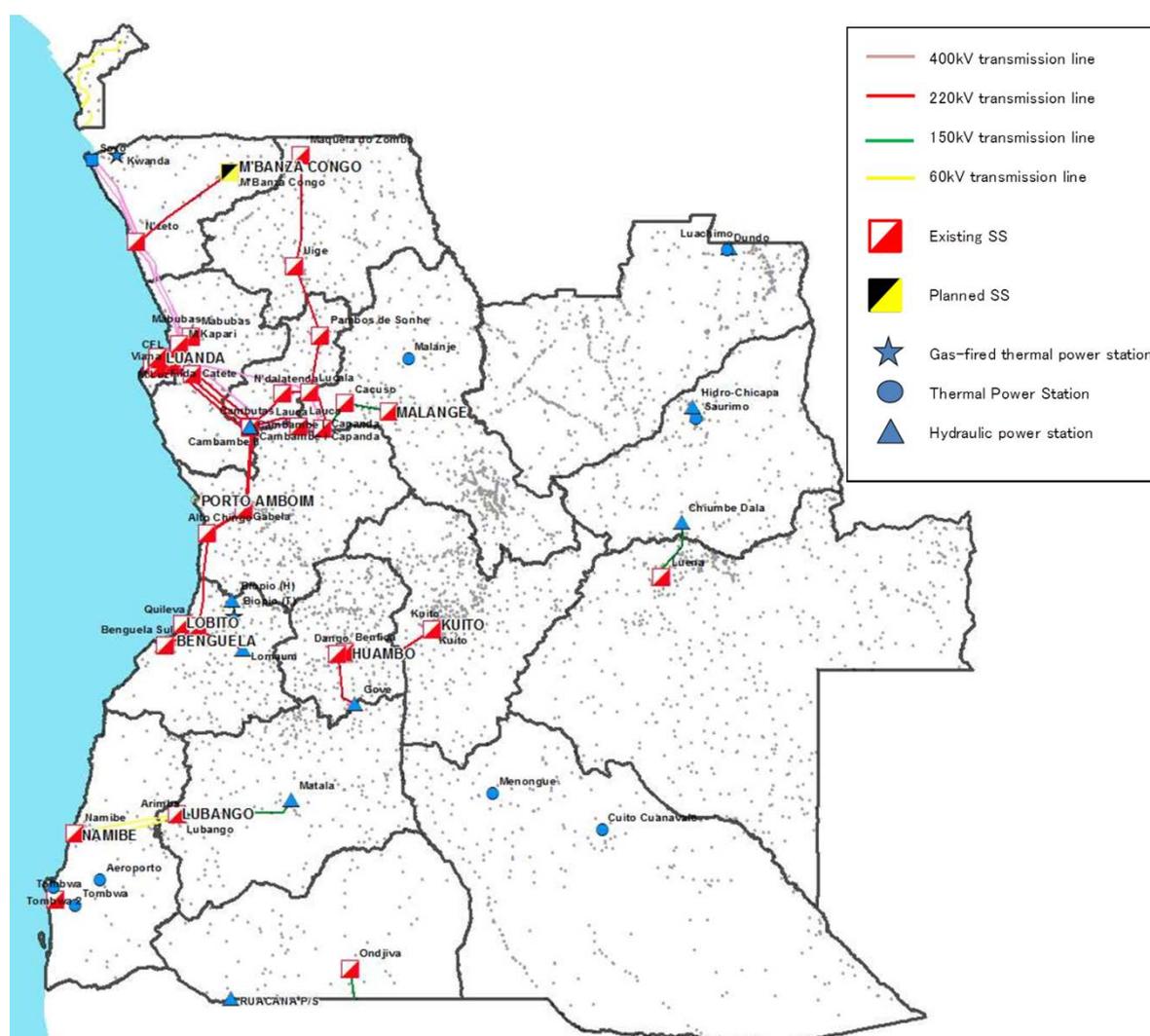
2017 年 10 月時点の発電所の設備量を地域別の整理した結果を下表に示す。全国的には電源設備出力の過半を水力設備が占めており、残りを火力が担っている。

表 地域別・発電種別別の主要な発電設備 (MW)

Region	Total	Hydropower (except small)	Thermal Power		Renewable		
			GT	Diesel	Biomass	Wind	Solar PV
Whole Country	4,339	2,365	1,181	743	50	0	0
North Region	3,527	2,172	899	407	50	0	0
Central Region	492	125	254	113	0	0	0
South Region	221	41	28	152	0	0	0
East Region	99	28	0	71	0	0	0

(出典：PRODEL、MINEA 提供のデータから JICA 調査団作成)

3.5 現在の電力系統



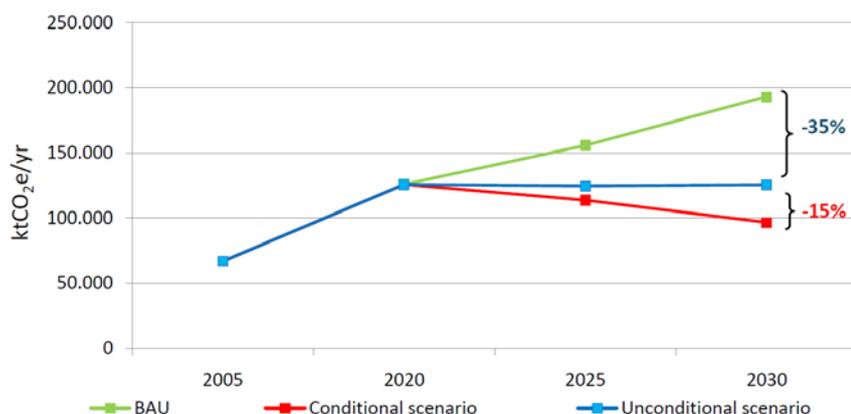
(出典：RNT)

図 2017年7月現在のRNTの送電系統図

3.6 アンゴラの気候変動対策に関する方針 (INDC 等)

基準年(2005年)の排出状況の分析にアンゴラ政府としては、次に示す分野を対象にした無条件および条件付き活動を実施して、2030年までにBAUにおけるGHG排出量から50%まで排出量削減することを宣言している。

Projection of GHG emissions in 2030



	2005	2020	2030
Emissions-BAU scenario (ktCO ₂ e)			193,250
Emissions-Unconditional scenario (ktCO ₂ e)	66,812	125,778	125,612 (-35%)
Emissions-Conditional scenario ((ktCO ₂ e)			96,625 (-50%)

(出典：DRAFT INDC of the Republic of Angola)

図 Baseline scenario and projections of Unconditional and Conditional mitigation scenarios for Angola

4. 電源開発のための一次エネルギー分析

4.1 エネルギーポテンシャル

Primary energy	Potential
原油	確認可採埋蔵量：127 億バレル(2014 年末、BP 統計)
天然ガス	確認可採埋蔵量：9.7 兆立方フィート(2014 年、Cedigaz)
水力	包蔵水力：18 GW (Atras and National Strategy for the new Renewable Energies)
太陽光	17.3 GW (Atras and National Strategy for the new Renewable Energies)
風力	3.9 GW (Angola Energia 2025)
バイオマス	4 GW (Angola Energia 2025)

4.2 エネルギー供給設備の状況

(1) LNG 製造設備

Zair 州 Soyo にある Angola LNG プラントがアンゴラにおける唯一の LNG 製造設備である。石油採掘に伴い得られる石油随伴ガスをパイプラインでこの設備に送り、この設備で LNG にプロセスしている。Angola LNG 製造設備の能力は 34 MSm³/d である。

(2) 石油精製設備

アンゴラ国内における石油精製設備は現在首都ルアンダにある Luanda Refinery のみである。このため、アンゴラ国内での石油製品消費量に対し製油能力が不足しており、現状では消費量の 8 割以上を輸入製品で賄っている。

Sonangol は中部 Lobito、北部 Soyo、北部 Cabinda、南部 Namibe に新規の製油所を建設する計画を立案した。Lobito 製油所は 2018 年に運転開始予定だったが、資金不足により 2016 年 8 月に建設が停止。Soyo は計画が立ち上がったものの実際の工事の着手には至らなかった。Namibe は 2017 年 7 月に工事に着手し、現在工事が進められている。

2018年2月、Sonangol より中部 Lobito 及び北部 Cabinda の新規製油所開発計画、既設 Luanda Refinery の拡張計画が発表された。Lobito 計画は、前計画と同様の規模である 200,000 bpd の容量を持つ設備を 2022 年までに完成することを目指しており、Cabinda 計画は Lobito より小規模のものを 2020 年までに完成することとしている。また、既設 Luanda Refinery の拡張計画は 2020 年までに生産量を現在の 57,000 bpd から 65,000 bpd まで拡大することを目指している。

4.3 燃料価格

長期電源開発計画の最適化検討では、将来の燃料価格を設定する必要がある。このため、2015 年現在の国際価格および IEA の長期想定に基づき下表の様に価格を想定した。

表 開発計画検討に使用する燃料費価格

unit:UScent/Mcal

Year	CrudeOil	LFO	HFO	LPG	NG	LNG
2015	3.281	3.948	3.919	4.041	1.036	4.087
2020	5.082	6.116	6.071	6.259	1.633	3.810
2025	6.111	7.354	7.300	7.527	1.892	4.266
2030	7.140	8.593	8.529	8.795	2.151	4.722
2035	7.558	9.096	9.029	9.310	2.450	4.822
2040	7.977	9.599	9.528	9.825	2.749	4.921

(出典：2015 年の国際価格と IEA データより JICA 調査団作成)

5. 最適電力計画（ベストミックス）に基づく電力マスタープラン策定手順

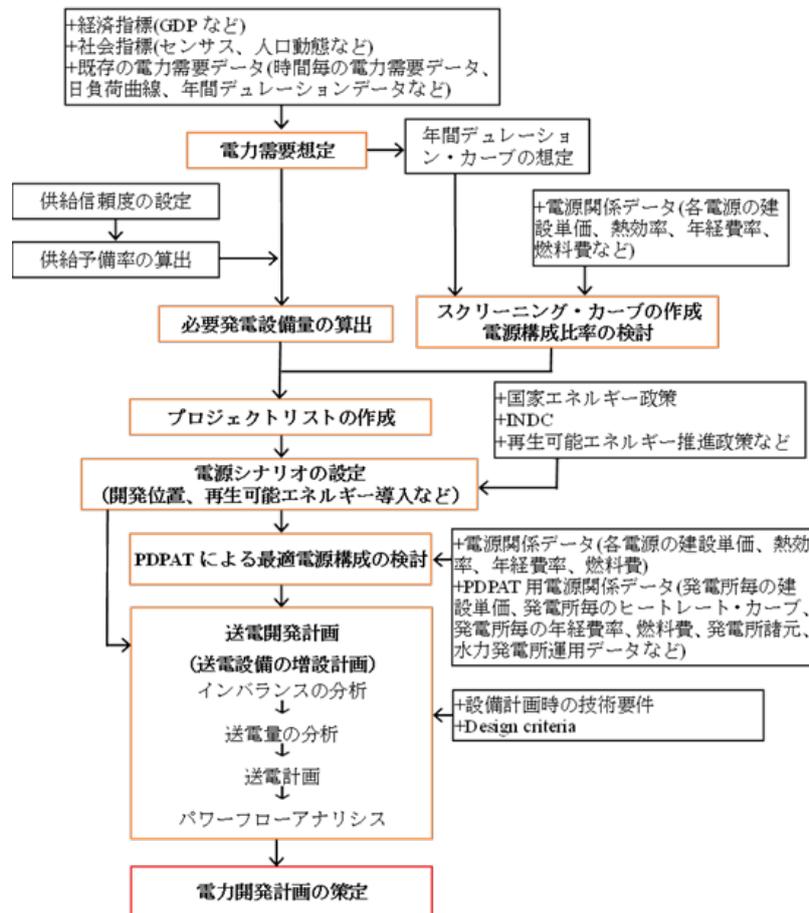
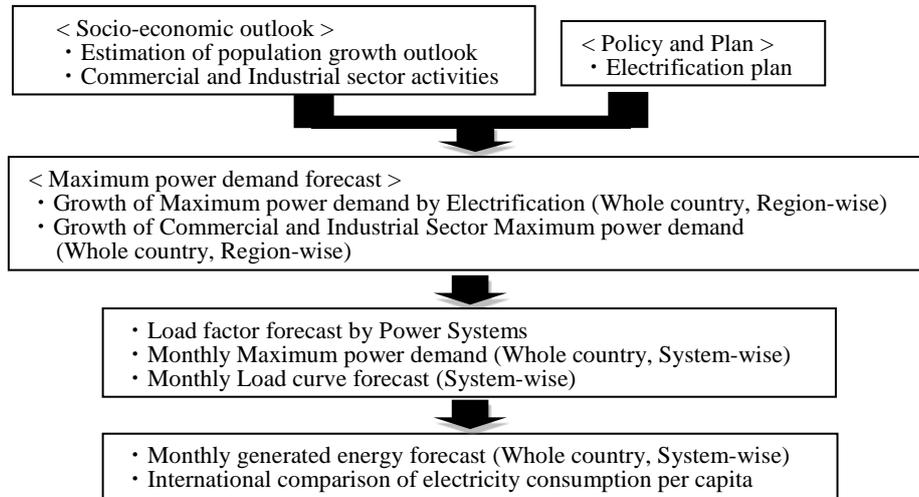


図 電力開発計画策定作業の手順

6. 電力需要予測

6.1 需要予測フロー

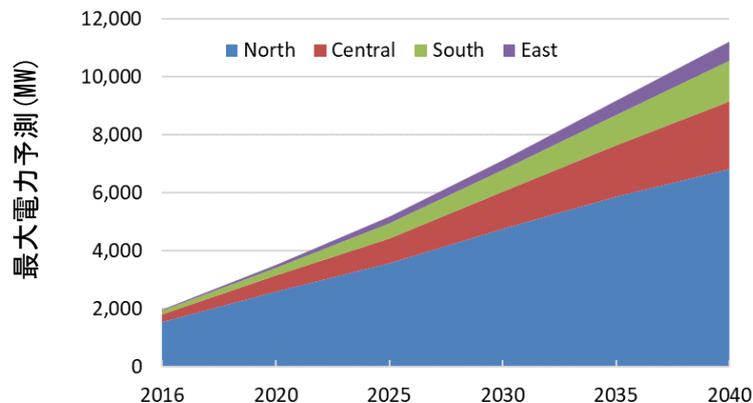


(出典：JICA 調査団作成)

図 アンゴラ国の電力需要予測フロー

6.2 年間最大電力需要予測

民生分野の最大電力需要を電化率、人口、契約世帯当りの構成人数、契約件数当りの最大電力に基づき算定した。これに商業・鉱工業分野の年間最大電力需要予測を加算することにより、2040年までの年間最大電力需要を想定した。その結果を下表ならびに下図に示す。その結果、2040年における最大電力需要予測結果は11,226 MW となった。



(単位：MW)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040
North	1,546	2,584	3,570	4,753	5,864	6,839
Central	266	574	877	1,275	1,765	2,313
South	135	267	499	758	1,060	1,409
East	42	91	249	346	490	665
Total	1,989	3,516	5,195	7,132	9,180	11,226

(出典：JICA 調査団作成)

図 年間最大電力想定

6.3 発電電力量需要予測

発電電力量需要は下記の計算式で求められる。2040年における電力量需要予測結果は、64,979 GWh となった。

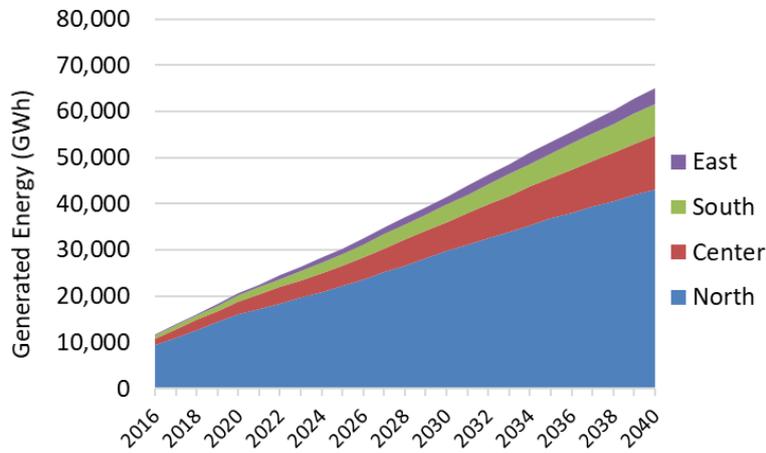
$$\text{発電電力量需要 (kWh)} = \text{年間最大電力 (kW)} \times 8,760 \text{ 時間} \times \text{年負荷率}$$

表 年間発電電力量予測

(単位：GWh)

	North	Center	South	East	Whole
2016	9,522	1,325	673	208	11,728
2020	15,977	2,860	1,329	453	20,619
2025	22,183	4,366	2,485	1,241	30,275
2030	29,685	6,347	3,774	1,723	41,529
2035	36,805	8,790	5,279	2,442	53,316
2040	43,136	11,518	7,015	3,309	64,979

(出典：JICA 調査団作成)



(出典：JICA 調査団作成)

図 発電電力量需要予測結果

7. 電源開発計画の最適化に係る検討

7.1 LOLE24 時間確保に必要な予備率の策定

LOLE の目標値とした 24 時間に相当する予備率を、PDPAT および RETICS により検討した結果を下図に示す。必要供給予備率は 2030 年以降において概ね 11% 程度となる。

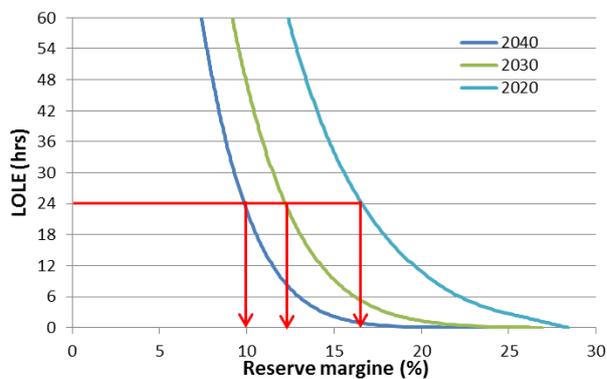


図 LOLE と予備率の関係

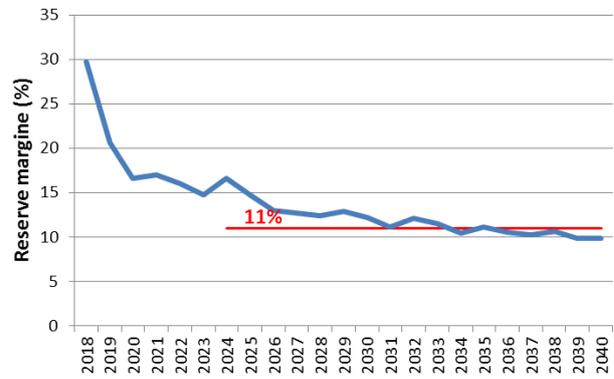


図 LOLE24 時間確保に必要な予備率

7.2 PDPAT によるコストミニマムとなる電源構成比率の選定

2040 年における、コストミニマムとなる電源構成比率を検討した。2040 年において最も経済的な大型水力、コンバインドサイクル（CCGT）、ガスタービン（GT）の構成比率を選定した。

PDPAT による試算は、下記の条件で行った。

- 検討対象年は 2040 年とする。
- 供給予備力は 11% とし、固定費が最も安い GT を当てる。
- 構成比率は、予備力が年間で最小となる月のピーク時の需給バランスにおいて、各電源の供給力が需要に占める比率（供給予備力に対応する供給力を除いた構成比率）とする。

GT の構成比率を変化させた際の年間コストを PDPAT によって試算した結果を下図に示す。年間コストは GT の構成比率が 12% の時に最低となる。

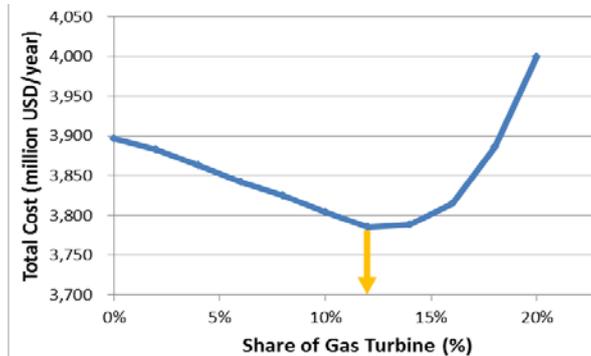


図 ガスタービンの設備構成比率と年間コストの関係(2040 年)

2040 年の年ピーク需要は 12 月に発生するが、渇水期には水力発電所の供給可能な出力が低下するため、11 月の需給バランスが最も厳しくなる。2040 年 11 月断面で GT の構成比率を 12% とした場合の電源供給力構成比率を下図に示す。2040 年にこの電源構成比率に近づくように電源開発計画を策定する。

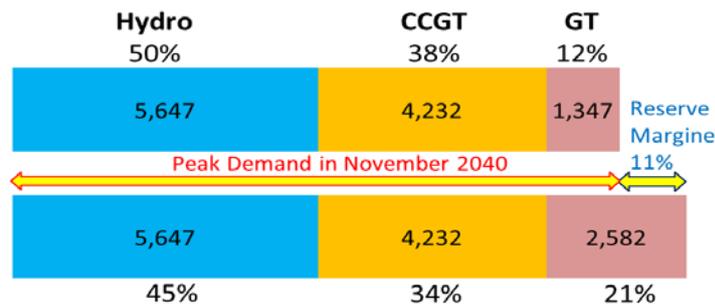


図 2040 年においてコストミニマムとなる電源構成 (11 月供給力ベース)

7.3 電源設備プロジェクトリストの策定

長期電源開発計画の推奨案を下表に示す。

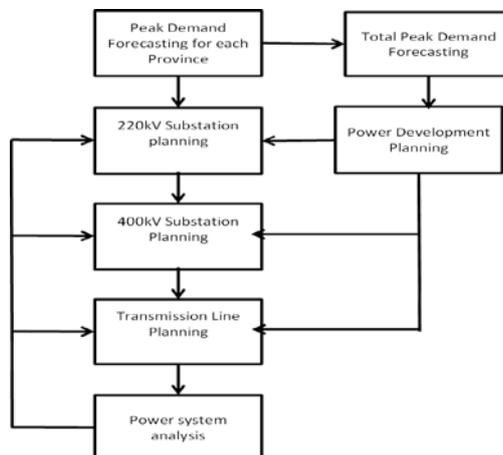
表 長期電源開発計画

年	電源開発計画				
	水力	CCGT	GT	風力	太陽光
2017		Soyo1-1 (250)			
2018	Lauca (2070) Lomaun ext.(65)	Soyo1-2 (500)			
2019					
2020	Luachimo ext.(34)				
2021		Soyo2-1 (375)			
2022		Soyo2-2 (375)	Cacuaco No.1 (125)		
2023					
2024	Caculo Cabaça(2172)		Cacuaco No.2 (125)		
2025			Sambizanga No.1 (125)		
2026	Baynes (300)				
2027		Lobito1-1 (375)	Quileva No.1 (125)		
2028	Quilengue (210)		Quileva No.2 (125)	Benjamin (52)	Benguela (10)
2029		Lobito1-2 (375)		Cacula (88)	Cambongue (10)
2030			Quileva No.3 (125) Soyo-SS No.1 (125)	Chibia (78)	Caraculo (10)
2031		Lobito2-1 (375)		Calenga (84)	Catumbela (10)
2032	Zenzo (950)		Cacuaco No.3 (125) Cacuaco No.4 (125)	Gasto (30)	Lobito (10)
2033			Sambizanga No.2 (125) Quileva No.4 (125) Quileva No.5 (125) Quileva No.6 (125)	Kiwaba Nzoji I (62)	Lubango (10)
2034		Lobito2-2 (375)		Kiwaba Nzoji II (42)	Matala (10)
2035	Genga (900)		Soyo-SS No.2 (125) Cacuaco No.5 (125)	Mussede I (36)	Quipungo (10)
2036		Namibe1-1 (375)		Mussede I (44) Nharea (36)	Techamutete (10)
2037			Cacuaco No.6 (125) Sambizanga No.3 (125) Soyo-SS No.3 (125)	Tombwa (100)	Namacunde (10)
2038	Túmulo Caçador(453)	Namibe1-2 (375)			
2039					
2040	Jamba Ya Oma (79) Jamba Ya Mina (205)	Lobito3-1 (375)			
計	7,438MW	4,125MW	2,250MW	652 MW	100 MW

8. 送電系統開発計画の最適化に係る検討

8.1 送電網開発計画方針

開発計画の策定は下図の手順に従い進める。

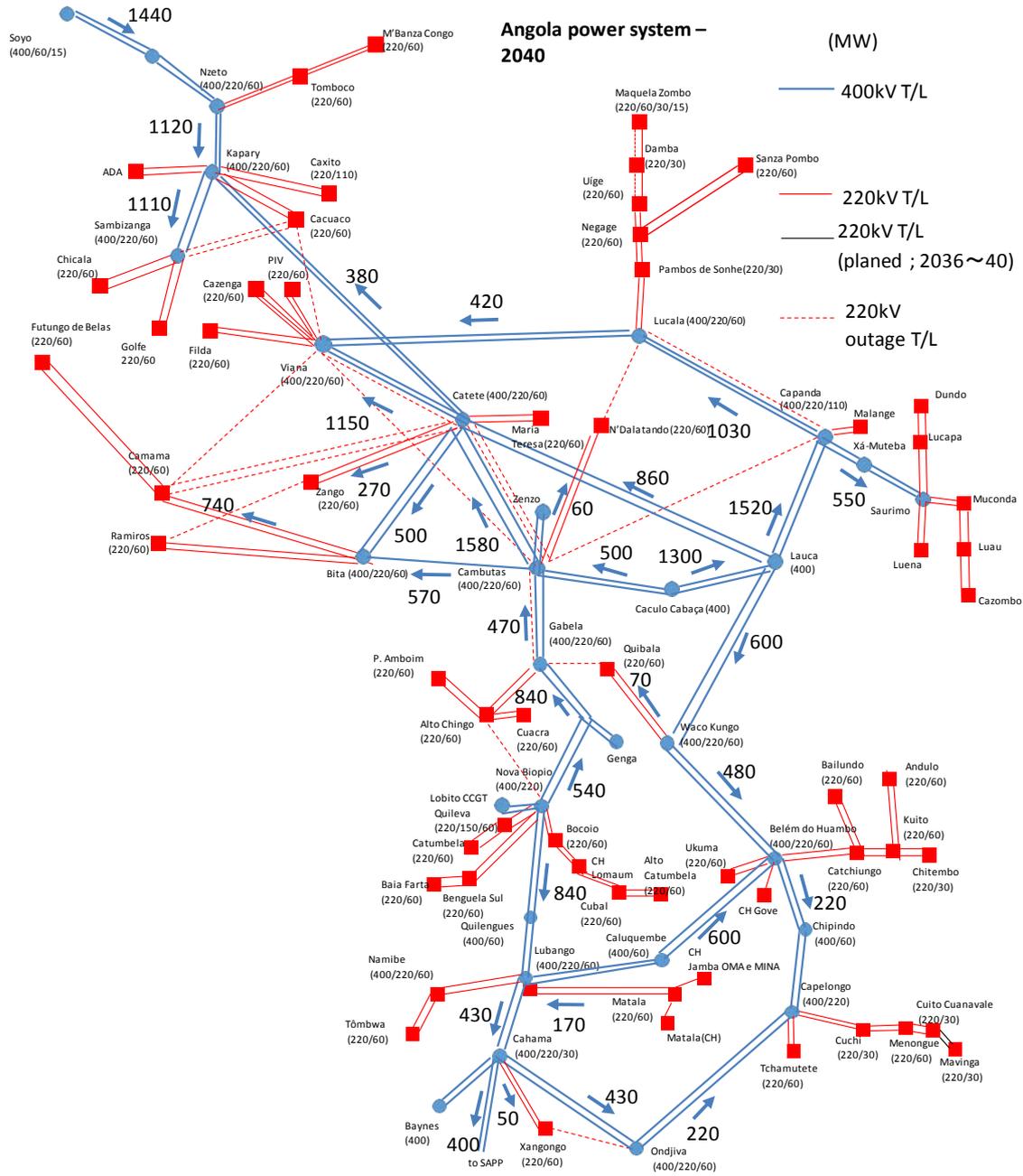


(出典：JICA 調査団作成)

図 送電網開発計画のフローチャート

8.2 2040年の送電計画

PSSEにより、400kV、220kV以上の全ての送電線および400/220kV、220kV/60kV等の一次側電圧が220kV以上の全ての変圧器について、n-1事象において、過負荷等が無いことを確認した。



(出典：JICA 調査団作成)

図 2040年 基幹系統 (400kV、220kV)

8.3 送電設備プロジェクトリストの策定

前節までの結果をまとめて、プロジェクトリストを作成した。400kV の送電計画のリストを次に示す。

表 400kV 変電設備計画プロジェクトリスト

Project#	Year of operation	Area	Voltage (kV)	Substation Name	Capacity (MVA)	Cost (MUSS)	Remarks
1	2020	Cuanza Sul	400	Waco kungo	450	40.5	450 x 1, under construction(China)
2	2020	Huambo	400	Belem do Huambo	900	51.3	450 x 2, under construction(China)
3	2022	Luanda	400	Bitá	900	51.3	450 x 2, under construction(Brazil)
4	2025	Cuanza Sul	400	Waco kungo	450	40.5	upgrade 450 x 1
5	2025	Luanda	400	Bitá	450	40.5	upgrade 450 x 1
6	2025	Zaire	400	N'Zeto	450	40.5	upgrade 450 x 1
7	2025	Luanda	400	Viana	2,790	96.6	upgrade 930 x 3
8	2025	Bengo	400	Kapary	450	40.5	upgrade 450 x 1
9	2025	Huíla	400	Lubango2	900	51.3	450 x 2, Pre-FS implemented*
10	2025	Huíla	400	Capelongo	900	51.3	450 x 2
11	2025	Huíla	400	Calukembe	120	32.6	60 x 2
12	2025	Benguela	400	Nova Biopio	900	51.3	450 x 2
13	2025	Southern	400	Cahama	900	51.3	450 x 2
14	2025	Eastern	400	Saurimo	900	51.3	450 x 2, under Pre-FS
15	2025	Lunda Norte	400	Xa-Muteba	360	38.3	180 x 2, under Pre-FS
16	2025	Huíla	400	Quilengues	120	32.6	60 x 2
17	2025	Cuanza Sul	400	Gabela	900	51.3	450 x 2
18	2025	Luanda	400	Sambizanga	2,790	96.6	930 x 3
19	2025	Malanje	400	Lucala	900	51.3	450 x 2
20	2025	Chipindo	400	Chipindo	360	38.3	180 x 2
21	2030	Luanda	400	Catete	450	40.5	upgrade 450 x 1
22	2030	Bengo	400	Kapary	450	40.5	upgrade 450 x 1
23	2035	Cunene	400	Ondjiva	900	51.3	450 x 2, Pre-FS implemented*
24	2035	Luanda	400	Bitá	450	40.5	upgrade 450 x 1
25	2035	Malanje	400	Lucala	450	40.5	upgrade 450 x 1
Total					19,590	1,171.4	

Pre-FS implemented*:USTDAとDBSAで候補地点選定等を実施

(出典：JICA 調査団作成)

表 400kV 送電設備計画プロジェクトリスト

Project#	Year of operation	Area	Voltage (kV)	Starting point	End point	number of circuit	Power Flow (MVA)	Line Length (km)	Cost (MUSS)	Remarks
1	2020	Central	400	Lauca	Waco kungo	1	307	177	138.1	under construction(China)
2	2020	Central	400	Waco kungo	Belem do Huambo	1	242	174	135.7	under construction(China)
3	2020	Northern	400	Cambutas	Bitá	1	580	172	134.2	under construction(Brazil)
4	2022	Northern	400	Catete	Bitá	2	504	54	52.9	under construction(Brazil)
5	2025	Northern	400	Cambutas	Catete	1	791	123	95.9	Dualization
6	2025	Northern	400	Catete	Viana	1	579	36	28.1	Dualization
7	2025	Northern	400	Lauca	Capanda elev.	1	518	41	32.0	Dualization
8	2025	Northern	400	Kapary	Sambizanga	2	1130	45	44.1	For New Substation
9	2025	Northern	400	Lauca	Catete	2	868	190	186.2	Changing Connection Plan
10	2025	Central	400	Lauca	Waco kungo	1	307	177	138.1	Dualization
11	2025	Central	400	Waco kungo	Belem do Huambo	1	242	174	135.7	Dualization
12	2025	Central	400	Cambutas	Gabela	2	484	131	128.4	Pre-FS implemented*
13	2025	Central	400	Gabela	Benga	2	848	25	24.5	Pre-FS implemented*
14	2025	Central	400	Benga	Nova Biopio	2	550	200	196.0	Pre-FS implemented*
15	2025	Southern	400	Belem do Huambo	Caluquembe	2	606	175	171.5	Pre-FS implemented*
16	2025	Southern	400	Caluquembe	Lubango2	2	666	168	164.6	Pre-FS implemented*
17	2025	Southern	400	Belem do Huambo	Chipindo	2	264	114	111.7	
18	2025	Southern	400	Chipindo	Capelongo	2	190	109	106.8	
19	2025	Southern	400	Nova Biopio	Quilengues	2	840	117	114.7	Pre-FS implemented*
20	2025	Southern	400	Quilengues	Lubango2	2	772	143	140.1	Pre-FS implemented*
21	2025	Southern	400	Lubango2	Cahama	2	450	190	186.2	Pre-FS implemented*
22	2025	Eastern	400	Capanda elev	Xa-Muteba	2	590	266	260.7	
23	2025	Eastern	400	Xa-Muteba	Saurimo	2	510	335	328.3	under Pre-FS
24	2027	Southern	400	Capelongo	Ondjiva	2	292	312	305.8	
25	2027	Southern	400	Cahama	Ondjiva	2	442	175	171.5	
26	2027	Southern	400	Cahama	Ruacana	2	409	125	122.5	International Interconnection
Total								3,948	3,654.2	

Pre-FS implemented*:USTDAとDBSAで候補ルート選定等を実施

(出典：JICA 調査団作成)

表 送電・変電設備の kWh あたり費用増加額

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
incremental cost \$/kWh	0.002	0.003	0.003	0.006	0.006	0.013	0.016	0.015	0.019	0.016	0.022	0.021	0.020	0.019
type														
incremental cost \$/kWh	0.018	0.018	0.017	0.016	0.015	0.014	0.014	0.013	0.013	0.012	total =			

これをふまえ、現行の PRODEL と RNT の kWh あたりの収入単価が、新しい投資から発生する kWh あたりの費用を含めてカバーできるか調べた。については 2016 年の財務諸表をもとに PRODEL・RNT の kWh あたりの収入単価と費用単価を計算し、一方で長期投資にもとづく発電と送電の kWh 単価を計算したところ、kWh あたりの費用単価は、現行の PRODEL の収入単価の 1.92 倍、RNT の 1.51 倍になり、現行の収入単価の水準を超えている。費用をカバーするためには、料金を値上げしなければならない。

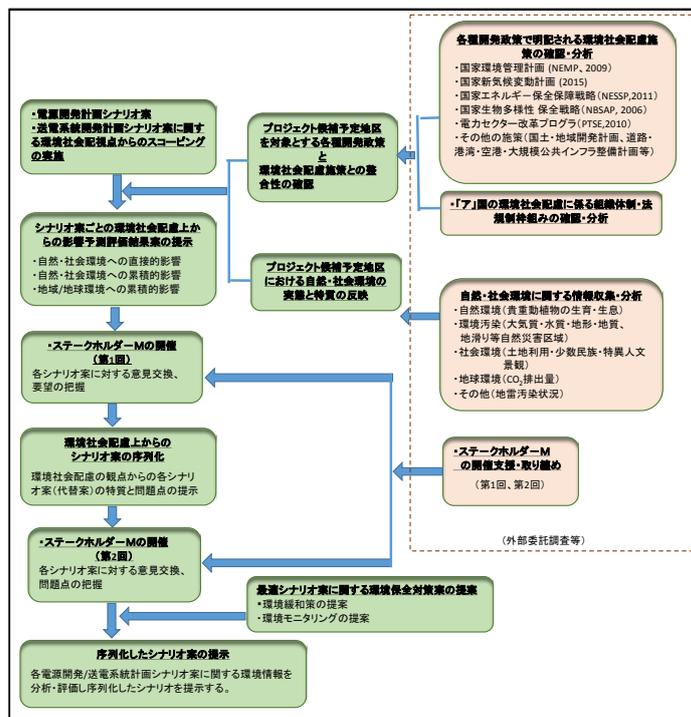
表 長期投資に伴う kWh あたり費用の増加

	PRODEL	RNT
1. 2016 年 収入単価@/kWh	@0.09 \$ /kWh (=@20.17 AOA/kWh)	@0.043 \$ /kWh (=@9.34 AOA/kWh)
2. 2016 年費用単価@/kWh	@0.09\$ /kWh (=@19.74 AOA)	@0.039 \$ /kWh (=@8.45 AOA/kWh)
3. 長期投資による費用単価の増分	@0.085\$/ kWh (=@18.3 AOA/kWh)	@0.02\$/ kWh (=@4.3 AOA/kWh)
4. 費用単価計 (2 + 3)	@0.175 \$/kWh (=@38.04AOA/kWh)	@ 0.059 \$/kWh (=@12.75 AOA/kWh)
5. 料金値上げ額 (長期投資後の費用単価計/2016 年費用単価)	17.9 AOA (1.92 倍)	3.41 AOA (1.51 倍)

※2018 年 3 月 12 日のアンゴラ中央銀行の公示レートをもとに、\$1=215.064 AOA (T.T.M)で換算

10. 環境社会配慮

10.1 本マスタープランで実施する戦略的環境アセスメント (SEA) の概要



(出典：JICA 調査団作成)

図 SEA アプローチ

10.2 影響評価

SEAに基づき電源種別毎に環境社会配慮項目を評価し、指数（環境指数）で表した結果は、下表の通りである。

電源種別毎に、自然・社会環境に及ぼす影響は、相違がみられ、環境影響比率が低い、すなわち、周辺環境への負の影響が低い電源種別は、①バイオマス ②水力 ③太陽光 ④風力 ⑤火力（LNG/重油）の順である。

風力及び太陽光発電の総環境指数が高い理由は、アフリカ大陸の広大な平原（主にサバンナ、灌木植生）に巨大或いは広範囲に人工構造物が出現することによる、郷土景観に与える負のインパクト値が大きかったことによる。

表 電源種別ごとの環境社会配慮への環境負荷度

	発電形態	水力					火力					風力										太陽光										バイオ
	名称 MW	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22									
地形、地質		-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0									
土壌		-1.0	0.0	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0									
水質		-1.0	-1.0	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	-1.0	-1.0									
大気質		0.0	0.0	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0									
騒音、振動		0.0	0.0	-1.0	-1.0	-1.0	0.0	0.0	-2.0	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0									
廃棄物		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0									
地盤沈下		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0									
陸域植物		-2.0	-1.0	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	-1.0	-1.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0									
陸域動物、魚類、サンゴ		-1.0	0.0	-2.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-1.0	-1.0	-2.0	-1.0	0.0	-1.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0									
保護区域 (自然環境)		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0									
(平均)		-0.60	-0.20	-1.10	-0.40	-0.40	-0.30	-0.30	-0.50	-0.40	-0.70	0.50	-0.60	-0.70	-0.60	-0.30	-0.40	-0.40	-0.30	-0.30	-0.30	-0.30	-0.50									
住民移転		-1.0	-1.0	-1.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	-2.0	-2.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0									
少数民族、先住民		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0									
土地利用		0.0	0.0	0.0	-1.0	-1.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0									
水利用		-1.0	-1.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0									
景観		0.0	0.0	0.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0									
歴史的景観 (社会環境)		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0									
平均		-0.33	-0.33	-0.33	-0.66	-0.83	-0.66	-0.50	-0.83	-0.83	-0.66	-0.50	-0.66	-0.50	-0.50	-0.50	-0.50	-0.50	-0.50	-0.66	-0.50	-0.50	-0.15									
温室効果ガス (地球環境)		0.0	0.0	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0									
平均		0.00	0.00	-2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00									
総合環境指数		-0.31	-0.17	-1.14	-0.35	-0.41	-0.32	-0.26	-0.44	-0.44	-0.35	-0.40	-0.38	-0.36	-0.40	-0.36	-0.26	-0.30	-0.30	-0.32	-0.26	-0.26	-0.21									
総合環境指数(平均)		-0.24	-1.14						-0.31											-0.32			-0.21									
総合環境指数指数* (MW当たり)		-0.32	-4.16	-5.37	-6.73	-4.65	-3.80	-8.66	-7.09	-12.22	-9.72	-4.00	-38.00	-36.00	-40.00	-36.00	-26.00	-30.00	-30.00	-32.00	-26.00	-26.00	-70.00									
総合環境指数 (電源種別/MW)		-2.24	-5.37						-7.11											-32.00			-70.00									

*: 比較のため便宜的に1,000倍とした。



図 電源種別の環境指数分析図（総合）

11. マスタープランのドラフト策定

下図に電源開発の地点の年毎の開発スケジュールと主要な系統計画の年ごとの展開をまとめた。

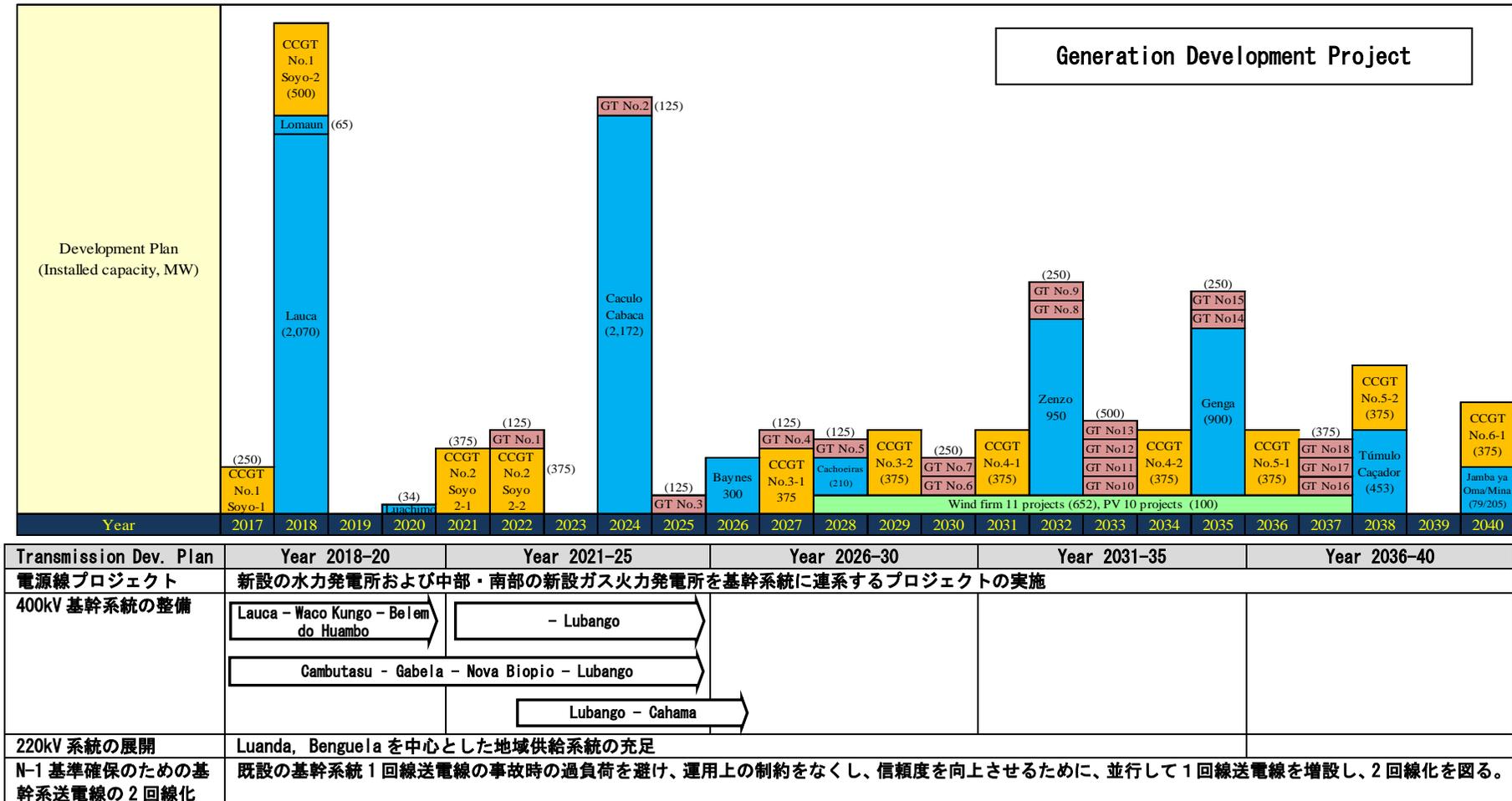


図 電源開発計画と送電開発計画のまとめ

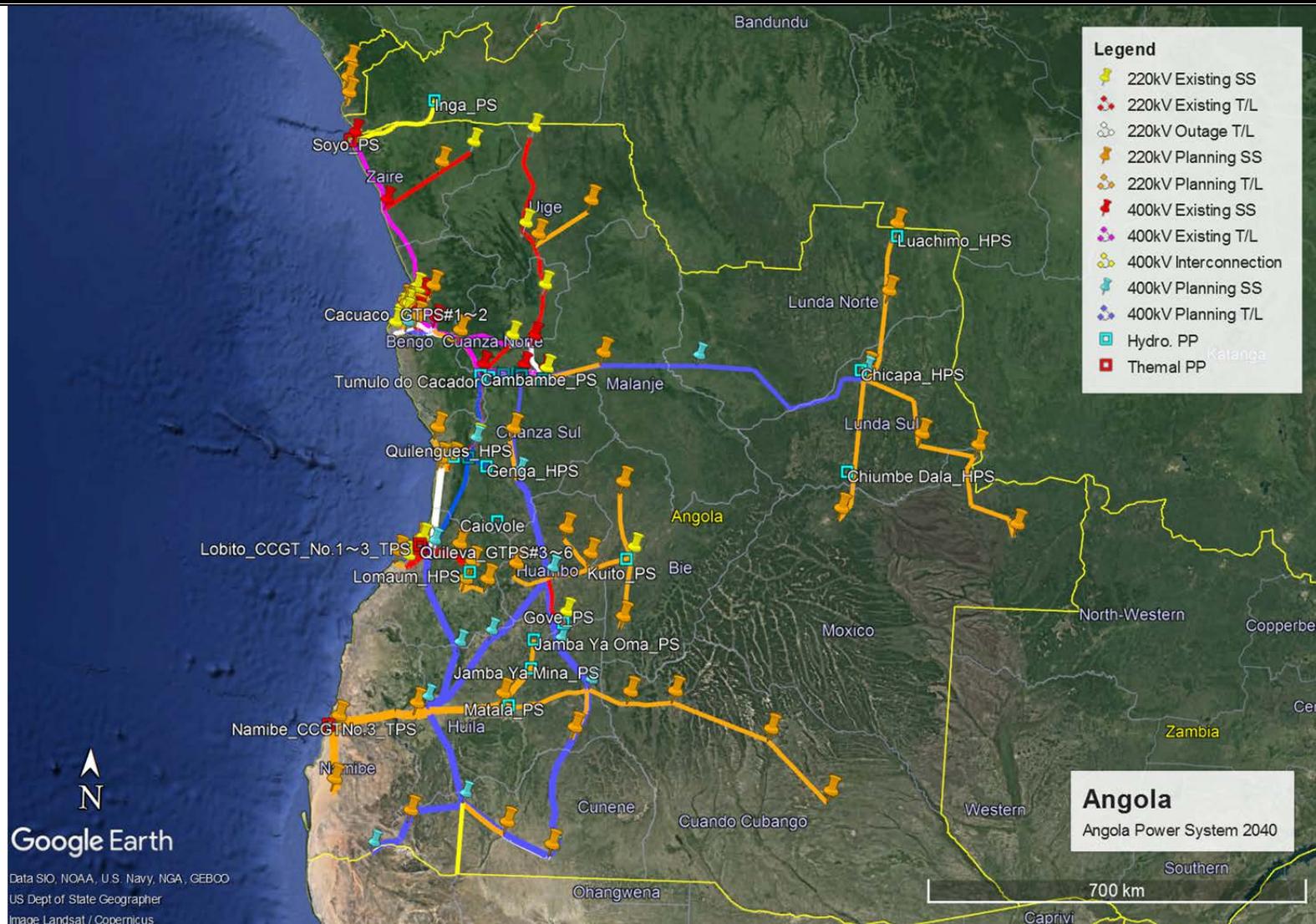


図 2040年のプロジェクト・マップ

12. 電力セクター開発計画に係る MINEA、RNT、PRODEL、ENDE、IRSEA のアクションプランへの助言

開発計画に係るアクションプランとしては次の様なものが想定される。

表 電力セクター開発計画に係るアクションプラン

目的	項目	アクションプラン内容
電力マスタープランのメンテナンスに係わるアクションプラン	体制の構築	➢ Institute of Power Development Planing (IPDP) (仮称) の設立
	マスタープラン改定の継続	電力需要想定見直しの継続 ➢ 経済指標他の必要データの収集 ➢ 需要データの収集、集積方法の改善 ➢ 需要家等へのヒアリング
		電源開発計画見直しの継続 ➢ エネルギー調達計画の見直し ➢ 水力・火力の最新技術情報の収集継続 ➢ 包蔵水力調査の継続 ➢ 最適電源計画の検討継続
		送電開発計画見直しの継続 ➢ 電力供給・電力需要インバランスの分析継続 ➢ 送電仕様の見直し ➢ 潮流計算の見直し
開発プロジェクトの実行に係わるアクションプラン	会社運営・プロジェクト管理	➢ マスタープランの中期計画への落とし込み
	資金調達の管理・改革	➢ 料金体系の改善検討 ➢ 借金の活用法の検討 ➢ 民間資金の活用法の検討
その他	給電指令組織の改革	➢ SCADA の導入検討 ➢ 給電指令体制の整備

表 電力セクター開発計画に係るアクションプラン工程表

		2018-'20	2021-'25	2026-'30	2031-'35	2036-'40
計画検討部門の編成	MINEA RNT PRODEL ENDE	IPDP の設立				
電力 MP 改定	MINEA/IPDP		▼	▼	▼	▼
➢ 需要想定制度向上のための活動 ◇ 情報の整理・蓄積 ◇ 需要家ヒアリングの実施	RNT ENDE	SCADA 設計・	データの効率的蓄積・分析			
➢ 包蔵水力調査			需要家ヒアリング体制の充実; ヒアリングの継続			
中期計画の策定	RNT PRODEL ENDE		5年計画を毎年見直し			
小売り料金の制度設計	IRSEA	料金制度設計	遅くとも小売り自由化開始まで			
IPP 参入の制度設計 コンセッション制度, PPA 制度などの整備	IRSEA	IPP 制度設計	遅くとも IPP 参入開始まで			
給電指令所の改革 給電指令組織の改編	RNT PRODEL	給電指令組織の改編				
SCADA 等の導入		SCADA 設計・導入				

第 1 章 業務の概要

1.1 調査の背景

アンゴラ共和国(以下アンゴラ国)は2002年の内戦終結後、順調な経済成長を遂げており、2002年から2013年までの経済成長率は年平均10.7%に及ぶ。アンゴラ国政府は、長期的な開発政策「ビジョン(Vision 2025)」及び2013～2017年の開発計画「国家開発計画(National Development Plan、以下NDP 2013-2017)」を策定し、石油への過度な依存からの脱却、及び産業の多様化を通じた持続的な経済成長を目指している。

同国の電力セクターは、NDP2013-2017で示された7つの重要セクターに含まれており、現在、内戦中に破壊されたインフラ設備の復旧が急速に進められている。しかしながら、約40AOA/kWhの供給コストに対して約5AOA/kWhと低価格に設定されている電力料金、電力の約60%を水力発電が占めていることに起因する季節変動(渇水)への脆弱性、全国平均約30%の電化率の低さ、約55%(テクニカルロス約15%、ノンテクニカルロス約40%)にのぼる送配電ロス、また、ノンテクニカルロスの高さが物語るようにメータリングが進んでいない事による低い料金徴収率等の問題が指摘されている。

電力セクターの政策立案を担う水・エネルギー省(Ministry of Energy and Water Affairs、以下MINEA)は、「国家電力安全保障戦略政策(National Power Security Strategy and Policy、以下NESSP 2011)」を策定し、優先的に取り組むべきアクションとして、電力セクターの構造改革、PPP導入、電源開発(ガス・コンバインドサイクル発電、水力)や送配電網整備の実施促進、再生可能エネルギーに関する政策・枠組みの策定等をあげている。更にこれらの改革を実現するため、2010年から2025年までに4つのフェーズに分けて段階的に達成すべき目標と取り組むべき実施アクションを整理した「電力セクター改革プログラム(Electricity Sector Transformation Program、以下PTSE)」を策定し、2025年までの目標値として、電力アクセス率を30%から60%、発電設備容量を2,120MWから8,742MWにする目標を掲げている。

電力セクター改革プログラムの推進に向けて、MINEAは、関連電力公社である送電公社(National Electricity Transportation Company、以下RNT)、発電公社(Public Electricity Production Company、以下PRODEL)、配電公社(National Electricity Distribution Company、以下ENDE)が策定する部門毎の計画を電力計画として取りまとめる役割を担う。しかしながら、確度の高い需要想定や長期的な生産設備等の諸条件を考慮した長期限界費用(LRMC: Long Run Marginal Cost)を踏まえた包括的な開発計画を策定した実績がない。アンゴラ国内における電力の安定供給のためには、統計的なデータ及び科学的な分析に基づく電力マスタープランに沿った電源・系統開発を行う必要があり、その策定が喫緊の課題となっている。

このような状況下、電力セクターにおける日本の経験、知識、技術への期待により、2040年までの長期の電力マスタープラン策定への協力要請がされた。

1.2 業務の目的

1.2.1 目的

本事業は、アンゴラ国の 2040 年を目標年次とする全国電力マスタープランを作成することであり、もって同国の電力安定供給に資する電力開発の円滑な実施に寄与することを目的とする。

具体的には次のアウトカムを得ることを目指す。

- 全国の電源・送電網を対象とした包括的な電力マスタープラン(2018年-2040年)の策定
- 関連機関(MINEA、RNT、PRODEL、ENDE)に同マスタープランの十分な理解を促し、それを通じた電力マスタープラン策定・改定に関する関連機関職員の能力向上

1.2.2 関係官庁

主管官庁：水・エネルギー省(MINEA)

部局：電力総局(National Directorate of Electricity Energy、以下 DNEE)

実施機関：送電公社(RNT)、発電公社(PRODEL)、配電公社(ENDE)、エネルギー・水サービス規制院(Instiuto Regulador dos Servicos de Electricidade e Agua、以下 IRSEA)

1.3 業務の内容

(1) 事前準備（国内作業）及びインセプションレポートの説明・協議

- 関連資料・情報の収集・分析等
- インセプションレポートの作成
- インセプションレポートの説明・協議・先方実施機関及び政府との責任の分担関係について確認を行う。

(2) 電力セクターをめぐる現状のレビュー及び分析

- 電力セクターをめぐる現状のレビュー（政策、法制度、規制枠組み、組織体制、開発計画など）
- 電力セクター開発状況のレビュー
- 電力需給状況のレビュー
- 他ドナーや民間セクターの活動状況のレビュー
- 電力セクターに関連した、アンゴラの気候変動対策に関する方針（INDC 等）のレビュー

(3) 電力需要予測

- 感度分析を含めた 2040 年までの将来需要予測をまとめる。
 - ✓ アンゴラ全国を対象とする（データが入手可能であれば地域レベルまで落とし込む）
 - ✓ 主要な開発案件/計画についてのセクター別の需要予測や影響を考慮する
 - ✓ 負荷曲線を考慮する

(4) 電源開発のための一次エネルギー分析

- 電源開発のための一次エネルギー（水力、石油、天然ガス、再生可能エネルギーなど）のポテンシャルに係る把握・分析
- 電源開発の実現を促進するために整備すべき情報項目の整理

(5) 電源開発計画の最適化に係る検討

- 既設電源設備の情報収集及び分析
- 既存電源開発計画の情報収集及び分析

- 2040年までの長期最適電源開発計画を取りまとめる。
 - ✓ 電源開発計画の策定において技術やコストの分析を重視する
 - ✓ 複数のシナリオを想定する（ベースケース、ハイケースなど）
 - ✓ 感度分析を実施する
 - ✓ 各シナリオでの温室効果ガス排出量を算定する
- (6) 送電系統開発計画の最適化に係る検討
 - 既設送電系統設備の情報収集及び分析
 - MINEA 最新開発計画の情報収集及び分析。
 - ✓ 既存の開発戦略及び計画を分析する
 - ✓ 既存設備における最新のコストと技術データを分析する
 - ✓ 近隣国(コンゴ民主共和国、ナミビア、ザンビア)との国際連系線を踏まえた分析をする
 - 潮流解析を行う
 - 電力システム分析に最適なソフトウェアを検討する
 - 送電損失削減方策の検討
 - 2040年までの送電系統開発計画を取りまとめる
- (7) 民間投資環境レビュー
 - 電力セクターにおける民間投資環境をレビューする（政策、戦略、法制度、規制枠組み、手順など）
 - 民間投資環境の現状分析及び整理からボトルネックを特定する
- (8) 長期投資計画
 - 提案される開発計画の実施に係る経済・財務分析を行う
 - 2025年までの既存投資計画をレビューし更新する
 - 電源開発計画と送電開発計画を踏まえた2040年までの長期投資計画を取りまとめる
- (9) 経済・財務分析
 - RNT、PRODEL、ENDE の財務状況レビュー。
 - ✓ 現在の価格水準
 - ✓ コスト構造
 - ✓ 借入能力
 - ✓ 財政、料金体系等に関する政府の関与、規制等
 - 財務的課題抽出
 - RNT、PRODEL、ENDE の財務持続可能性に係る分析
 - 最適財務戦略の提言
- (10) 環境社会配慮
 - アンゴラでの環境社会配慮に係る法制度及び規制枠組みを分析する
 - 戦略的環境アセスメントの考え方に基づいた環境社会影響を含めた代替案の比較検討を実施・提言する
- (11) マスタープランのドラフト策定
 - これまでの分析を踏まえ2040年までの包括的なマスタープランのドラフト版を策定する
 - 電力セクター開発計画に係る MINEA、RNT、PRODEL、ENDE、IRSEA のアクションプランに助言する

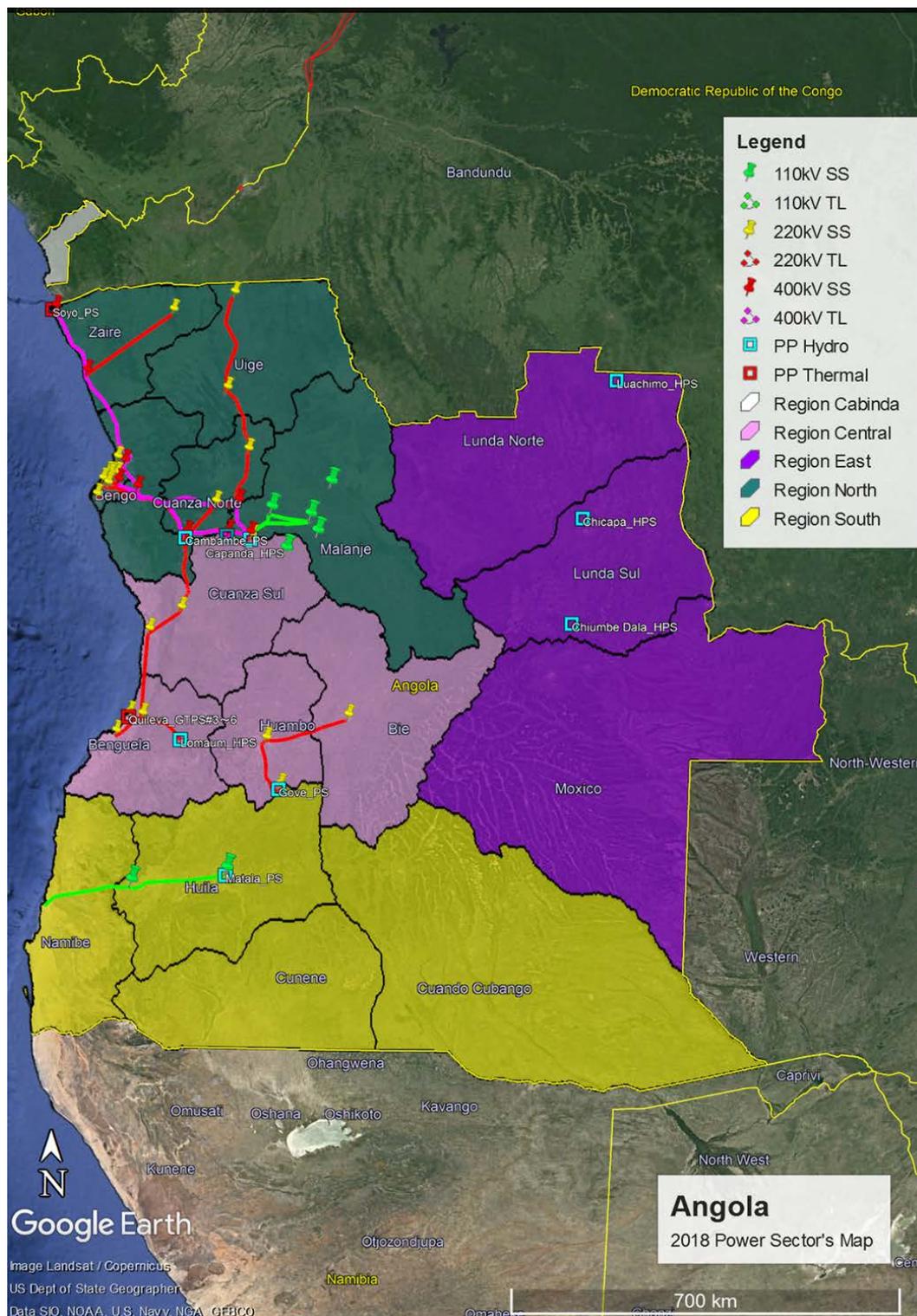
(12) 技術移転・能力開発

- マスタープラン策定に至る諸業務の中で MINEA、RNT、PRODEL、ENDE、IRSEA に対し技術移転を行う
- 技術移転のためのワークショップを実施する。
- 関連する本邦招聘を実施する

第2章 アンゴラの電力セクター他の現状

2.1 アンゴラ位置図

アンゴラの位置図を下に示す。国土の紹介は次項で述べる。電力系統は大まかに北部、中部、南部、東部系統に分かれている。



2.2 国勢

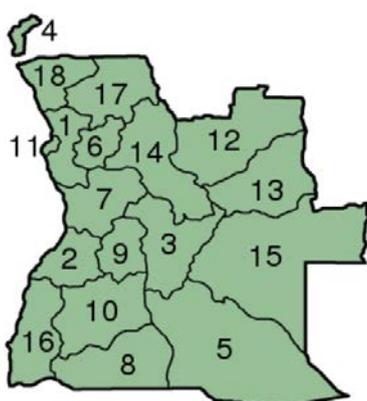
2.2.1 社会情勢

アンゴラ国はアフリカ大陸の南西部に位置しており、国土面積は 1,246,700 km² で日本の約 3.3 倍、人口は約 25,900 千人(2014 年)の国である。西は大西洋に面しており、1,600 km 以上の海岸線を有している。北はコンゴ民主共和国、東はザンビア、南はナミビアと隣接している。

アンゴラは南半球の熱帯地域に位置しているが、必ずしもその気候は熱帯的な特徴を呈していない。それはアンゴラが有している 3 つの特徴的な要素によるものと考えられる。1 つめは山間地が多く、標高が高いこと。2 つめは寒流である Benguela 海流が南部海岸を流れていること。3 つめとしては、Namibe 砂漠が南東部に南東部に存在することがあげられる。

このため、アンゴラの気候としては乾期と猛暑期の変化を有するのが特徴となっている。5 月から 8 月にかけては沿岸の降水量が少なく、10 月から 4 月にかけては内陸部で大量の降雨が発生する気候となっている。

アンゴラは 18 州から構成されている。人口は先述の通り 25,900 千人である。Luanda 州が最も多くの人口を有しており、全体の 27%が居住している。それに続いて Huila 州が 10%、Benguela 州と Huambo 州が 8%、Cuanza Sul 州が 7%、Bicapandaé と Uige 州が 6%となっている。これらの州に 72%の人口が集中している。



Provinces of Angola	
1.Bengo	10.Huíla
2.Benguela	11.Luanda
3.Bié	12.Lunda-Norte
4.Cabinda	13.Lunda-Sul
5.Cuando Cubango	14.Malange
6.Kwanza-Norte	15.Moxico
7.Kwanza-Sul	16.Namibe
8.Cunene	17.Uige
9.Huambo	18.Zaire

2.2.2 経済情勢

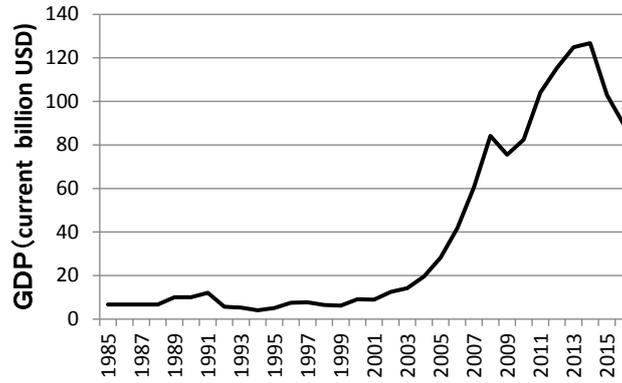
アンゴラの GDP の推移を図 2-1 に、GDP の成長率の推移を図 2-2 にそれぞれ示す。

アンゴラは 1975 年独立以来の長期にわたる内戦により経済は極度に疲弊したが、石油、ダイヤモンド等の鉱物資源に恵まれていることから、2002 年の内戦終結後は、これらの輸出による資源産業の発展を中心に 2004 年から 2008 年の間、高い経済成長を遂げ、2015 年現在の GDP は 103Billion USD に達している。

しかしながら、近年油価の下落によりアンゴラ国経済は深刻な打撃を受けており、経済の成長は停滞しており、2016 年の GDP 成長率は、ほぼゼロになるまで落ち込んでいる。

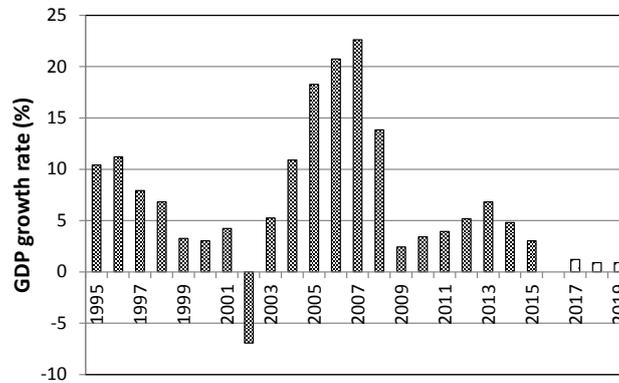
図 2-3 にセクター別の GDP を示すが、経済はほぼ資源産業で成り立っており、このことが、国際的な資源価格の影響を受けやすい経済構造になっている要因である。アンゴラ国は鉱物資源以外にも、農業、漁業の潜在能力が高いことから、アンゴラ政府は経済低迷を打破するべく、国家開発計画を策定し、他産業の振興、産業の多角化に取り組んでいるところである。計画の中では、電力事業の振興も含まれており、現在、電力セクター改革、発電、配電の自由化への取り組

みが進行しているところである。



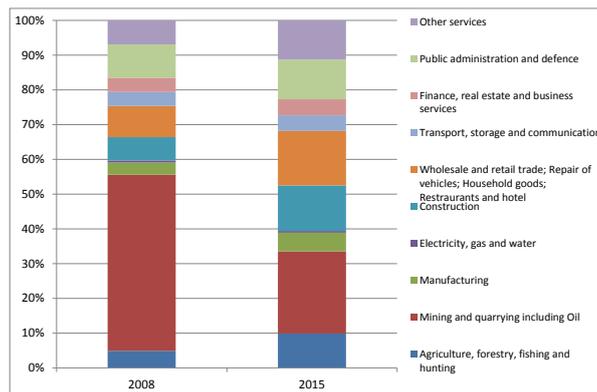
(出典：World Bank)

図 2-1 Angola の GDP の推移



(出典：World Bank)

図 2-2 Angola の GDP growth rate の推移



(出典：African Economic Outlook 2017; AfDB, OECD, UNDP)

図 2-3 Angola の Sector 別の GDP の推移

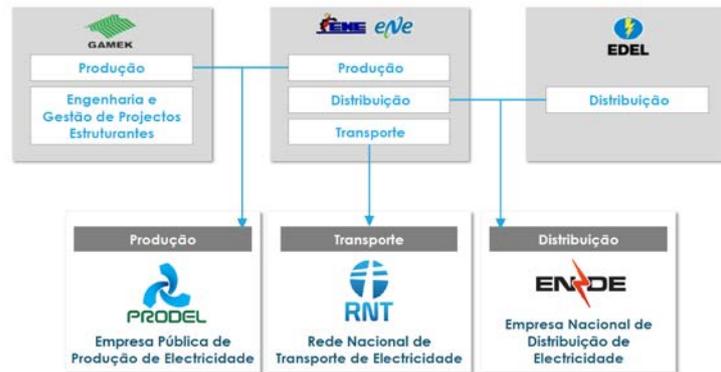
2.3 電力セクターをめぐる現状のレビュー

各公社の現況に関しては各章で詳述するが、この章では公社も含めた電力セクター全体の概況を記載する。

2.3.1 電力セクター改革

アンゴラ電力セクターは Electricity Sector Transformation Program (PTSE) に基づき組織改革がなされている。

嘗て、アンゴラ国は政府所有の GAMEK、ENE、EDEL 等の国営電力会社が重複して発電・送電・配電を担当していた。しかし、PTSE のもと、MINEA はそれらの国営電力会社を、発電、送電、配電の水平統合公社に改めるべく、それぞれを担当する三つの新公社、即ち発電公社の PRODEL、送電公社の RNT、配電公社の ENDE に改組した。



(出典: The Transformation Program for the Electricity Sector-PTSE)

図 2-4 Restructuring of the Electric Sector

PTSE は JICA 並びにアフリカ開発銀行（以下、アフリカ開）のサポートにより実施された Power Sector Reform Support Program (PSRSP) の中の一つの構成要素である。PTSE は最適な電力市場のモデルを検討し、その実現に向けた電力セクターの改革ロードマップを制定したものである。その中で、電力市場としてシングルバイヤーに改変すること、電力会社を水平分割、即ち発電部門、送電部門、配電部門に分割すること、市場参加者間の商業契約の確立、PPP の促進等を狙った法律・規定の改定を提言している。

更に、PTSE では、それぞれの達成時期に関して以下の 4 つのフェーズを設定している。4 つのフェーズとは即ち次のものである。

- (i) 準備期間(2010-2013)：新たな市場構造設計の期間
- (ii) フェーズ I(2014-2021)：電力セクターの改造、電力分社の水平分離後の組織業務運営の安定化期間
- (iii) フェーズ II(2018-2021)：主に再生可能エネルギー分野において、固定買取価格制度を採用して IPP の参加を促し、この分野での効率化を図る期間
- (iv) フェーズ III(2021-2025)：PPP や IPP 導入、また配電部門において、一部に参入免許を付与することにより、部分的な電力市場の自由化を実施する期間

なお、送電部門は自然独占となることから、今後も公共部門にとどまることとしている。また、地方における電力アクセスの向上として、配電部門を地域的に 5 分割し、18 の事業者を担当させることも構想している。

2.3.2 変更後の電力セクター組織

(1) MINEA

アンゴラの電力事業の行政機関は MINEA である。MINEA の組織図を図 2-5 に示す。基本的には 4 つの部門、即ち National Direction of Water (DNA)、DNEE (National Direction of Electric Energy (DNEE)、National Direction of Renewable Energies (DNER)、National Direction of Rural and Local Electrification(DNERL)から構成される。また、MINEA へのヒアリングによると Gabinete de Abinete de Aproveitamento do Médio Kwanza (GAMEK)、GABHIC - Gabinete Para a Administração da Bacia Hidroeléctrica do Cunene (GABHIC)、Instituto Regulador dos Serviços de e de Água (IRSEA) も MINEA の構成員と言うことである。

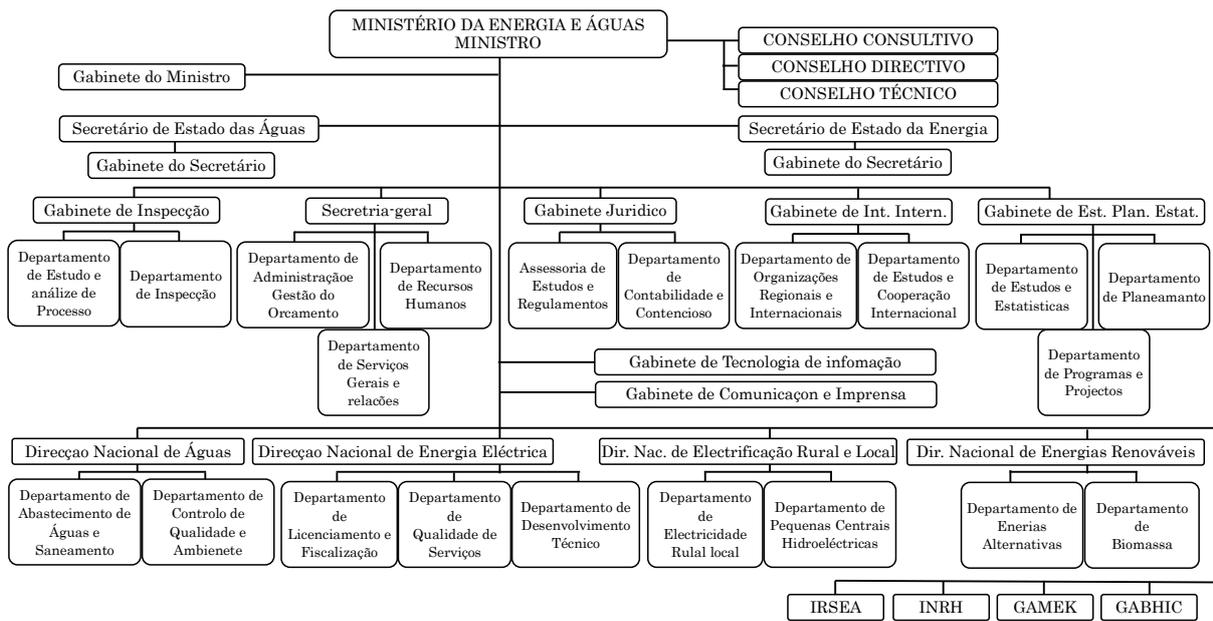
MINEA は、行政機関としてエネルギー、水、衛生の分野における政策を提案、策定、管理、実施、管理をしている。特に、国内の水資源、エネルギー資源を合理的に利用して、水供給、電力供給において持続可能な開発を確実にする戦略を確立するとともに、電化に関する国家政策を計画して推進することを目指している。その他、その分野における研究活動を推進し、セクターの活動を促進するために必要な法律を制定することも重要な役割である。

MINEA の組織の中で重要な位置を占めるのが DNEE である。この部門は電力政策を統括している。DNEE は、毎年、ENDE、RNT、PRODEL の計画部門から提出される電力開発計画をまとめ、検討を行い、それに基づき予算案を作成している企画部門である。

GAMEK は MINEA の一部門とされており、電源及び送電を含む大型案件の計画から運転開始までを担当している。運転開始後は資産のうち発電設備は PRODEL へ、送電設備は RNT に移管されており、その後の設備はそれぞれの公社が運営をしている。

DNEE の説明によると、開発計画の主体はあくまで各公社であるが、大型案件となると検討主体は GAMEK に移るようであり、大型案件の線引きが明確でないため、外部から見ると電力開発計画の主体がどこにあるのか不明瞭になっているといわざるを得ない。

また、GAMEK とは別に、南部の Cunene 川の開発を担当している GABHIC も MINEA の一組織として存在する。



(出典：JICA 調査団作成)

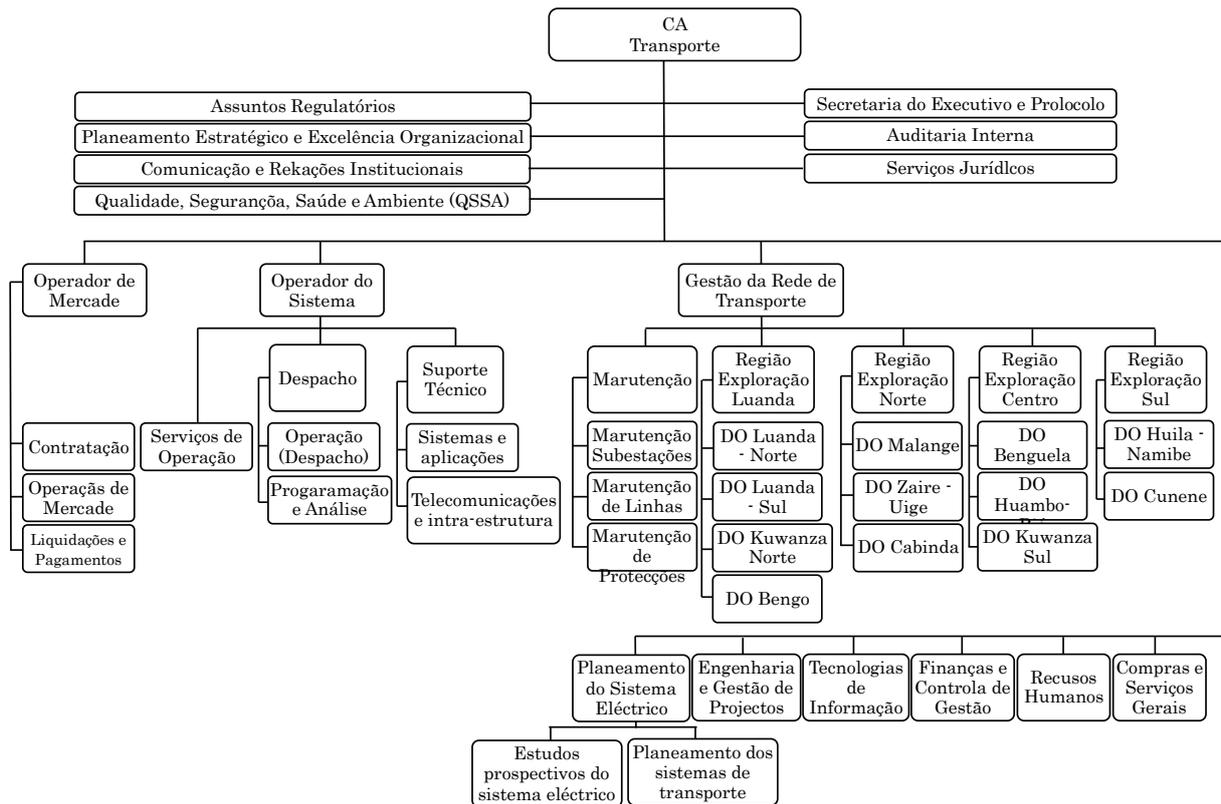
図 2-5 MINEA's Organization Chart

(2) IRSEA

IRSEA は 2002 年 4 月 12 日の大統領令 4 号に基づき設立された。IRSEA は料金制度規制、ネットワーク&連系線・アクセス規制、サービス品質規制、商関係規制、給電指令規制などの規制を整備して電力セクターの基本ルールを確立する責任を負っている。IRSEA の主な使命としては、安定供給の確保、消費者保護、各公社の経済・財務バランスの確保、競争の促進、公平な商業環境の確保にある。すべての電力公社は IRSEA の規制の対象となり、IRSEA はエネルギー産業に関するすべての事項について MINEA にアドバイスする役割を持っている。

(3) RNT

RNT は前身の ENE の高圧送電設備をまとめて引き継いでおり、全ての送配電設備の計画、管理に責任を負っている新しい公社である。2017 年 7 月現在の RNT の組織図を図 2-6 に示す。



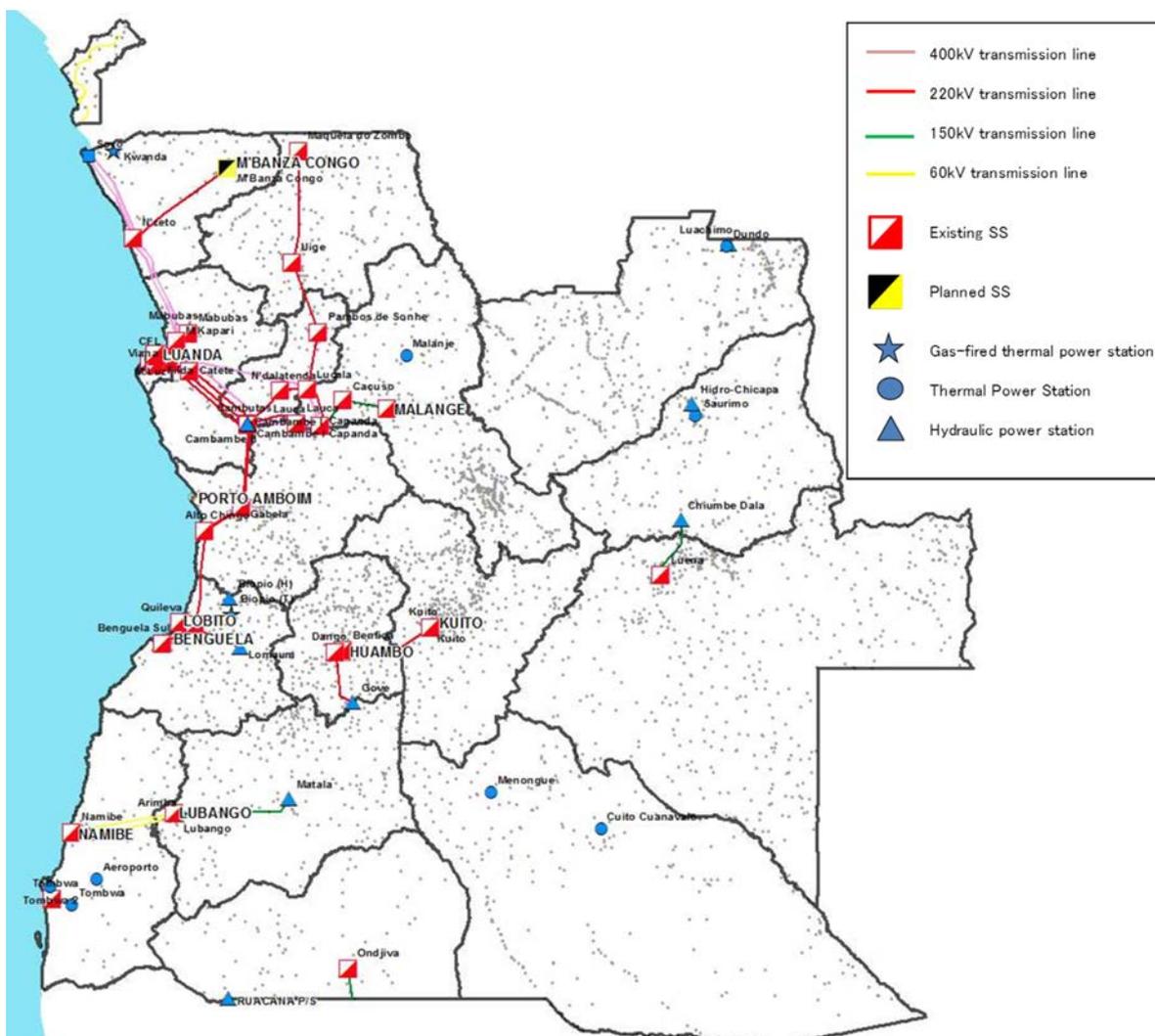
(出典：JICA 調査団作成)

図 2-6 RNT's Organization Chart

2017年7月現在のRNTの送電系統図を図2-7に示す。送電網は最高電圧400kVであり、220kV、150kV、132kV、110kV、60kVの送電圧により構成されている。

アンゴラ国の送電網は北部系統、中部系統、南部系統の三つに分かれている。このうち北部系統は一大需要地である首都Luandaを中心として、Bengo、Malanje、Cuanza Norte、Cuanza Sul、Uige等にCapandaやCambambeの大型水力発電所で発電された電力を供給しており、アンゴラ国全体の電力供給の80%をカバーしている。

2017年7月時点で、北部系統のAlto Chingoと中部系統のNova Biopio-Quilevaまでは連系線工事が完了しており、形としては北部系統と中部系統は一体となっているが、Alto Chingoに北部からの水力発電による電力を送る系統であるCambambe-Gabela線の老朽化が激しく機能していないため、現在は充電できていない。Cambambe-Gabelaに新設の220kV線を建設しており、2017年の供用開始を目指していたが、2018年現在ではこれが完成しており名実ともに北部-中部系統が一体化した。



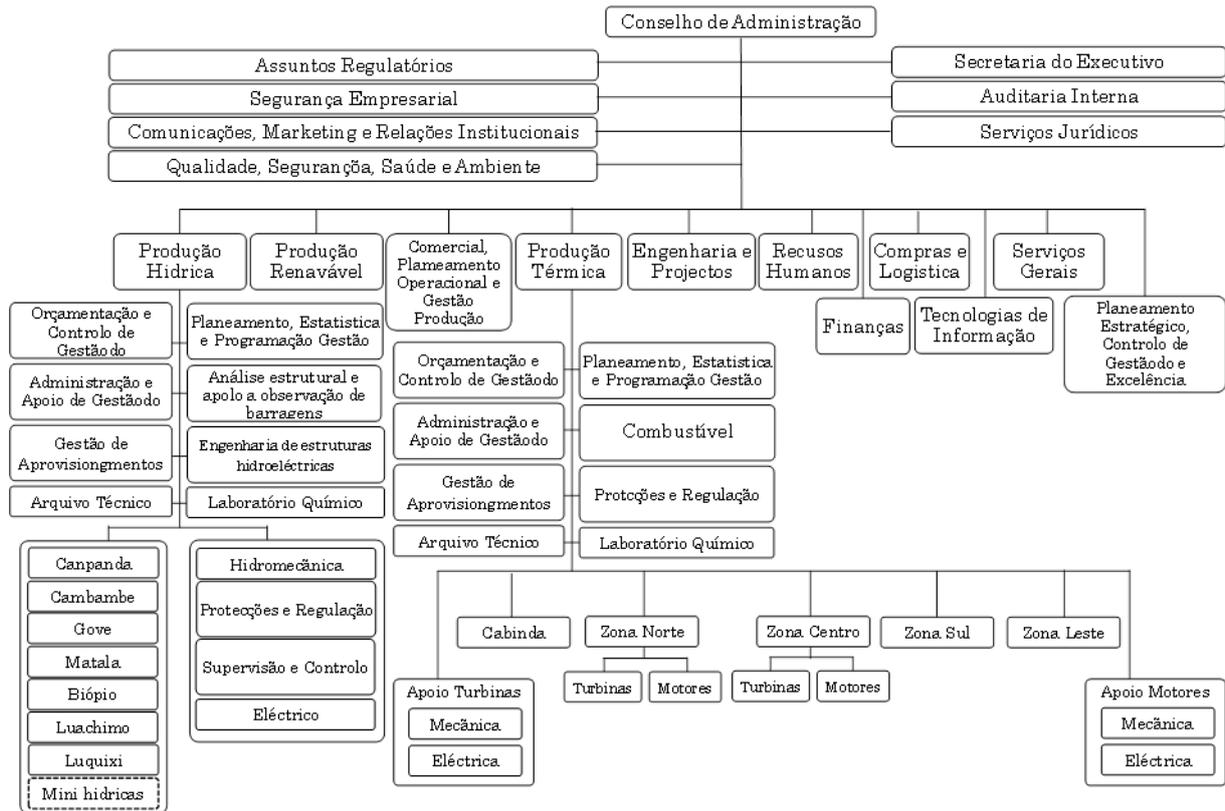
(出典：RNT 提供)

図 2-7 RNT's Grid Map (as of July 2017)

(4) PRODEL

PRODEL は水平分離後の発電公社であり、国が所有している発電設備の O&M に責任を有している。具体的な設備としては GAMEK が管理していた Capanda 水力発電所と ENE が所有していた Cambambe 水力発電所やその他の火力発電所の資産を引き継いでいる。

PRODEL の組織図を図 2-8 に示す。



(出典：JICA 調査団作成)

図 2-8 PRODEL's Organization Chart

電力公社へのヒアリングによると 2017 年 7 月時点のアンゴラ国の発電設備容量の状況は表 2-1 に示すとおりである。2017 年 6 月末の時点で 3,055MW の設備容量を有している。その内、on grid のものは 2,560MW である。但し、多くの火力発電所が老朽化していることにより、休止もしくは出力低下をきたしているというヒアリング結果が得られており、実際の設備量はより小さな値であることは間違いない。

発電形式別で見ると水力発電設備が 56%、火力設備が 42%の割合で導入されている。

火力設備は全てが内燃機関発電所もしくは GT であり、燃料もほぼ全量が Diesel oil が使用され、一部でジェット燃料も使用されている。一方水力は Capanda、Cambambe、Cambambe-2 の大型水力が 9 割程度を占めている。

表 2-1 アンゴラ国の発電設備容量 (2017 年 6 月末現在)

発電形式	On grid (MW)	Off grid (MW)	Total (MW)	比率 (%)
水力	1,671.00	36.40	1,707.40	55.9%
火力	839.30	457.40	1,296.70	42.4%
バイオマス	50.00	0.00	50.00	1.6%
小水力	0.00	0.94	0.94	0.0%
合計	2,560.30	494.74	3,055.04	100.0%

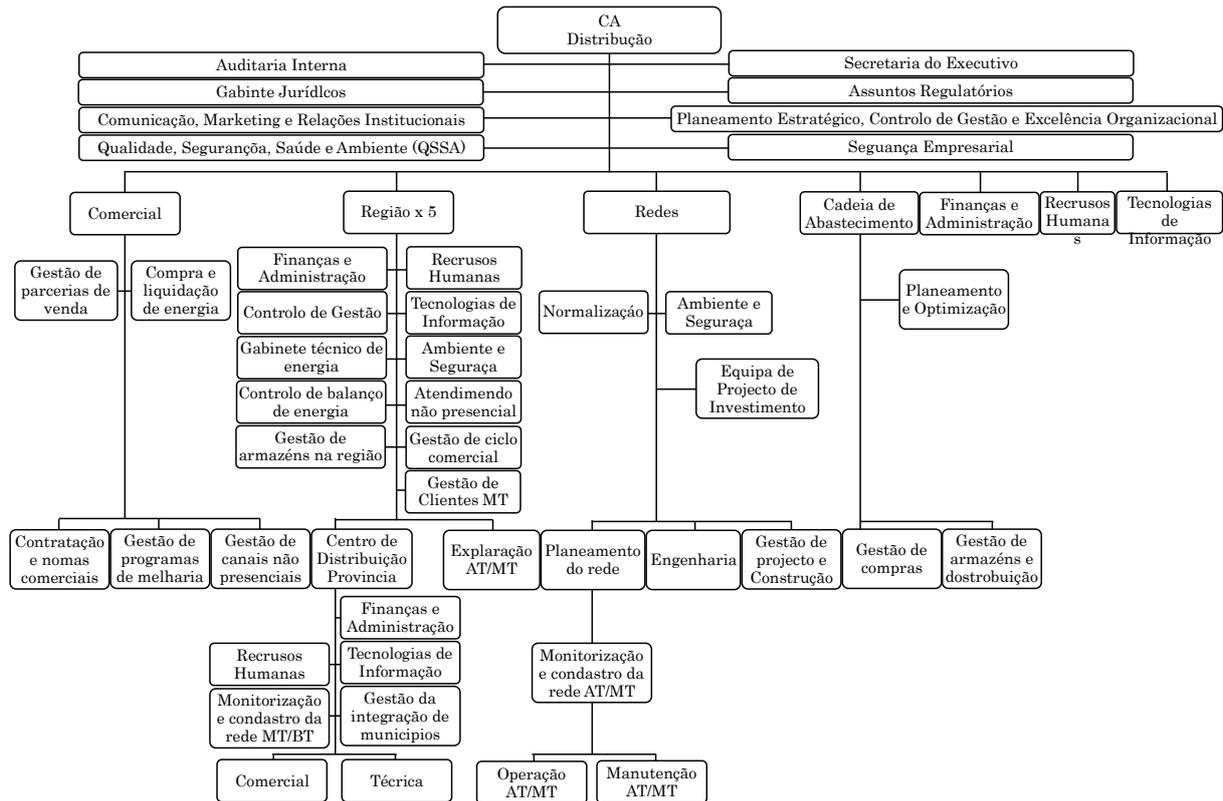
(出典：各公社へのヒアリング結果より JICA 調査団作成)

(5) ENDE

ENDE は水平分離後の配電公社である。ENE の配電設備を引き継ぐとともに、EDEL の全ての活動も引き継いだ。

配電電圧は 30kV、15kV を採用している。また、中、低圧の系統の安定のため、配電網に小型の DG が設置されているが、それらの発電機の所有者でもある。それらの電源の運転は PRODEL、発電指令は RNT がそれぞれ実施している。

ENDE の組織図を図 2-9 に示す。また、ENDE の概要を表 2-2 に示す。



(出典：JICA 調査団作成)

図 2-9 ENDE's Organization Chart

表 2-2 ENDE の会社概要

従業員数	4,652 名 (2017 年 7 月現在)
契約口数	1,297,609 口 (2017 年 7 月現在)
最大電力	1,252MW (2016 年 12 月)
供給電力量	9,348GWh (2016 年)
販売電力料金	49,495 百万 AOA (2016 年、コマーシャル・ロス分含む)

(出典：ENDE RELATÓ DE BALANÇO DAS ACTIVIDADES)

(6) アンゴラ電力セクターが抱える課題

現時点までのレビュー結果に基づき、アンゴラの電力セクターが抱える課題を幾つか指摘する。

(a) 電力計画策定の担当部署

現状においては、MINEA は電力開発計画を進めるに当たって、ENDE が電力需要想定を実施し、それに基づいて PRODEL が電源開発計画を策定し、その 2 つの情報に基づき RNT が送電開発計画を立案し、それらの計画を DNEE が予算案にまとめ上げることを想定している。しかしながら、電源開発計画の部門の PRODEL は、その様な認識をあまりもっていないと感じられる。これは、大型の電源開発は、実際のところ GAMEK が担当しており、PRODEL が主体とはなり得ていないことによると思われる。

調査団が本業務において電力開発マスタープランを策定後は、アンゴラ側で毎年ローリングをする必要がある。その為、本業務においてはマスタープラン策定技術も移転することと成っているが、その担当が GAMEK なのか PRODEL なのかが明確になっていないことは組織上の大きな問題点である。

(b) データの集積不足

国営電力会社が統合され、3 電力公社に水平分離されたのが 2015 年であり、2017 年現在で各公社が所有しているデータ少ない。

組織改編以前のデータが 3 電力公社に引き継がれていても、インテグレートした段階で整合性がとれていないものが多く見られる。

今後は、データ集積の方針を MINEA 並びに各公社の本社が明確に決定し、その方針の下、主に次のデータを本社に集積することを強く推奨する。

- ✓ 全国大の時間毎の需要データ
- ✓ 全発電所の運転実績データ
- ✓ 水理データ（河川流量、貯水池運用、使用水量データなど）
- ✓ 燃料使用実績 ほか

(c) 過剰なディーゼル発電、GT の導入

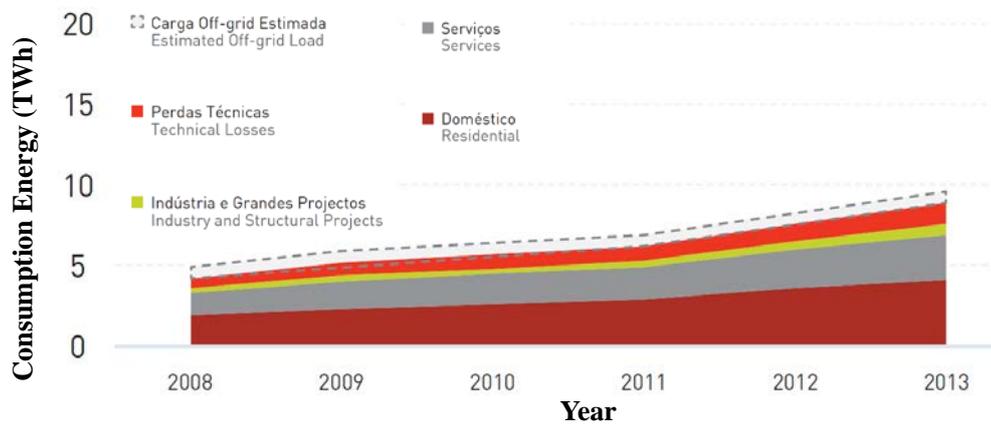
アンゴラの電力システムには、地方系統の変電所を中心として多くのディーゼル発電機や GT 発電機が導入されている。その目的としてはピーク需要時の系統安定化の為とされているが、実際は供給力不足を補うために運転されていると考えられ、長時間稼働が実施されているようである。後述するが、ディーゼル発電や GT 発電は短時間稼働において、その経済的メリットが発生する。この様に長時間稼働を実施していることが、アンゴラ電力システムのコスト高を助長する結果となっていると推定される。

2.4 電力需給状況のレビュー

2.4.1 需要の状況

(1) 消費・発電電力量

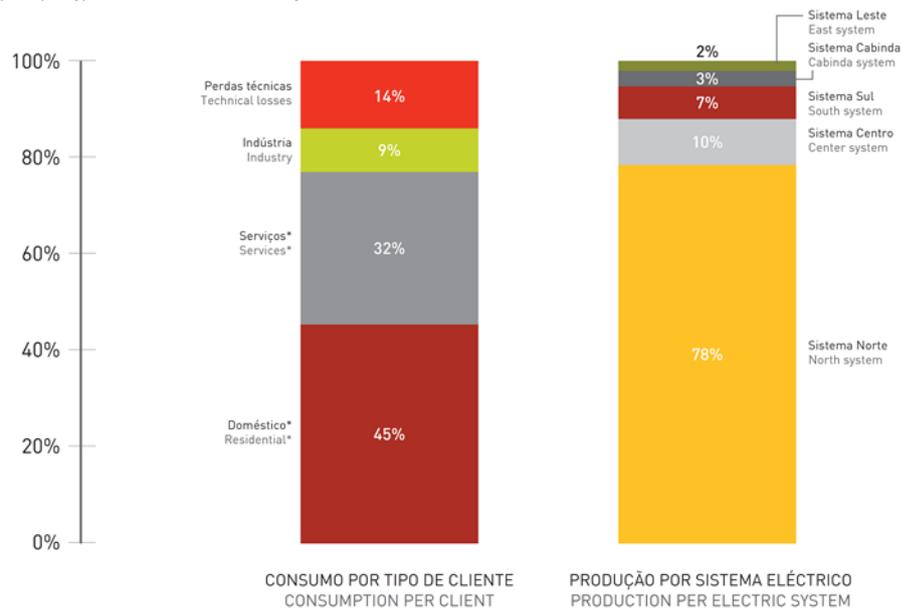
2008 年から 2014 年の間に、エネルギー消費は年平均 15.5% の成長率を記録した。その結果、アンゴラのエネルギー消費量は、ロードシェディングや自家発による需要抑制効果を考慮しなくとも 2014 年に 9.48 TWh に達している。



(出典 : Angola Power Sector Long Term Vision: Angola Energia 2025)

図 2-10 電力消費量の推移

部門別のエネルギー消費を見ると、民生部門が占める割合が多く総発需要の 45%を占める。サービス部門が約 32%、産業部門が約 9%と、それに続く。



*As perdas comerciais foram distribuídas pelos diferentes segmentos.
*Commercial losses were allocated to different segments.

(出典 : Angola Power Sector Long Term Vision: Angola Energia 2025)

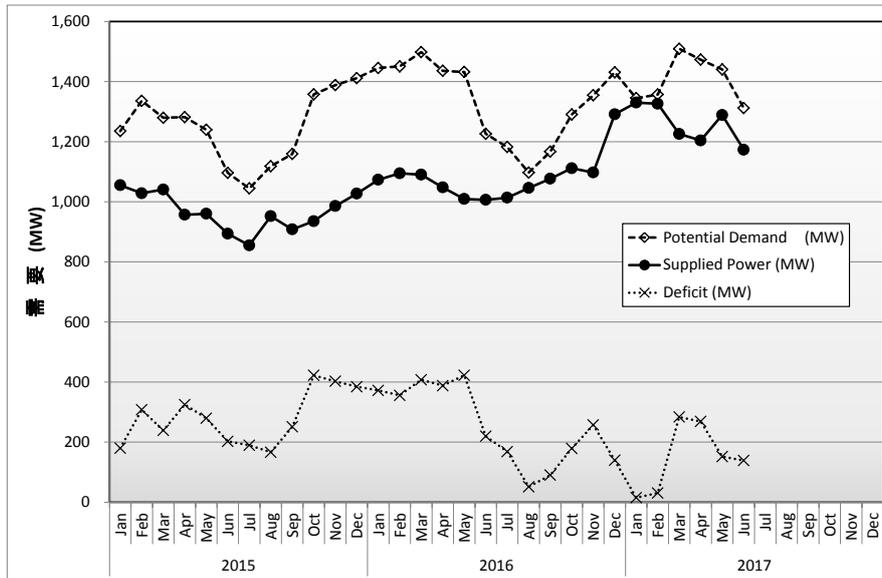
図 2-11 部門別・系統別の電力消費量

(2) 最大電力

図 2-12 に月別の最大電力の推移を示す。◇で示したものはロードシェディングをしなかった場合の潜在的な需要を加味したものであり、●で示したものは実際に供給された電力である。また、供給不足分は×で示してある。

潜在需要のこの 2 年間の伸び率は年平均で約 6%であり、実際に供給された電力の伸びは 12%であった。潜在需要は堅調な伸びで推移している一方で、2016 年から 2017 年のはじめに供給力

の増強が図られ、供給不足が解消されつつあることから、供給電力の伸びが大幅に増加しているものと考えられる。



(RNT の提供データに基づき JICA 調査団作成)

図 2-12 アンゴラ国の電力需要の推移

2.4.2 供給力の状況

先述の通り、2017年6月現在で on grid の設備出力は 2,560.30MW ある。しかしながら、前項の図 2-12 に示す様に未だ若干の出力不足が残ると言うことは、火力を中心とした設備の老朽化による休止や効率低下による出力減が発生していると同時に水力における水切れ等により出力減が発生しているものと考えられる。

とはいえ、2016年から2017年の前半に掛けて新規の電源の運転開始が続いており、電源の強化は着実に進んでいる。

表 2-3 2016-2017年に運転開始をした発電所

Plant Name	Type	Installed Cap. (MW)	Commissioning Date
Cambambe 2	Hydropower	700	2016
Lauca unit 1	Hydropower	340	Jul 21, 2017
Soyo CCGT (partially)	CCGT	125	Aug, 2017

2.5 他ドナーや民間セクターの活動状況のレビュー

2.5.1 他ドナーの活動状況

(1) アフリカ開発銀行

アンゴラの電力セクターで、最も活発なドナー活動を行っているのはアフリカ開発銀行と云って良い。2014年に実施された電力セクター改革においても主導的な役割を果たした。

現在は配電部門に関係するテクニカル・アシスタンスを中心に取り組んでおり、至近では次の4つのFS実施を推進している。

- ✓ Fixed Asset Register Project
- ✓ Technical Loss Reduction Program (TOR 年月日 : 2015 年 6 月)
- ✓ Non-technical Loss Reduction Program (TOR 年月日 : 2017 年 5 月)
- ✓ Transmission Lines Program

(2) US Embassy

アメリカ政府は国務省エネルギー資源局の指揮の下、2016年から2017年にかけて、主にRNTを対象としてテクニカル・アシスタンスを実施している。その内容は、2017年～2036年の期間を対象として、現在連系されていない北部、中部、南部系統の連系計画を策定したものである。

それ以外、アメリカ政府は中南部を中心として電圧安定の為にGTの導入プログラムも進めている。

2.5.2 民間セクターの活動状況

(1) IPP

先述の通りアンゴラ政府は、本格的なIPPの参入、PPPの取り組みは2021年以降としており、現在でも小規模なDG、off-grid発電所を運営しているIPPが存在するが、限定的である。

(2) PPP

2011年4月にPPP法が発効されている。その目的としてはアンゴラにおける民間セクターへの投資を引き付けることとされており、初歩的事項から裁定や実施されたプロジェクトのその後のフォローアップに関するPPPの全般的な運用ルールを決めている。

この法律は適切な実行規則を制定することにより完成することとされているが、それらは未だ制定されていない。その為、現在に至るまで、PPP法は効力を発揮していない。新たな総合電力法(General Electricity Act)並びに電力セクタープログラム(Electric Sector Program)における民間参入への動きを実現することがアンゴラにおけるPPPを成功させるために必要かつ重要な条件である。

(3) その他

現在、アンゴラにおける主な民間の活動は、EPCとなる。一例を挙げると次の通りである。

Cambambe : Odebrecht、Alstom、Voith、Semence

Lauca 水力 : Odebrecht

Laúca Huambo 送電線 : CMEC (China Machinery Engineering Corporation)

Soyo : CMEC (China Machinery Engineering Corporation)、GE

Soyo 2 : AE energy、GE

日本勢では、住友商事が日本メーカーのディーゼル発電機を活用し、ディーゼル発電所を建設する覚え書きをアンゴラ政府と締結している。

2.6 電力セクターに関連した、アンゴラの気候変動対策に関する方針 (INDC等) のレビュー

アンゴラ国の Draft Intended Nationally Determined Contribution (INDC)は 2015 年 12 月に作成されている。内容の概略は次の通り。

(1) 削減目標

アンゴラ国としては、基準年 2005 年とした Business As Usual (BAU) のシナリオと比較して、2030 年までに無条件に 35%まで GHG 排出量を削減することを目指している。また、条件付きのシナリオでは、2030 年までに BAU 排出レベルと比較して更に 15%下回ることを想定しており、トータルで 50%の削減を念頭に入れている。アンゴラは、この無条件及び条件付き目標を達成するにあたり、147 億ドルの対策費用が掛かると見込んでいる。

いくつかの主要経済分野における気候変動の影響に対する極端な脆弱性が想定されているので、アンゴラの INDC には長期開発戦略 (2025 年) の達成を目指して国の回復力を強化するための優先的に実施すべき改善行動も記載されている。

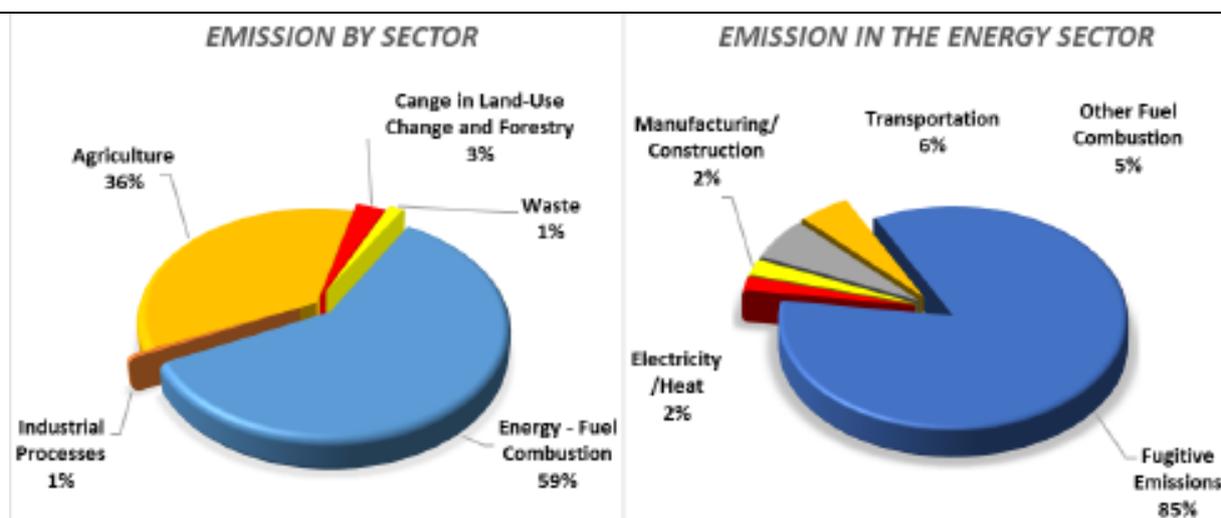
(2) 基準年の状況

基準年としては 2005 年を採用することとする。

図 2-13 に 2005 年のアンゴラのセクター別の GHG の排出状況を示す。これによるとエネルギー部門の燃料燃焼による排出量が大勢を占めており占有率は 59%であった。それに農業によるもの、また、森林開発などの土地改変によるものが続いている。

図には、エネルギー部門における発生原因別の値も示している。発生原因別では Fugitive emissions がそのほとんどを占めており 85%にのぼる。

【注釈】 Fugitive emissions : 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories によると Fugitive emissions は石炭由来と天然ガス・石油由来のものがあり、天然ガス・石油由来のものとしては“Comprises fugitive emissions from all oil and natural gas activities. The primary sources of these emissions may include fugitive equipment leaks, evaporation losses, venting, flaring and accidental releases.”と定義されている。



(出典 : DRAFT INDC of the Republic of Angola)

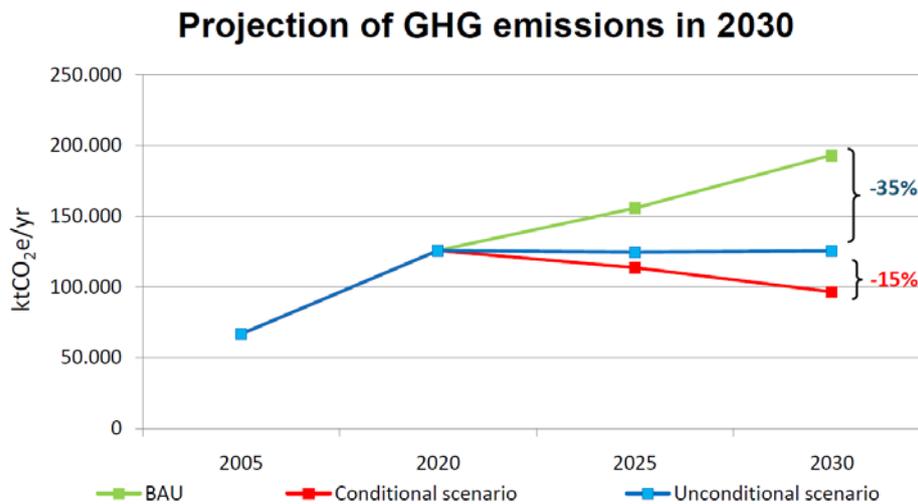
図 2-13 Baseline structure (2005) of GHG emission of Angola by sector and emissions in the energy sector

(3) 削減対策の基本方針

基準年の排出状況の分析にアンゴラ政府としては、次に示す分野を対象にした無条件および条件付き活動を実施して、2030年までにBAUにおけるGHG排出量から50%まで排出量削減することを宣言している。

<取り組み対象分野>

- 再生可能エネルギー発電
- 森林再生



	2005	2020	2030
Emissions-BAU scenario (ktCO ₂ e)			193,250
Emissions-Unconditional scenario (ktCO ₂ e)	66,812	125,778	125,612 (-35%)
Emissions-Conditional scenario (ktCO ₂ e)			96,625 (-50%)

(出典：DRAFT INDC of the Republic of Angola)

図 2-14 Baseline scenario and projections of Unconditional and Conditional mitigation scenarios for Angola

(4) INDC に記載されている CO₂ 削減取り組みの内容

アンゴラ政府は、排出削減目標 50%のうち 35%を無条件の対応策により達成しようとしており、更に 15%の部分条件付きの対応策により対応することを INDC の中に明記している。

無条件の対応策は、予算措置が既に完了している進行中のプロジェクトであり、電力セクターでの取り組みとしては次の3つのプロジェクトが明記されている。

- Repowering of Cambambe I Hydroelectric Power Plant
- Cambambe Hydroelectric Second Power Plant
- Rombwa Wind Farm

一方で、条件付きの対応策はパフォーマンスを分析して実施を検討しているプロジェクトである。電力セクターにおいては、その対応策プロジェクトの候補リストを MINEA がまとめており、概要は次に示すとおりである。

- 681 MW for wind energy projects,
- 438 MW for solar energy projects,
- 640 MW for biomass projects, and
- 6,732 MW hydroelectric projects

2.7 アンゴラ電力セクターが抱える課題

現時点までのレビュー結果に基づき、アンゴラの電力セクターが抱える課題を幾つか指摘する。

2.7.1 組織的課題

(1) 電力計画策定の担当部署

現状においては、MINEA は電力開発計画を進めるに当たって、ENDE が電力需要想定を実施し、それに基づいて PRODEL が電源開発計画を策定し、その2つの情報に基づき RNT が送電開発計画を立案し、それらの計画を DNEE が予算案にまとめ上げることを想定している。しかしながら、電源開発計画の部門の PRODEL は、その様な認識をあまりもっていないと感ぜられる。これは、大型の電源開発は、実際のところ GAMEK が担当しており、PRODEL が主体とはなり得ていないことによると思われる。

調査団が本業務において電力開発マスタープランを策定後は、アンゴラ側で毎年ローリングをする必要がある。その為、本業務においてはマスタープラン策定技術も移転することと成っているが、その担当が GAMEK なのか PRODEL なのかが明確になっていないことは組織上の大きな問題点である。

(2) データの集積不足

国営電力会社が統合され、3 電力公社に水平分離されたのが 2015 年であり、2017 年現在で各公社が所有しているデータが少ない。

組織改編以前のデータが 3 電力公社に引き継がれていても、インテグレートした段階で整合性がとれていないものも多く見られる。

今後は、データ集積の方針を MINEA 並びに各公社の本社が明確に決定し、その方針の下、主に次のデータを本社に集積することを強く推奨する。

- ✓ 全国大の時間毎の需要データ
- ✓ 全発電所の運転実績データ
- ✓ 水理データ（河川流量、貯水池運用、使用水量データなど）
- ✓ 燃料使用実績 ほか

2.7.2 電力システム面での課題

(1) 過剰なディーゼル発電、GT の導入

アンゴラの電力システムには、地方系統の変電所を中心として多くのディーゼル発電機や GT 発電機が導入されている。その目的としてはピーク需要時の系統安定化の為にされているが、実際は供給力不足を補うために運転されていると考えられ、長時間稼働が実施されているようである。後述するが、ディーゼル発電や GT 発電は短時間稼働において、その経済的メリットが発生する。この様に長時間稼働を実施していることが、アンゴラ電力システムのコスト高を助長する結果となっていると推定される。

(2) 給電指令

アンゴラの中央給電指令所は Camama 変電所に併設されている。現在、この指令所は各発電所の時間毎の出力がモニタリングできていないことから、細かな指令はできていないものと考えられる。その為、特に問題になるのはピーク需要に対応するピーク電源のきめ細かな指令ができておらず、今後電力システムの信頼度を向上させるためには、この指令所の設備の改造、運用方針の変更が必要と考えられる。

(3) 料金徴収

現状のアンゴラの送配電ロスが 55%程度と言われているが、その内テクニカルロスは 15%程度と推定されている。即ち 40%程度がノンテクニカルロスである。AfDB によるとノンテクニカルロスの大多数が料金の不払いである。特に集合住宅、雑居ビルの徴収率が低いようである。今後、南アフリカのようなプリペイドカードの導入等の対策が推進される予定である。

2.7.3 電力政策面での課題

(1) 民間参入の障壁

前述したとおり、PTSE では、2021 年より電力セクターへの民間参入を促進することとなっているが、細かな附則が立案されていない状況である。また、その為、現状では IPP 参入者は個別に政府と交渉を行い、政府対応者の判断に従い、開発を進めている様である。2021 年の民間参入元年に向けて、早めの法制度の準備が必要である。

第3章 電源開発のための一次エネルギー分析

3.1 アンゴラ国のエネルギー状況全般

3.1.1 一次エネルギーフロー分析

アンゴラ国はアフリカではナイジェリアに次ぐ二番目に大きな産油国である。アンゴラの原油の確認可採埋蔵量は127億バレル(2014年末、BP統計)、生産量(2015年1月～11月平均)は177.2万バレル/日(JOGMEC)。天然ガスの確認可採埋蔵量(2014年末)は9.7兆立方フィート(2014年、Cedigaz)、商業生産量は297億立方フィート(2014年、OECD/IEA)となっている。

一次エネルギーフローを図3-1に示す。このフローによると、採掘した石油の大部分を輸出している一方、石油の随伴天然ガスは輸送する設備、液化プラントが不足していることから、そのほとんどを油田に再注入しているか焼却しており、有効利用している量は僅かである。また、自国の石油や天然ガスの恩恵は一般市民に届いているとは言えない状況が見て取れる。

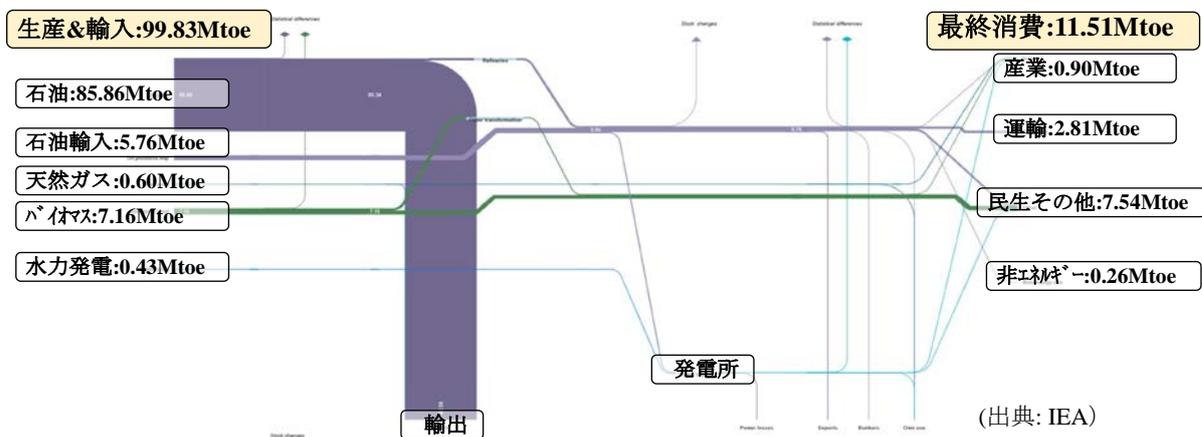
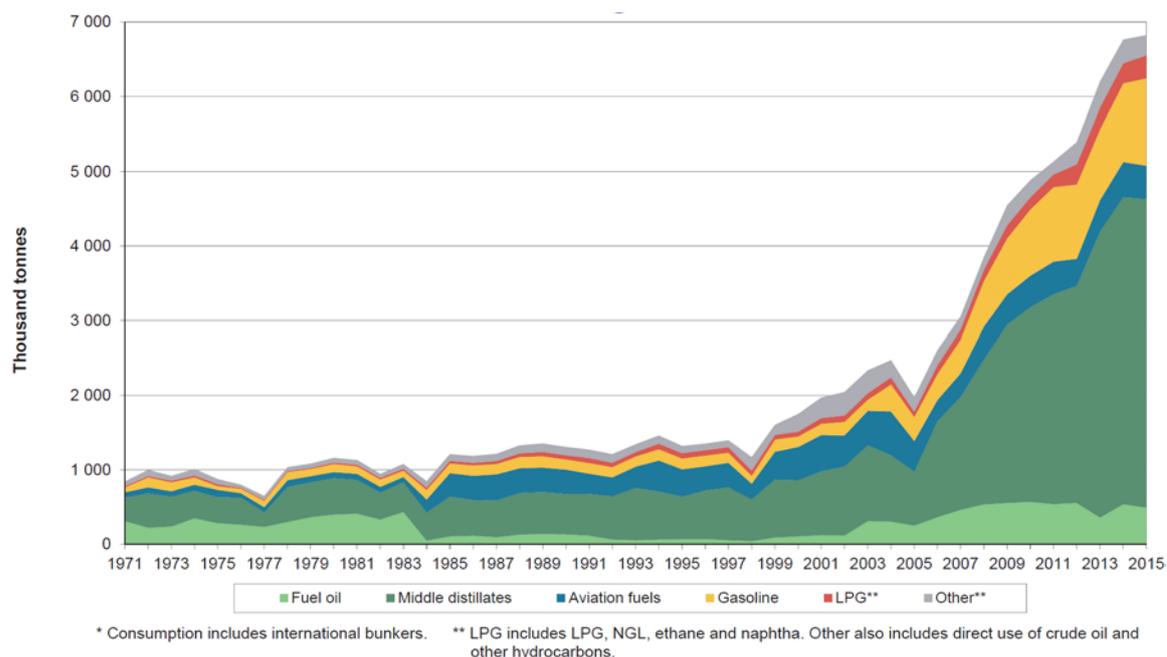


図 3-1 アンゴラ国一次エネルギーフロー図

(1) 石油製品消費

アンゴラ国における石油製品の消費量の推移を図3-2に示す。内戦終了後の2003年以降に石油製品の消費量が急激に増加している。特に灯油、軽油、軽質重油等の middle distillates の消費が大きく伸びているのが特徴であり、運輸、商業等における燃料消費が増えていることが考えられる。

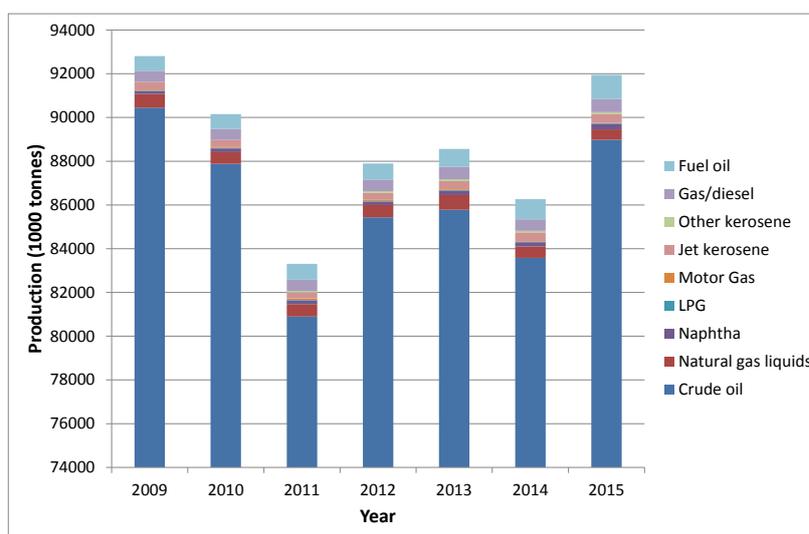


(出典：IEA)

図 3-2 Consumption of oil products in Angola (Consumption includes international bunker)

(2) 石油製品生産量

アンゴラ国における石油製品の生産量の推移を図 3-3 に示す。生産量の大半が原油であることは一目瞭然である。原油生産は 2011 年に底をついた後、増産基調に転じており、2015 年には約 89,000,000 tonnes まで回復している。



(出典：IEA)

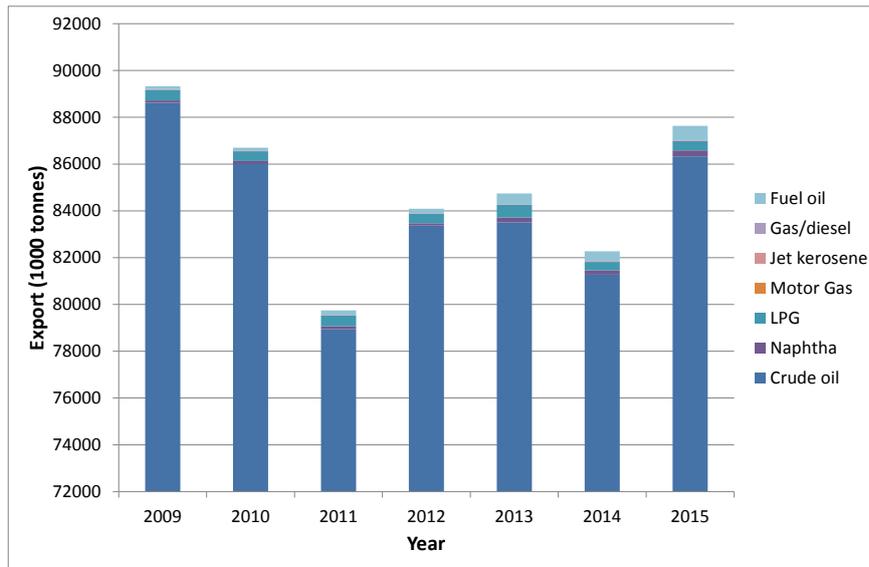
図 3-3 Oil production in Angola

(3) 石油の輸出入量

石油製品の輸出入量の推移を図 3-4 に、輸入量の推移を図 3-5 に示す。

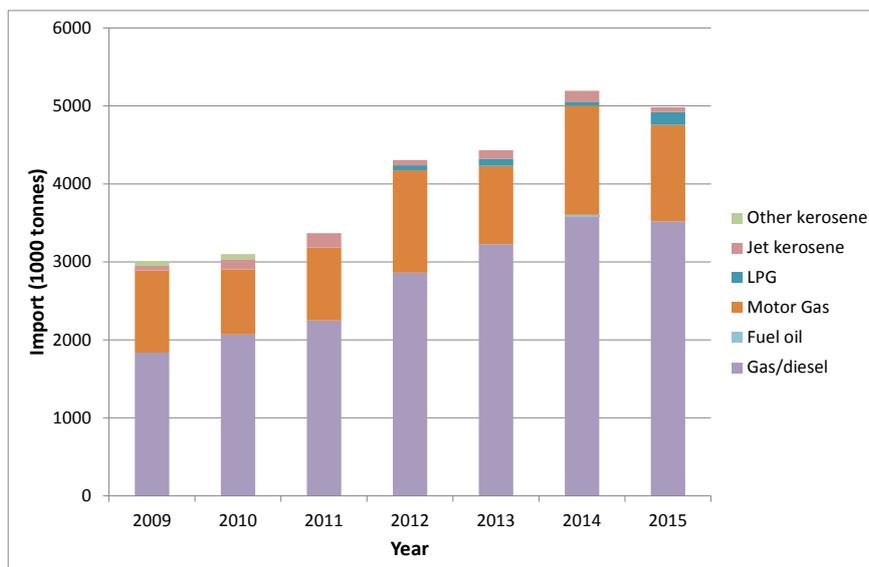
輸出入量のほとんどを国内で生産した原油が占めており、そのごく一部が国内精油所に送られている。

一方で輸入量の内訳を見ると Diesel oil とガソリンで 9 割以上を占めており、その量も増加基調である。アンゴラはアフリカ有数の石油産出国でありながら石油二次製品を輸入に頼るという歪を抱えていることが、これらの図からわかる。



(出典：IEA)

図 3-4 Exported oil production from Angola

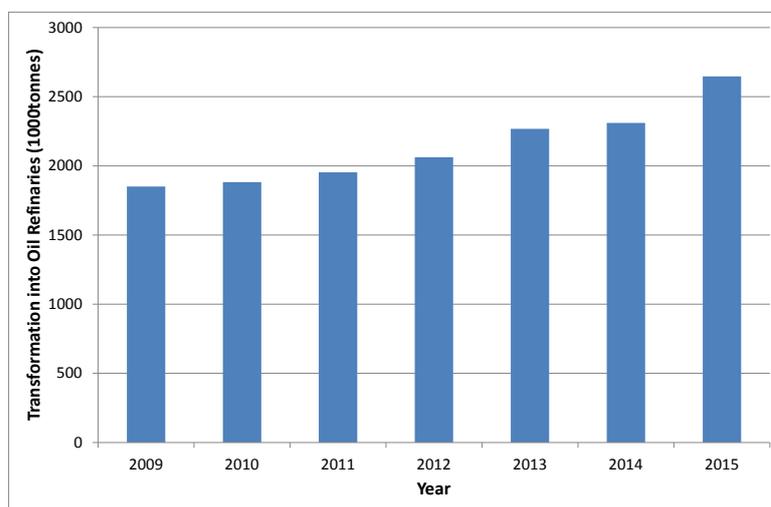


(出典：IEA)

図 3-5 Imported oil production into Angola

(4) 精油所で転換されている原油量

図 3-6 にアンゴラ国内で産出された原油の内、国内精油所で転換された量の推移を示す。増加基調にあるものの、後述するように国内の精油所能力は限られており、この量では国内の石油製品消費に追いつかない状況であるといえる。そのことが、石油製品の輸入量の増加につながっている。

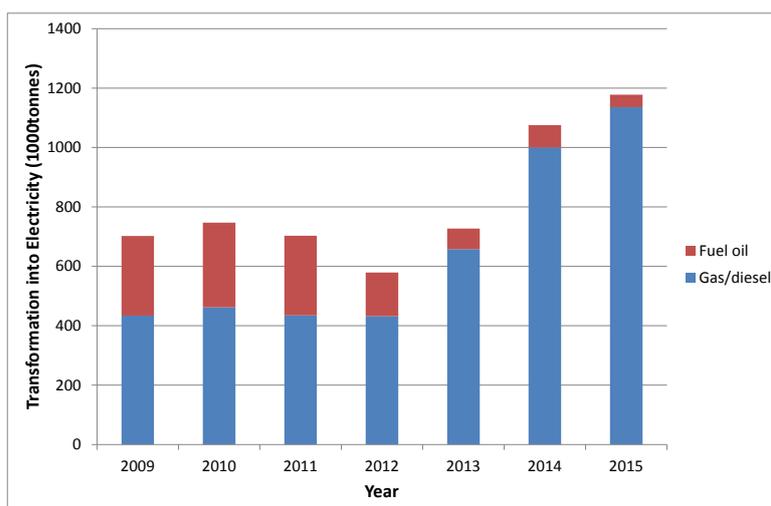


(出典：IEA)

図 3-6 Refined oil production into Angola

(5) 発電所で転換されている石油製品

発電所で電気に転換されている石油製品量の推移を図 3-7 に示す。2013 年から急激な増加基調になっており、使用されている石油製品も重油からより軽質なものにシフトしている状況である。



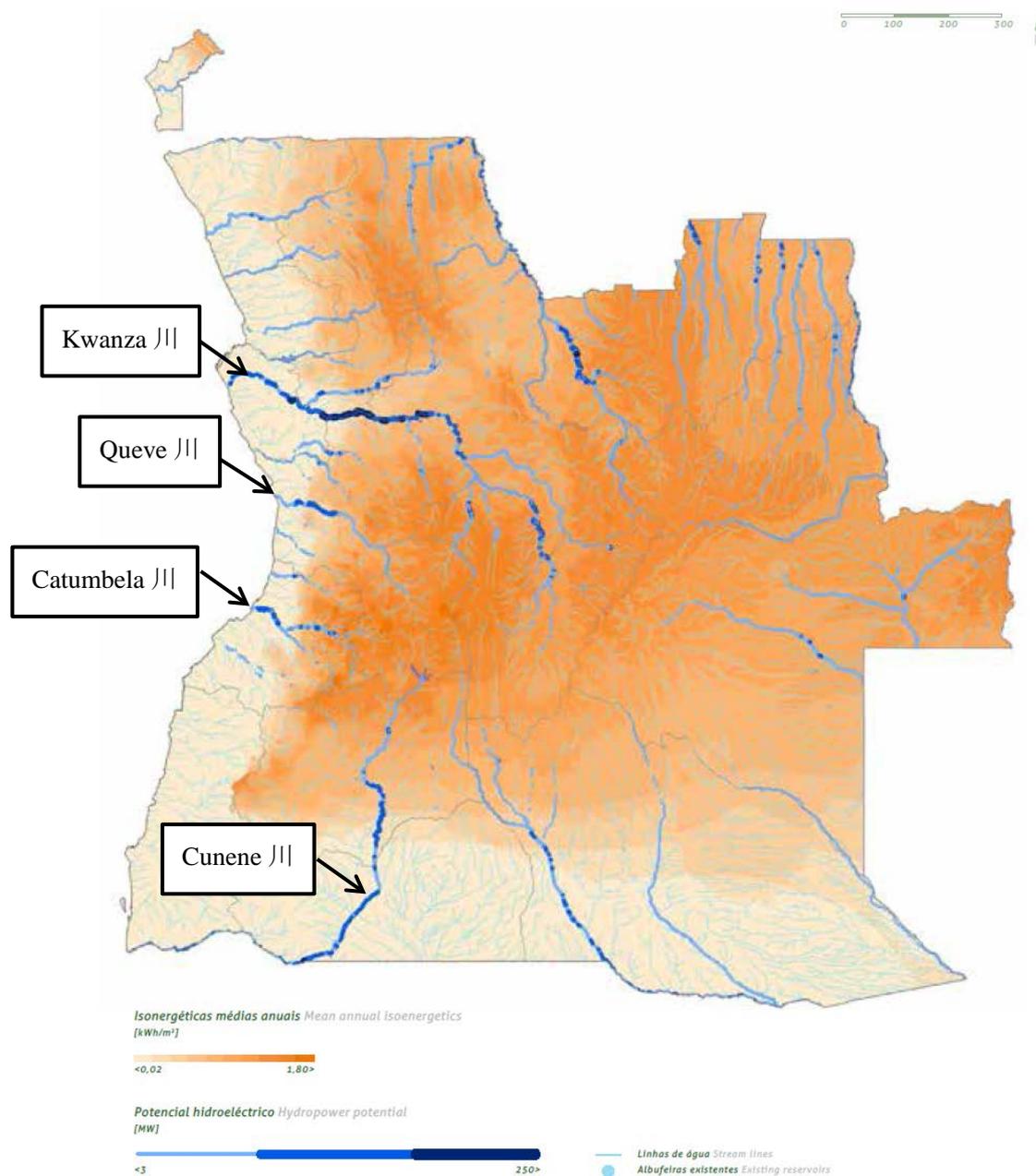
(出典：IEA)

図 3-7 Converted oil product for power production in Angola

3.2 一次エネルギーポテンシャル

3.2.1 大型水力

アンゴラ国は、アフリカで有数の包蔵水力を持つ国家である。Atlas and National Strategy for the new Renewable Energiesによれば包蔵水力は18 GWであり、そのうち86%がKwanza川、Cunene川、Catumbela川、及びQueve川の流域で占められている。アンゴラ国全土における水力ポテンシャルは図3-8に示す。



(出典：Atlas and National Strategy for the new Renewable Energies, 2012)

図 3-8 アンゴラ国全土における水力ポテンシャル図

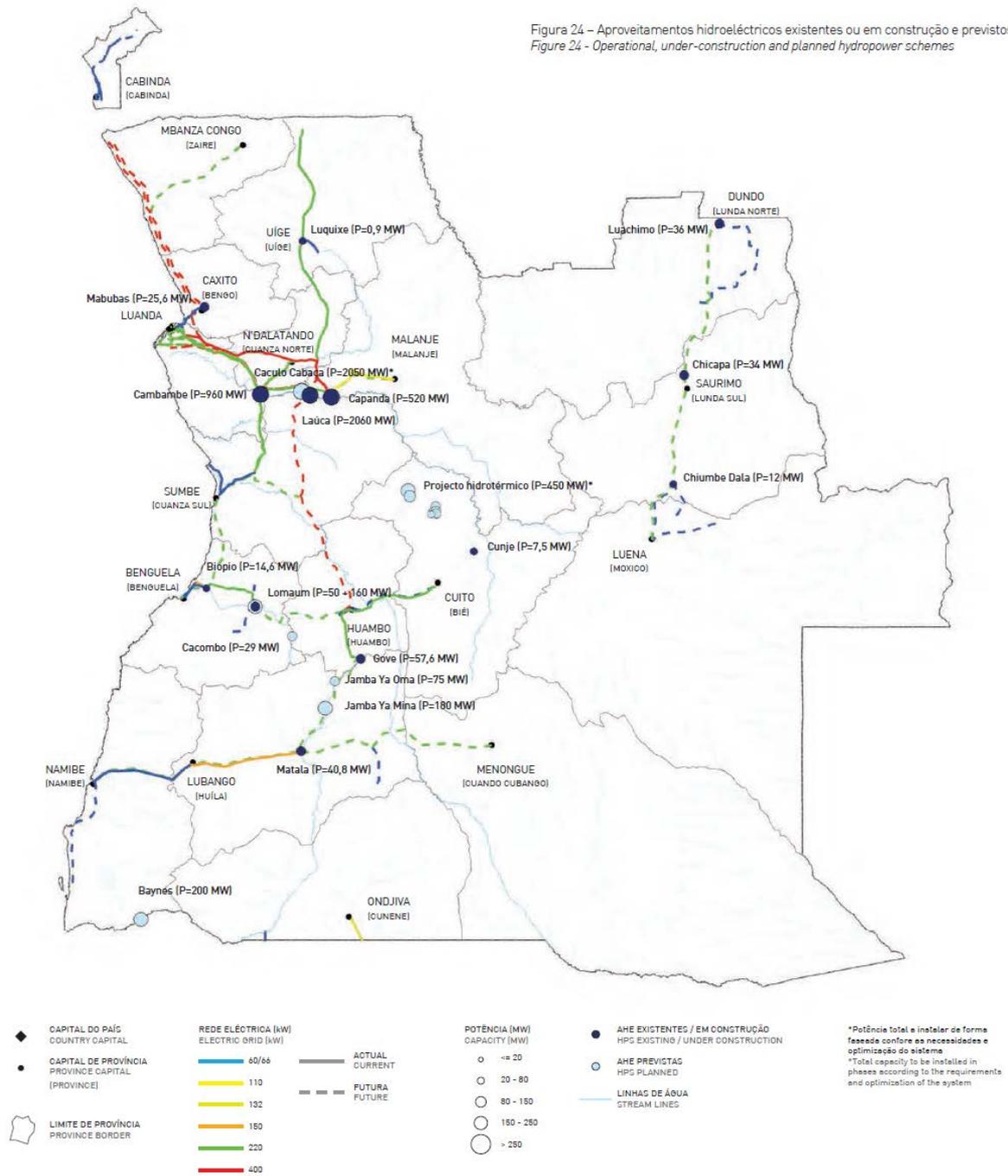
このうち、Energiaにおいて具体的な計画として名前の上がっているものを表 3-1、既設／計画水力発電所の位置については図 3 9 に示す。ただし、調査団のヒアリング調査によれば、現在この内容は MINEA 及び GAMEK により見直しがおこなれており、現在の具体的な内容は「電源開発計画の最適化に係る検討」にて示す。

表 3-1 大型水力発電計画リスト

No.	Name	River Name	Capacity	Energy	Project Cost
			[MW]	[GWh/year]	Mil \$
1	Carianga	CUANZA	381	1557	1295
2	Bembeze	CUANZA	260	1075	768
3	Zenzo 1	CUANZA	460	2680	1206
4	Zenzo 2	CUANZA	114	695	623
5	TÚMULO DO CAÇADOR	CUANZA	453	2759	1041
6	QUISSONDE	CUANZA	121	773	838
7	Salamba	CUANZA	48	194	324
8	QUISSUCA	LONGA	121	589	567
9	Cuteca	LONGA	203	873	734
10	CAFULA	QUEVE	403	1919	1121
11	UTIUNDUMBO	QUEVE	169	743	406
12	DALA	QUEVE	360	1686	1010
13	CAPUNDA	QUEVE	283	1200	741
14	BALALUNGA	QUEVE	217	1013	475
15	MUCUNDI	CUBANGO	74	368	538
16	CAPITONGO	CATUMBELA	41	249	239
17	CALENGUE	CATUMBELA	190	1136	471
18	CALINDO	CATUMBELA	58	340	187

(出典：Energia 2025 より JICA 調査団作成)

Figura 24 – Aproveitamentos hidroeléctricos existentes ou em construção e previstos
 Figure 24 - Operational, under-construction and planned hydropower schemes



(出典 : Angola Energia 2025)

図 3-9 既設/計画の水力発電所位置

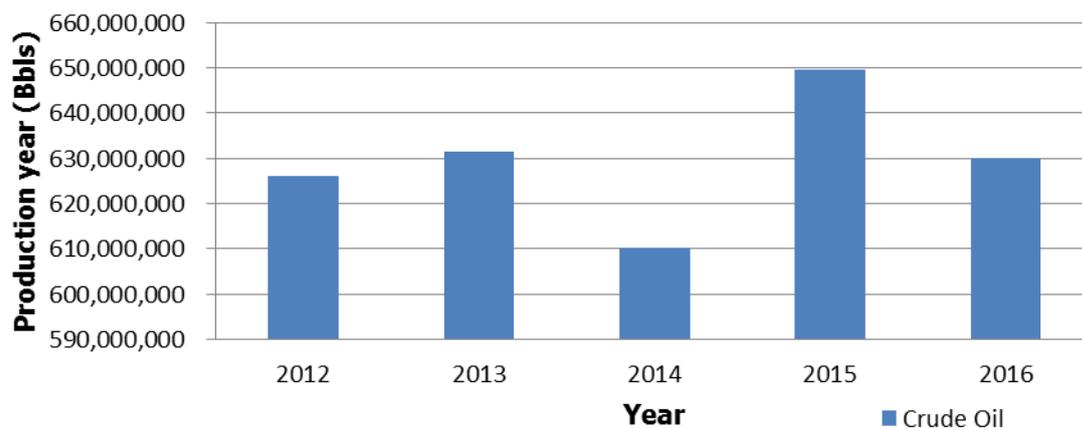
3.2.2 石油

アンゴラ国における石油資源は国営企業の Sonangol によって管理されており、開発は国際石油企業（BP, Chevron, ENI, ExxonMobil, Petrobras, Statoil, Total 等）と共同で行われている。

原油の確認可採埋蔵量は 127 億バレル(2014 年末、BP 統計)、生産量(2015 年 1 月～11 月平均)は 177.2 万バレル/日(JOGMEC)である。

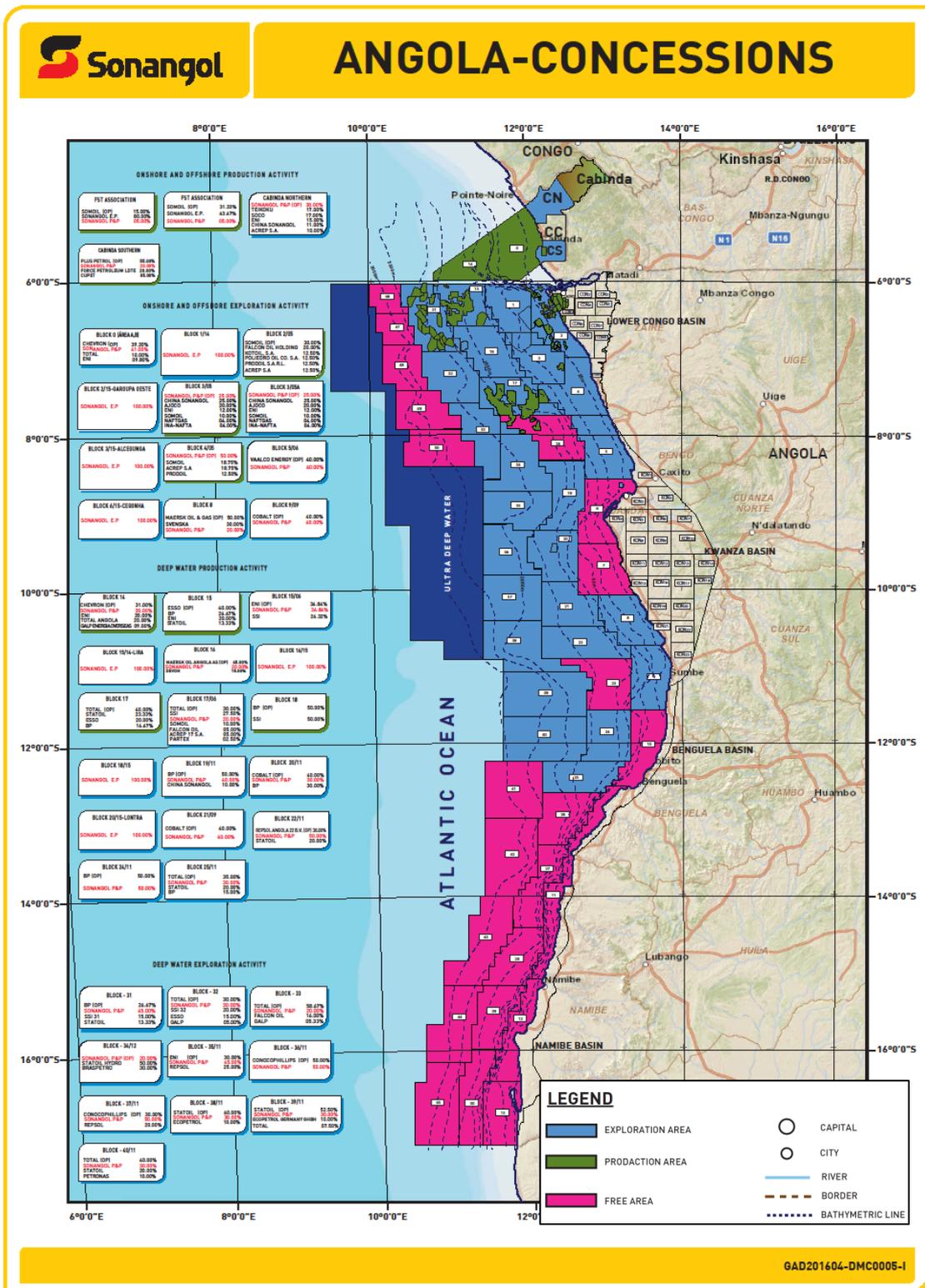
石油が生産する地域は北部から中部にかけての沿岸、または一部陸上でのみ開発が行われており、具体的な地点としては Cabinda 州沿岸、及び Zaire 州が挙げられる。

アンゴラ国における原油生産実績を図 3-10 に示し、アンゴラにおける石油開発図を図 3-11 に示す。



(出典：Sonangol Annual Report 2012~2016 より JICA 調査団作成)

図 3-10 アンゴラ国における原油生産実績 (2012~2016)



(出典：Sonangol HomePage より)

図 3-11 アンゴラにおける石油開発図

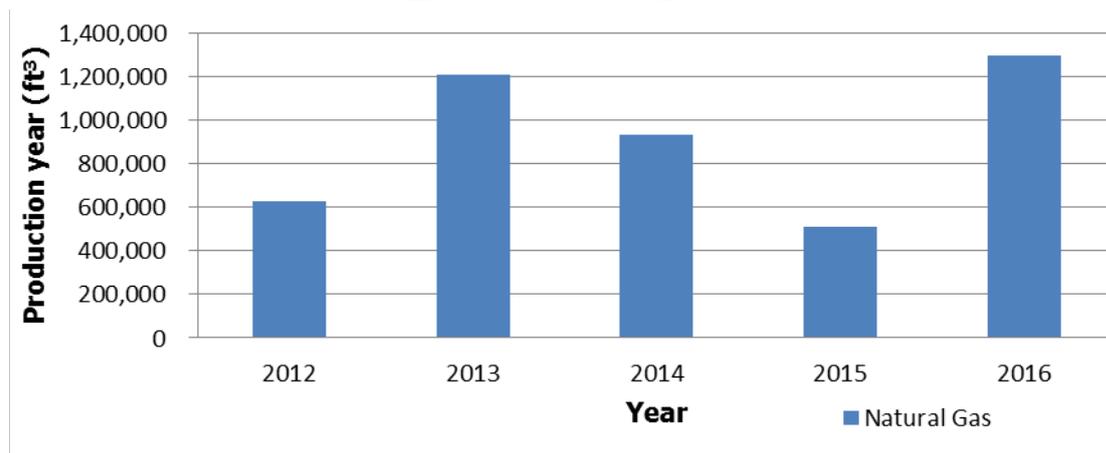
3.2.3 天然ガス

アンゴラ国における天然ガスの確認可採埋蔵量(2014 年末)は 9.7 兆立方フィート(2014 年、Cedigaz、2016 年の日本における全消費量の約 90 倍)、商業生産量は 297 億立方フィート(2014 年、OECD/IEA)である。生産される天然ガスの大部分は石油掘削と共に生産される石油随伴ガスであり、利用するためのコストが高いことから、利用されずに埋め戻すかフレアとして処理されてきた。しかし近年、石油に比べてカロリー単位における温室効果ガス排出量が少ないことや技術の進歩により安定した輸送手段が確立されたことから、世界中での需要が高まっていることもありアンゴラ国においても有効利用することが検討されている。

アンゴラ国における天然ガス生産は国営企業 Sonangol E.P. によって管理されている。石油生産設備から生産された随伴天然ガスはパイプラインにより Soyo 港に輸送され、LNG プラントにより LNG に精製、輸出されている。このプラントの運営を行っている Sonangol E.P. のグループ会社である Angola LNG によれば、当該施設の容量は 1.1 billion ft³/day を精製できるように設計されており、LNG の生産能力は 5.2 million ton/year とのことである。天然ガスを輸送するパイプラインの建設も Sonangol E.P.によって実施されており、2017 年現在、パイプラインは Block 15, 17 18 と接続されており、Block 0, 14 と接続するパイプラインを建設中とのことである。

また、GAMEK 及び PRODEL によれば、天然ガスを Soyo に建設中である Soyo1 CCGT、及び今後建設予定の Soyo2 CCGT の燃料として利用することを予定している。ヒアリング調査によれば、Soyo1 は 2017 年 7 月に既に一号機が運転を開始しているが、現在シンプルサイクルでディーゼル油により発電を行っており、Soyo ターミナルの LNG プラントとパイプラインで接続された後はガス火力発電に切り替える予定であるとのことである。

アンゴラにおける天然ガス産出量は図 3-12 に示す通りである。



(出典：Sonangol Annual Report 2012~2016 より JICA 調査団作成)

図 3-12 天然ガス産出量 (2012~2016)

3.2.4 再生可能エネルギー

アンゴラでは 2017 年現在、再生可能エネルギー(RE)はコスト面から導入が進んでいない。しかしながら、RE の全ポテンシャルの合計は 20.0GW と高く、アンゴラ政府は 2025 年までの再生可能エネルギー導入目標として Angola Eneria 2025 の中で具体的な数字を設定し、優先プロジェクトを選定している。各再生可能エネルギーについて検討されたプロジェクトの合計容量については図 3-13 に示す。また、各エネルギーの詳細は(1)~(4)で示す。



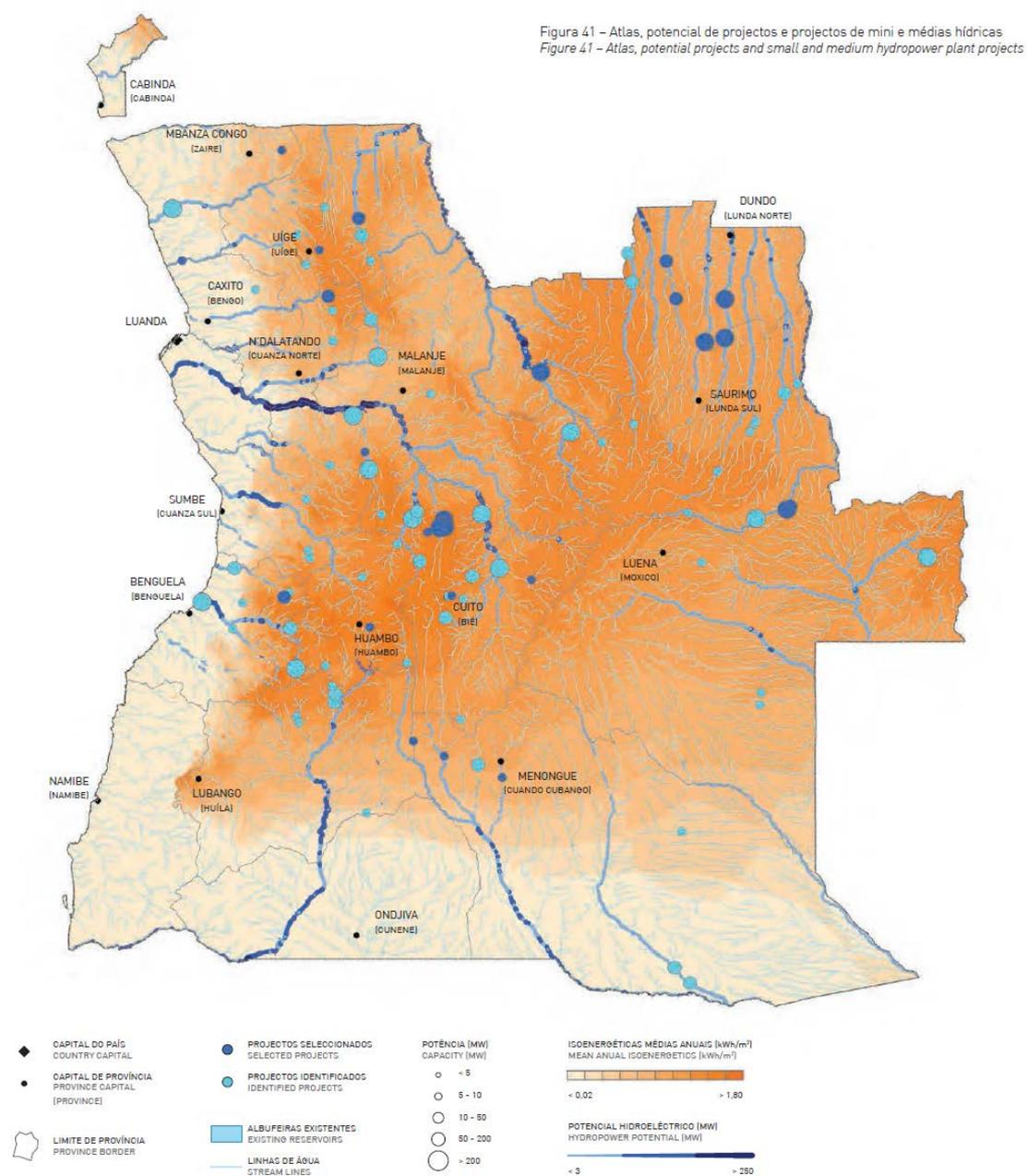
(出典 : Atras and National Strategy for the new Renewable Energies ,2015 より抜粋)

図 3-13 各再生可能エネルギー導入計画合計容量

(1) 中小水力発電

Atras and National Strategy for the new Renewable Energies(2015)によれば、アンゴラ国において中小水力の検討されたプロジェクトのポテンシャルは合計 0.6GW であるが、2017 年現在の中小水力導入は合計 60MW 程度に留まっている。しかしながら、Angola Energia 2025 における将来計画では、地方電化の観点から独立系統として 7 地点・合計 30MW、系統につなげるものとして合計 70MW、更に中型水力として 270MW が 2025 年までに導入される予定となっている。

中小水力発電のポテンシャル図として図 3-14 を示す。



(出典：Angola Energia 2025 より)

図 3-14 中小水力発電ポテンシャル図

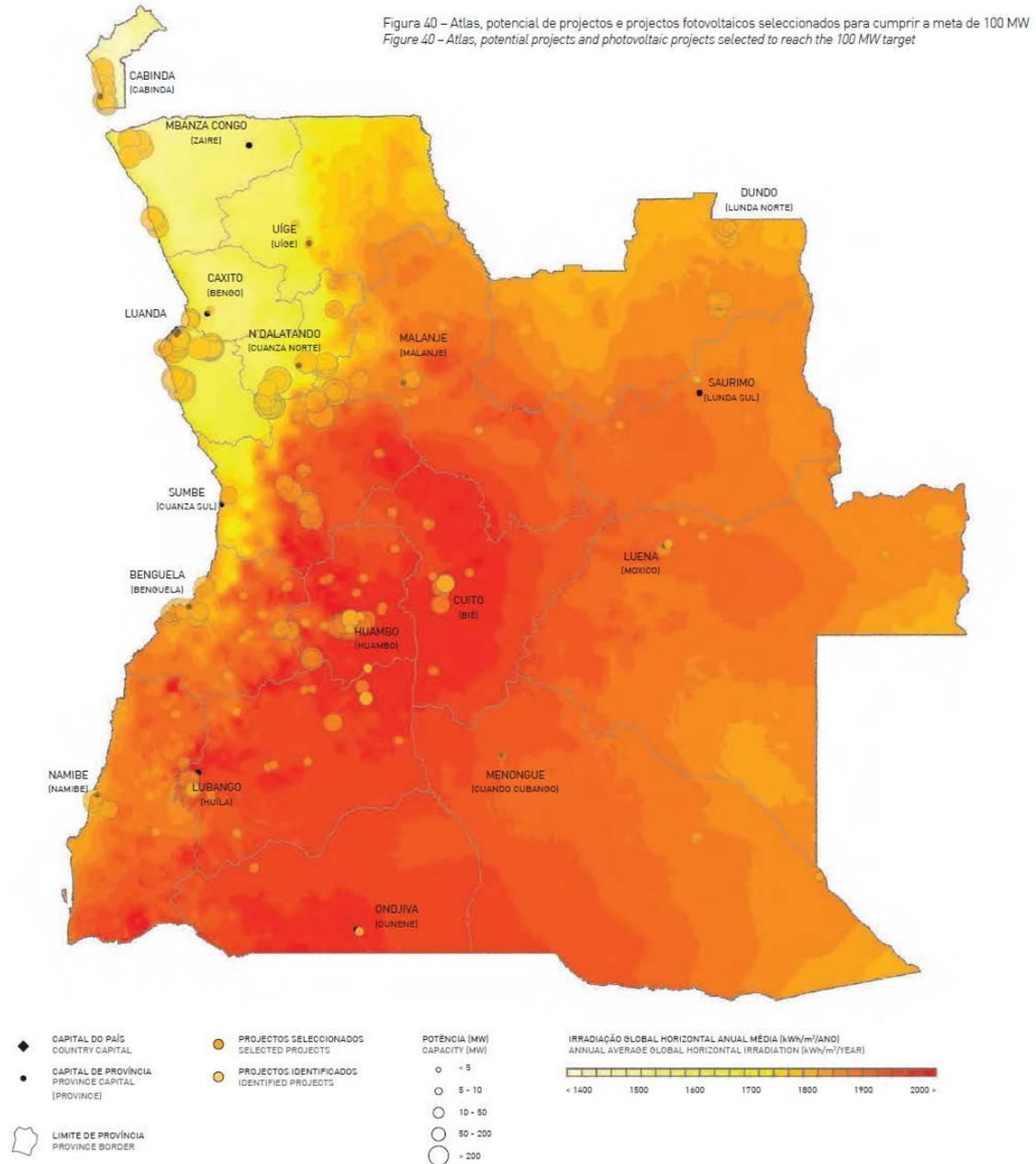
(2) 太陽光発電

Atras and National Strategy for the new Renewable Energiesによれば、アンゴラは太陽光が年平均 $1,350\text{m}^2 \sim 2,070\text{kWh/m}^2/\text{year}$ ほど降り注いでおり、既に調査されたプロジェクトにおける太陽光発電のポテンシャルは合計 17.3GW である。加えて他の再生可能エネルギーと比べて偏在性が無く、全土に均一に分布していることが特徴である。

しかし、今まではディーゼル火力の代替手段として太陽光発電の導入を検討する場合蓄電池システムを入れる必要があり、経済的な観点から導入が見送られてきた。

しかしながら、東部系統の地域（Huambo 州、Kuito 州等）や南部系統の地域においては中・大規模の太陽光発電の導入は他の電源より経済性が良い地点があり、地方電化の観点からも 2025 年までに 100MW の導入が目標とされている。

アンゴラ全土の太陽光発電ポテンシャル図を図 3-15 に示す。



(出典 : Angola Energia 2025 より)

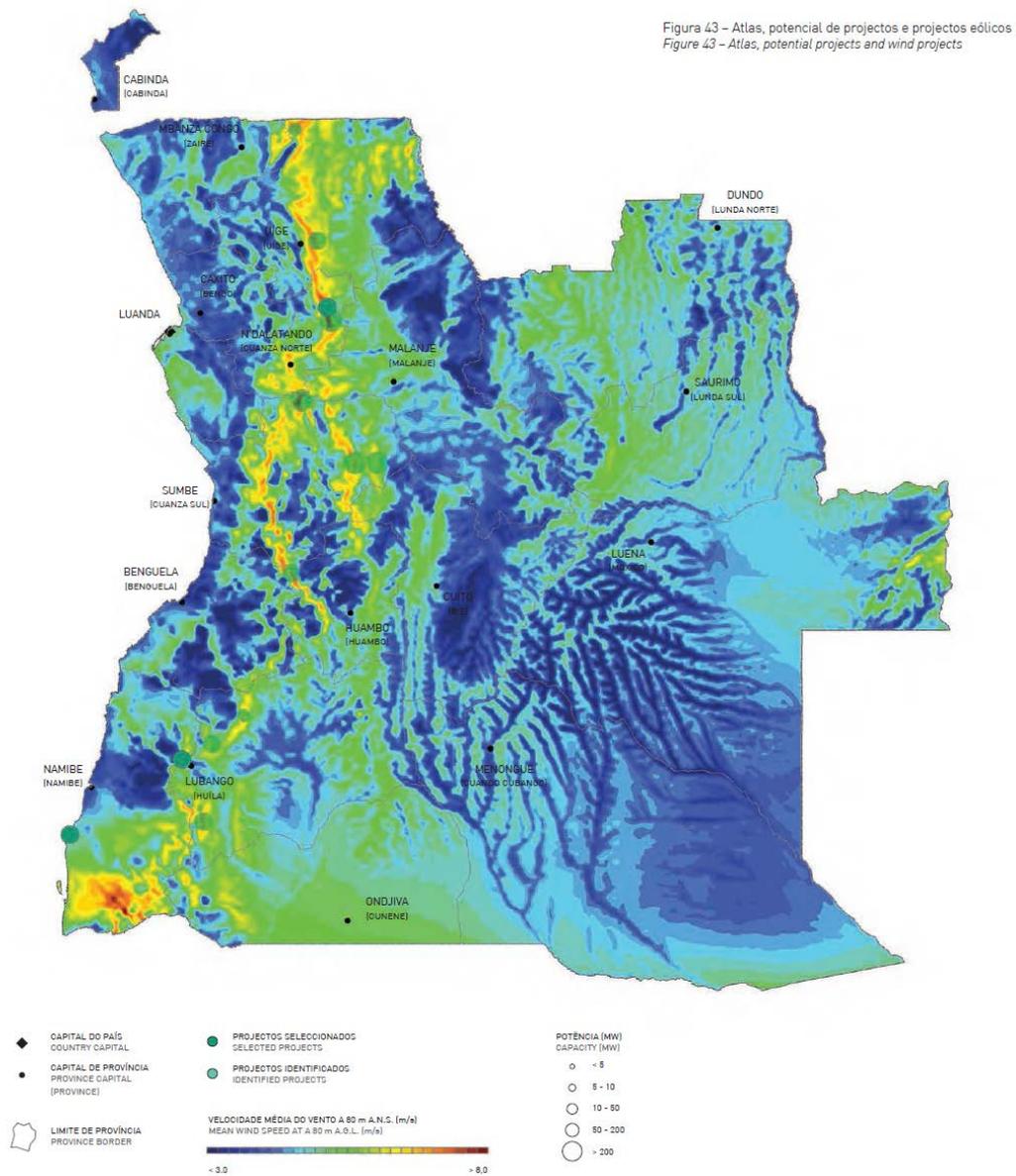
図 3-15 太陽光発電ポテンシャル図

(3) 風力発電

Angola Energia 2025 によれば、アンゴラは大西洋側に南北に渡って高標高で崖が続く地形と、南西部ナミビア国境には地上 80m 位置で 6m/s 以上の風速を持つ地点があり、風力発電に高いポテンシャルを保有している。

全土において調査された風力発電の候補地点は 12 地点、合計最大 3.9GW を持つが、経済性が良く優先度の高い地点の合計は 0.6GW となっている。

今後の計画として 2025 年までに 100MW の導入を目指しており、その主なプロジェクトは Tombwa 風力プロジェクト、計画名は出されていないが Cuanza Norte 州に一箇所、Lubango 州に一箇所となっている。アンゴラ全土の風力ポテンシャル図を図 3-16 に示す。



(出典：Angola Energia 2025 より)

図 3-16 風力発電ポテンシャル図

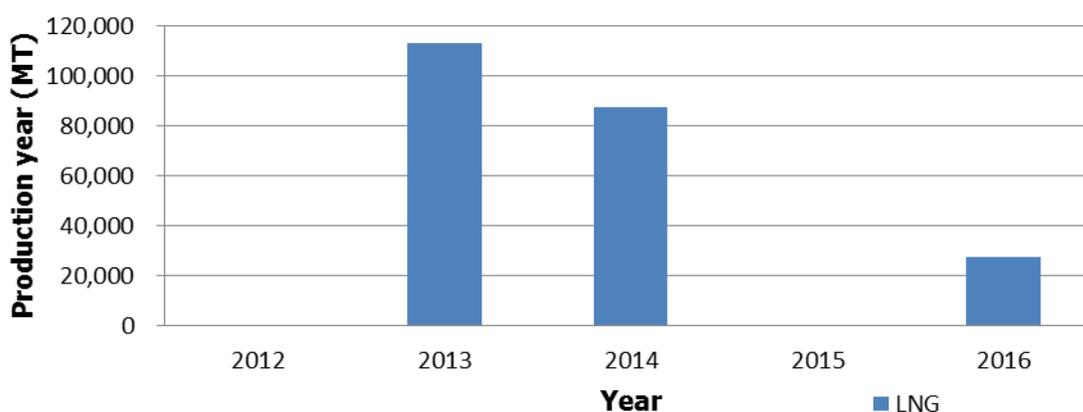
3.2.5 石炭

アンゴラにおいて石炭の埋蔵量の調査は行われておらず、また利用の実績もないため、2017年現在において石炭関連のデータは存在しない。

3.3 エネルギー供給設備の状況

3.3.1 LNG製造設備他

アンゴラ国における LNG 製造設備は Zair 州 Soyo にある Angola LNG プラントが唯一であり、石油生産に伴い生産される石油随伴ガスをパイプラインでターミナルに接続、プラントで LNG へと精製を行っている。Angola LNG 製造設備能力 34 MSm³/d である。2012 年～2016 年における LNG 生産実績は図 3-18 の通りである。



(出典：Sonangol Annual Report 2012~2016 より JICA 調査団作成)

図 3-18 LNG 生産実績 (2012~2016)

なお、生産された LNG は現在主に輸出用であるが、今後の LNG の活用シナリオとしては以下のことが Angola Energia 2025 にて検討されている。:

- 1)大型 LNG 船により遠隔国へ輸出
- 2)Lobito, Namibe へ輸送し、再ガス化を行い新型大型火力の燃料とする。

なお、2)についてはエネルギーを使って LNG を生産した後に、再度ガス化することで発生するコストに見合った計画となっているかは不明である。

3.3.2 石油精製設備

現在、アンゴラ国内における石油精製設備は首都ルアンダにある Luanda Refinery のみである。このため、国内での石油生産量に対し精製能力が不足しており、産油国であるにも関わらず国内で消費する燃料のうち 8 割以上を輸入に頼っている。

このような状況を脱するために、国営石油企業である Sonangol は中部の海岸都市 Lobito、及び北部 Zaire 州 Soyo、及び北部 Cabinda 州 Cabinda、南部の海岸都市 Namibe に新規の石油精製設備を建設する計画を立案した。このうち Lobito は 2018 年に運転開始予定だったが、資金不足により 2016 年 8 月に建設が停止した。また、Soyo は計画が立ち上がったものの実際の工事の着手には至らなかった。Namibe は 2017 年 7 月に工事に着手し、現在工事が進められている。

2018年2月、Sonangolより中部Lobito及び北部Cabinda州における新規の石油精製設備開発計画及び、既設Luanda Refineryの拡張計画が発表された。報道によれば、現在国内外から受け付けたプロポーザルの評価段階であり、Lobitoについての計画は前計画と同様の規模である200,000bpdの容量を持つ設備を2022年までの完成を目指すこととされており、Cabinda州の計画についてはLobitoより小規模のものを2020年までに完成が求められているとなっている。

また、既設Luanda Refineryの拡張計画は既にイタリアの企業であるENIと合意に至っており、本計画により2020年までに生産量が現在の57,000bpdから65,000bpdまで拡大されることが明らかになった。

既設/計画の石油精製設備の情報は表3-2に示す。

表 3-2 既設/計画石油精製設備

Refinery Name	Unit	Luanda	Lobito	Soyo	Namibe	Cabinda
Company		Sonarel	Sonaref →N/A	N/A	Sonaref	N/A
Operation Start	year	1958 →2020	2016(stop) →2022	N/A	N/A	2020
Cost	USD	N/A	8 billion →12 billion	N/A	12 billion	N/A
Capacity	bpd/day	57,000 →65,000	200,000	110,000	400,000	N/A

(出典：Sonangol Universo、及び報道情報より JICA 調査団作成)

3.4 各エネルギーの価格動向

最適電源計画を検討するにあたっては、燃料費の設定が重要な項目となる。値の設定に際しては、国民経済の観点から、燃料費はインターナショナル・プライスを参照することが多い。その為、国際市場の価格を基準に調査・検討するものとする。

調査はInternational Energy Agency(IEA)が発行しているWorld Energy Outlook2016(WEO-2016)及び世界銀行(WB)のデータを参照し、現在に至るまでの価格変動及びIEAが想定する3つのシナリオを比較、2040年までの燃料価格を検討することとする。

WEO-2016において検討されているシナリオは以下のケースである。：

- ・ New Policies Scenario
- ・ Current Policies Scenario
- ・ 450 Scenario

New Policies Scenarioとは、2016年12月に第21回気候変動枠組条約締約国会議(COP21)により採択されたパリ協定によってほぼ全ての国に対し温室効果ガス削減を義務化され、今後各国がそれぞれ取り決めた目標を達成、或いは部分的に達成し化石燃料の利用を抑え、再生可能エネルギーを始めとしたクリーンエネルギーの導入が促進した場合のシナリオである。

Current Policies Scenarioとは、パリ協定が達成されず、加えて今後も新たな合意が取り決められずに今後も化石燃料の利用が変わらない場合のシナリオである。

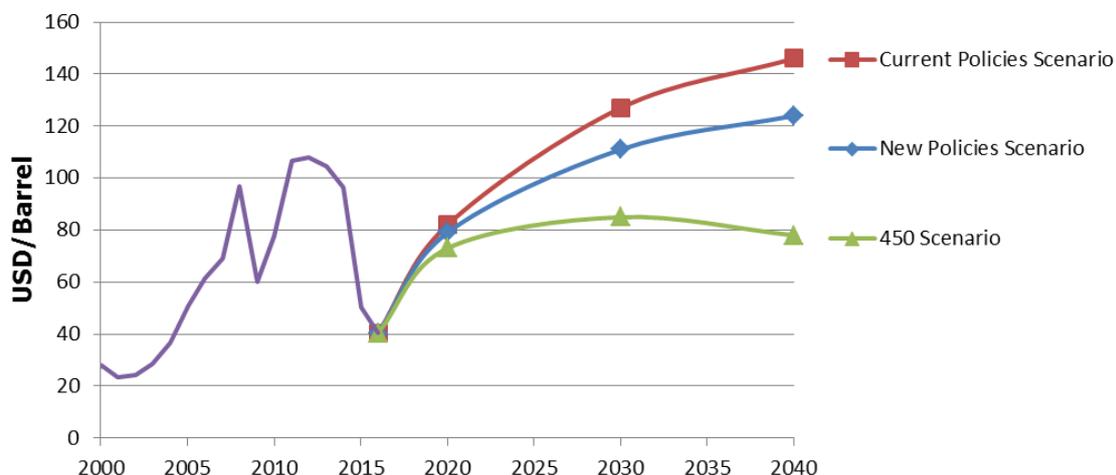
450 Scenario とは、IEA が World Energy Outlook によって提案している脱炭素社会に向けたシナリオであり、産業革命時代より平均 2°Cの温度上昇できるように世界中のエネルギー構成を考案したものである。

3.4.1 原油

国際市場における 2000 年以降の原油価格の変動、及び各シナリオにおける今後の展開について検討されたものを図 3-19 に示す。

いずれのシナリオにおいても、今後の原油価格は上昇する見込みとなっている。現在の価格は 2012 年以降の下落により \$40/Barrel となっている。しかしながら新興国市場における原油の需要は今後も根強く続くためと考えられており、現在は価格の低い OPEC 加盟国より購入されているが、今後は高価な非 OPEC 諸国からの購入が増えていくこととなると予想されているため、原油価格はいずれのシナリオにも 2020 年には \$80/Barrel に到達する見込みとなっている。

2020 年以降の価格変動は、今後石油資源の開発が進むことにより安価で高品質な所謂“スイートスポット”が減少し、高価で低品質な石油が増えていくことに加え、技術の発展により機材が高価になっていくことから原油価格は上昇を続けると考えられている。しかしながら、450 Scenario においては他のシナリオより強力に脱炭素化社会を推し進めることで原油需要を減らし、価格を維持することが見込まれている。



※WTI 原油相場、価格は税抜である。

(IEA World Energy Outlook 2016 より JICA 調査団作成)

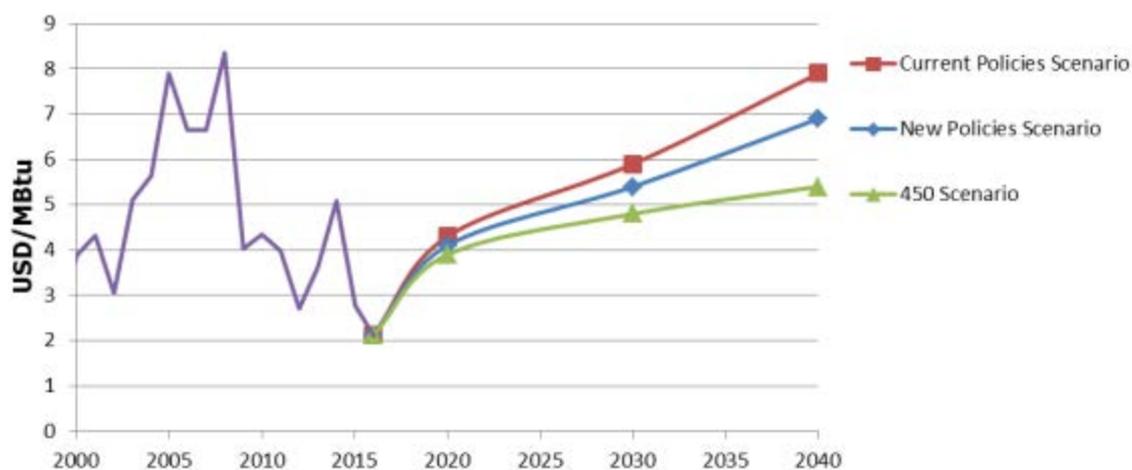
図 3-19 各シナリオにおける原油価格変動予測

3.4.2 天然ガス

天然ガスには原油のような国際共通価格はないが、地域ごとに決められた価格があり、代表的なものとしては①米国、②欧州、③中国、④日本がある。これらの価格の中でも、①米国は国内で産出したものをパイプラインで輸送し売却する価格であり、②欧州及び③中国はパイプラインでの生ガス、及び LNG に加工したものの輸入価格となっており、④の日本については LNG のみでの輸入価格となっている。

アンゴラの場合は、天然ガスは国内で産出し、今後はパイプラインを国内消費地に接続し販売することが計画されていることから価格として①米国のを参考にした上で、変動を予測する。

米国における天然ガスの2000年以降の価格変動、及び2040年までの価格変動の見込みを示したものを図3-20に示す。天然ガスの価格は原油価格と相関関係があることから、今後原油価格と同様に、2020年まで強い需要を背景に\$4/MBtu頃まで上昇すると考えられている。しかしながら、天然ガスの場合は原油とは異なり、CO₂排出量が少なく不純物が少ないLNGに加工し国外で販売する需要が世界的に増えることから2020年以降は国内での消費から徐々にLNGに加工し輸出する割合が増えてゆき、いずれのシナリオにも値段は緩やかな上昇を続けると考えられている。



※北米における取引価格（税抜）

(World Bank 及び IEA World Energy Outlook 2016 より JICA 調査団作成)

図 3-20 各シナリオにおける天然ガス価格変動予測

3.4.3 最適電源構成検討に使用する燃料価格

アンゴラもパリ協定に参加していることから、最適電源計画の検討の際の燃料費としては、New Policies Scenario ベースの値を採用することとする。各燃料費の具体的な値は電源開発計画の章に示すこととする。

3.5 電源開発の実現を促進するために整備すべき情報項目の整理

発電計画、特に火力発電の計画を立案するとき、燃料の供給方針を検討することは重要である。具体的には、火力発電計画を立案する上で、今後どのような燃料使用を想定して、その調達先・輸送方法・使用に際して整備すべき設備の検討は前提条件となっている。

この項では、最適電源計画における火力発電の想定オプションと想定される使用燃料を分析して、どのような燃料供給設備が必要となるかを整理することとする。

3.5.1 電源オプション

第6章において電源開発計画を詳細に検討しているが、採用電源のオプションとしては次のものがあげられる。

- 大型水力
- CCGT
- GT
- 再生可能エネルギー発電（小水力、風力、太陽光、バイオマスなど）

このうち、アンゴラ国の発電計画における火力オプションは CCGT と GT である。

3.5.2 使用燃料のオプションと特質

使用燃料のオプションとしては、天然ガス、LNG、LPG、ディーゼルオイルが想定される。それぞれの燃料の特質を表 3-3 各燃料の特質にまとめる。

表 3-3 各燃料の特質

燃料種	特質	2015's Price
天然ガス	<ul style="list-style-type: none"> ➤ アンゴラにおいては、油田の随伴ガスとして生産されている。 ➤ 輸送費を考慮しなければ、単位熱量当たりの価格は最も安価。その為、山元発電への適用が経済的に有利となる。 ➤ 需要地近傍での発電を指向する場合はガスパイプライン等のガス供給設備が必要。その場合は発電原価の上昇につながる。 ➤ CO2 排出係数は LPG より 2 割程度低いため、CO2 エミッションを考慮する場合は、その使用が有利となる。 	Approx. 1cent/Mcal
LNG	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 天然ガスを冷却して液化したもの。アンゴラには LNG プラントが Soyo に存在する。 ➤ 単位熱量当たりの価格は LPG とほぼ同等。火力発電に適用するためには発電所近傍に大規模な LNG タンクが必要である。この設備は高額であることから発電原価の上昇につながる。 ➤ CO2 排出係数は LPG より 2 割程度低いため、CO2 エミッションを考慮する場合は、その使用が有利となる。 	Approx. 4cent/Mcal
LPG	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 油田やガス田の随伴ガスから生産される他、石油の生成過程で生産される。 ➤ 単位熱量当たりの価格は LNG と同程度。 ➤ 燃料供給設備が軽微ですむため、供給コストが安価ですむ。 ➤ CCGT や GT に適用したときの熱効率天然ガス、LNG の 	Approx. 4cent/Mcal

	<p>場合と比べ遜色ない。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ CO2 排出係数は天然ガス、LNG より 2 割程度高い。 	
ディーゼル オイル	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 所謂、軽油と考えられる。 ➤ 単位熱量当たりの価格は LNG より若干安価かほぼ同等と言って良い。しかしながら、下に記す様に熱効率が下がることから、発電原価は上昇する。 ➤ 燃料供給設備が軽微ですむため、供給コストが安価ですむ。 ➤ CCGT や GT に適用したときの熱効率は天然ガス、LNG、LPG の場合と比べると大きく下がる。 ➤ また、CO2 排出係数は天然ガス、LNG より 4 割程度高く、発電の場合の熱効率も考慮に入ると、CO2 エミッションは大幅に増加する。 	<p>Approx. 4cent/Mcal</p>

アンゴラでは、GT やディーゼル発電所のほとんどにおいてディーゼルオイルが使用されている。これは発電所で使用するディーゼルオイルに限っては、政府が無償もしくは廉価で提供していることによるものと考えられる。上記の表から明らかなように、CO2 エミッション、更にはコスト的（国民経済的）にもディーゼルオイルを採用し続けるのは良いこととは言えない。将来的には LPG や天然ガス系に変換していくことが肝要と考えられる。

3.5.3 火力発電計画シナリオの設定と使用燃料の選択

火力発電計画のシナリオを設定して、それに基づき最も現実的な使用燃料の設定を行う。

(1) ミドル需要電源

<p>【初歩的な電源構成の考え】</p> <p>天然ガスを使用した山元発電が最も経済的 => Soyo における CCGT が最も有利</p>
<p>【課題】</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Soyo に比較的大きな電源を設置すると、アンゴラの電力システムは Soyo => Luanda => Benguela へ向かって偏った潮流が発生する構造となる。この点は、システムの安定性を確保するには 不利となる。 ➤ 更には、過大な電流が流れる原因となり、ひいては送電ロス増加につながる。 ➤ 現在の Soyo - Luanda 間の 400kV 線の容量は 2200MW(N-1 クライテリア)であり、Soyo CCGT(750MW)級で 2 発電所までしか送電できないので、第 3 発電所を建設する場合は、更に 1 回線の送電線が必要となる。
<p>【その他設備の情報/調査団が日本で調査した価格】</p> <p>送電線建設費 : Approx. 1 millUSD/km</p> <p>ガスパイプライン建設費 : 4 - 13millUSD/km</p> <p>LNG タンク建設費 : 100 - 150 millUSD/unit (Capacity 125,000m3).</p> <p>FSRU (Floating Storage Regasification Unit) : 250 - 330 millUSD (Capacity 140,000m3)</p> <p>LPG タンク建設費 : 10-30millUSD/unit(Capacity 20,000m3)</p>
<p>【CCGT 開発シナリオ設定の前提条件】</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Soyo において、第 2 発電所までの開発には合理性がある。 ➤ 第 3 発電所以上の開発に関しては需要地である Luanda や Benguela までの送電線の増設が必要となり、その建設費は最低 300millUSD/circuit 程度が見込まれる。 ➤ その為、需要地近傍での発電も比較検討する必要がある。 ➤ その場合の燃料供給はガスパイプラインによる天然ガス供給や LNG タンク・気化設備を設置した上での LNG 供給などが考えられる。 ➤ ガスラインパイプライン建設に要するコストは、少なくとも 1,000millUSD は掛かると推定され、発電だけで受け持つことは重荷となるので、他産業との共同利用が前提となると考えられる。

<ul style="list-style-type: none"> ➤ LNG 供給に関しては、LNG タンクを 2 基用意した場合、コストは 200～300millUSD であり、比較的安価である。 ➤ FSRU は LNG タンクよりコスト高ではあるが、設置に有する期間という点では短いというメリットがある。 ➤ 他方、LPG の利用を考えれば、供給設備は非常に安価となる。LPG の価格は現状では LNG 価格と大差がないので、選択肢の一つとなる。但し、CO2 エミッションは 2 割程度多くなる。
<p>【CCGT 開発シナリオ設定】</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Soyo における第 2 発電所までの開発を最優先とする。第 3 発電所以上の開発は送電線増設費の検討次第となるが、系統安定性を考慮すると、需要地近傍での発電をすることよいと考える。 ➤ 特に Benguela 地域を含む中部での需要の増加を考慮すると Benguela 地域の Lobito 港に CCGT を開発することには一定のメリットがある。 ➤ 更には、需要の伸びに従い、Lobito 港での CCGT の増設だけでなく、更に南の Namibe 港での CCGT 開発をすることも、有意義なことと考える。この様に南部での CCGT 開発が進むみ、ナミビアとの国際連系が整備されれば、将来的には SAPP への売電の可能性も出てくると考える。 ➤ 以上の点を考慮すると、Soyo において 750MW 級発電所を 2 基建設することを優先した後は、Lobito 港や Namibe 港において、その後の CCGT を開発する計画を立てる。
<p>【燃料の供給シナリオ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 上記の CCGT 開発シナリオに沿って、次の様な燃料供給シナリオを設定することを推奨する。 ➤ Soyo においては、引き続き山元発電用の天然ガスを供給する。 ➤ Lobito においては、第 1 ステップとして LPG を供給する準備を行う。第 2 ステップとして、LNG 供給の準備を行い、整い次第、燃料を LNG に切り替える。

(2) ピーク需要電源

<p>【初歩的な電源構成の考え】</p> <p>天然ガスを使用した山元発電が最も経済的 => Soyo における GT 開発が最も有利 但し、ピーク需要電源は需要地近傍に設置した方が、系統安定的には有利</p>
<p>【課題】</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Soyo にミドル需要電源の CCGT に加えてピーク需要電源である GT を設置すると、アンゴラの電力システムは Soyo => Luanda => Benguela へ向かって、かなり偏った潮流が発生する構造となる。この点は、系統の安定性を確保するには相当不利となる。 ➤ 更には、このことは過大な電流が流れる原因となり、率いては送電ロス増加につながる。 ➤ 但し、現在の Soyo - Luanda 間の 400kV 線の容量は 2200MW(N-1 クライテリア)であり、Soyo CCGT(750MW)級で 2 発電所までの開発しかなしないと 700MW 弱の余裕があるため、それに相当する出力の GT を接続することは可能である。
<p>【GT 開発シナリオ設定】</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Soyo において、合計 700MW 弱の出力の GT を山元発電として開発することは経済性の点から合理性がある。しかし、条件としては給電指令所からのコントロールが可能であること、系統安定性が確保できることが必要である。 ➤ それ以上の開発は、Luanda、Benguela などの需要地近傍の基幹系統に接続することが重要である。 ➤ 以上の点を考慮すると、数基の GT を山元発電として Soyo で開発することは否定されるものではないが、限定的となることを想定する。 ➤ その他のピーク需要電源として、多くの GT を Luanda 近傍の基幹変電所に配置し、残りを Benguela 近傍の Lobito 港に配置することを想定する。 ➤ Lobito 港に配置する GT はコンバインド化することも視野に入れる。これは、近い将来にお

<p>いて負荷率の変化等により、ピーク需要電源より、ミドル需要電源の必要性が高まったときに対応策として有効となるからである。</p>
<p>【燃料の供給シナリオ】</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 上記の GT 開発シナリオに沿って、次の様な燃料供給シナリオを設定することを推奨する。 ➤ Soyo においては、CCGT に加えて GT にも天然ガスを供給する。 ➤ Luanda、Benguela の需要地近傍の GT に関しては、CCGT 以上にガスパイプラインによる天然ガス供給が困難であることから、いずれの場合も、LPG を供給する準備を行う。 ➤ 将来的に、LNG の中継基地の設置などが実現し、そこからのパイプラインでの気化ガスの供給が可能になったら LNG に切り替える。

3.5.4 電源開発の実現を促進するために整備すべき設備

Soyo CCGT, GT	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Soyo は既に開発されている油田の近傍に位置しており、随伴ガスから生産した天然ガスを使用した山元発電が可能である。 ➤ 既に Soyo 1 発電所様のガスパイプライン建設が進行中であり、2018 年中には供用開始予定である。 ➤ この現在のガスパイプラインの増強を図る必要がある。 ➤ 燃料供給設備以外としては、Luanda までの送電線増強の合理性を継続検討する。また、発電所への指令システム (SCADA) の整備を検討する必要がある。
Lobito CCGT, GT	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 第 1 ステップとして LPG の供給設備を整備する必要がある。 ➤ LPG の調達先として輸入にするか、国内精油所にするかの検討が必要である。国内精油所を選択する場合は、精油所の増強計画を関連各所と検討する必要がある。 ➤ 第 2 ステップとして LNG タンクなどの供給設備を整備する必要がある。 ➤ LNG の調達先方法として、国内生産の LNG と輸入もののポートフォリオを検討する必要がある。
Luanda GT	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 基本的には LPG の使用を前提として、LPG 供給設備を整備する。 ➤ LPG ターミナルへの輸送方法として、道路、鉄道の整備も必要となる。 ➤ LNG 使用に関しては、将来的に他産業の需要を含めて LNG の中継基地建設の要請の高まりが必要である。

これらの事項は、アンゴラ国エネルギーマスタープランに関連する項目であるので、現在検討が進んでいると伝えられているエネルギーマスタープランの内容を注視する。

第4章 最適電力計画（ベストミックス）に基づく電力マスタープラン策定手順

4.1 最適電力計画の基本方針

以降の章において、電力需要予測、電源開発計画、送電開発計画の主要な項目を説明する前に、最適電力計画の考えに基づく電力マスタープラン策定の手順をこの章で例を挙げて確認しておく。

最適電源計画を策定するときの基本的考えは、ある観点に立ち、その国にとって最適な電源計画を策定して、その計画に基づき最も効果的な送電計画を立てることである。また、計画立案の前提としては、その国の経済状況や将来構想を分析して反映した精度の良い電力予測値が基本となることは言うまでもない。

それでは「ある観点」とは何か？。最も重要なのは経済性である。しかし、国によってはエネルギーセキュリティであることもある。最近では地球温暖化防止の観点も重要な要素となっている。最適電源計画の検討に当たって重要な項目について次に示す。

- ✓ 経済性（供給原価（発電原価＋送電原価）の低減）
- ✓ 供給信頼度（許容する年間供給力不足時間など）
- ✓ エネルギーセキュリティ（供給の安定性、供給原価の安定性）
- ✓ 環境社会配慮（環境影響度評価、温室効果ガス排出量）
- ✓ 実現可能性（社会環境、開発リードタイム、資金など）

4.2 各検討項目の具体的内容

4.2.1 経済性

経済性の観点から最適な電力マスタープランを策定する場合、次のような検討をすることになる。

- ✓ 最も発電原価が小さくなる電源の構成比率を検討する。発電原価にはキャピタルコストなどの固定費と燃料費などの可変費が含まれる。構成比率の検討の際にはスクリーニング・メソッドやPDPATなどの需給運用シミュレーションソフトが通常用いられる。
- ✓ 最適電源構成比率が得られたら、より具体的な発電プロジェクト計画を作成する。その計画には発電所を電力網の何処に配置するかという計画も含まれる。
- ✓ 電源開発計画に基づき、発電電力を需要地に送電するにあたり最も効率的な増設送電設備の計画を立案する。その計画に必要な送電費を求め、送電原価を計算する。

このような検討をする場合、最も経済性に影響を与えるのは発電計画であるが、上で述べたように検討手法としては主に次の2つの方法がある。

(1) スクリーニング・メソッド

スクリーニング・メソッドによる分析結果の一例を図 4-1 に示す。

スクリーニング・メソッドは設備利用率と発電経費の関係から、各電源の経費が最も安くなる設備利用率を年間デュレーション・カーブに反映することにより、各電源の必要設備容量を求めると同時に最適設備比率を分析する方法である。

上側の図は各電源の年経費を表している。一次関数のY切片は固定費にあたる年経費を示しており、傾きは可変費、主に燃料費を示している。また、下側の図は年間の需要のデュレーション・

カーブを示している。この例では、簡単化のために水力、石炭火力、CCGT 並びに Oil GT だけに着目している。

この場合、水力は設備利用率が 20%以上の領域で最も安価なコストで発電できるので、高い稼働率を確保したまま運用をすることにより、全体の発電コストを低減させることが可能となる。即ち、他の電源より優先して発電を行って電力需要を賄うことが重要である。

次に石炭火力を見ると、利用率が 60%以上のところで経費が安くなることがわかる。その為、稼働率が 60%以上確保できるように運転するために、年間の発生確率が 60%以上の需要を賄うように設備量を確保することにより、経済性が向上することとなる。因みに、この様にデュレーション・カーブの基礎部にあたる需要をベース・デマンドと呼び、それを賄う電源のことをベース電源という。ベース電源の必要設備量としては設備利用率のデュレーション・カーブへの投影から、約 4200MW であることが分かり、仮に水力が 2200MW 導入可能であれば、石炭火力としては 2000MW 導入することが適切であると言える。

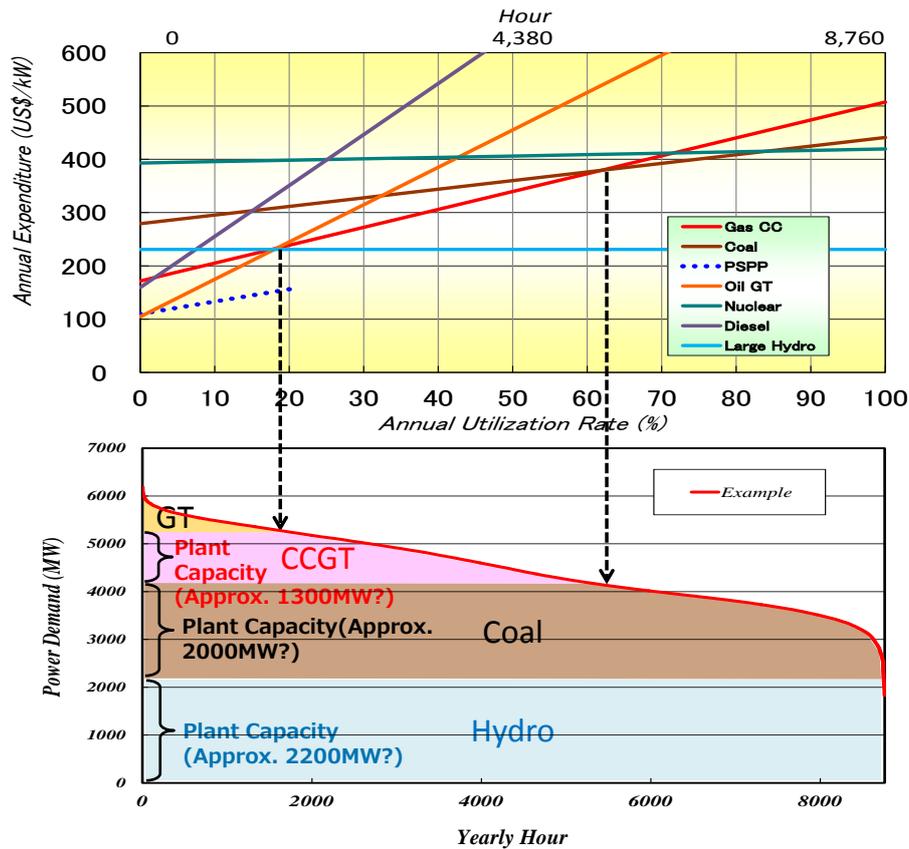
同様な考え方で CCGT について検討すると、設備利用率約 20%～約 60%の間で利用することが経済性の面から優れているため、発生確率約 20%～約 60%の範囲における需要（ミドル需要）に割り当てることが有利であり、この例では 1300MW 程度を設備する必要がある。

また、Oil GT については設備利用率約 20%以下で利用することが経済性の面から優れているため、発生確率約 20%以下の範囲における需要（ピーク需要）に割り当てることが有利であり、この例では 700MW 程度だけを設備すれば良いこととなる。

以上のように各電源の必要設備量を求め、その値に基づき最適な電源比率を算出する。将来の電源計画は、その最適電源比率を参考にして各電源の設備量を検討する。

これらの検討に必要なデータを次に示す。

項目	必要データ	備考
電力需要関係	電力需要予測値のデュレーション・カーブ	8,760 時間の電力需要予測値
電源関係	各電源の建設単価 (USD/kW)	
	熱効率(%)	
	年経費率(%)	金利、減価償却、O&M 費ほか
	燃料費(USD/kW)	



(出典：JICA 調査団作成)

図 4-1 Screening Method の一例

(2) PDPAT

PDPAT (Power Development Planning Assist Tool) は需給 (需用・供給) 運用シミュレーションソフトの一種であり、東京電力が開発した。需給運用シミュレーションソフトは日々の発生需要に対して設定入力した各発電所をどの様に運転して電気を供給するかをシミュレーションするソフトウェアのことである。供給結果の一例を図 4-2 に示す。

PDPAT は運転に際して必要な燃料費が最小となる発電所の運転方法を分析でき、その時の全体の燃料費を求めることができる。更には、それらの発電所の年経費も算出する。即ち、その年の電源システム全体の費用が求めることができ、開発シナリオ毎の年間発電コスト比較をすることにより、最適な電源構成比率を検討することが可能なソフトウェアである。

PDPAT は上記のように、より現実に近い発電所の運営シミュレーションを通して経済計算を行うことから、次の様なデータが必要となる。

項目	必要データ	備考
電力需要関係	電力需要予測値のデュレーション・カーブ	8,760 時間の電力需要予測値
電源関係	発電所毎の建設単価 (USD/kW)	
	発電所毎のヒートレート・カーブ	
	発電所毎の年経費率(%)	金利、減価償却、O&M 費ほか
	燃料費(USD/calorificvalue or volume)	
	発電所諸元	最大出力、最低出力ほか
	水力発電所運用データ	月別発電量ほか

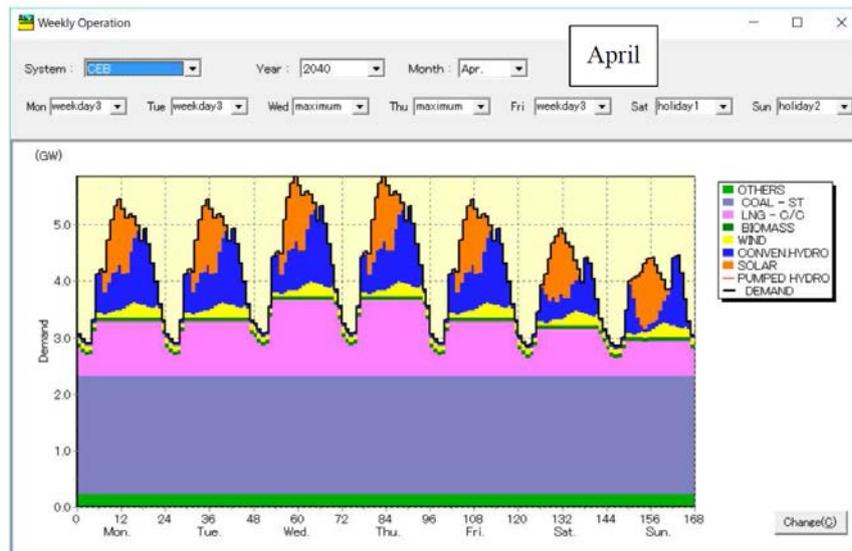


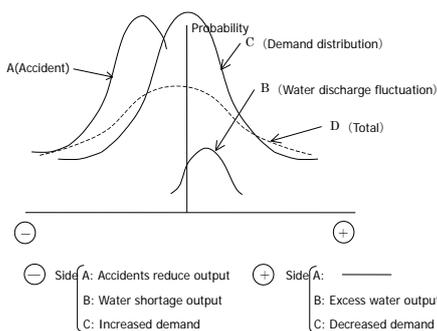
図 4-2 PDPAT シミュレーション結果の例

経済性検討を行う際は、大凡の適正電源比率をスクリーニング・メソッドで求めておき、より具現化した発電所建設計画を設定して、そのインプットデータを用いて PDPAT を活用して最適電源計画を立てるのが通常である。

4.2.2 供給信頼度

供給信頼度は LOLP (Loss of load probability)、LOLE (Loss of load expectation) で表されることが多い。LOLP は、年間もしくは、ある定められた期間内に供給力が需要を下回る確率であり、LOLE はその時間の期待値であり、基本的にはこの二つは同義である。

LOLP の確率分布は、主に次の確率分布の合成により求められる。



確率分布の項目	特徴
需要の変動確率分布	ほぼ正規分布
水力発電の出水確率による出力の変動確率分布	水力の供給力を常時出力で見ている場合はプラス側に作用
水力以外の発電所の計画外停止による出力変動確率分布	二項分布に従う。性格上、マイナス側に作用

図 4-3 LOLP の確率分布

LOLE はこの確率分布に基づき求められる供給力不足が発生する時間の期待値であるので、**式 4-4** に示す式で求められる。

ここで、 P_i : 供給力が不足する確率

H_i : 供給力が不足する時点での需要が発生する時間

である。

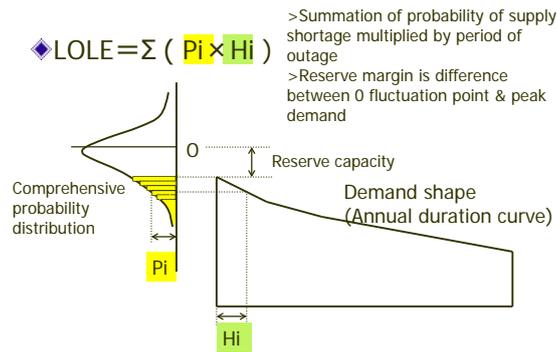


図 4-4 LOLE

調査団の経験から新興国においては、LOLE を 24 時間/年程度を設定するのが適切と考えている。即ち、1 年間に於いて合計で 1 日程度の停電を許容する程度の電源システムを目指すと言うことである。

供給信頼度からは直接的に必要な供給力が求められないため、供給予備率(Reserve margin rate)という概念を持ち込み、LOLE と供給予備率との関係を先ず求めて、設定した供給信頼度に相当する供給予備率を求め、その値に基づき必要な電力供給量をもとめる方法を通常用いている。その必要供給力をもって電源計画を実施している。

$$\text{Reserve margin rate} = \frac{\text{Supply Capacity} - \text{Demand}}{\text{Demand}}$$

LOLE と供給予備率の関係の求め方の概念を図 4-5 に示すが、基本的には Reserve margin をパラメータとして変化させ、その時の LOLE を求めることにより得ることができる。これから分かることであるが、当然のことながら供給信頼度が高い、即ち LOLE が低い電源システムを構築するためには大きな供給予備力が必要となる。

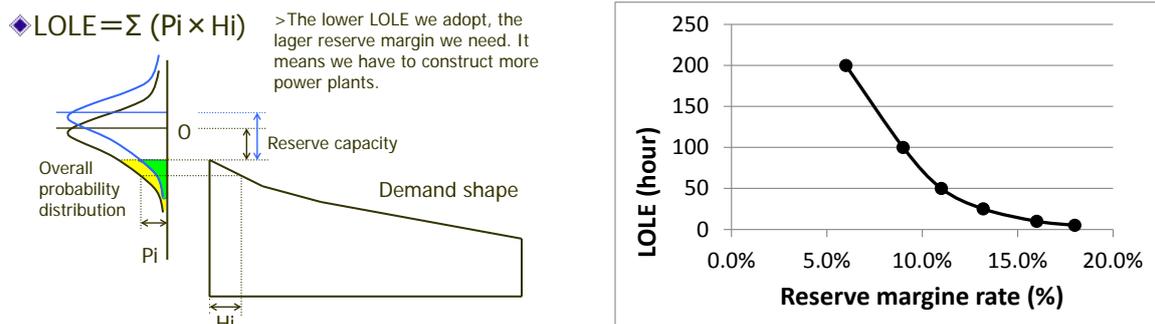


図 4-5 LOLE と Reserve margin rate の関係

必要供給力は次の式で求められるので、この供給力を充足するように電源計画を立てることとなる。

$$\text{Supply capacity} = (1 + \text{Reserve margin rate}) \times \text{Demand}$$

図 4-6 に電源設備の策定例を示す。この例では、青の実線が電力需要予測値を示しているが、電源の計画は供給予備力を考慮した赤の実線で示された必要供給量を充足するべく電源開発計画を策定する必要があることをこの図は示している。

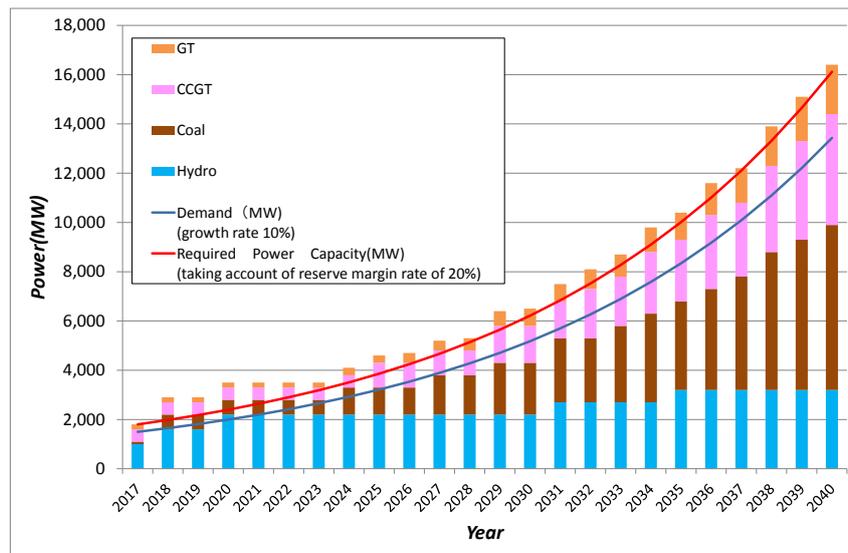


図 4-6 必要供給力と電源開発計画（例）

4.2.3 エネルギーセキュリティ

最適電源計画を検討する際、経済性以外の観点が必要になる場合がある。その一つとしてエネルギーセキュリティがある。特に日本のように国内資源に恵まれない国の場合は重要な考慮点となる。着眼点としては次の様なものがあげられる。

- ✓ 国産エネルギーの確保
 - 自国内の鉱物資源（化石燃料）の開発
 - 長期使用可能エネルギーとしての原子力開発
 - 水力エネルギーの開発
 - 太陽光、風力、地熱、バイオマスエネルギーの開発 ほか
- ✓ 化石燃料の種別の多様化、調達先の多様化

いずれにせよ、これらは極めて高度な政治的判断につながるものが多いので、国家エネルギー政策との整合性を取ることが重要である。

4.2.4 環境社会配慮

環境社会配慮の観点も経済性以外の観点で重要な配慮事項である。従来のプロジェクト毎のEIAとは別に、近年では電力マスタープラン全体のシナリオ毎に地球温暖化に与える影響を評価することが重要となりつつある。経済的には優れている石炭火力発電所も地球規模の環境を考慮するとマスタープランの中に織り込むことは難しくなりつつあるのはこのためである。

また、多くの国は再生可能エネルギー活用を地球温暖化対策の重要項目と位置づけており、これらの電源を電力マスタープランに如何に織り込むかということも検討する必要がある。

これらの問題も極めて高度な政治的判断につながるものが多いので、国家エネルギー政策やINDCとの整合性を取ることが重要である。

4.3 最適電力計画の策定フロー

前項で説明した最適電源開発計画の重要項目を織り込んだ策定手順を図 4-7 に示す。アンゴラ国の電力マスタープランも、この手順に従い実施する。

送電開発計画は発電計画シナリオ、特に導入発電所の種類や発電所をグリッドのどの位置に建設するかにより大きく影響を受ける。当然シナリオ毎に送電設備の最適化検討を実施する必要がある。

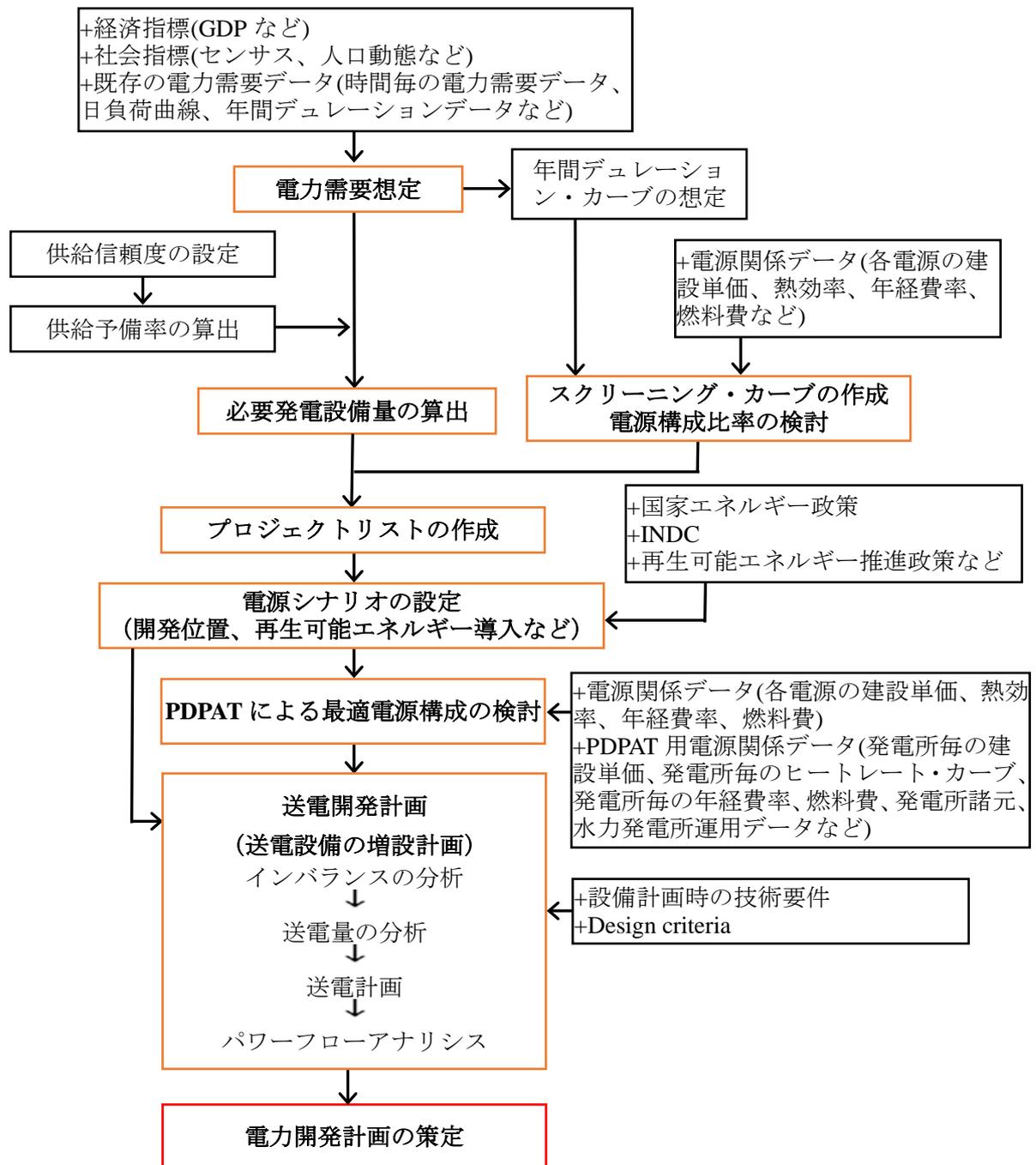


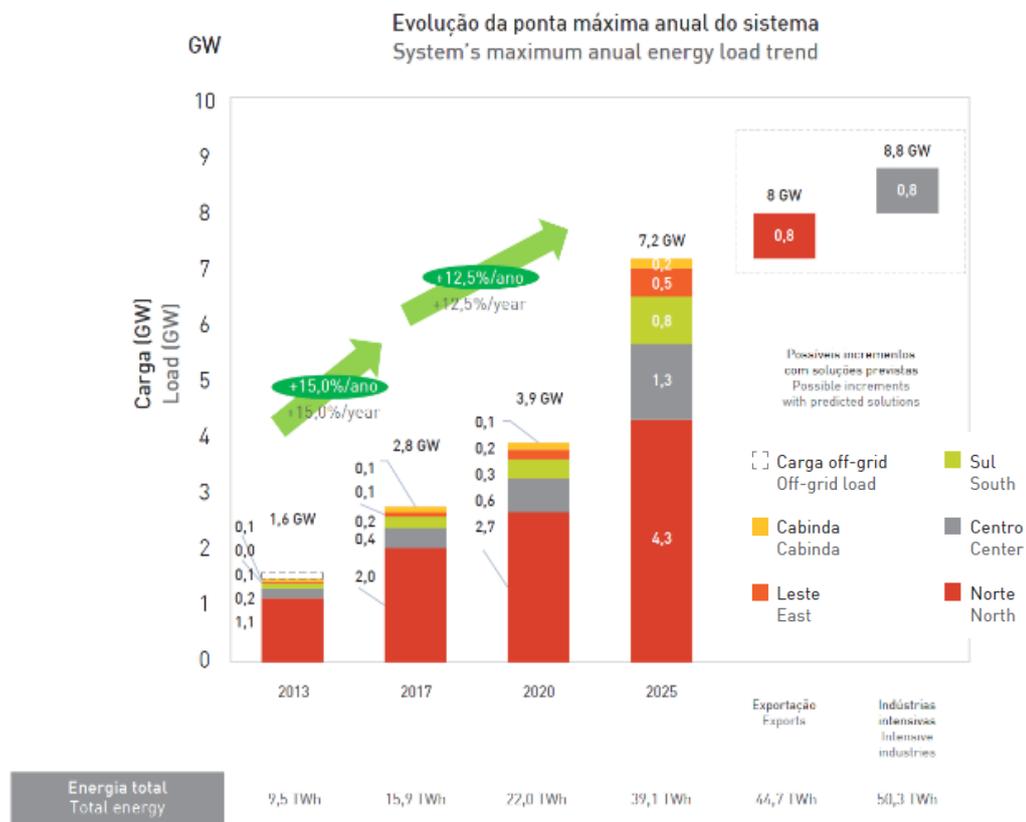
図 4-7 電力開発計画策定作業の手順

第 5 章 電力需要予測

5.1 現行計画における電力需要予測と関連情報

5.1.1 現状の電力需要予測

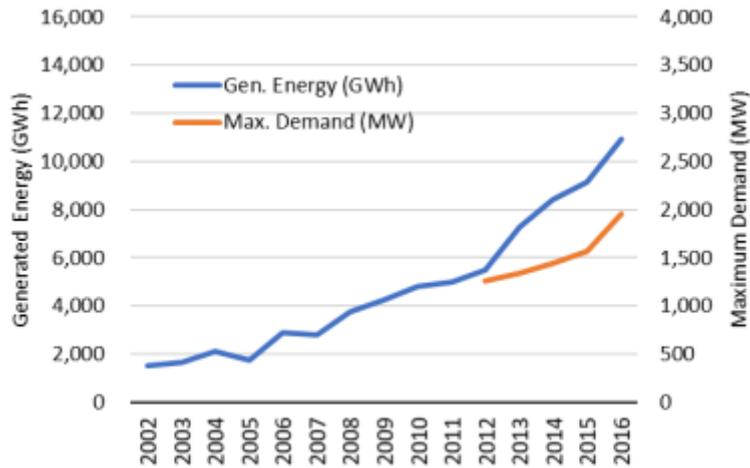
“Angola Energia 2025” に記載されている図 5-1 に示す電力需要予測が公のものとなっている。この電力需要予測は 2014 年に実施され 2025 年までの需要を想定している。図 5-2 に 2016 年までの電力需要実績を示す。想定では 2013 年 - 2017 年は年率 15% で最大電力は増加すると予想しているのに対し、2013 年 - 2016 年の最大電力需要実績（潜在需要含む）の伸び率は 7% - 25%（平均 13.3%）と結果的にはほぼ一致しているが、2017 年の最大電力の見通しは 2.3 GW 程度であり、想定よりも 0.5 GW 程度下回っている。



(出典：Angola Energia 2025)

図 5-1 現行の需要想定（ピーク電力）

発電電力量の需要は、2012 年以前の発電電力量の平均増加率は約 10%であったが、2012 年以降は平均約 19%と倍程度の増加率で急速に増加している。また、最大電力も 2016 年だけで 500MW (25%) 増加した。



(出典：WB Database, RNT, ENDE のデータに基づき JICA 調査団作成)

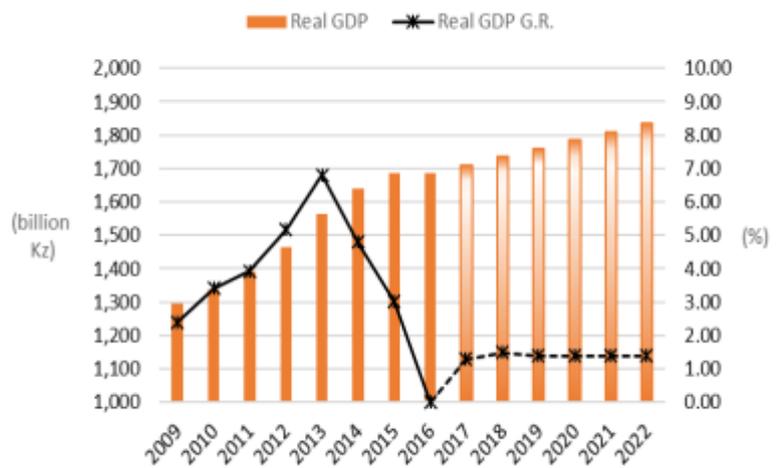
図 5-2 電力需要実績

5.1.2 GDP、人口・成長率予測

(1) GDP の実績および IMF による GDP 想定

WB の Data Base に基づく、GDP (2010 Constant Price, LCU) の実績および IMF による GDP の推定(2017 年版) を図 5-3 に示す。

アンゴラ国は石油セクターに依存した経済構造であり、2013年の実質 GDP は 963 億ドルで、その約 4 割は、石油セクターによるものである。2010 年から 13 年にかけては、マクロ経済の安定性を取り戻し、経済成長も加速基調にあったが、2014 年はいくつかの油田での維持管理・修復作業が行われた影響で原油生産が日量 166 万バレルと前年の同 180 万バレルから減少し、実質 GDP 成長率は 4.2% (IMF 推計) と前年の 6.8% から減速した。さらに、2015 年以降原油価格が 2014 年の 100 US\$/bbl. から 50 US\$/bbl. に急落したことによって、実質 GDP の成長率は 2015 年が 3.0%、2016 年 0.0% とさらに減速した。IMF の 2017 年版の推定によると 2017 年以降は 1.4% 程度で推移する見通しである。



(出典：IMF 予測 (2017) に基づき調査団作成)

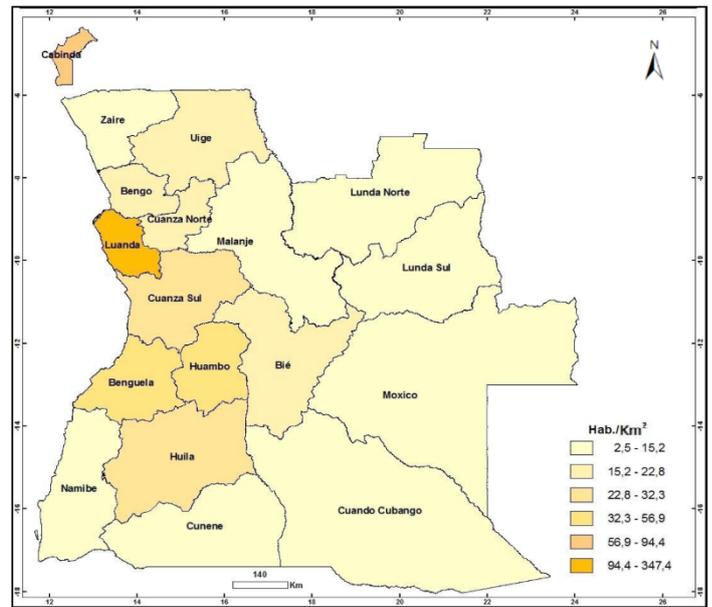
図 5-3 実質 GDP の成長実績ならびに予測

(2) 人口予測

アンゴラの総人口は約 2,580 万人 (2014 年) である。ルアンダ州が最も高い人口密度であり、全域に亘って人口密度 100 人/km² である。

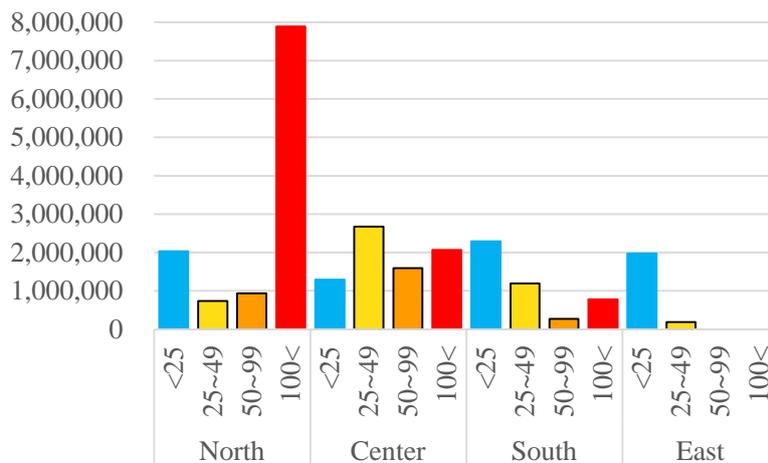
その他人口密度 100 人/km² を超える地方都市を有している州は、北部では Uige 州と Malanje 州、中部では Cuanza Sul 州、Benguela 州そして Huambo 州、南部では Huila 州のみであり、さらに、東部にはない。

また、地域別の人口密度を整理した結果は図 5-5 に示すとおりであり、北部の人口は 1,160 万人 (45%) と約半分を占めている。



(出典：人口統計 2014 (INE))

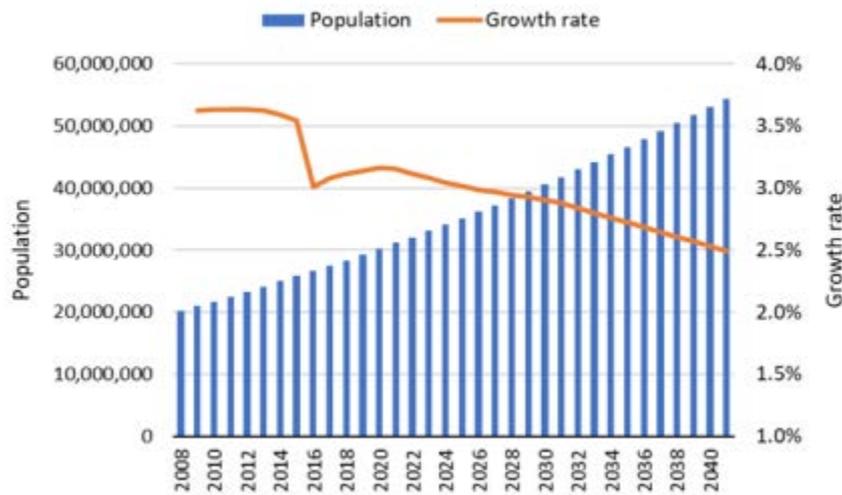
図 5-4 人口密度分布 (2014)



(出典：人口統計 2014 (INE) に基づき JICA 調査団作成)

図 5-5 地域別の人口密度分布 (2014)

INE (Instituto Nacional de Estatística : 国家統計局) によるアンゴラ国の人口予測 (2014-2050) を図 5-6 に示す。2016 年時点の全国人口は約 27.5 百万人、増加率は 3% であり、2040 年時点の全人口は約 54.3 百万人で増加率は 2.5% まで低下すると想定されている。

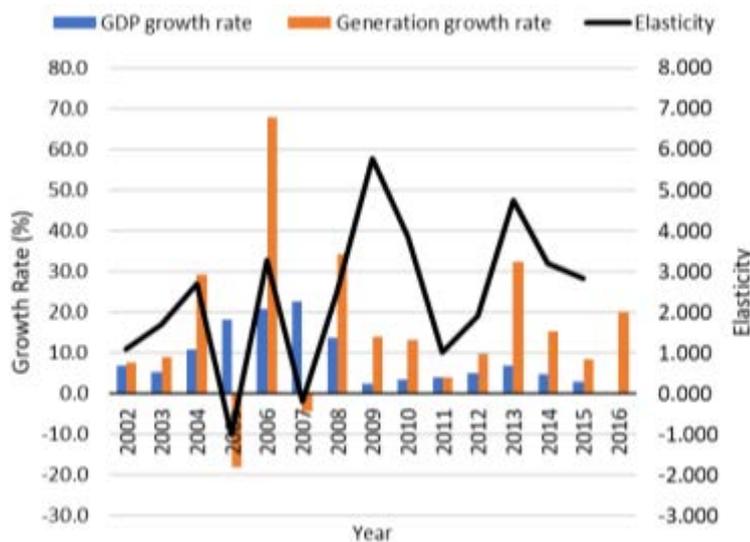


(出典：Population Projection 2014-2050 (INE))

図 5-6 アンゴラ国の人口予測

(3) GDP および電力量需要の増加率の相関

内戦が終結した 2002 年以降の GDP および電力量需要の年成長率を図 5-7 に示す。GDP と発電電力量の年成長率の間には全く相関性が見られず、弾性値（発電電力量成長率/GDP 成長率）は -1.0 から 6.0 と他国の一般的な値である 1.0 ~ 2.0 に比べてかなり大きく変動している。従って、GDP 成長率をベースに電力量需要を想定することは適当ではない。



(出典：WB Database を基に JICA 調査団作成)

図 5-7 GDP と電力量需要の年増加率の関係

(4) 電化の進展

WB データベースのアンゴラ国における電化率の推移は下表のとおりであり、内戦以降大規模な電源の開発が進んでいなかったこと、および人口の増加に伴い徐々に電化率は減少してきている。

しかし、2016年に Cambambe No.2 (700MW) が全号機運転開始したこと、および送電線の拡充が進んでいることから、2016年以降電化率は上昇に転じるものと想定される。なお、Energia 2025では、2025年の電化率を60%にすることを目標に掲げている。

表 5-1 全国電化率の推移

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
電化率 (%)	38.4	37.7	37.5	36.4	35.8	35.1	34.6	33.9	33.3	32.0

(出典：WB Data Base)

5.1.3 現状の電力需要予測の妥当性と課題

MINEA による現状の需要予測は、民生・工業・商業・その他のセクターごとに年間の最大電力需要を加算した想定需要(実供給出力+計画停電出力)に基づき予測されていると推定される。後述するが、経済モデル(GDP)の統計データ、および電化計画も明確ではない。特に、計画停電(潜在需要)を含む時間ごとの電力需要データが整理されていないため、各月の発電電力量を予測することが困難である。

従って、本プロジェクトでは、MINEA が実施している想定方法と同様に、民生(電化計画)・工業・商業セクター毎の電力需要を電力系統(北部、中部、南部、東部)毎に想定し、合計することにより、2040年までの全国の最大電力需要を想定することとした。

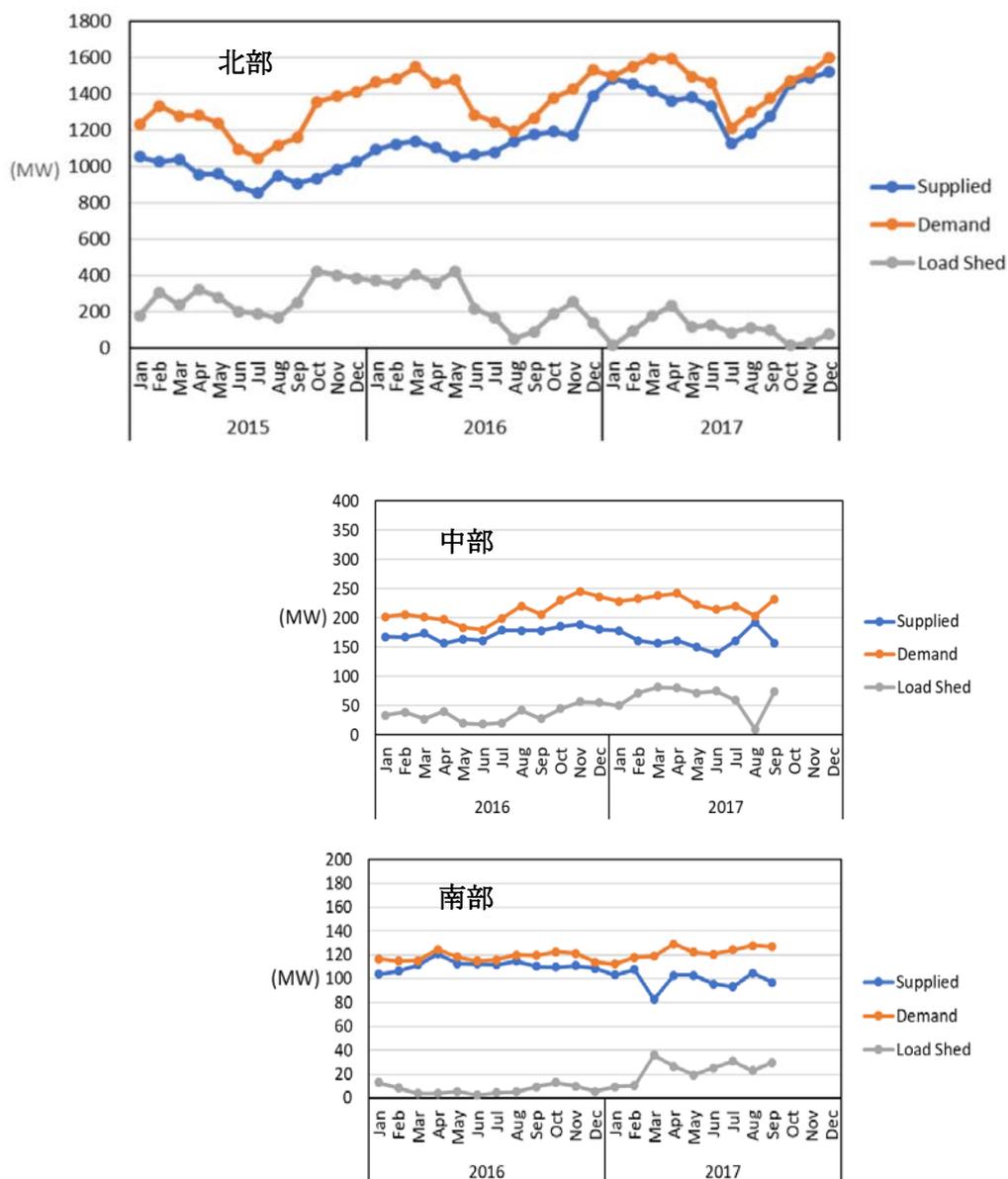
5.2 電力需要実績と地域特性

5.2.1 電力需要実績

(1) 計画停電（潜在需要）の実績

アンゴラ国の電力需給はバランスしておらず、長年供給力不足が生じている。計画停電（潜在需要）の時間ごとの記録は整理されておらず、北部における 2015 年以降、中部、南部における 2016 年以降の月間最大電力時の計画停電量のみを入手することができた（図 5-8 参照）。2015 年 10 月～2016 年 5 月は月最大 400MW の計画停電が行われたが、2016 年の Cambambe 2 (700MW) の運転開始に伴い 2017 年は 200MW 以下の計画停電量で推移した。

なお、東部システムについては、計画停電量データが整理されておらず、不明である。



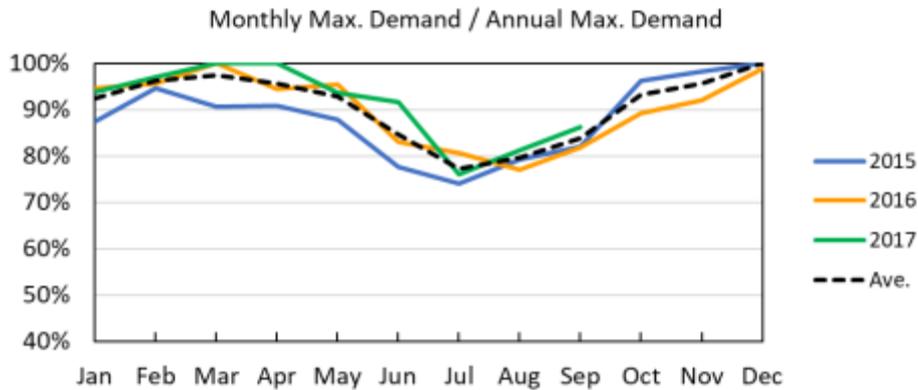
(出典：RNT (NLDC) のデータに基づき JICA 調査団作成)

図 5-8 最大電力および計画停電量の実績（北部、中部、南部システム）

(2) 全国の電力需要の推移

近年の全国の電力需要実績（潜在需要を含む）は前述の図 5-2 に、また、北部系統における各月の最大電力（潜在需要を含む）の年間最大電力に対する比率を図 5-9 に示す。

季節間の需要変動が比較的大きく、年間最大電力は 12 月に生じており、6 月～9 月の冬季 4 か月間は 8 割程度まで低下する。



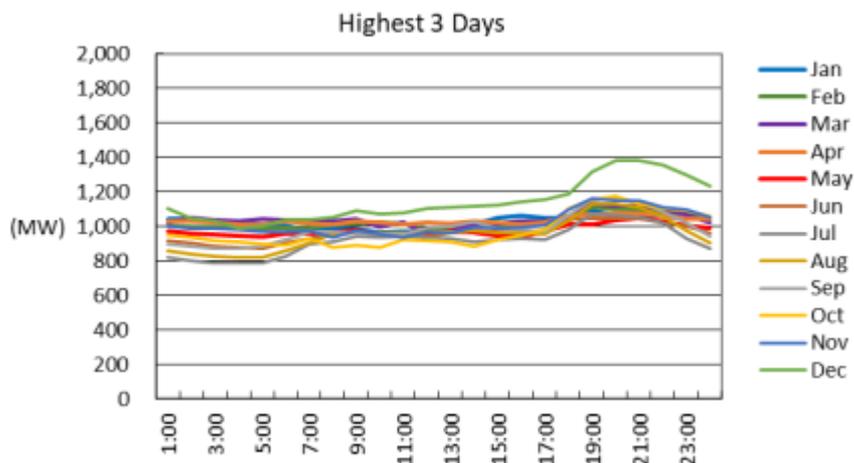
(出典：RNT (NLDC) のデータに基づき JICA 調査団作成)

図 5-9 北部系統における各月の最大電力実績の比較（年間最大電力：100%）

(3) 日負荷曲線の実績

北部系統に関しては RNT (NLDC) から SCADA が導入された 2015 年 10 月以降の時間ごとの発電実績のデジタルデータを収集した。2016 年の各月の 3 日最大電力の日負荷曲線を図 5-10 に示す。

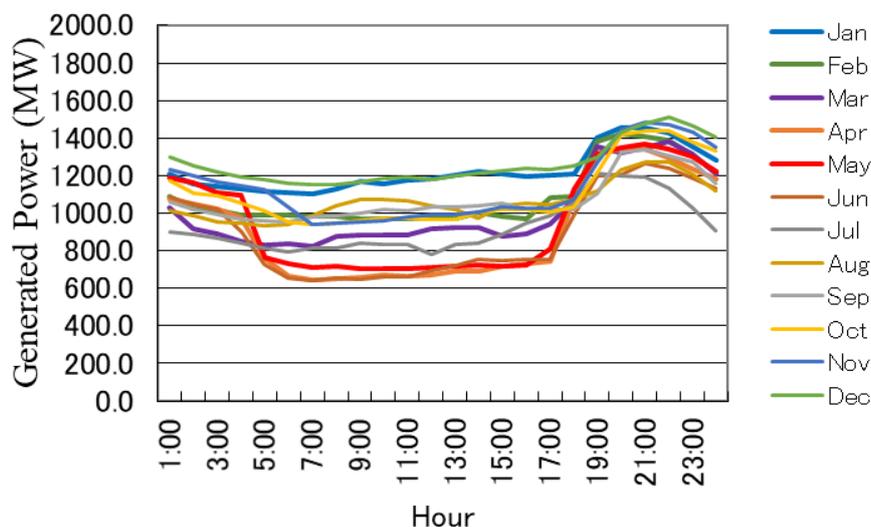
19:00～20:00 にピークとなる電灯ピーク型の日負荷曲線となっているが、12 月を除きほぼフラットな形状となっている。これは、明らかにピーク時の供給力不足に伴う (1) で述べた計画停電によるものと想定される。



(出典：RNT (NLDC) のデータに基づき調査団作成)

図 5-10 日負荷曲線の実績（北部系統：2016）

なお、2017年の各月の3日最大電力の日負荷曲線は図 5-11 に示すとおりであり、Lauca 水力の運転開始に合わせ、貯水池の湛水のため、下流に位置する Cambambe 水力発電所の昼間の発電を制限しており、参考とならない。



(出典：RNT (NLDC) のデータに基づき JICA 調査団作成)

図 5-11 日負荷曲線の実績（北部系統：2017）



図 5-12 Lauca 水力地点の位置図

5.2.2 電力需要の地域別特性

現状では全国の電力系統は北部、中部、南部、東部ならびに Cabinda の 5 電力系統に分かれている。下表に各州の 2016 年の最大電力（潜在需要を含む）、契約件数、電化率、契約件数当たりの最大電力を示す。

Cabinda を除く全国の最大電力は 1,989MW であり、その内約 8 割が北部系統である。また、南部、東部は電化率が一桁とかなり低い。

契約件数当たりの最大電力は Luanda 州, Bengo 州, Cuando-Cubango 州が 2.0 kW、Zaire 州が 1.5 kW、その他州は 1.0 kW に層別できる。



表 5-2 州別の電化率および最大電力（2016）

	Province	Real Demand (MW) 2016	No. of Customers (2016)	Electrified Rate (%)	Demand/ Customer (kW)	Stratified Demand/ Customer
N	Luanda	1358.3	718,015		1.892	2.000
N	Bengo	27.7	14,784		1.874	2.000
N	Cuanza Norte	29.4	28,376		1.036	1.000
N	Malanje	37.3	35,430		1.053	1.000
N	Uíge	25.9	34,709		0.746	1.000
N	Zaire	21.0	14,025		1.517	1.500
N	Cabinda	46.4	49,048		0.946	1.000
	Subtotal	1546.3		50.8		
C	Cuanza Sur	41.4	45,038		0.919	1.000
C	Benguela	160.0	100,685		1.589	1.500
C	Huambo	49.6	49,086		1.011	1.000
C	Bié	15.0	15,545		0.965	1.000
	Subtotal	266.0		26.7		
S	Huíla	69.0	74,244		0.925	1.000
S	Cunene	15.4	16,545		0.931	1.000
S	Quando-Cubango	19.2	7,832		2.451	2.000
S	Namibe	31.9	27,766		1.149	1.000
	Subtotal	135.1		7.3		
E	Moxico	11.3	11,515		0.981	1.000
E	Lunda Norte	18.5	19,218		0.963	1.000
E	Lunda Sur	12.0	11,767		1.020	1.000
	Subtotal	41.8		5.4		
	TOTAL	1989.0	1,273,628	32.3	1.562	

(出典：RNT, ENDE のデータに基づき JICA 調査団作成)

5.3 2040年までの電力需要予測

5.3.1 電力需要予測方法

GDP の成長と電力需要の伸びに相関性がないこと、潜在需要を含む電力需要実績データが整理されていないことから、アンゴラ国の電力需要は独自の方法（下図のフロー）によって予測することとした。

先ず INE の人口増加予測、電化計画（政府目標）、商業・鉱工業電力需要予測（ENDE による想定）ならびに表 5-2 の 2016 年実績に基づき、年間最大電力を予測する。次に地域ごとに潜在需要を含めた月ごとの日負荷曲線を予測し、年負荷率を想定する。最後に、年間最大電力需要と年負荷率から発電電力量需要を予測する。

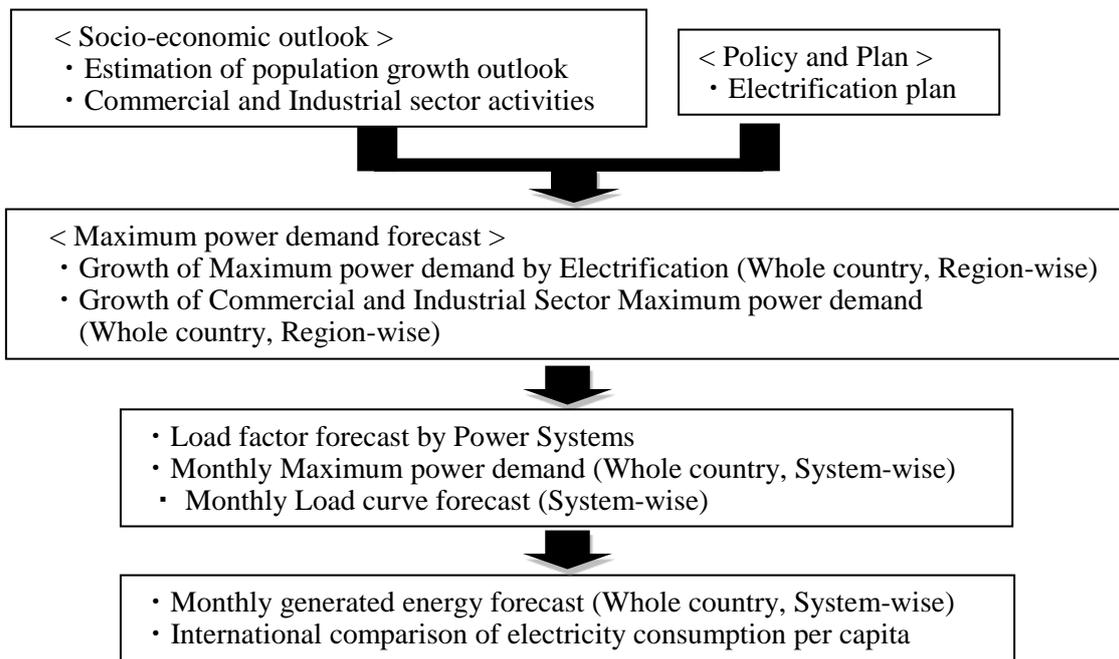


図 5-13 アンゴラ国の電力需要予測フロー

5.3.2 年間最大電力需要予測

(1) 電化計画

2016 年時点の地域ごとの電化率（全国 32.3%）を基に、政府目標の 2025 年に 60%を達成するように、人口密度の高いところから電化が進むことを考慮しつつ電化計画を図 5-14 に示すとおり策定した。

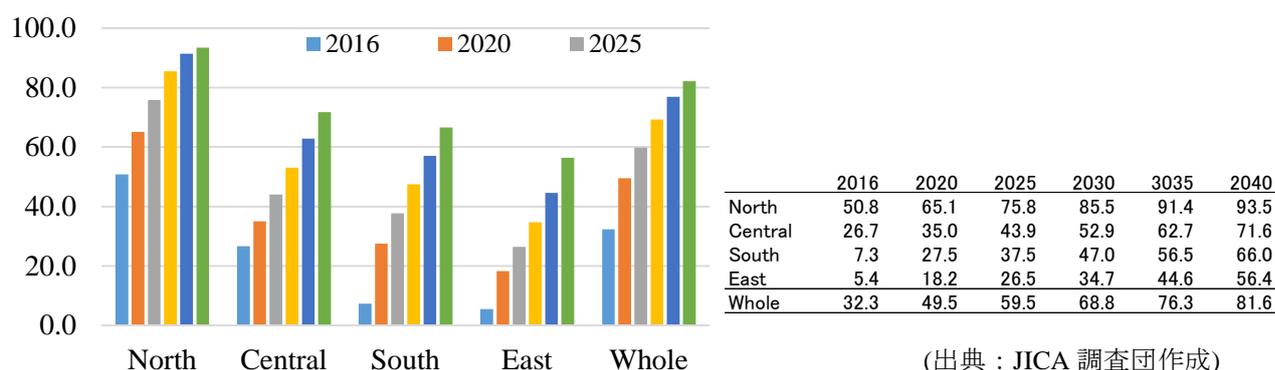


図 5-14 電化計画

(2) 商業・鉱工業分野の電力需要予測

ENDE による 2025 年までの商業・鉱工業分野における電力 (kW) 需要増加予測、および 2040 年における最大電力に占める商業・鉱工業分野の電力需要増分比率が 20%となることを前提条件として下表に示す通りに想定した。

表 5-3 商業・鉱工業分野の電力需要増予測

		2020	2025	2030	2035	2040
N	Luanda	66.7	92.5	192.5	292.5	392.5
N	Bengo	3.9	20.8	40.8	60.8	80.8
N	Cuanza Norte	20.8	88.6	138.6	188.6	238.6
N	Malanje	16.4	20.8	40.8	60.8	80.8
N	Uíge	20.8	65.5	115.5	165.5	215.5
N	Zaire	22.9	49.2	79.2	109.2	139.2
N	Cabinda	16.39	20.8	40.8	60.8	80.8
C	Cuanza Sul	2.3	20.8	40.8	60.8	80.8
C	Benguela	10.4	20.8	40.8	60.8	80.8
C	Huambo	22.2	32.1	62.1	92.1	122.1
C	Bié	1.9	20.8	40.8	60.8	80.8
S	Huíla	10.5	20.9	40.9	60.9	80.9
S	Cunene	3.4	20.8	40.8	60.8	80.8
S	Cuando-Cubango	3.8	20.8	40.8	60.8	80.8
S	Namibe	2.3	44.0	64.0	84.0	104.0
E	Moxico	7.4	44.0	64.0	84.0	104.0
E	Lunda Norte	7.4	44.0	64.0	84.0	104.0
E	Lunda Sur	6.4	20.8	40.8	60.8	80.8
Total		246.0	668.3	1188.3	1708.3	2228.3

(出典：JICA 調査団作成)

(3) 年間最大電力需要予測

州ごとの電化計画に基づく民生分野の最大電力需要は以下の予測式に基づき算定した。

民生分野最大電力需要 = 電化率 × 人口 / 平均契約件数当りの人口 × 契約件数当りの最大電力
ここで、

平均契約件数当たりの人口：6.8 人 / 件 (2016 年の実績)

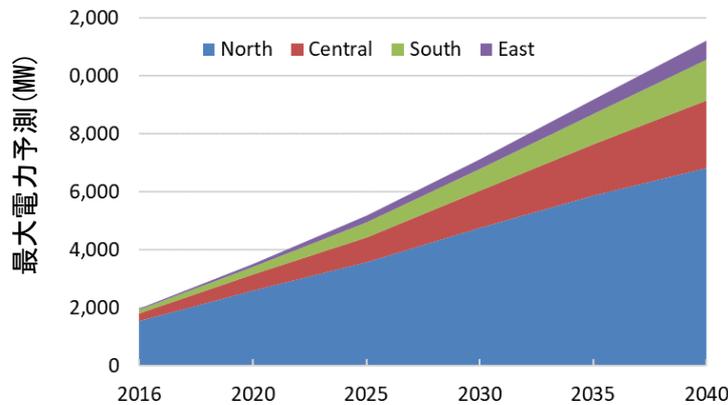
契約件数当たりの最大電力：表 5-2 の層別された各州の契約件数当たりの最大電力

また、これに(2)の商業・鉱工業分野の年間最大電力需要予測を加算することにより、2040 年までの地域ごと（州毎）の年間最大電力需要を想定した結果を表 5-4 ならびに図 5-15 に示す。

表 5-4 年間最大電力需要予測

Provincia	2020		2025		2030		2035		2040	
	Population	Forecasted Demand (MW)	Population	Forecasted Demand (MW)	Population	Forecasted Demand (MW)	Population	Forecasted Demand (MW)	Population	Forecasted Demand (MW)
N Luanda	8,523,574	2122.9	9,920,997	2751.9	11,332,670	3541.8	12,723,054	4220.5	14,120,025	4733.5
N Bengo	462,598	58.6	553,863	119.1	656,180	176.6	766,679	242.2	882,618	315.7
N Cuanza Norte	524,569	67.4	602,893	151.0	692,367	220.5	791,241	288.1	896,755	358.0
N Malanje	1,175,886	103.3	1,362,964	151.8	1,581,477	216.2	1,827,369	290.5	2,090,620	359.0
N Uíge	1,761,367	72.9	2,039,752	156.0	2,376,167	256.1	2,771,516	370.4	3,212,593	500.5
N Zaire	720,902	54.8	836,664	104.9	960,805	164.4	1,092,530	230.3	1,232,419	303.2
N Cabinda	847,377	104.1	965,555	135.0	1,088,094	177.6	1,213,169	222.3	1,342,068	269.3
Subtotal		2584.0		3569.8		4753.3		5864.2		6839.2
C Cuanza Sur	2,236,581	101.5	2,588,393	173.9	3,003,387	262.8	3,477,688	369.3	3,995,420	494.3
C Benguela	2,611,074	299.9	2,965,850	415.5	3,361,497	562.6	3,793,794	733.9	4,250,235	882.0
C Huambo	2,471,780	131.9	2,927,924	205.3	3,467,136	318.4	4,081,212	454.1	4,748,471	613.5
C Bié	1,765,495	41.1	2,073,190	82.1	2,433,384	130.8	2,840,854	207.8	3,280,737	323.3
Subtotal		574.3		876.8		1274.7		1765.2		2313.2
S Huíla	2,997,267	121.2	3,486,668	201.3	4,054,938	310.6	4,705,412	443.5	5,418,796	601.6
S Cunene	1,194,495	38.8	1,395,546	82.7	1,625,997	137.0	1,886,099	200.3	2,170,008	273.3
S Cuando-Cubango	638,615	41.6	738,518	86.3	849,591	141.3	969,408	204.2	1,096,109	275.3
S Namibe	608,649	65.3	716,595	128.7	835,795	169.0	964,302	212.3	1,100,773	258.6
Subtotal		266.8		499.1		757.9		1060.1		1408.8
E Moxico	907,681	27.6	1,056,030	75.2	1,228,578	109.4	1,420,377	157.5	1,623,913	224.0
E Lunda Norte	1,030,631	37.9	1,185,039	96.5	1,357,513	144.2	1,549,313	198.5	1,757,670	259.9
E Lunda Sur	649,133	25.6	754,520	77.4	871,618	92.4	996,379	134.5	1,124,767	180.6
Subtotal		91.1		249.2		346.0		490.5		664.5
TOTAL	2,587,445	3516.3	36,170,961	5194.8	41,777,194	7131.9	47,870,396	9180.0	54,343,997	11225.7

(出典：JICA 調査団作成)



(単位：MW)

	2016	2020	2025	2030	2035	2040
North	1,546	2,584	3,570	4,753	5,864	6,839
Central	266	574	877	1,275	1,765	2,313
South	135	267	499	758	1,060	1,409
East	42	91	249	346	490	665
Total	1,989	3,516	5,195	7,132	9,180	11,226

(出典：JICA 調査団作成)

図 5-15 年間最大電力想定

5.3.3 日負荷率曲線予測

年負荷率を予測するためには、各月の日負荷曲線ならびに各月の最大電力を想定する必要がある。しかし、北部システムは時間ごとの潜在需要データが整理されておらず、また、北部以外の他のシステムは SCADA が未だ導入されていないことから、時間ごとの供給データならびに潜在需要データが整理されていない。

(1) 北部系統

図 5-9 に示す至近 3 か年の北部系統における各月の最大電力（潜在需要を含む）を年間最大電力で正規化し、その平均を求めた（表 5-5 参照）。年間最大電力は 12 月に発生し、7 月の最大電力が最も低く年間最大電力の 77%程度に低下する。

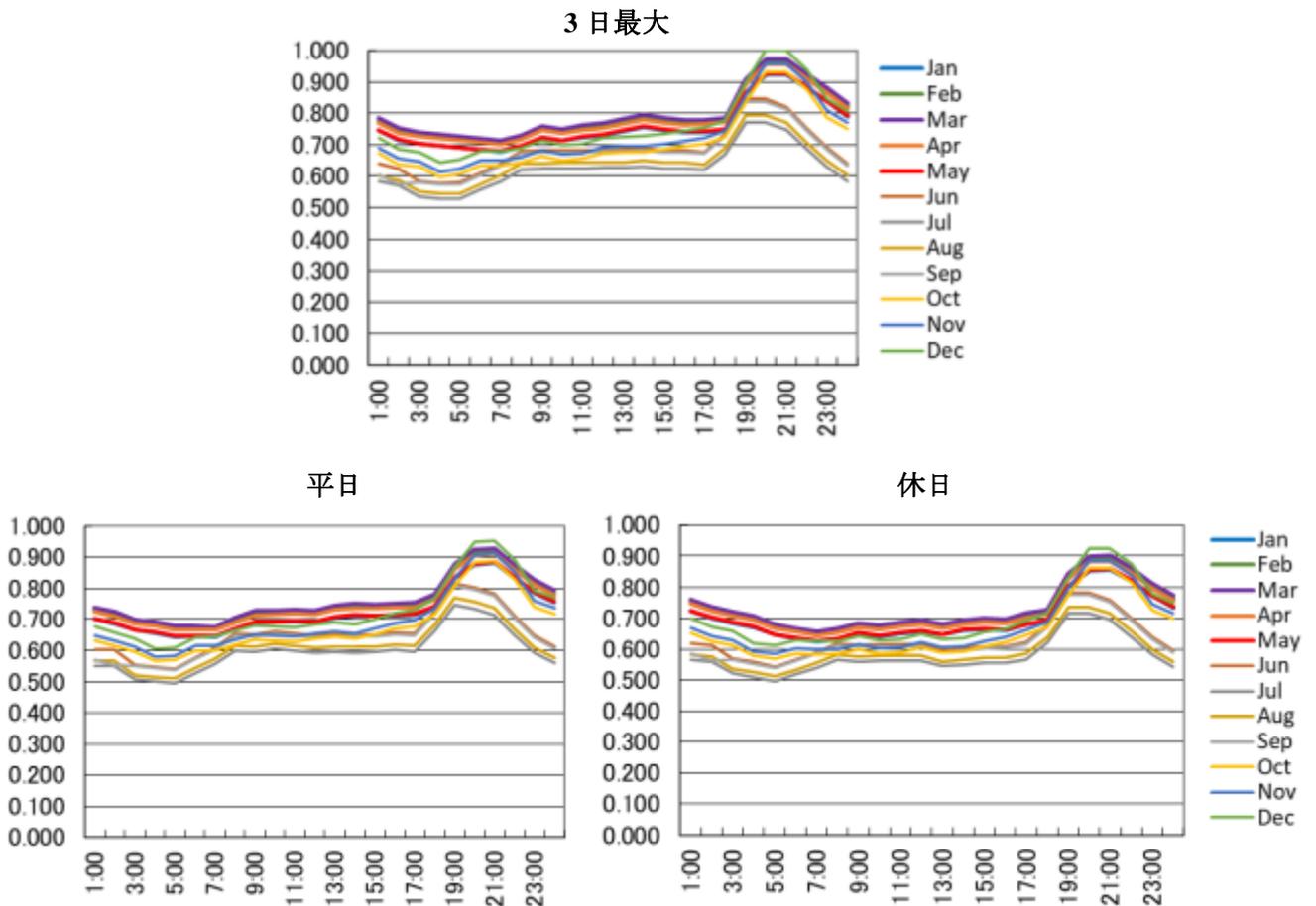
表 5-5 月間最大電力の変化（正規化）

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2015	87%	95%	91%	91%	88%	78%	74%	79%	82%	96%	98%	100%
2016	95%	96%	100%	94%	95%	83%	81%	77%	82%	89%	92%	99%
2017	94%	97%	100%	100%	94%	84%	84%	84%	84%	—	—	—
平均	92%	96%	97%	96%	93%	85%	77%	80%	84%	93%	96%	100%

（出典：RNT (NLDC) のデータに基づき JICA 調査団作成）

次に 2016 年の各月の日負荷曲線（3 日最大、平日、休日）を図 5-8 に示す潜在需要が比較的少なかった 2016 年 8 月と 12 月、2017 年 1 月の負荷曲線を基にピーク時間帯（3 時間）の需要を修正することにより想定した。想定した結果（年間最大電力で正規化）の各月の最大 3 日平均、平日ならびに休日の日負荷曲線を図 5-16 に示す。

この結果から計算した年負荷率は 70.3%である。

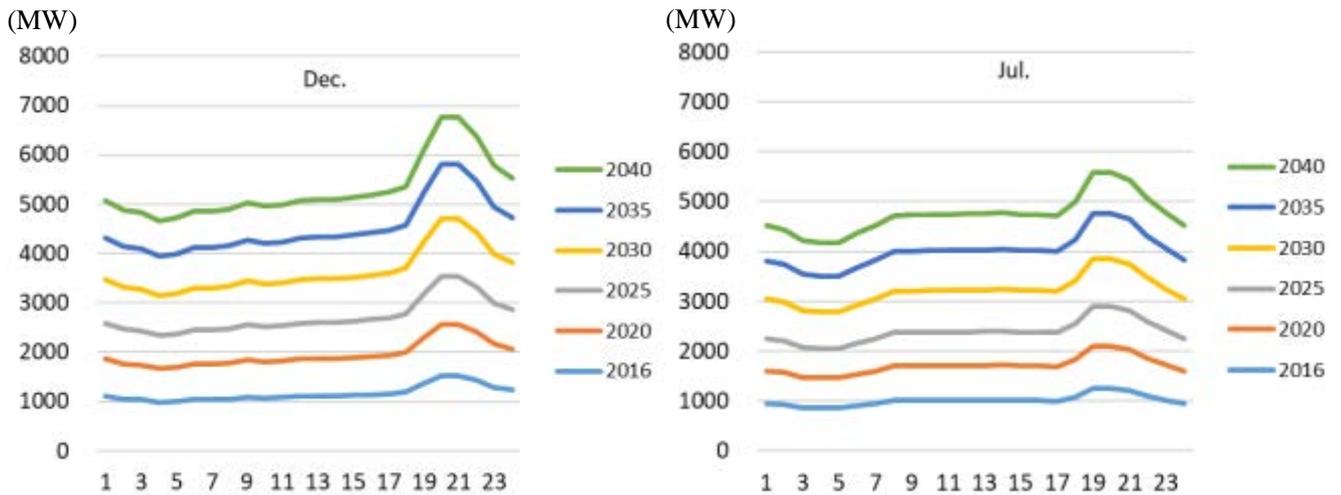


(出典：JICA 調査団作成)

図 5-16 2016 年時点の日負荷曲線（北部系統）

北部系統は大都市ルアンダを抱えていることから、将来的には昼間の需要が夕方のピーク需要に対し相対的に増加すると考えられ、他国の経験から 2016 年時点の年負荷率（70.3%）は 2040 年時点において 72%程度まで増加すると想定される。

上記の仮定の基に 2040 年までの各月の日負荷曲線（最大 3 日平均、平日、休日）を想定した。それらのうち年間最大電力が発生する 12 月と月最大電力が最も低い 7 月の 2040 年までの最大 3 日平均の日負荷曲線を下図に示す。



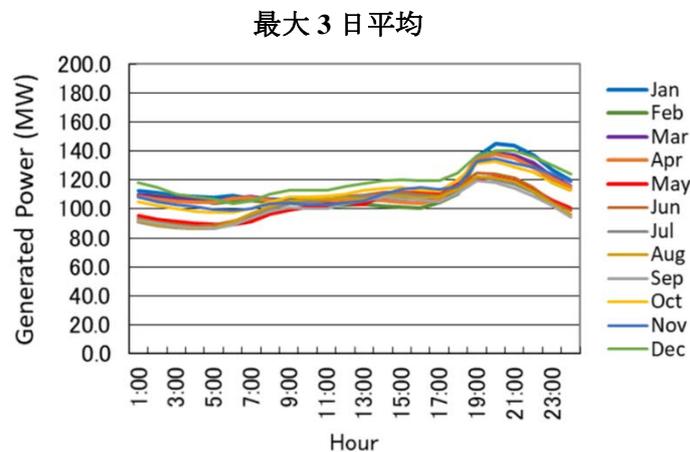
(出典：JICA 調査団作成)

図 5-17 日負荷曲線の予測結果（北部系統：最大3日平均）

(2) 中部、南部、東部システム

中部、南部、東部システムの時間ごとの発電供給データが整理されていないことから、北部系統における地方独立系統 (Isolated) の 2016 年の電力供給データをベースに想定することとした。

図 5-18 に北部単独系統における 2016 年の最大 3 日平均の日負荷曲線を示す。



(出典：JICA 調査団作成)

図 5-18 北部独立系統の日負荷曲線（2016 年）

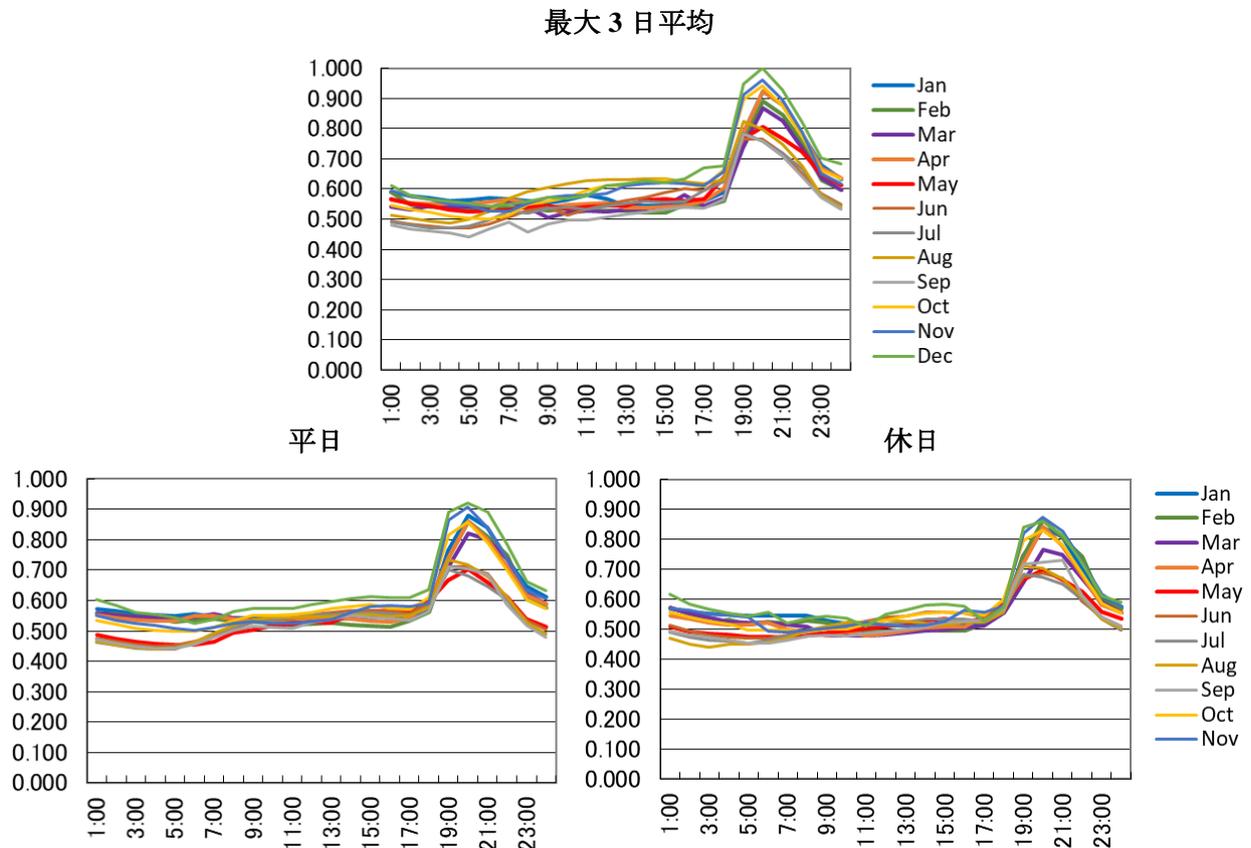
また、2016 年の中部、南部系統における各月の最大電力（潜在需要を含む）を年間最大電力で正規化し、その平均を求めた（表 5-6 参照）。年間最大電力は 12 月に発生し、6 月の最大電力が最も低く年間最大電力の 77%程度に低下する。

表 5-6 月間最大電力の変化（正規化）

		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2016	Center	82%	84%	82%	80%	75%	73%	81%	90%	84%	94%	100%	96%
	South	94%	92%	93%	100%	95%	92%	93%	96%	96%	99%	97%	91%
Applied		92%	89%	87%	92%	81%	77%	78%	82%	78%	94%	96%	100%

(出典：RNT (NLDC) のデータに基づき JICA 調査団作成)

次に図 5-8 に示す需要規模の大きい中部系統の 2016 年の平均潜在需要が月最大電力（実績）の 0.3 倍であったことから、この潜在比率を基にピーク時間帯（3 時間）の需要を修正することにより日負荷曲線（年間最大電力で正規化）を想定した。想定した結果の各月の最大 3 日平均、平日ならびに休日の日負荷曲線を図 5-19 に示す。この結果から計算した年負荷率は 56.8% である。

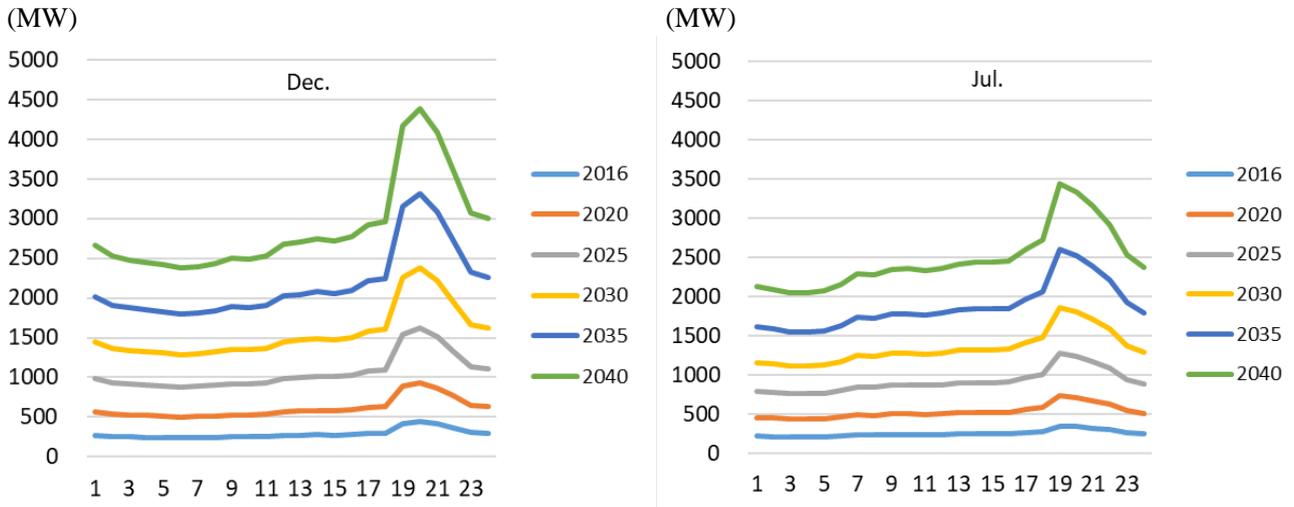


(出典：JICA 調査団作成)

図 5-19 2016 年時点の日負荷曲線（中部+南部+東部系統）

中部、南部、東部系統は 2040 以降まで電化が推進される予定であるため、電化に伴う民生用電力需要の日負荷曲線は相似形（電灯ピーク型）で増加するとともに、商業・工業用需要と民生用需要の比率は変化しないものと予想される。従って、いずれの系統も 2016 年時点の年負荷率（56.8%）はほとんど変化しないと想定される。

上記の仮定の基に2040年までの中部、南部、東部系統合計の各月の日負荷曲線(最大3日平均、平日、休日)を想定した。それらのうち年間最大電力が発生する12月と北部系統の月最大電力が最も低い7月の2040年までの最大3日平均の日負荷曲線を図5-20に示す。



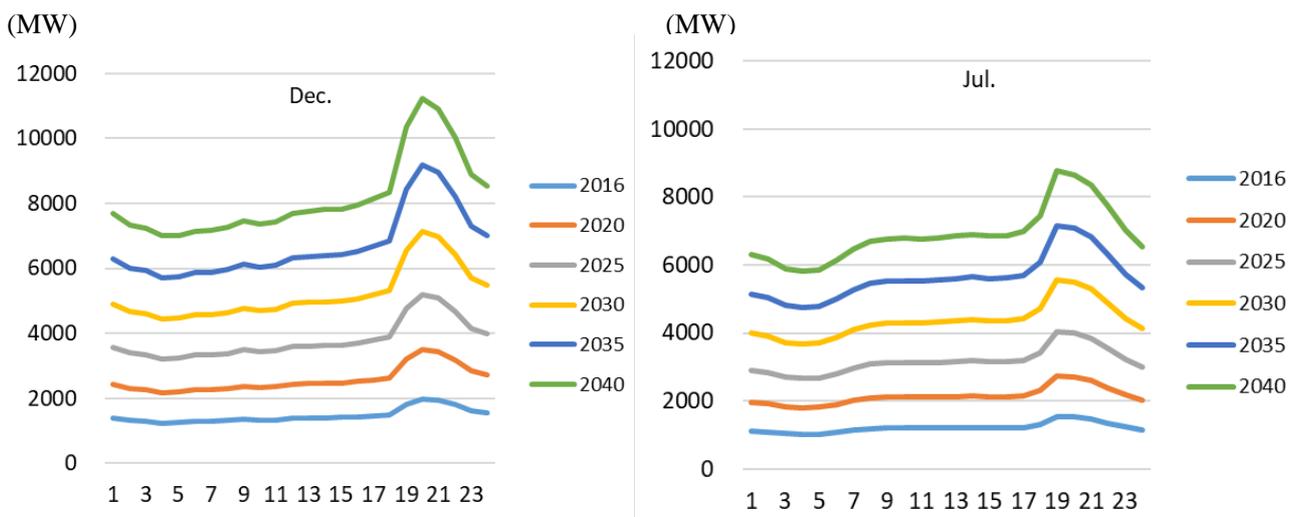
(出典：JICA 調査団作成)

図 5-20 日負荷曲線の予測結果 (中部+南部+東部系統：最大3日平均)

(3) 全国

以上の予測結果より、全国システム(北部、中部、南部、東部系統の合計)の年負荷率は、2016年時点の年負荷率(67.3%)は2040年時点で66.1%まで低下する。この主な理由は、中部、南部および東部地域の電化推進に伴い、全国の最大電力需要に占める北部地域の比率は2016年の77.7%から2040年の61.0%まで低下するためである。

全国の各月の日負荷曲線(最大3日平均、平日、休日)のうち年間最大電力が発生する12月と最大電力が最も低い7月の2040年までの最大3日平均の日負荷曲線を図5-21に示す。



(出典：JICA 調査団作成)

図 5-21 全国の日負荷曲線の予測結果 (最大3日平均)

5.3.4 発電電力量需要予測

発電電力量需要は下記の計算式で求められる。

$$\text{発電電力量需要 (kWh)} = \text{年間最大電力 (kW)} \times 8,760 \text{ 時間} \times \text{年負荷率}$$

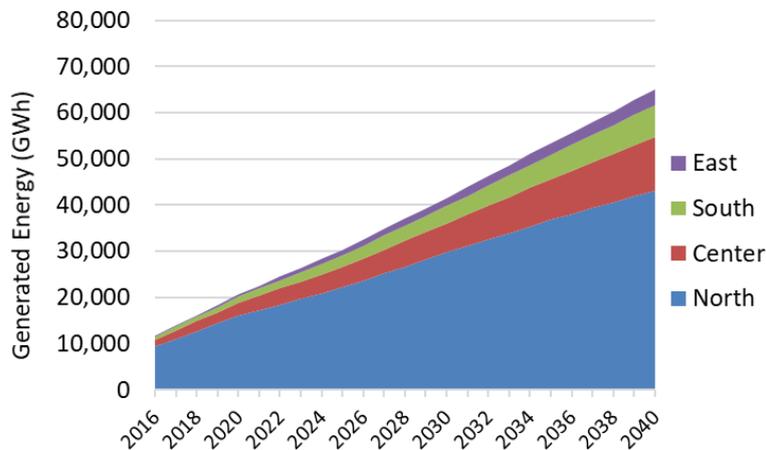
前述の各系統の年間最大電力と年負荷率の想定から、発電電力量需要を予測した結果は表 5-7 ならびに図 5-22 に示すとおりである。

表 5-7 年間発電電力量予測

(単位：GWh)

	North	Center	South	East	Whole
2016	9,522	1,325	673	208	11,728
2017	11,131	1,708	837	269	13,946
2018	12,743	2,092	1,001	331	16,167
2019	14,359	2,476	1,165	392	18,392
2020	15,977	2,860	1,329	453	20,619
2021	17,214	3,161	1,560	611	22,546
2022	18,452	3,462	1,791	768	24,474
2023	19,693	3,763	2,023	926	26,405
2024	20,937	4,065	2,254	1,083	28,339
2025	22,183	4,366	2,485	1,241	30,275
2026	23,678	4,762	2,743	1,337	32,520
2027	25,175	5,158	3,001	1,434	34,768
2028	26,675	5,555	3,258	1,530	37,019
2029	28,179	5,951	3,516	1,626	39,272
2030	29,685	6,347	3,774	1,723	41,529
2031	31,103	6,836	4,075	1,867	43,881
2032	32,525	7,324	4,376	2,011	46,235
2033	33,949	7,813	4,677	2,154	48,593
2034	35,375	8,301	4,978	2,298	50,953
2035	36,805	8,790	5,279	2,442	53,316
2036	38,066	9,335	5,626	2,616	55,643
2037	39,330	9,881	5,973	2,789	57,974
2038	40,597	10,427	6,321	2,962	60,306
2039	41,865	10,973	6,668	3,136	62,641
2040	43,136	11,518	7,015	3,309	64,979

(出典：JICA 調査団作成)



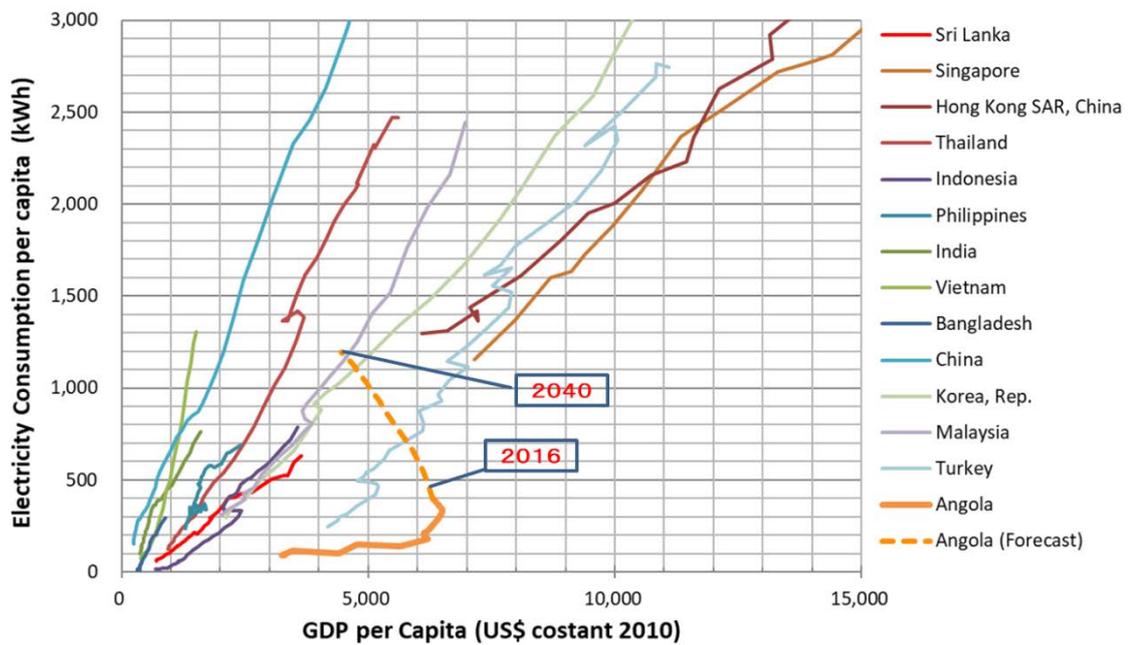
(出典：JICA 調査団作成)

図 5-22 発電電力量需要予測結果

5.3.5 需要予測結果のマクロ評価

需要予測結果の妥当性を確認するため、他発展途上国の実績との比較を行った。図 5-23 は、国民一人あたりの GDP と電力消費量の実績（1973 年～2013 年）の関係図にアンゴラの実績および需要予測結果を追記したものである。GDP と電力消費量の関係は、各国の気候条件や産業構造の違いによって電力の使われ方に差があることを反映して、国によって勾配は異なっているものの、各国とも概ね直線的に増加している。

2016 年から 2040 年までの人口増加率が 3%～2.5%へ漸減すると想定されているのに対し、GDP 成長率は IMF の 2022 年までの想定 1.4%をそれ以降も継続すると想定しているため、一人当たりの GDP は減少する。それに対し、一人当たりの電力消費量は他の発展途上国と同様、概ね直線的な増加となっていることから、今回予想した 2040 年までの電力需要は、妥当な想定であると思われる。



(出典：JICA 調査団作成)

図 5-23 電力需要と GDP の関係

第 6 章 電源開発計画の最適化に係る検討

6.1 既設電源設備の情報収集及び分析

6.1.1 既存電源設備の現況

(1) 電源設備の構成

2017 年 10 月時点の発電所の設備量（小水力等の小規模設備を除く）を地域別の整理した結果を表 6-1 に、また電源種別別の設備構成を図 6-1 に示す。

全国的には電源設備出力の過半を水力設備が占めており、残りを火力（ガスタービン、ディーゼル）が担っている。しかしながら水力発電所は多くが北部に立地しており、他の地域では火力発電の占める割合が相対的に大きい。

再生可能エネルギーでは、バイオマス発電所が 1 カ所運転しているが、大規模な風力・太陽光発電は開発に至っていない。

表 6-1 地域別・発電種別別の主要な発電設備 (MW)

Region	Total	Hydropower (except small)	Thermal Power		Renewable		
			GT	Diesel	Biomass	Wind	Solar PV
Whole Country	4,339	2,365	1,181	743	50	0	0
North Region	3,527	2,172	899	407	50	0	0
Central Region	492	125	254	113	0	0	0
South Region	221	41	28	152	0	0	0
East Region	99	28	0	71	0	0	0

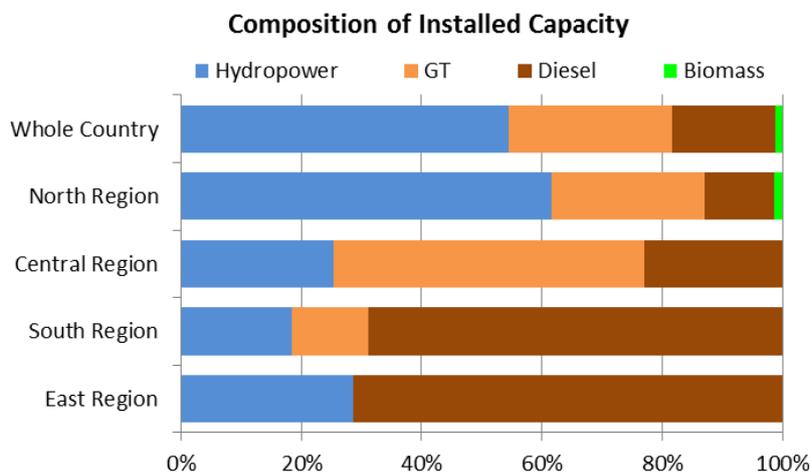


図 6-1 発電設備量の構成

一方で、水力・火力・再生可能発電とも設備老朽化が進んでおり、停止や設備出力を出せないものがある。特に火力発電設備は、可能最大出力の低下が顕著であり、表 6-2 に現状で可能な最大出力を示す様に、全火力設備の平均で設備出力の 40%が供給力として期待できない状況にある。従って、現状の供給能力は供給可能出力によって評価する必要がある。

供給可能出力に基づく地域別・発電種別別の供給力を表 6-3 に示す。また設備構成を図 6-2 に示すが、水力発電の占める割合が 65%を越えており、設備量比率以上に水力を中心とした発電運転がなされている。

表 6-2 火力発電設備の可能最大出力 (MW)

Region	Thermal Power		
	Installed capacity (1)	Available capacity (2)	Available ratio (2)/(1)
Whole Country	1,924	1,145	60%
North Region	1,306	751	58%
Central Region	367	226	61%
South Region	180	130	72%
East Region	71	38	53%

表 6-3 供給可能出力に基づく地域別・発電種別別供給力 (MW)

Region	Total	Hydropower (except small)	Thermal Power		Renewable		
			GT	Diesel	Biomass	Wind	Solar PV
Whole Country	3,441	2,286	739	406	10	0	0
North Region	2,941	2,150	549	202	10	0	0
Central Region	311	85	162	64	0	0	0
South Region	157	27	28	102	0	0	0
East Region	62	24	0	38	0	0	0

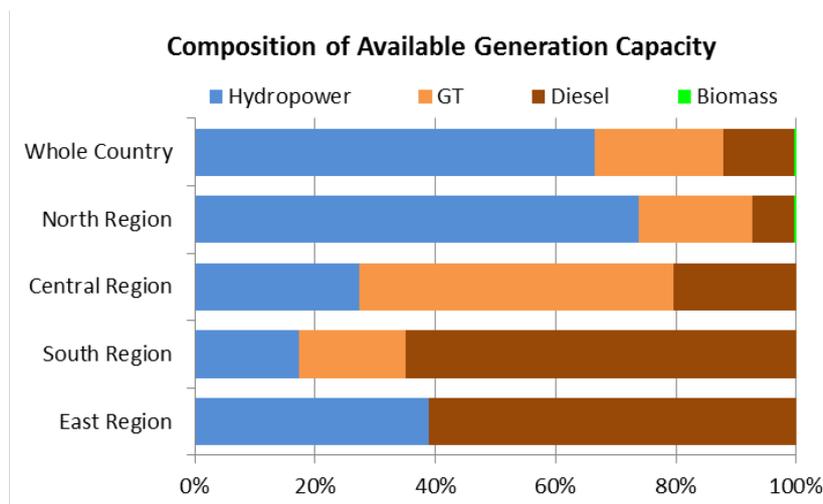


図 6-2 供給可能出力に基づく発電設備の構成

(2) 設備の所有形態

既往発電所の維持運営主体を PRODEL とその他に分けて整理した結果を、表 6-4 に示す。水力・火力発電所とも、多くの供給設備の運転を PRODEL が担っている。特に調整能力に優れた大規模水力発電所はすべて PRODEL の配下であり、電力の安定供給に果たす PRODEL の役割は大きい。

表 6-4 発電種別別の所有形態 (MW)

Region	Total	Hydropower		Thermal Power		Biomass	
		PRODEL	Others	PRODEL	Others	PRODEL	Others
Whole Country	4,339	2,274	92	1,373	552	0	50
North Region	3,527	2,146	26	944	362	0	50
Central Region	492	75	50	337	30	0	0
South Region	221	41	0	28	152	0	0
East Region	99	12	16	63	7	0	0

(3) 水力発電設備

既設の水力発電所にかかる基礎情報を表 6-5 に示す。

水力発電所の設備量は、2017 年 10 月時点で 2,373MW であるが、このうち 2,146MW を 3 つの大規模水力発電所 (Capanda, Cambambe, Lauca 発電所) が占めている。このうち、Lauca 発電所は現在建設中で 2 号機までが運転開始し、次節で述べるように引き続き順次運転開始が予定されていて、3 発電所による供給力はさらに増大する。

この 3 発電所は、Kwanza 川に建設されている。このうち Capanda 発電所(520MW)は Kwanza 川の中流に位置する大規模貯水池 (有効容量 3,651 百万 m³) を有する発電所として最初に開発され、その後、下流に Cambambe 発電所(180MW)が建設された。Cambambe 発電所はダムを 15m 嵩上げし、既設発電所を改修 (260MW に出力増加)するとともに発電所(700MW)を増設した。改修・増設工事は Odebrecht Angola 社が受注して実施し、Voith 社が発電機器等を担当した。

Lauca 発電所 (2,067MW) は、上記の 2 発電所の間位置し、大規模貯水池 (有効容量 5,482 百万 m³) を有する巨大な発電所である。これらの 3 発電所が現状の電力供給の要として重要な役割を担っている。

(4) 火力発電設備

既設火力発電所の基礎情報を、表 6-5 に示す。

Soyo 発電所はアンゴラ国で初めてとなるコンバインドサイクル発電所で、ガスタービン 2 基 (計 250MW) がディーゼル油を燃料として運転を開始した段階にあり、今後ガスの供給を受けて 2018 年内の竣工が予定されている。

その他の発電所は、20~40MW 級のガスタービンが 10 基ほど運転しているものの、多数は、小規模のディーゼル発電であり、主幹系統に接続されていない発電設備も多い。

これらの GT 発電機やディーゼル発電機の多くは地方系統の変電所内もしくは近傍に設置されており、電圧低下を緩和する為に運転されている。ピーク需要時の系統安定化の為に運転されているのであれば、合理的であるが、実際は供給力不足を担保するために運転され、かなりの時間を稼働していると考えられる。このことが発電原価の高止まりにつながっていると考えられ、アンゴラの電力セクターの一つの課題である。

燃料は、ガスタービンのごく一部でジェット燃料（Jet B）が使われているが、その他はディーゼル油である。現状ではガスによる発電はされていないが、PRODEL によると、将来ガス供給が可能になれば燃料をガスに切り替えて燃料費を節減する計画を持っており、Sonangol との協議を進めているということだが、具体化には至っていない。

表 6-5 水力発電所一覧 (2017 年 10 月時点)

Plant name	grid connection	Owner	Location					Installed capacity (MW)	Number of unit/ unit capacity (MW)	Available capacity (MW)	Comitioning year	Note
			Area	Province	municipalities	longitude	latitude					
Lauca	on grid	PRODEL	North	Malanje	-	15° 7'32.38"E	9°44'30.58"S	666.0	6x333,1x67	666.0	2017-2018	#1,#2 completed, #3-#6 under construction, Total 2067MW
Capanda	on grid	PRODEL	North	Malanje	Cacuso	15°27'48.85"E	9°47'35.02"S	520.0	4x 130	480.0	2004/2007	-
Cambambe	on grid	PRODEL	North	Kwanza Norte	Dondo	14°28'44.76"E	9°45'4.40"S	260.0	4x 65	240.0	2012	-
Cambambe 2	on grid	PRODEL	North	Kwanza Norte	Dondo	14°29'1.08"E	9°44'47.27"	700.0	4x 175	640.0	2016	-
Mabubas	on grid	IPP	North	Bengo	Dande	13°42'0.57"E	8°32'6.77"S	25.6	4x 6.4	24.0	2012	-
Biópio	on grid	PRODEL	Central	Benguela	Lobito	13°43'36.24"E	12°28'4.58"S	14.58	4x 3.645	12.0	1955	-
Lomaúm	on grid	IPP	Central	Benguela	Cubal	14°23'8.39"E	12°43'31.27"S	50.0	2x10, 2x15	50.0	2015	-
Gove	on grid	PRODEL	Central	Huambo	Caála	15°52'12.72"E	13°27'7.41"S	60.0	3x 20	35.0	2012	-
Matala	on grid	PRODEL	South	Huíla	Matala	15° 2'30.93"E	14°44'39.96"S	40.8	3x 13.6	27.2	1959	-
On grid Total=								2,337.0		2,174.2		
Luachimo	off grid	PRODEL	East	Lunda Norte	Dundo	20°50'35.45"E	7°21'48.94"S	8.4	4x 2.1	4.0	-	Currenty out of service
Chicapa	off grid	IPP	East	Lunda Sul	Saurimo	20°21'14.94"E	9°29'8.64"S	16.0	4x 4	14.0	-	-
Chiumbe Dala	off grid	PRODEL	East	Lunda Sul		20°12'14.75"E	11° 1'19.39"S	12.0	2x4, 2x2	10.0	2017	-
Off grid Total=								36.4		28.0		
Hydro Total=								2,373.4		2,202.2		

表 6-6 火力発電所一覧 (2017 年 10 月時点)

Plant name	grid connect ion	Owner	Location				Installed capacity (MW)	Number of unit/ unit capacity (MW)	Available capacity (MW)	Comitioning year	Type	Fuel	Note	
			Area	Province	municipali ties	longitude								latitude
Soyo	on grid	PRODEL	North	Zaire	Soyo	12°20'51.70"E	6°10'40.60"S	250.0	GT 4x125, ST 2x125	250.0	2017-2018	GT	Diesel/NG	#1,2 in operation, Total 750MW(CCGT)
CD Benfica	on grid	PRODEL	North	Luanda	Belas	13° 9'54.40"E	8°57'14.73"S	40.0	10x 4	24.0	2013	Diesel	Diesel	
CT Cazenga #1	on grid	PRODEL	North	Luanda	Cazenga	13°18'23.38"E	8°48'53.54"S	24.4	1x 24.4	0.0	1979	GT	Diesel	N/A
CT Cazenga #2	on grid	PRODEL	North	Luanda	Cazenga			32.0	1x 32.8	32.0	1985	GT	Diesel	
CT Cazenga #3	on grid	PRODEL	North	Luanda	Cazenga			40.0	1x40	40.0	1993	GT	Diesel	
CT Cazenga #4	on grid	PRODEL	North	Luanda	Cazenga			22.4	1x 22.45	0.0	-	GT	Jet B	N/A
CT Cazenga #5	on grid	PRODEL	North	Luanda	Cazenga			22.4	1x 22.45	0.0	-	GT	Jet B	N/A
CT Cazenga #6	on grid	PRODEL	North	Luanda	Cazenga			22.0	1x 22	18.00	2010	GT	Jet B	
CT Cazenga #7	on grid	PRODEL	North	Luanda	Cazenga			22.0	1x 22	18.00	2010	GT	Jet B	
CT CFL	on grid	PRODEL	North	Luanda	Cazenga	13°16'36.78"E	8°49'41.66"S	125.0	5x 25	75.0	2012-2013	Diesel	Diesel	#1,#3 N/A
CD Viana Km9	on grid	PRODEL	North	Luanda	Viana	13°18'59.68"E	8°51'59.71"S	40.0	24x 1.66	25.0	2013	Diesel	Diesel	
CT Boa Vista I	on grid	PRODEL	North	Luanda	Luanda	13°13'19.10"E	8°49'20.40"S	45.0	1x 45	0.0	2011	GT	Diesel	N/A
CT Boa Vista II	on grid	PRODEL	North	Luanda	Luanda			45.0	1x 45	0.0	2011	GT	Diesel	N/A
CT Boa Vista III	on grid	PRODEL	North	Luanda	Luanda			41.2	1x 41.2	24.0	2011	GT	Diesel	
CT Refinaria	on grid	IPP	North	Luanda	Cazenga	13°18'28.20"E	8°46'56.37"S	25.5	-	0.0	-	GT	Diesel	
CT CIF Thermal	on grid	IPP	North	Luanda	Viana	13°34'0.35"E	9° 6'29.84"S	50.0	-	0.0	-	GT	Diesel	
CD Capopa 1	on grid	PRODEL	North	Malanje	Malanje	-	-	4.5	-	0.0	2013	Diesel	Diesel	
CD Capopa 2	on grid	PRODEL	North	Malanje	Malanje	-	-	19.6	5x3.9	15.7	2015	Diesel	Diesel	
CT Camama	on grid	PRODEL	North	Luanda	Belas	-	-	50.0	2x25	50.0	2017	GT	Diesel	
CT Biópio	on grid	PRODEL	Central	Benguela	Lobito	13°43'21.66"E	12°27'48.10"S	22.0	1x22.0	0.0	1977	GT	Diesel	
CT Quileva	on grid	PRODEL	Central	Benguela	Lobito	13°35'23.96"E	12°22'54.95"S	182.3	6x15,3x30.78	112.3	2010-2017	GT	Diesel	#2-5 N/A
CT Belem	on grid	PRODEL	Central	-	-	-	-	50.0	2x25	50.0	2017	GT	Diesel	
CD Quileva (Aggreko)	on grid	IPP	Central	Benguela	Lobito	13°35'20.90"E	12°22'58.58"S	30.0	39x0.79	26.4	-	Diesel	Diesel	
CD Lobito	on grid	PRODEL	Central	Benguela	Lobito	13°32'29.78"E	12°22'1.80"S	20.0	4x5.0	0.0	1986	Diesel	Diesel	N/A
CD Cavaco	on grid	PRODEL	Central	Benguela	Benguela	13°25'57.06"E	12°35'11.60"S	20.0	5x4.1	8.0	2013	Diesel	Diesel	#1,2,4,5 N/A
CD Benfica	on grid	PRODEL	Central	Huambo	Huambo	15°44'45.10"E	12°45'13.75"S	15.0	4x 3.75	11.3	2013	Diesel	Diesel	#3 N/A
CD Lubango	on grid	PRODEL	South	Huíla	Lubango	13°30'52.08"E	14°55'53.49"S	40.0	11x2.61	29.1	2013	Diesel	Diesel	
CD Arimba	on grid	PRODEL	South	Huíla	Lubango	13°34'48.45"E	14°57'7.87"S	40.0	28x1.43	31.4	2012	Diesel	Diesel	
								On grid Total=	1,340.3	840.2				
CD Morro Bento	off grid	IPP	North	Luanda	Belas	13°11'21.47"E	8°53'29.65"S	40.0	40x1.05	0.0	2017	Diesel	Diesel	N/A
CT Morro Bento 2	off grid	PRODEL	North	Luanda	Belas	13°11'21.47"E	8°53'29.65"S	50.0	2x 25	25.0	2017	GT	Diesel	#1 stopped
CT Rocha Pinto	off grid	IPP	North	Luanda	Belas	-	-	40.0	2x 20	-	-	GT	Diesel	N/A
CD Quartéis	off grid	PRODEL	North	Luanda	Cazenga	13°14'26.92"E	8°50'24.79"S	32.0	8x 3.75	16	2013-17	Diesel	Diesel	
CD Cassaque	off grid	PRODEL	North	Luanda	Viana	13°21'56.56"E	9° 6'58.12"S	20.0	18x 1.22	9.2	2013	Diesel	Diesel	
CD Morro da Luz	off grid	IPP	North	Luanda	Belas	13°11'50.09"E	8°52'13.68"S	20.0	29x1.38	0.0	-	Diesel	Diesel	
CT Viana	off grid	PRODEL	North	Luanda	Viana	13°18'59.68"E	8°51'59.71"S	22.0	1x22	22.0	2010	GT	Diesel	
CD Kianganga	off grid	PRODEL	North	Zaire	Zaire	-	-	19.7	-	11.13	2006-15	Diesel	Diesel	
CD Tomboco	off grid	PRODEL	North	Zaire	Zaire	-	-	1.0	-	1.016	-	Diesel	Diesel	
CD Kaluapanda	off grid	PRODEL	Central	Bié	Kuito	-	-	10.0	4x2.5	5.0	2011	Diesel	Diesel	#1,2 N/A

Plant name	grid connection	Owner	Location					Installed capacity (MW)	Number of unit/ unit capacity (MW)	Available capacity (MW)	Comitioning year	Type	Fuel	Note
			Area	Province	municipalities	longitude	latitude							
CD Caála	off grid	PRODEL	Central	Huambo	Caála	-	-	2.0	-	0.0	2004-09	Diesel	Diesel	
CD Bailundo	off grid	PRODEL	Central	Huambo	Bailundo	-	-	2.7	-	2.26	2013	Diesel	Diesel	
CD Camacupa	off grid	PRODEL	Central	Bié	Camacupa	-	-	3.2	-	1.2	2001	Diesel	Diesel	
CD Chinguar	off grid	PRODEL	Central	Bié	Chinguar	-	-	2.1	-	1.39	2008	Diesel	Diesel	
CD Lossambo	off grid	PRODEL	Central	-	-	-	-	8.0	-	8.0	-	Diesel	Diesel	
CD Xitoto I	off grid	IPP	South	Namibe	Namibe	12°10'14.86"E	15° 8'44.90"S	11.2	2x5.6	0.0	-	Diesel	Diesel	N/A
CD Xitoto II	off grid	IPP	South	Namibe	Namibe	12°10'14.85"E	15° 8'42.01"S	10.2	6x 1.66	6.8	2013	Diesel	Diesel	
CT Xitoto III	off grid	PRODEL	South	Namibe	Namibe	12°10'14.85"E	15° 8'42.01"S	28.0	1x28	28.0	-	GT	Diesel	
CD Airport	off grid	IPP	South	Namibe	Namibe	12° 7'26.88"E	15°14'20.56"S	11.7	3x3.89	7.8	2013	Diesel	Diesel	#2 N/A
CD Ondjiva	off grid	IPP	South	Cunene	Ondjiva	-	-	10.2	3x 3.33	6.8	2013	Diesel	Diesel	
CD Menongue	off grid	IPP	South	K. Kubango	Menongue	17°41'52.31"E	14°39'24.65"S	11.9	7x1.71	8.5	2013	Diesel	Diesel	
CD Tômbwa	off grid	IPP	South	Namibe	Tômbwa	11°51'0.70"E	15°48'17.30"S	9.6	5x1.4, 2x 1.2	4.32	2014-15	Diesel	Diesel	
CD Cuito Cuanavale	off grid	IPP	South	Kuando	Kubango	19° 8'44.30"E	15° 8'29.50"S	7.5	5x 1.7	7.5	2015	Diesel	Diesel	
Off grid Total=								372.9		171.9				
CD Saurimo	off grid	PRODEL	East	Lunda Sul	Sumbe	20°24'5.16"E	9°38'32.58"S	14.1	5x 2.5	4.1	2011-14	Diesel	Diesel	
CD Dundo Nova	off grid	PRODEL	East	Lunda Norte	Dundo	20°48'20.98"E	7°22'55.82"S	30.0	8x 3.75	22.5	2013-14	Diesel	Diesel	
CD Luena (Hynday)	off grid	PRODEL	East	Moxico	Luena	19°56'44.40"E	11°45'39.72"S	7.5	5x 1.7	3.0	2012	Diesel	Diesel	
CD Luena (Catherpillar)	off grid	PRODEL	East	Moxico	Luena	19°54'40.62"E	11°47'30.00"S	6.5	2x1,64+2x1,6	1.6	2013	Diesel	Diesel	
CD Luau	off grid	PRODEL	East	-	-	-	-	5.4	-	3.6	2015	Diesel	Diesel	
CD Era	off grid	IPP	East	-	-	-	-	7.4	-	3.0	-	Diesel	Diesel	
Off grid (East) Total=								70.9		37.8				
Thermal (main land) Total=								1,784.0		1,050.0				
CD Chibodo	off grid	IPP	Cabinda	Cabinda	-	-	-	30.6	18x1.67	15.3	2014	Diesel	Diesel	
CT Malembo I/ II / III	off grid	PRODEL	Cabinda	Cabinda	-	-	-	95.0	2x35, 1x25	70	2012-15	GT	Diesel	
CD Santa Catarina	off grid	IPP	Cabinda	Cabinda	-	-	-	10.2	6x 1.7	6.8	2014	Diesel	Diesel	
CD Belize	off grid	IPP	Cabinda	Cabinda	-	-	-	2.2	2x 1.1	1.1	2014	Diesel	Diesel	
CD Buco Zau	off grid	IPP	Cabinda	Cabinda	-	-	-	2.2	2x 1.1	2.2	2014	Diesel	Diesel	
Off grid (Cabinda) Total=								140.2		95.4				
Thermal Total=								1,924.2		1,145.4				

Legend: CT: Gas Turbine, CD: Diesel

6.1.2 大型水力発電所の特性

前節(3)項に記したように、大規模水力発電所は Kwanza 川に開発されており、Lauca 発電所の運転開始以前は Capanda 発電所と Cambambe 発電所（設備出力計 1,480MW）が北部系統の主要な発電所であった。

Capanda 発電所は Kwanza 川の中流部にあり、既設発電所群の最上流部に位置している。Capanda 発電所調整池の流入量を図 6-3 に示すが、河川流量は渇水期と出水期で大きな差があり、また出水期の流量は年による変動が大きい。

図 6-4 は Capanda 発電所の発電量の実績を示している。各月の発電量は貯水池の運用効果によって流入量の年間変動が緩和されているが、渇水期である 9-10 月の発電量は出水期に比べて少ない。また、2011-12 年は大渇水で出水期の流入量が少なかったため、渇水期の発電量が大きく減少した。2016-17 年も出水期の流入量が少なく、渇水期の発電量が低下している。

水力発電所の発電可能量は河川流量に依存しており、貯水池式発電所では計画的に流入量を貯水して渇水期の供給力を確保するように運用する必要がある。特にアンゴラの河川は出水期と渇水期の差が大きいことから、長期計画を立案に際しては、貯水池の運用効果を考慮して各月の可能発電電力量を想定し、これを反映することが必要である。

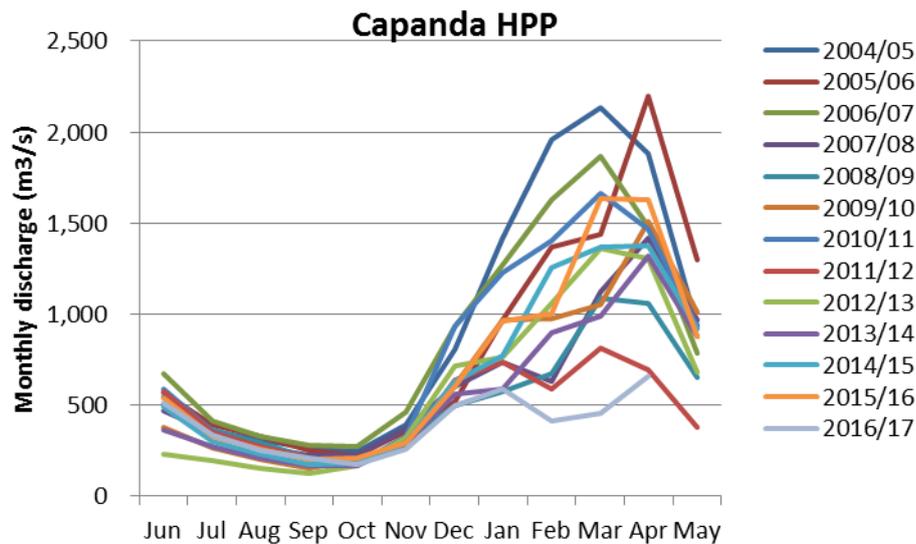


図 6-3 Capanda 発電所の流入量実績

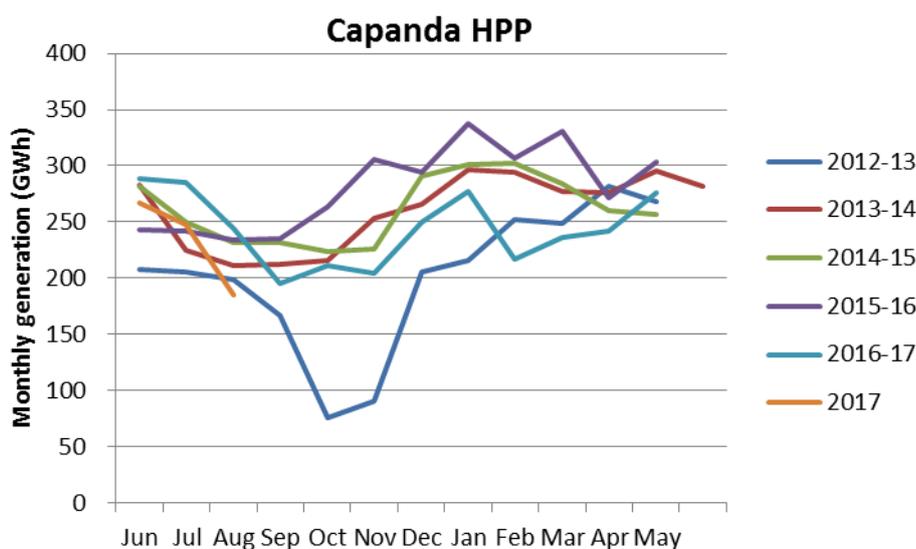


図 6-4 Capanda 発電所の発電実績

6.1.3 建設中の電源設備

(1) 水力発電設備

現在、2つの大規模水力発電所である Lauca 発電所(2,067MW)と Caculo Cabaça 発電所(2,170MW)の建設が進められている。この2つの発電所は、共に Kwanza 川にあり、既設の Capanda 発電所と Cambambe 発電所の間に位置する大規模貯水池を有する発電所である。

上記2地点の他に、既設発電所の改修工事などが行われているが、いずれも小規模である。

<Lauca 発電所>

Lauca 発電所は Capanda 発電所の下流に位置するダム式発電所で、6基のフランシス水車発電機(333.3MWx6)と1基の維持放流発電機によって構成されている。建設費はブラジルから融資を受けて調達し、建設工事は ODLBRECHT 社が、また水車発電機は ANDRIZ HYDRO 社が受注した。2017年7月に1号機が、同年10月に2号機が運転を開始し、引き続き2ヶ月毎に1台の予定で後続号機が運転開始することとなっている。

<Caculo Cabaça 発電所>

Caculo Cabaça 発電所は Lauca 発電所の下流に計画されたダム式発電所で、4基のフランシス水車発電機(530MWx4)と1基の維持放流発電機によって構成されている。建設費は中国商工銀行(Industrial and Commercial Bank of China (ICBC))の融資によって調達し、建設工事は、CGGC(China Gezhouba Group Co.,Ltd), BOREAL INVESTMENTS LIMITED, CGGC & NIARA-HOLDING LDA の共同企業体が受注した。現在、建設準備工事は始まった段階で、2017年8月から河川の転流工事が進められている。本体工事の建設は80ヶ月の工期を予定している。

(2) 火力発電設備

アンゴラ国で初めてのコンバインドサイクル発電所となる、Soyo1 発電所の建設が進められている。Soyo1 発電所は既存の火力発電所に比べ大規模・高効率の発電設備である。

<Soyo1 火力発電所>

Soyo1 火力発電所は、アンゴラ国の北西部、Zaire 州 (図 6-5) に建設中 (一部のガスタービン

は軽油で試運転を実施済)の総出力 750MW のガス・軽油焼きコンバインドサイクル発電所である。同発電所は 2 系列のコンバインドサイクル発電設備から構成されており、1 系列はガスタービン発電機 2 台、排熱回収ボイラ (HRSG) 2 台及び蒸気タービン発電機 1 台 (2 on 1) で構成されており、出力は 375MW である。

また、コンゴ川岸にある Angola LNG 基地から同発電所にガスパイプラインが敷設されており、11 月からガスが発電所に供給される予定である。

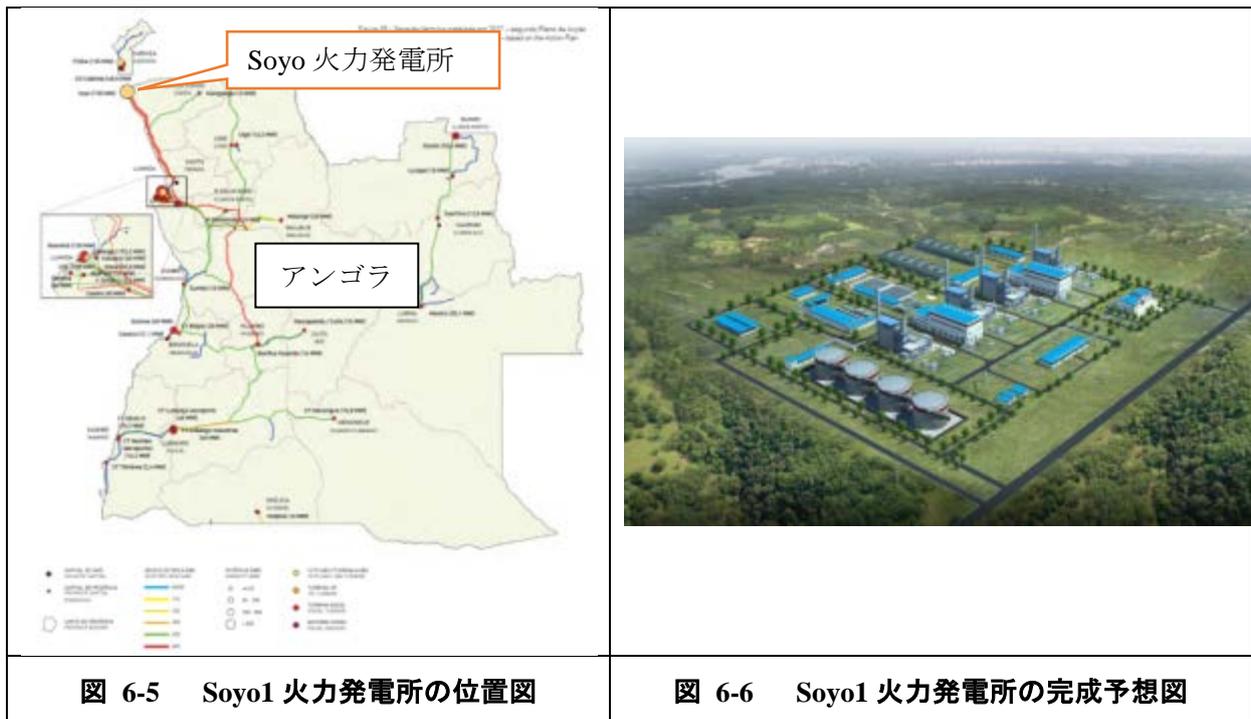


図 6-5 Soyo1 火力発電所の位置図

図 6-6 Soyo1 火力発電所の完成予想図

以下に Soyo1 火力発電所の主要発電設備の諸元を記す。

(a) 主要機器

設備	容量 x 台数	型式	製造者
Gas Turbine	125 MW x 4 sets	● MS9001E	GE
Steam Turbine	125 MW x 2 sets	● TCDF	GE
Generator (GT)	125 MVA x 4 sets	● Hydrogen Cooling	GE
Generator (ST)	125 MVA x 2 sets	● Synchronous	
HRSG	HP= 145.27 t/h and LP=181.08 t/h x 4 sets	● Horizontal ● Natural Circulation	Hangzhou

(b) 性能

項目	保証
プラント効率 (LHV,%)	49.6 % at 15°C, 60%RH, 1,013mbar
発電出力 (MW)	750 MW
所内動力(kW)	21.100 kw at 15°C, 60%RH, 1,013mbar
NOx (ppm)	41 ppm at 15% of O ₂

(c) 特記事項

- i) Soyo1 のガスタービン (GE 製) はガス・ディーゼルオイルどちらでも使用できるが、当初ディーゼルオイルで運転を開始しガスパイプラインの完成後ガス炊きに変更し

た。2018年1月現在、ガスタービン4基のうち3基の完成検査が完了している。建設工事は GAMEK が担当し、完工後に PRODEL に設備移管される。

- ii) Soyo1 へのガスパイプラインは Sonagas が担当し、Soyo 港にあるガス精製設備より Soyo1 まで敷設され、2017年10月に完成。パイプラインの延長は8km、直径は20-inch。Soyo1 へのガス供給量は114MMscfd (million standard cubic feet per day) とのことである。一方、ガス精製設備の生産能力は、1,000MMscfd とのことである。
- iii) ガスの価格について、供給側 (Sonagas) は\$5/MMBtu を要求し、運営側 (PRODEL) は\$3/MMBtu を要求して協議していたが、\$3/MMBtu で決着した。
- iv) Soyo1 で現在使っているディーゼルオイルの価格は他の地域と同じ。
- v) Soyo1 プロジェクトのファンドは中国銀行 (National Bank of China) 。
- vi) Soyo2 以降の設備を導入する土地の余裕はある。なお、Soyo1 は政府によって工業団地として指定されており、今後も引き続き火力発電所以外の工場などの誘致、土地の拡張が行われる予定。
- vii) 今後のガス火力の計画で具体化しているのは Soyo2 のみである。Soyo2 は IPP による建設が計画されており、アンゴラ国内資本 (AE Energia) にコンセッションが与えられた。しかしながら IPP 開発にかかる法整備や PPA 等の課題が残されており、具体的な開発スケジュールは定まっていない。
- viii) 現在、Sonangol がガスマスタープランを作成中という情報があり、将来的に Soyo の LNG 基地から港湾都市 (Luanda・Benguela・Namibe 等) へとパイプラインの敷設、あるいは列車によるガス輸送ルートを計画し、ディーゼル発電設備をガス焼き発電設備へと更新することが計画されているようである。
- ix) Soyo1 の建設工事に従事しているスタッフは570名、そのうち55%はローカルスタッフである。

(d) 写真



アクセス道路 (工事中) から発電所を望む



No. 4 ガスタービン



蒸気タービン建屋



400kV GIS

6.2 既存電源開発計画の情報収集及び分析

現時点では、需要の増嵩に合わせて必要となる電源の開発時期を明示した電源開発計画はない。発電所の候補地点にかかる計画は行われており、“Angola Energia 2025”に記載されている。一方で GAMEK は、個別の発電所の設計を行う中で計画諸元の見直しを行い、一部の発電所の計画は変更されているので、GAMEK の発電所設計が現段階の候補地点の最新の諸元となっている。

(1) 水力発電設備にかかる開発候補地点

水力発電所の開発候補地点として計画されている事業を表 6-7 に示す。このうち 2,000MW 級の大規模発電所である Lauca 発電所は建設中、また Cacilo Cabaça 発電所は準備工事段階であり、大規模な発電所の開発が進められている。その他の候補地点の調査精度は、机上計画段階～F/S 段階まで様々であるが、最大 1,000MW 級の候補地点が残されている。

表 6-7 水力発電所の開発候補地点

Type	Plant name	Owner	Location		Installed capacity (MW)	Project cost (Mill. USD)	Note
			Area	Province			
Hydropower	Lauca	PRODEL	North	Malanje	2,067	4,300	
	Caculo Cabaça	PRODEL	North	Kwanza Norte	2,172	4,500	
	Zenzo	PRODEL	North	Kwanza Norte	950	N/A	
	Tumulo do Cacador	PRODEL	North	Kwanza Norte	453	1,041	
	Cafula	PRODEL	North	Kwanza Sul	403	1,121	
	Genga	PRODEL	North	Kwanza Sul		N/A	
	Benga	PRODEL	North	Kwanza Sul	987	N/A	
	Sanga		North	Kwanza Sul		N/A	
	Quilengue	PRODEL	North	Kwanza Sul	217	N/A	
	Cachoeira		North	Kwanza Sul		N/A	
	Carianga		North	Kwanza Norte	381	1,295	
	Bembeze		North	Kwanza Norte	260	768	
	Quissonde		North	Kwanza Sul	121	838	
	Cuteca		North	Kwanza Sul	203	734	
	Lomaúim (extension)	IPP	Central	Benguela	160	385	
	Cacombo	IPP	Central	Benguela	29	319	
	Calangue	IPP	Central	Benguela	190	471	
	Salamba		Central	Bie	48	324	
	Cunje		Central	Bie	8		
	Quissuca	IPP	Central	Kwanza Sul	121	567	
	Capitongo		Central	Benguela	41	239	
	Calindo		Central	Benguela	58	187	
	Baynes	PRODEL (50%)	South	Namibe	300	660	300 of 600MW is Namibia
	Mucundi		South	Cuando Cubango	74	538	
	Jamb Ya Oma	IPP	South	Huila	75	500	
	Jamb Ya Mina	IPP	South	Huila	180	710	
	Chiumbe Dala		East	Lunda Sul	8	30	
	Chicapa II (extension)	IPP	East	Lunda Sul	100	N/A	
	Luachimo (extension)		East	Lunda Norte	34	N/A	
	Cuango	IPP	East	Lunda Norte	30	158	
	Luapasso	IPP	East	Lunda Norte	25	206	(H.S.Luapasso)
	Camangue	IPP	East	Lunda Norte	29	173	(H.S.Luapasso)
Samuela	IPP	East	Lunda Norte	15	93	(H.S.Luapasso)	
			Total =	9,666			

しかしながら大規模の水力地点は限られており、中小規模地点と併せた合計出力は約 10GW に留まっている。

(2) 火力発電設備にかかる開発候補地点

火力発電所の開発候補地点としては、既設の中小規模発電所の増設・改修が計画されているが、これらはいずれも中小規模のディーゼル・ガスタービン火力である。大規模火力発電所の開発計画は、建設中の Soyo1 の後、Soyo2 コンバインドサイクル発電所(720MW)の開発が決定されているが、その後の開発候補地点は具体化されていない。

(3) 再生可能エネルギーにかかる開発計画

現在、再生可能エネルギーとしては小水力発電とバイオマス発電が行われている。

このうち小水力発電はオフグリッドの未電化地域を中心に使用されており、今後も IPP による開発が計画されているが、合計で 60MW 程度に留まっている。

バイオマス発電は現在 Biocom 発電所(50MW)1 箇所が運転している。また、Energia2025 では 2025 年までに 500MW の開発を掲げているが、一方で今後の具体的な開発候補地点として、ゴミ発電を含めて合計で 100MW の計画規模に留まっている。

太陽光発電・風力発電は、まだ実績はないもののポテンシャルを確認して具体的な開発候補地点の抽出が始められている。有望な開発地点として MINEA から得た候補地点を表 6-8 および表 6-9 に示す。Energia2025 によれば 2025 年までにそれぞれ 100MW の開発を掲げているが、表に計上された以外にも候補地点の計画が進められており、Energia2025 の計画を上回る規模の開発可能性があると思込まれる。

表 6-8 風力発電候補事業

No.	Name of Project	Capacity (MW)	Note
1	BENIAMIN	52	Benguela
2	CACULA	88	Huila
3	CHIBIA	78	Huila
4	CALENGA	84	Huambo
5	GASTAO	30	Kwanza Norte
6	KIWABA NZOJI I	62	Malanje
7	KIWABA NZOJI II	42	Malanje
8	MUSSEDE I	36	Kwanza Sul
9	MUSSEDE II	44	Kwanza Sul
10	NHAREA	36	Bie
11	TOMBWA	100	Namibe
	Total	652	

表 6-9 太陽光発電候補事業

No.	Name of Project	Capacity (MW)	Note
1	BENGUELA	10	Benguela
2	CAMBONGUE	10	Namibe
3	CARACULO	10	Namibe
4	CATUMBELA	10	Benguela
5	LOBITO/CATUMBELA	10	Benguela
6	LUBANGO	10	Huila
7	MATALA	10	Huila
8	QUIPUNGO	10	Huila
9	TECHAMUTETE	10	Huila
10	NAMACUNDE	10	Cunene
Total		100	

6.3 長期電源開発計画の検討準備

6.3.1 PDPATによる経済性評価等にかかる諸条件の設定

(1) 供給信頼度

電力供給設備システムの信頼度を評価する尺度には LOLP、LOLE があるが一般的に LOLE (Loss of load expectation) が多く採用されている。諸外国の供給信頼度設定値を参考として次に示すが、アンゴラの目標値は新興国が採用されている LOLE=24 時間/年を採用する。

- France, UK: 3hour/year
- Developing country: 5day/year
- Emerging country 24hour/year

(2) 発電所建設費

新設する各種発電所の建設費は建設地点によって差がある。また、長期電源開発計画の策定では計画が具体化していない発電所も対象となる。従って、電源種別別に標準的な建設単価を設定し、これを建設費として一律に使用することとした。

風力および太陽光発電は、発電した電力を全量定額で受電することとして取り扱う（IPP 事業者等からの買取りに相当）こととし、建設単価は設定しない。

表 6-10 各種発電所の建設単価

Type		unit capital cost (\$/kW)	Note
Hydropower	Large scale	2,700	Average in Angola
	Medium/Small	5,400	ditto
Thermal power	Combined Cycle	1,200	Construction cost of SoyoTPP
	Gas Turbine	650	International price
	Diesel	900	International price
Renewable	Wind	-	Considered in generation cost
	Solar	-	Considered in generation cost

(3) 火力発電所の特性

長期計画策定において候補とする火力発電所は、表 6-11 に示す 4 種とし、発電効率は記載の値を仮定することとした。

表 6-11 火力発電所の燃料と発電効率

Type of generation		Fuel type	Heat efficiency (%)
Thermal power	Combined Cycle	NG, LPG, LNG	56%
	Gas Turbine	NG, LPG	38%
		LFO	36%
	Diesel	LFO	42%
	Biomass	Bio fuel	30%

(4) 経済性評価等にかかる諸条件

経済性評価の手法や、割り戻し金利、償却年、据え置き期間等の条件設定について、アンゴラでは確定したものが無いので、一般的な条件を設定することとする。

表 6-12 経済評価に使用する諸条件

Type of generation		Life time (year)	Deprici-ation	Interest (%)	Salvage (%)	O&M others (%)	Annual Expenditure Rate (%)
Hydropower		40	Straight line method	10	0	1	11.2
Thermal power	Combined Cycle	25				3	14.0
	Gas Turbine	20				5	16.8
	Diesel	20				5	16.8
	Biomass	20				2	13.8
Renewable	Wind	20				1	12.8
	Solar	20				1	12.8

(5) 事故停止率

近年の既往発電所の事故率（定期点検を除く発電所に起因する年間停止時間の比率）の推移を図 6-7 に示す。火力、水力発電所共に事故率は減少傾向にあり、2017 年には火力が 8%、水力は 2%程度に低下している。今後も現状の水準を維持していくことを期待し、この値を開発計画策定に使用することとする。

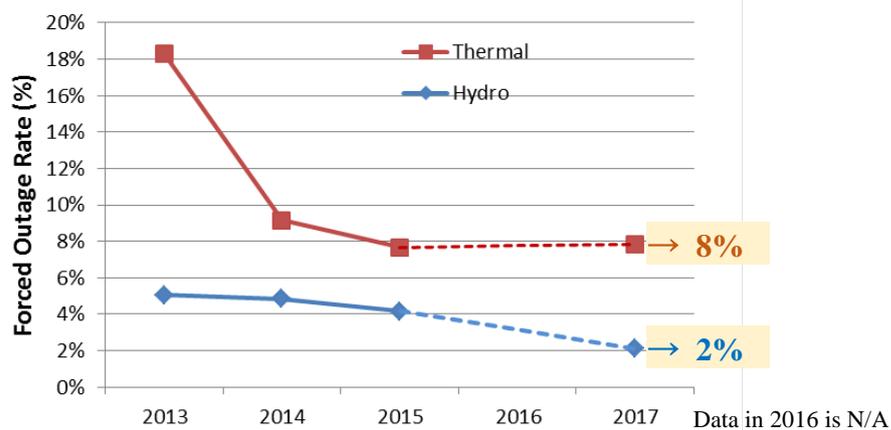


図 6-7 発電所事故停止率の推移

(6) 火力発電に使用する燃料の熱量と温暖化ガス排出量原単位

発電に使用する各燃料の熱量と温室効果ガス排出量原単位は、一般的な数値を用いることとし、表 6-13 に示すとおり仮定する。

表 6-13 燃料の熱量と温暖化ガス排出量原単位

Fuel	Calorific value (kcal/kg)	CO ₂ emission (kg-C/1000kcal)
LNG	13,000 kcal/kg	0.05735
NG	9,800 kcal/m ³	0.05735
LPG	12,000 kcal/kg	0.06857
HFO	9,200 kcal/L	0.08087
LFO	9,100 kcal/L	0.07865
Biomass	1,200 kcal/m ³	-

(7) 燃料費

長期電源開発計画の最適化検討では、将来の燃料価格を設定する必要がある。このため、現状の国際価格および IEA の長期想定(New Policies Scenario) に基づいた想定価格として、表 6-14 を使用する。

表 6-14 開発計画検討に使用する燃料費価格

unit:UScent/Mcal

Year	CrudeOil	LFO	HFO	LPG	NG	LNG
2015	3.281	3.948	3.919	4.041	1.036	4.087
2016	3.641	4.382	4.349	4.485	1.155	4.032
2017	4.001	4.815	4.780	4.928	1.275	3.976
2018	4.361	5.249	5.210	5.372	1.394	3.921
2019	4.722	5.682	5.640	5.816	1.514	3.865
2020	5.082	6.116	6.071	6.259	1.633	3.810
2021	5.288	6.363	6.316	6.513	1.685	3.901
2022	5.494	6.611	6.562	6.766	1.737	3.992
2023	5.699	6.859	6.808	7.020	1.789	4.083
2024	5.905	7.107	7.054	7.274	1.840	4.175
2025	6.111	7.354	7.300	7.527	1.892	4.266
2026	6.317	7.602	7.546	7.781	1.944	4.357
2027	6.523	7.850	7.792	8.034	1.996	4.448
2028	6.729	8.097	8.038	8.288	2.048	4.540
2029	6.934	8.345	8.284	8.541	2.099	4.631
2030	7.140	8.593	8.529	8.795	2.151	4.722
2031	7.224	8.694	8.629	8.898	2.211	4.742
2032	7.308	8.794	8.729	9.001	2.271	4.762
2033	7.391	8.895	8.829	9.104	2.330	4.782
2034	7.475	8.995	8.929	9.207	2.390	4.802
2035	7.558	9.096	9.029	9.310	2.450	4.822
2036	7.642	9.197	9.129	9.413	2.510	4.841
2037	7.726	9.297	9.229	9.516	2.569	4.861
2038	7.809	9.398	9.329	9.619	2.629	4.881
2039	7.893	9.499	9.428	9.722	2.689	4.901
2040	7.977	9.599	9.528	9.825	2.749	4.921

(出典：2015年の国際価格と IEA データより JICA 調査団作成)

6.3.2 電源開発計画に織り込む電源種別の絞り込み

既存の開発計画は、水力開発を中心に策定されている。大規模な水力発電のポテンシャルが残されており、発電原価は安いことから、今後も引き続き水力発電所の開発を進めることが望まれる。一方、大規模水力を優先的に開発した場合でも、中長期的には供給力が不足することから、水力以外の電源の開発が必要になるため、経済性に優れた設備構成を検討する。このため、4章に記したスクリーニングの手法によって候補となる電源種別の絞り込みを検討する。6.3.1節に示す条件に基づいて算出した、2018年および2040年における代表的な発電設備の価格特性を図6-8～図6-11に示す。

検討の結果以下に述べる考察により、今後の電源開発計画の対象とする発電種別は、以下に述べる考察により、ガスタービン (LPG)、コンバインドサイクル (天然ガス)、大型水力の3種を中心として以降の詳細検討を行うこととする。

(1) ピーク供給力

天然ガス価格が相対的に安いためにガス焚き火力が価格的に有利であるが、天然ガスの供給は現状で電力需要地から遠い Soyo に限られており、パイプラインの新設や新たな天然ガス田の開発には費用と時間がかかる。従って Soyo 以外の立地を想定する場合には、現実的な選択肢としては燃料の輸送が容易な燃料 (軽油や LPG 等) を考慮する必要がある。

これらを燃料とするピーク供給力の候補には、ディーゼルとガスタービンがあるが、ガスター

ビンの方が安価である。また、燃料として軽油・LPGを使用する場合の差は微少である(図 6-10 参照)。従って、ピーク供給力としてガスタービンを、またその燃料は運搬取扱いやメンテナンスが容易な LPG を選択する。

なお一般的にピーク供給力には揚水発電が候補となる。しかしながら現状では、揚水原資とする安価若しくは余剰となる電力が無いことから揚水発電導入の効果は想定できない。従って今後、大規模な太陽光・風力発電の価格低下や温暖化対策としての開発政策の導入などの情勢変化にあわせて評価検討することが望まれる。

(2) ミドル供給力

天然ガスを燃料とするコンバインドサイクル火力が最も有利である。しかしながら前項で述べたように天然ガスの供給は限られていることから、LPG・LNGを燃料とすることも考慮してコンバインドサイクル火力をミドル供給力の候補とする。

なお、燃料として LNG を使用する場合には、新たに LNG 基地等の設備を建設する必要がある。図中には LNG 基地の概略価格を上乗せしたケースを併記したが、天然ガスに比べて高い(図 6-11 参照)。なお事業費は電力以外の利用者との費用負担などによって大きく変わるので、具体的な計画検討を行って精査することが必要である。

(3) ベース供給力

大型水力は図 6-8、図 6-9 に示すように稼働率が高い場合に費用が安いので、これをベース供給力とする。水力発電所の事業費や発電電力量は立地条件によって差が大きい。図に示した水色の線はアンゴラの大規模水力計画地点の平均値に相当している。

また、中小規模の水力発電所の平均値も合わせて記載したが、他電源と比較して高価である。従って中小水力の開発は、中小水力はの開発は、個別に地点特性を評価して経済的に有利な場合、若しくは遠隔地等の理由により他の電源や送電線の開発が困難な場合に建設することが望まれるので、個別に評価することが必要であることから、本マスタープランにおいては検討対象外とする。

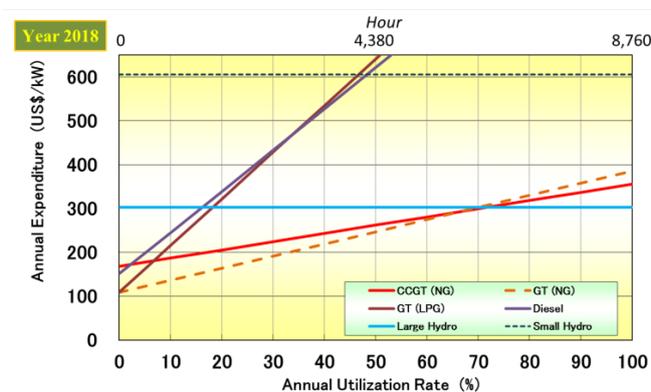


図 6-8 代表的な電源の特性 (2018 年)

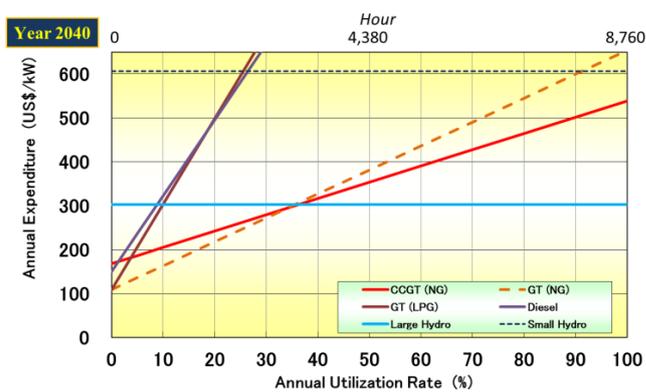


図 6-9 代表的な電源の特性 (2040 年)

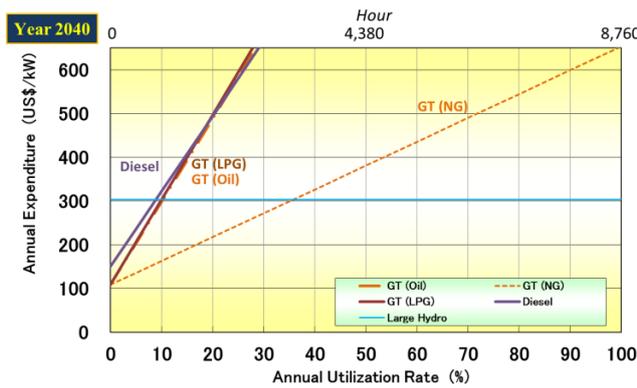


図 6-10 ピーク電源の特性 (2040 年)

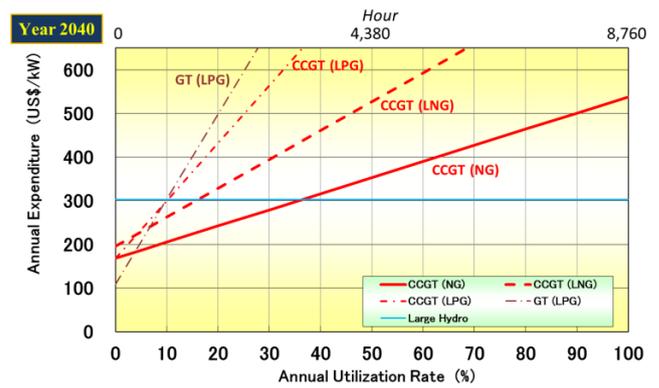


図 6-11 ミドル電源の特性 (2040 年)

6.3.3 開発計画最適化検討の基本条件

開発計画の最適化検討は、PDPAT を使用して実施するが、具体的な計画立案・最適化検討を進めるにあたり、下記の基本条件の下で進めることとする。

(1) 発電所候補地点

基本的には既存の開発計画に計上された発電所を優先的に開発することとするが、特に火力発電所は大規模高効率の発電所候補地点が少ない。従って、供給力が不足する場合等にはダミーの候補地点を追加することとする。

(2) 水力発電所の月別発電量

PDPAT による最適化検討においては、水力発電所の月別可能発電量を入力する必要がある。6.1.2 節に記すようにアンゴラの河川は乾期・出水期で流量が大きく変動するので、個々の発電所について調整池の年間運用を考慮して各月の可能発電量を想定し、これを元に需給バランスを検討することが必要である。しかしながら、アンゴラでは下記の制約によりすべての水力発電所について同じ条件で流入量や月別発電量を入力することは困難である。

- －多くの既設発電所の流量や発電実績・計画が整理されていない
 - －開発候補地点の計画には、計画初期段階の地点が含まれており、詳細な計画が明確でない
- このような情勢を踏まえ、既設・開発候補発電所の双方とも、発電所の基本諸元と代表的な流量資料から発電所および貯水池の運用を簡易なシミュレーションによって各月の期待される発電量を算出し、これを使用することとした。

6.4 2040年において最も経済的な電源構成比率の検討

長期電源開発計画の到達点として、最終年にあたる 2040 年において最も経済的となる電源構成を、PDPAT を用いて検討する。検討は、現在の発電設備を出発点とし、耐用年を迎える発電設備の廃止を考慮しながら、想定需給に見合う必要電源を開発することとする。なお、今後開発する電源は前節で選定した、ガスタービン (LPG 焼き)、コンバインドサイクル (天然ガス焼き)、大型水力の 3 種とする。

6.4.1 水力発電所の開発計画

6.3.2 節で述べたようにアンゴラには大規模な水力発電のポテンシャルが残されており、大規模水力発電所の開発計画検討が進められている。また、発電原価が安いことから、今後も引き続き水力発電所の開発を計画的かつ着実に進めることが望まれる。

しかしながら大規模水力発電所の開発のためには、

- 建設事業費が巨額となるため、資金調達が容易でない
- 自然・社会環境影響評価が必須であり、開発が妥当と評価された場合であっても現地事情に応じた緩和対策が必要となる

などの重要な課題があり、事業実施にかかる承認までの手続きに時間を要するので、同時開発が可能な数には自ずと限界がある。

従って、本マスタープランでは次の仮定に基づいて現実的に開発可能と思われる最大/最短の開発計画を設定した。

- 新規開発の間隔は、承認手続き等を考慮して3年毎とする。
- 工事の輻輳による遅延等のリスクを回避するため、同時期同一河川における建設は極力避ける（水力発電所が計画されている主要4河川でそれぞれ1発電所を建設する場合、同時に最大4つの建設工事が平行して行われることとなる）。
- 建設工事期間は、EIA承認手続き（1年間）を含めて8年とする。

既往の開発計画を踏まえて作成した、2040年までの水力発電所の開発パターンを図6-12に示す。

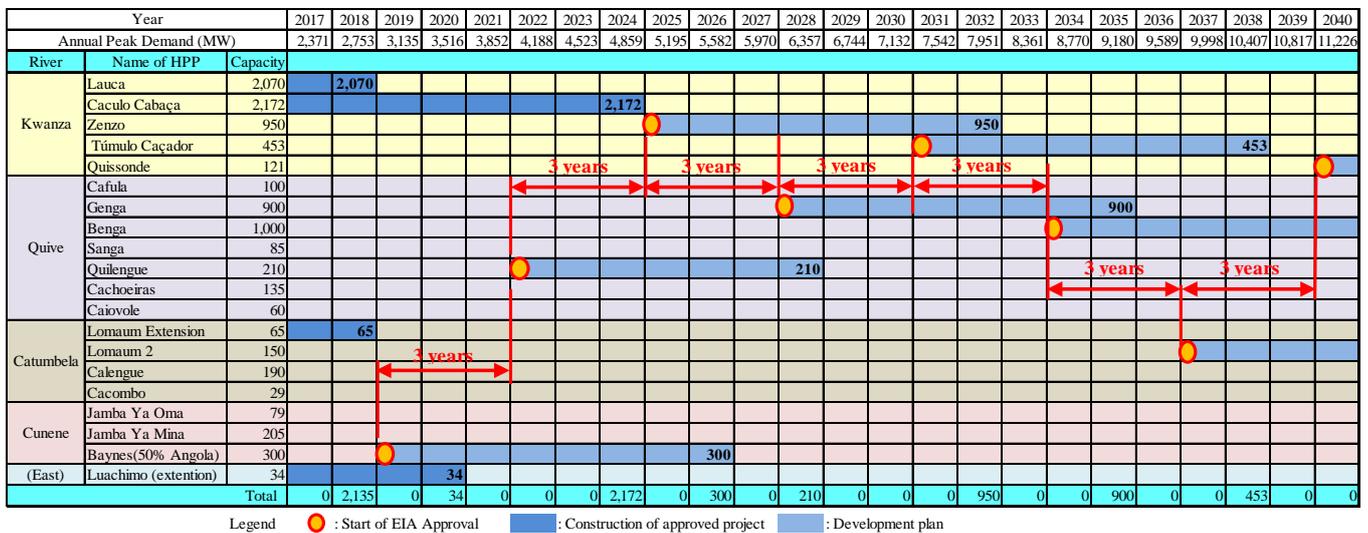


図 6-12 2040年までの水力発電所の開発パターン

6.4.2 LOLE24時間確保に必要な予備率の策定

電力供給設備システムの信頼度を評価する LOLE は、設備量 (MW) と直接結びつかない指標である。その為、電源開発計画においてどの程度の設備を開発すれば、その信頼度を担保できるのかが把握できない。日本では予備率と言う指標を採用して、予め予備率と LOLE の関係を求め、LOLE を予備率に変換して、必要な供給設備量を求めて、電源開発計画を策定するのが一般的である。

LOLE の目標値とした 24 時間に相当する予備率を、PDPAT および RETICS により策定する。水力の開発は図 6-12 に示した計画とし、2040 年までの需給バランスにおいて不足する供給力を、火力発電(CCGT および GT) が担うこととして LOLE と供給予備率の関係を算定した。なお CCGT と GT の構成比率は次節に記す最適比率とした。

算定結果を、図 6-13 および図 6-14 に示す。目標とする LOLE が小さいほど必要供給予備率は大きくなるが、この関係は電源構成や需要形状等によって変わる。図 6-14 は 2040 年までの各年の必要供給予備率を示しているが、必要供給予備率は次第に減少し、2030 年以降は概ね 11% 程度となることから、これを目標値とした。なお、必要予備率が年々減少する主原因は、年と共に火力発電の割合が増加することに伴って、出水変動によるばらつきが大きい水力発電の影響が次第に緩和されるためである。

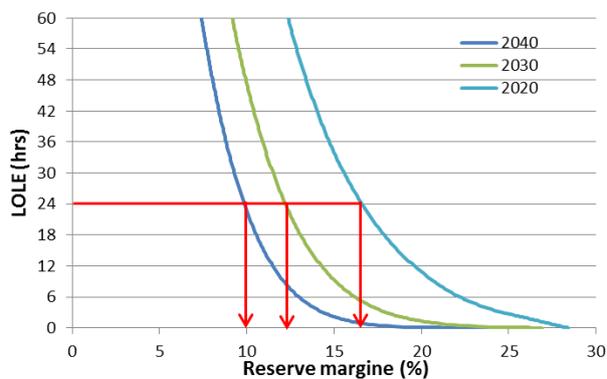


図 6-13 LOLE と予備率の関係

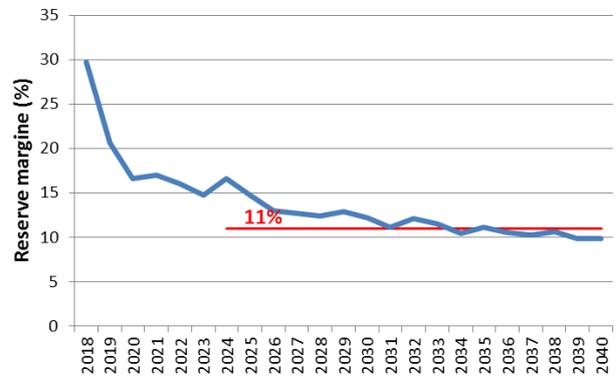


図 6-14 LOLE24 時間確保に必要な予備率

6.4.3 PDPATによるコストミニマムとなる電源構成比率の選定

本節では、マスタープラン計画の最終年にあたる 2040 年における、コストミニマムとなる電源構成比率を検討する。

5 章に述べるように、2040 年のピーク需要が 11.2GW に達すると想定しているが、これは 2017 年ピーク需要の 4.7 倍に相当しており、さらに既存の発電設備の更新に伴う供給力も必要になるため、13GW を越える大規模な供給力の増強が必要である。本節では、2040 年において最も経済的な大型水力、コンバインドサイクル (CCGT) 、ガスタービン (GT) の構成比率を選定する。

PDPAT による試算は、下記の条件で行った。

- 検討対象年は 2040 年とする
- 水力発電の開発量は、現実的に最大限に相当する、6.4.1 項で示した開発パターンとする。
- 供給予備力は 6.4.2 項で選定した 11% とし、固定費が最も安い GT を当てる。
- 構成比率は、予備力が年間で最小となる月のピーク時の需給バランスにおいて、各電源の供給力が需要に占める比率 (供給予備力に対応する供給力を除いた構成比率) とする。

(1) GT の最適比率の検討

GT の構成比率を変化させた際の年間コストを PDPAT によって試算した結果を図 6-15 に示す。年間コストは GT の構成比率が 12% の時に最低となり、これを越えると急激にコストが増える。

これは、効率の低い GT による発電量の増加に伴って燃料費が高くなるためである。従って、GT の構成比率は 12% とし、これを越えない越えないように計画することが妥当である。なお、供給予備力に相当する供給力は固定費が最も安い GT が分担するのが経済的なので、これを合わせた GT の導入量は、需要の 23% となる。

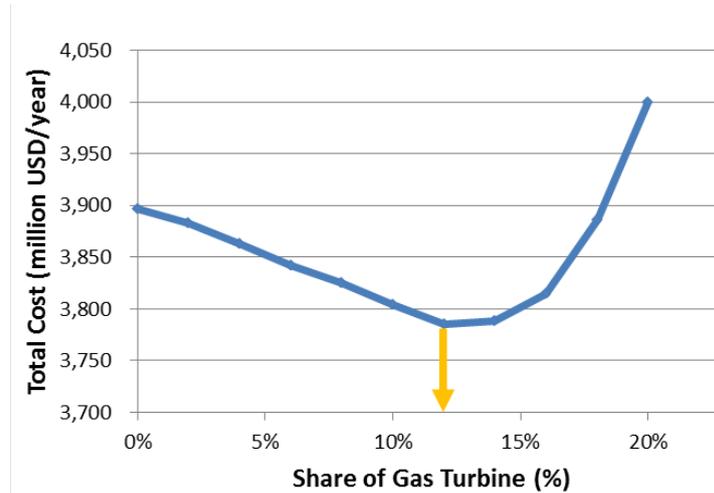


図 6-15 ガスタービンの設備構成比率と年間コストの関係(2040 年)

(2) 2040 年時点でコストミニマムとなる電源構成

2040 年の年ピーク需要は 12 月に発生するが、渇水期には水力発電所の供給可能な出力が低下するため、11 月の需給バランスが最も厳しくなる。2040 年 11 月断面で GT の構成比率を 12% とした場合の電源供給力構成比率を図 6-16 に示す。この構成比率は将来の目標値に相当し、2040 年までの各年の具体的な電源開発計画は、最終的にこの電源構成比率に近づくように策定する。

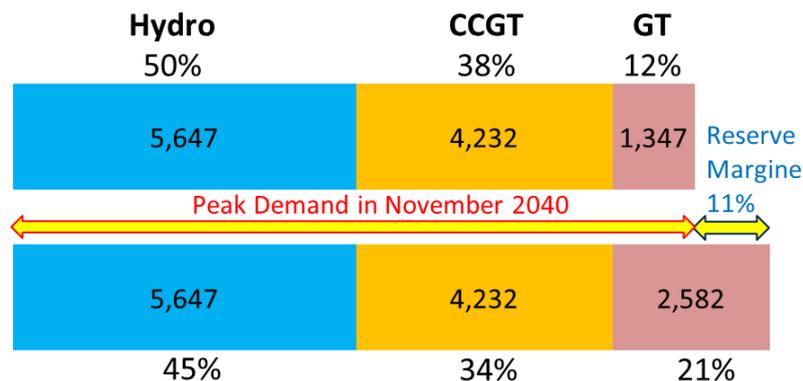


図 6-16 2040 年においてコストミニマムとなる電源構成 (11 月供給力ベース)

6.5 各年の電源開発計画の策定

6.5.1 2040年に至る電源開発計画（素案）の作成

2040年までの各年の電源開発計画（素案）は、下記の条件に基づいて策定する。検討結果を図 6-17 に示す。

- 新設する発電所の種別は、大型水力、コンバインドサイクル (CCGT)、ガスタービン (GT) とする。
- 需給バランスが厳しく供給予備率が最小となる 11 月において、11%の予備率を確保する。ただし 2018 年は新規開発が間に合わないため予備率の不足を許容する。
- 耐用年を経過した発電設備は廃止することとし、供給力の算定はこれを考慮する。
- 需給バランスの評価に用いる水力発電の各月の供給力はPDPATによる算定値を使用する。
- 水力発電の開発量は、図 6-12 に示した開発パターンとし、供給力が不足する場合には不足する供給力に相当する火力発電所 (GT、CCGT) を開発する。
- GT の構成比率は需要の 12%を越えない範囲で 12%に近い比率となるように開発時期を選定することとし、不足分は CCGT を開発する計画とする。

検討の結果、2040年までに下記の発電所の開発が必要となる。

水力： 7,150MW （建設中の Lauca 含む）

CCGT： 4,125 MW （750MW 級 5.5 基相当（Soyo および Soyo2 含む））

GT： 2,250MW （125MW 級 18 基相当）

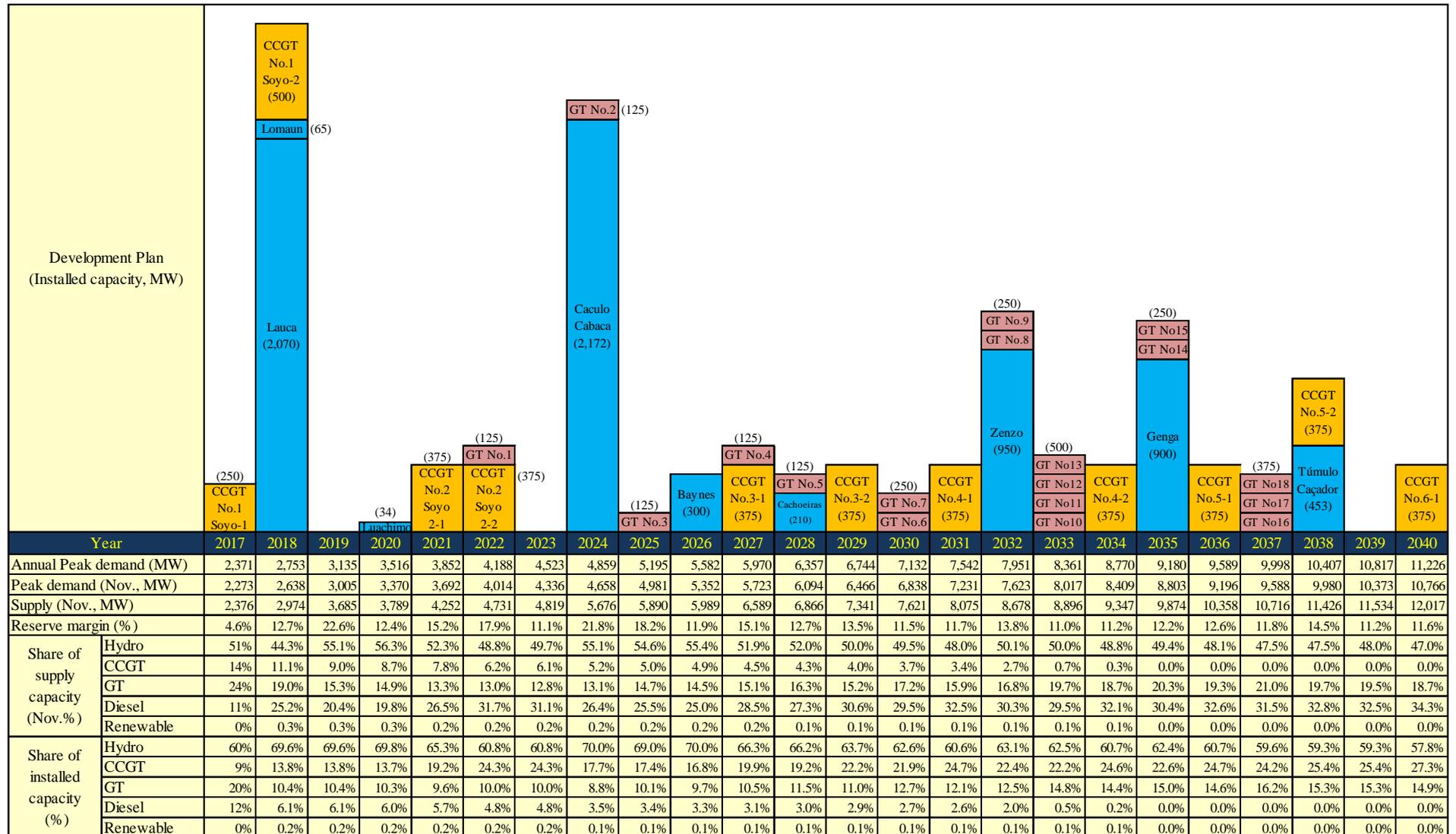


図 6-17 電源開発計画 (素案)

6.5.2 再生可能エネルギー導入の影響

6.2 節に記したように、アンゴラでは風力発電および太陽光発電の導入を志向しており、風力 11 地点（652MW）および太陽光発電 10 地点（100MW）の開発候補事業地点を選定している。しかしながらこれらの計画は事前検討レベルであり、需給バランスの評価に必要な各月の供給力等の検討も公表されていない。風力・太陽光発電は自然条件によって発電出力が変動するため、ピーク供給力として考慮するためにはデータに基づく詳細な評価が必要である。従って、今後実現可能性を見極め、具体的な開発計画を立案していくことが不可欠である。

本節では、提案されている開発規模・平均稼働率をもとに供給力を想定し、温室効果ガス削減効果、および前節で策定した電源開発計画（素案）事業費（2040 年）に対する影響を試算した。この結果、図 6-18 および図 6-19 に示すように、風力・太陽光の導入量増加に伴って温室効果ガスが減少しており、削減効果がある（図中の橙色破線、右側軸）。ここで風力・太陽光にかかる費用は、最近の風力・太陽光発電の発電原価（風力：14UScent/kWh、太陽光：6 UScent/kWh）を中心としてパラメータで示したが、導入に伴う事業費への影響は、風力・太陽光発電とも同様に発電原価に依存しており、中心価格で開発した場合、1,000MW 導入によって太陽光導入による事業費増は微小、風力導入の場合は事業費が 5%程度増加する。

一方、再生可能エネルギー導入によって温暖化ガス排出量を削減することは重要な政策課題である。また現状で計画されている規模は小さいので開発計画に及ぼす影響は小さい。従って、現状で計画されている風力・太陽光発電事業の開発を入れた計画を作成し、これを基本案とする。

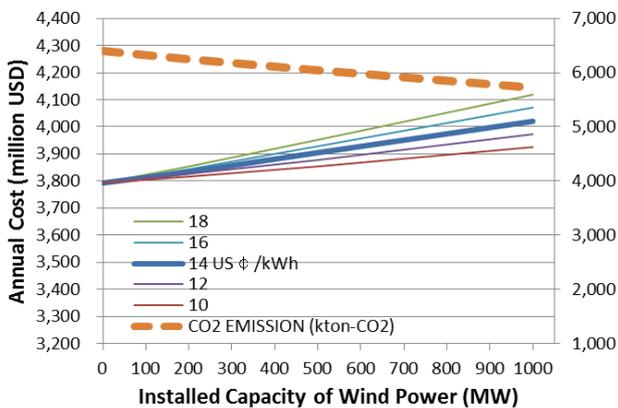


図 6-18 風力発電導入の影響(2040 年)

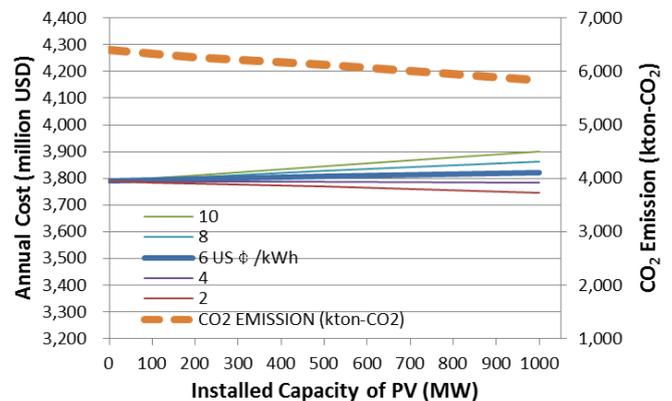


図 6-19 太陽光発電導入の影響(2040 年)

なお、バイオマス発電については現状で構想にとどまっており、具体的な発電計画が定まっていない。従って今後計画が具体化された後に評価することとし、中小水力発電と同様に今時開発計画に含めない。

6.5.3 再生可能エネルギーを考慮した電源開発計画（基本案）

(1) 電源開発計画

前節で示した素案に、南部で計画が進んでいる水力2地点（Jamba Ya Oma, Jamba Ya Mina）および風力・太陽光発電を追加した開発計画を作成する。

風力・太陽光発電事業の計画は、前述のようにまだ初期検討段階であることから計画期間を考慮し、10年後の2028年から10年間で開発することを仮定した。検討の結果、火力の開発計画に変更はなく、風力・太陽光発電事業を単純に追加したものが最適となった。この開発計画を基本案とする。

なお、風力・太陽光発電は風速や日射量が自然条件によって大きく変動するので発電出力も変動する。このため、需要に合わせて出力を調整することが出来ず、設備出力をそのまま需給バランスを確保するための供給力として期待することは出来ない。また、電力需要のピークは夜に発生するが、太陽光発電はこの時間帯に発電出来ない。一方、運用の条件が揃えば、風力・太陽光発電の発電に応じて水力発電の発電出力を減少させることによって貯水池に水を貯めておき、この分をピーク時間帯に発電量を増やせる場合もある。従って、風力・太陽光発電計画を電源計画に入れるためには、各計画地点のデータに基づいた各月各時間帯の出力変動の特性を確率的に評価するなど検討が必要となる。

しかしながら現時点では検討に必要なデータはない。このため、計画地点の設備出力と年稼働率平均値を元に、一般的な特性値を参考として各月各時間における発電出力を仮定し、これを元にPDPATによって運用計算を行って概略の影響程度を把握することとした。従って、今後候補地点の設計を進めて各月各時間に期待される発電出力が評価出来た段階で、具体的な期待値を踏まえて電源開発計画を修正することが必要である。

(2) PDPATによる需給運用シミュレーション結果（基本案）

マスタープランの最終年にあたる2040年における各月の需給バランスおよび一日の運用例を図6-20～図6-25に示す。

(3) 2040年までの電源構成の推移

図6-26に電源開発計画（基本案）を、各年のピーク時の需給バランスが最も厳しい月の需要と供給力の関係を図6-27に示す。ピーク時において水力が担う供給力の割合は年々減少し、2040年には水力と火力が概ね同規模となっている。図6-28は参考として、年最大電力発生日における需要と発電設備の設備量の関係を示している。水力発電所の供給力は時期によって変動するために設備量は需要を上回っているが、供給力が十分とは限らない。従って需給バランスの評価は、図6-27に示す年間で最も厳しい断面で評価することが必要である。

各年の発電費用およびkWhあたりの発電単価をそれぞれ図6-29および図6-30に示す。需要増加に伴う供給力の増に伴って年間の発電費用は年々上昇する。また、燃料費にかかる費用が次第に増加する。一方発電単価は、長期的には安定推移している。

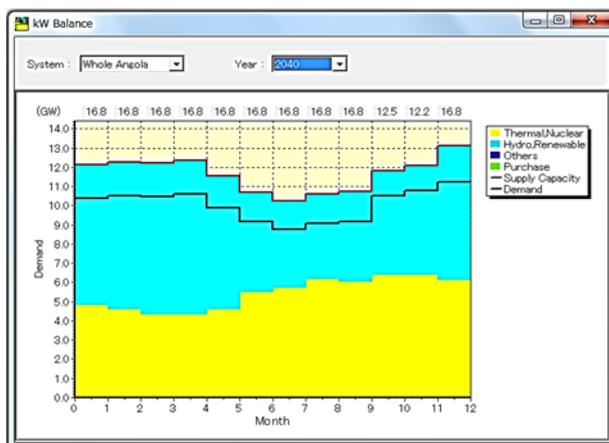


図 6-20 各月の kW バランス(2040 年)

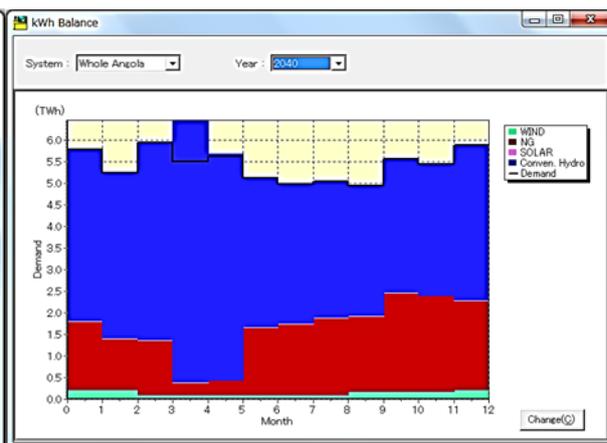


図 6-21 各月の kWh バランス(2040 年)

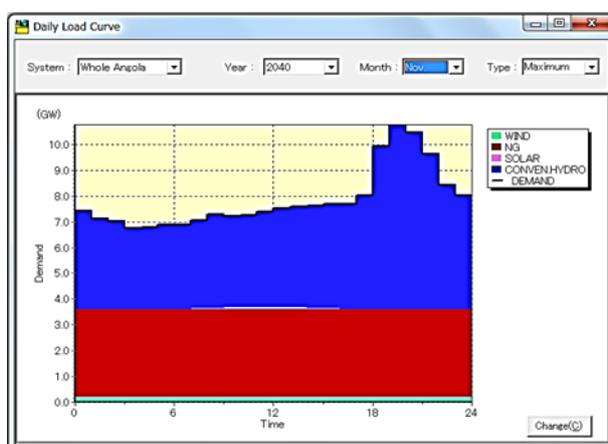


図 6-22 ピーク発生日の日運用例
 (2040 年、乾期(11 月))

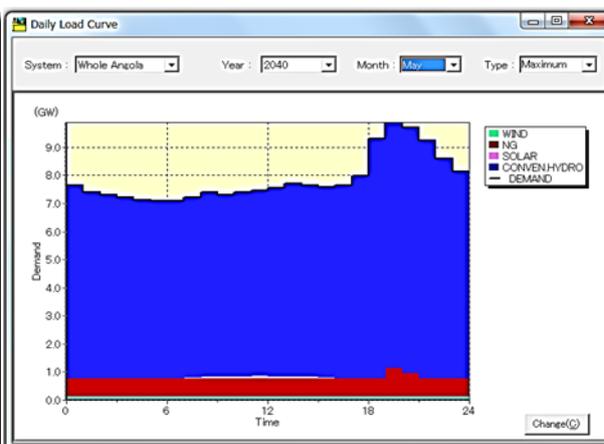


図 6-23 ピーク発生日の日運用例
 (2040 年、出水期(5 月))

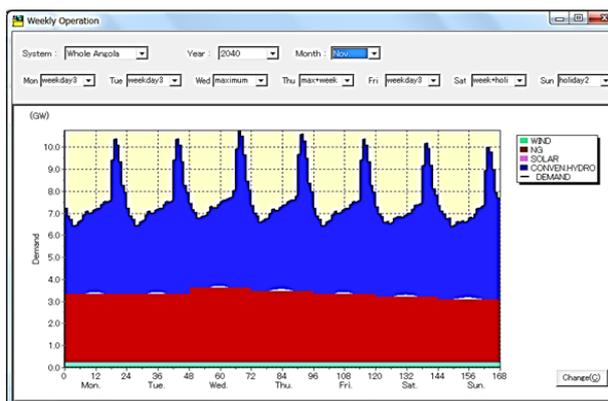


図 6-24 乾期の週間運用例 (2040 年 11 月)

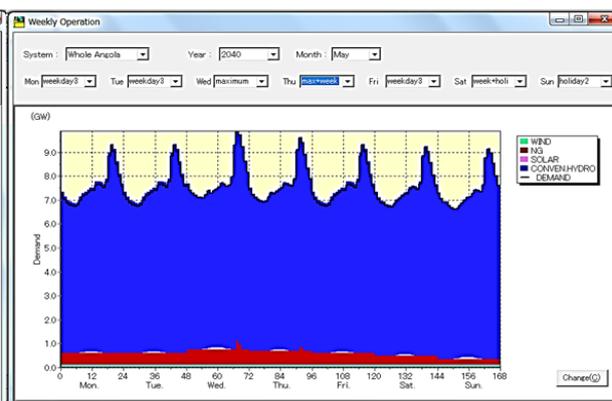


図 6-25 出水期の週間運用例 (2040 年 5 月)

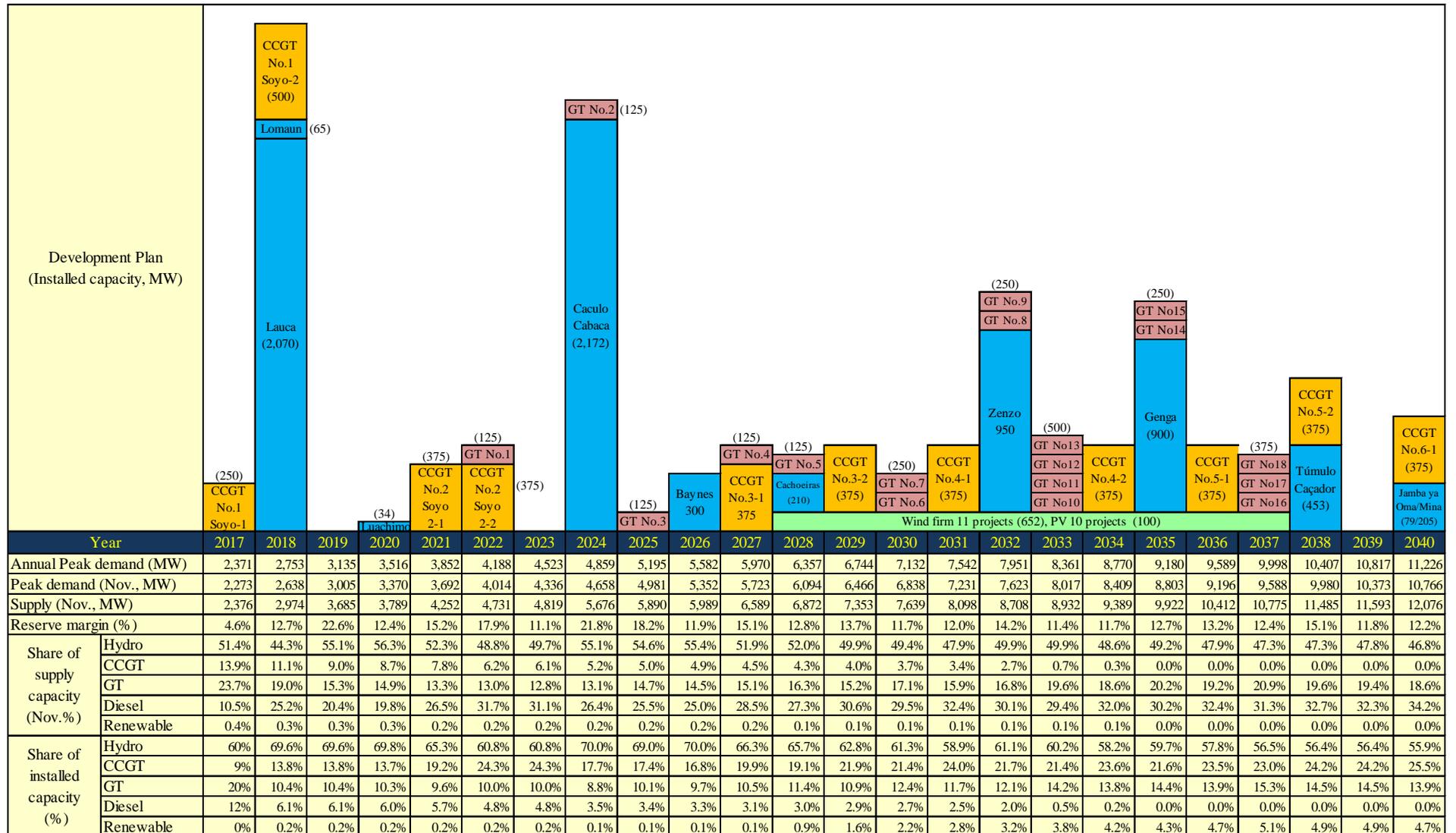


図 6-26 電源開発計画（基本案）

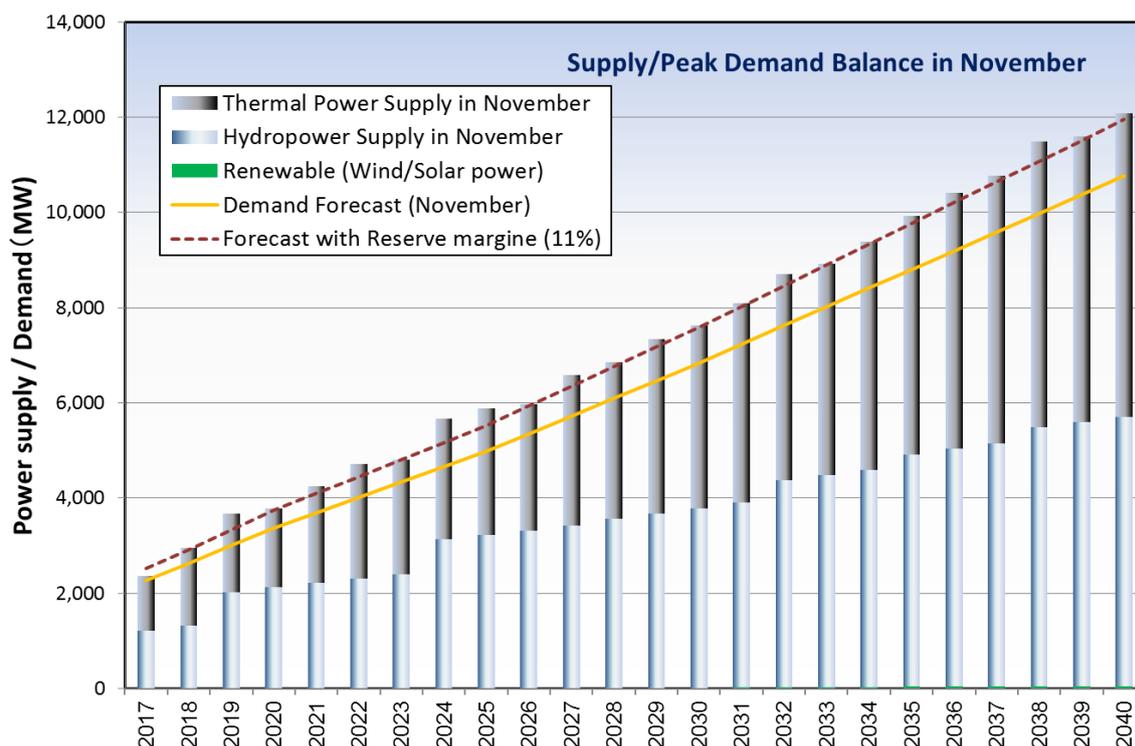


図 6-27 需給バランス (基本案, 11月ピークバランス)

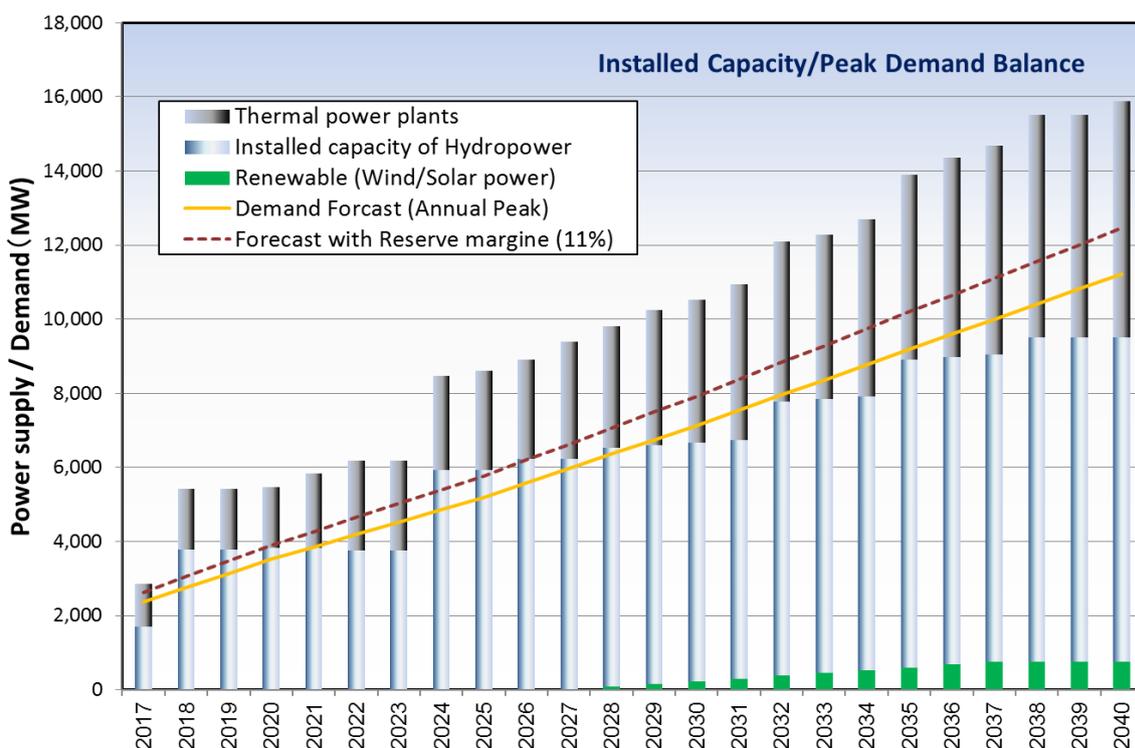


図 6-28 (参考) 需給バランス (基本案, 設備量・年最大需要バランス)

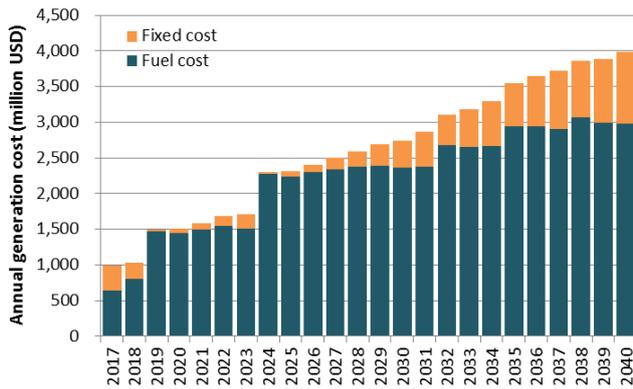


図 6-29 年発電費用（基本案）

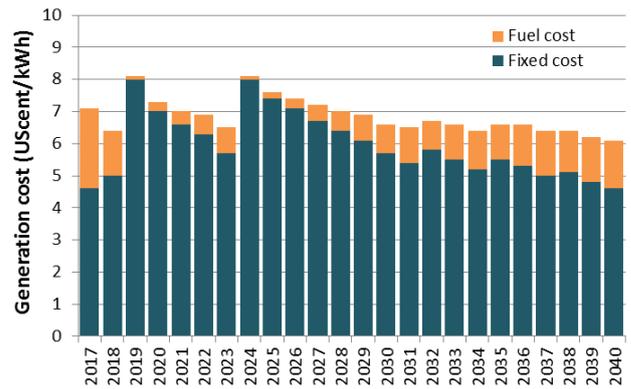


図 6-30 発電単価（基本案）

6.5.4 温室効果ガス排出量（基本案）

発電に伴って発生する各年の温室効果ガス排出量を図 6-31 に示す。図中に示すように、大型水力の運転開始により年間の排出量は大きく減少するが、全体的には電力需要の増加に伴う火力発電の増加により、温室効果ガス排出量は増加傾向にある。

また、風力・太陽光発電所（計 752MW）を開発しなかった場合の排出量を図中に示した。導入に伴う 2040 年時点の削減量は約 600 kt-CO₂（約 10%）であり、排出量の上昇を緩和する効果はあるものの、増加を減少に転じるほどの効果はない。

従って排出量の増加を抑制するためには、より大規模の再生可能エネルギー（風力・太陽光発電）や水力発電所の開発を増やす必要がある。

図 6-32 および表 6-15 は、アンゴラ政府が約束している温室効果ガス排出量 (Draft INDC) と発電事業による排出量を示したものである。発電事業による排出量は INDC の想定（目標値）と比べて 3%程度(2030 年)となっており、シェアは低い。

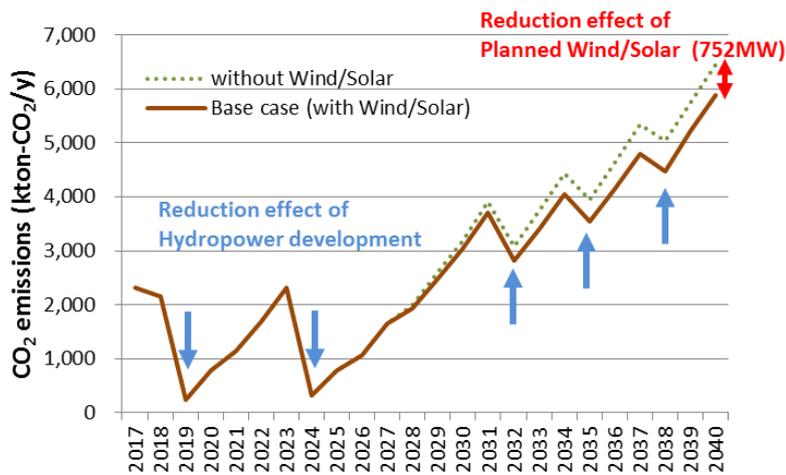


図 6-31 温室効果ガス排出量（基本案）

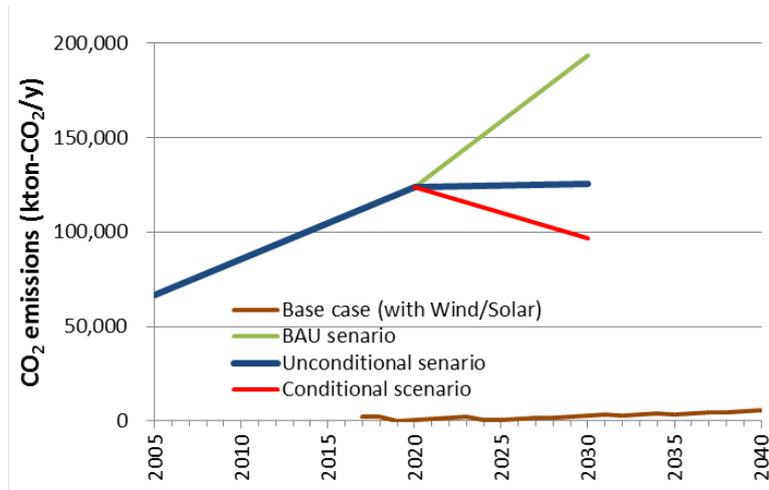


図 6-32 温室効果ガス削減計画（DRAFT INDC）目標値との関係

表 6-15 基本案の温室効果ガス排出量と DRAFT INDC 目標値の関係

		(kton-CO ₂ /year)			
		2005 年	(2017 年)	2020 年	2030 年
Draft INDC	BAU scenario				193,250
	Unconditional scenario	66,812	(112,400)	125,778	125,612
	Conditional scenario				96,625
基本案（発電事業排出量想定値）		-	2,300	800	3,000

注 2017 年の INDC 値は、2005 年と 2020 年の内挿値

6.6 シナリオ・ケーススタディ

6.6.1 シナリオの選定

前項で検討した電源開発計画案を基本シナリオとして、幾つかのリスク・シナリオを設定してケース・スタディをおこなう。着目点並びに背景を次に示す。

➤ 発電所開発スケジュールの遅延

- ◇ 電源開発の工程遅延は最適電源構成に大きな影響を与える。特にアンゴラの場合、水力プロジェクトの規模が大きく、これらの遅延は電力システムの信頼性を大きく低下させることとなる。
- ◇ 水力プロジェクトは世界各地で遅延する事例が見られるので、リスクとしては決して小さくはない。
- ◇ 緩和策としては、CCGT 等の他電源の追加投入をすることが考えられるが、その場合、温室効果ガス排出量に影響を与えるので、その影響度合いの検討も併せて行う。

➤ CCGT 開発地域の変更

- ◇ CCGT を開発する場合、ガスの価格が相対的に安価であり、また現時点では Soyo と Luanda の間に 400kV の送電線が容量 2,000MW (N-1 基準) を持って存在する

ことから、Soyoに山元発電として開発することが最も経済的である。

- ◇ しかし、3基目以降は、400kVの送電線の増強が必要となるため、大きな投資が必要となる。また、Luanda、更には中部の需要地であるBenguelaにSoyoから送電する場合、送電システムに想定外の負荷が掛かり、設備増強の必要性も否定できない。これらの点を考慮すると3基目以降はSoyoに置くことが必ずしも経済性の観点から有利になるとは限らない。また、送電線内の潮流も北から南への偏潮流となり、系統安定性の観点からも好ましくない。
- ◇ これらの課題に対する対策としては、需要地近傍、特に一大需要地であるBenguela地域の近傍であるLobito港にCCGTを開発することが考えられる。しかしながら、その場合、第3章で述べたように天然ガス・LNGの供給体制が整うまでの間（第1ステップ）の燃料としてLPGを採用することが望まれる。但しこの場合、温室効果ガス排出量がLNGに比較して2割程度増えることが想定される。

➤ 再生可能エネルギー追加投入ケース

- ◇ 6.5.4節に示すように、基本案では需要増に伴う電源開発によって温室効果ガス排出量が大きく増加する。電力事業による排出量はDraft INDCの目標値と比較すれば僅かではあるが、排出量の増加を減らすケースを検討する。
- ◇ 排出量の削減には、水力発電所を開発することが有効だが、6.4.1節で述べたように大型水力の開発には種々の制約があるために長期的かつ計画的に開発することが必要であり、短期間に開発量を増加させることは現実的に困難である。
- ◇ 従って、風力・太陽光発電を追加開発するシナリオを検討する。

6.6.2 発電所開発スケジュールの遅延リスク・シナリオ

(1) 水力発電所開発遅延リスク

水力発電所の運転開始が遅延した場合、供給力が低下する。図 6-33 は、1,2,3年遅延した場合の供給予備率を示している。この図では、供給予備力が確保出来ない年を橙色で、また供給力が需要を下回る年を赤で示している。

この結果によると、開発の遅延に伴って供給力が減少するが、特に至近年の遅延の影響が大きい。これは、需要規模に対して水力発電所の規模が大きいため遅延の影響が顕著に表れたことによる。遅延が大きくなるほど影響が大きくなるので、遅延が見込まれる場合には早急に対策を講じることが望まれる。

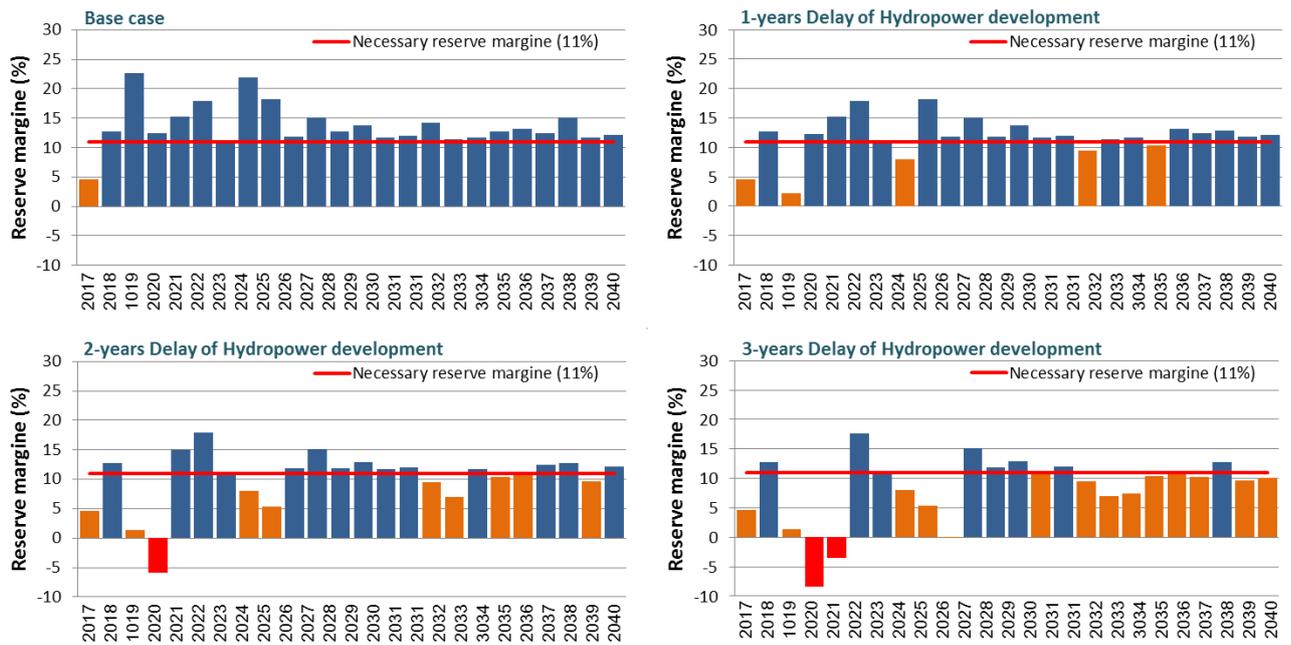


図 6-33 水力発電所開発遅延の影響

(2) 需要増リスク（水力・火力発電所開発遅延リスク）

前項と同様に、電力需要が想定を上回った場合の影響を試算した。これは、水力のみならず火力発電所等の全電源の運転開始が遅延した場合と同等である。

- 需要 1 年上ぶれ（＝発電所新設 1 年遅延）
- 需要 2 年上ぶれ（＝ 〃 2 年遅延 ＝ 発電所 1 年遅延＋需要 1 年上ぶれ）
- 需要 3 年上ぶれ（＝ 〃 3 年遅延 ＝ 発電所 2 年遅延＋需要 1 年上ぶれ）
（＝ 発電所 1 年遅延＋需要 2 年上ぶれ）

図 6-34 には各ケースの場合の供給予備率を示す。需要が 2 年上ぶれ（電源開発が 2 年遅延）した場合、ほぼすべての年に供給予備力が必要量の半分程度まで低下して安定供給が出来ない。また、3 年上ぶれした場合には顕著な供給支障が継続する事態になると考えられるので、需要実績が想定を上回った場合には、翌年以降の電源開発計画を見直して必要な供給力を確保することが必要である。

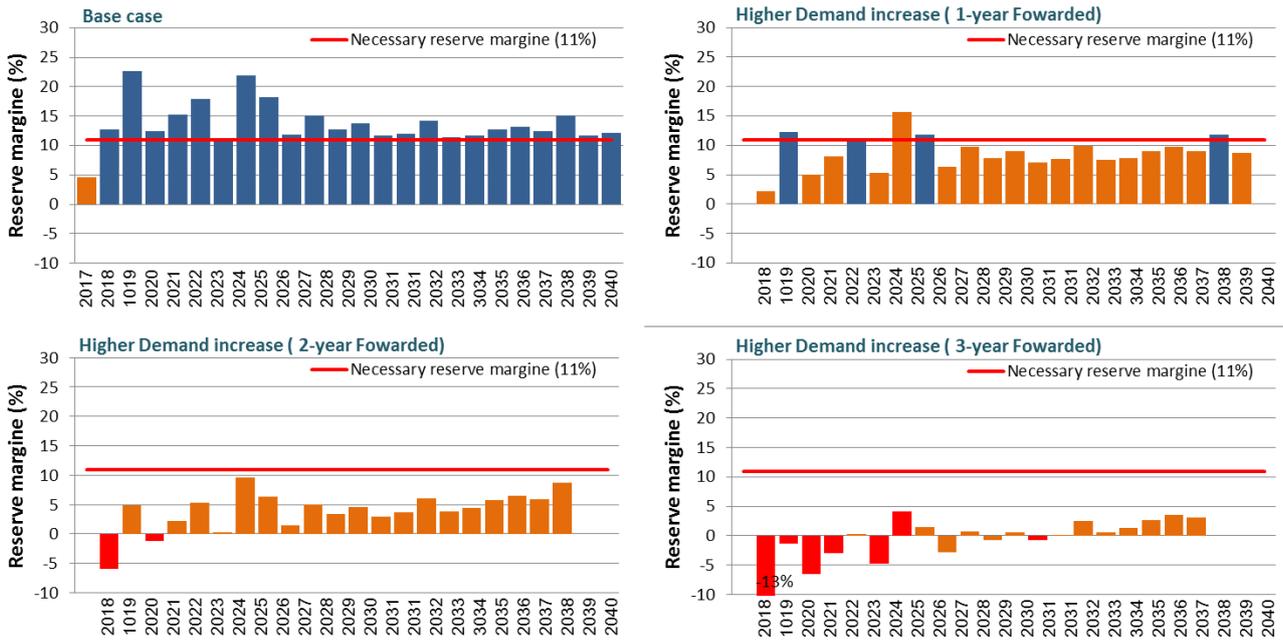


図 6-34 需要上ぶれ (=全発電所開発遅延) の影響

(3) 緩和策とその影響

電力需要が 1 年上ぶれ（もしくは発電所運転開始が 1 年遅延）が生じた場合には、早急に緊急電源を導入する等の対策を講じることが必要である。本節では、緊急対策として GT (LPG 燃料) を追加導入した場合に必要な追加費用および温室効果ガスの増量を試算した。この結果、図 6-35 および図 6-36 に示すように、影響は単年度に留まらず継続的かつ高額な費用増・大量の温室効果ガス排出量の増加を招き、供給力が増強されるまで継続する。従って、このような事象発生が見込まれる場合には、早急に対策を講じると共に、以降の需要想定や電源開発計画を見直す等の対応が必要である。

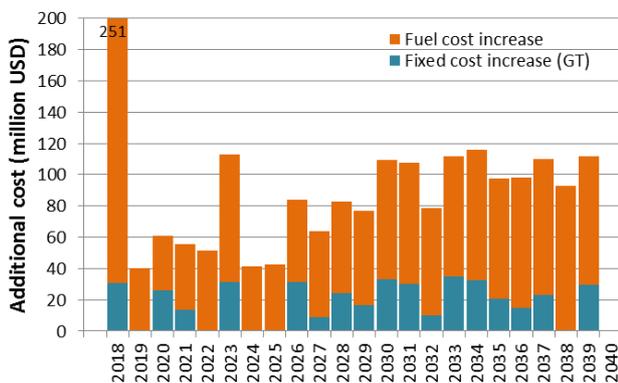


図 6-35 緊急電源導入による費用増

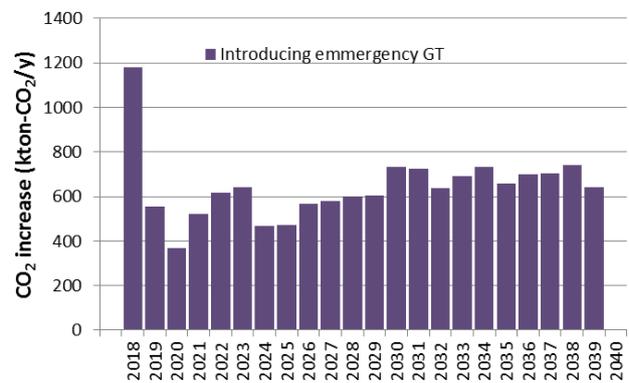


図 6-36 緊急電源導入に伴う
温室効果ガス排出量の増

6.6.3 CCGTの開発地域の変更シナリオ

(1) 条件と課題

既存の開発計画における火力発電所の候補地点としては、現在建設中の Soyo 発電所の後に Soyo2 発電所が計上されているが、その後の具体的な計画はない。また、CCGT 火力発電所の立地選定のためには燃料の供給が重要な課題であるが、この点も具体的な計画がない。

6.6.1 節に記すように、Soyo-Luanda 間の 400kV 送電線容量は 2,000MW (N-1 基準) あるので 750MW 級 2 基までは現有設備で送電可能だが、3 基目以降は、400kV の送電線の増強が必要となる。また、送電ロスや系統安定の視点から見ると、Soyo に発電設備を偏在させることは好ましくない。

一方燃料については、3.5.1 節および 3.5.2 節に記すように現状でガスを供給できるのは Soyo のみであり、他の地域に発電設備を新設する場合には燃料の調達計画を考慮する必要がある。特に南部に CCGT 火力発電所を建設する場合には、3.5.4 節に示したように段階的な燃料の切り替えなどを考慮する必要がある。

今後の火力発電所の立地を、北部 (Soyo) に集中立地する場合と、分散立地する場合の一般的な得失を表 6-16 に示す。

表 6-16 火力発電所立地方針にかかる得失

	北部集中立地(Soyo)	分散立地(Soyo, Benguela 等)
燃料	○：既設のガス供給設備に近く、設備の集中配置による効率化が可能 ×：まとまった用地が必要 ?：発電用のガス必要量の確保可能か?	○：ガス供給設備が整うまでの間に輸送が比較的容易な油焚き等を採用することにより立地裕度が高い。 ×：燃料供給設備新設が必要 ?：燃料選定（油・ガス）の選択可か?
電力系統	○：当座は既設送電線の活用が可能 ×：大規模電源が北部偏在。送電線増強が必要となる可能性大	○：需要中心の南北から供給するため潮流が相対的に小さくてすむ ×：電源の立地位置に応じた電力系統整備が必要
環境	－：個別の立地状況に依存	－：個別の立地状況に依存
経済性	○：発電設備・燃料供給設備の集中配置によるコスト削減が期待される ×：送電ロス、増強費用が嵩む	○：系統増強時期の繰延が期待される ×：燃料供給設備費用が嵩む ?：港湾等の整備が必要となるか?
エネルギーセキュリティ	×：集中配置により燃料調達や電力供給支障等のリスクが高い	○：集中配置に比べてリスク分散効果が期待出来る
早期実現性	○：Soyo 隣接地が確保出来れば早い ×： ?：ガス供給量に上限がある場合には制約となる	○：重油燃料の場合は立地制限が緩いので早期開発可能。リファイナリー近傍立地の場合は軽油等の利用も可能となる ×：リファイナリー設備の立地建設が遅延すれば遅れる

○：Advantages ×：Disadvantages ?：Uncertain issues

(2) 候補地点の選定

Soyo 以外に CCGT を建設する場合、ガスパイプラインが敷設された場合には価格の安い天然ガスを使用出来るので立地選定が有利となるが、パイプラインの新設には時間と巨額の建設費がかかるので、現時点の立地位置選定の条件とすることは適切でない。ここでは、次の条件を満たす立地候補地点として、Lobito および Namibe の 2 地点を選定する。なお、両地点とも近傍に石油リファイナリー施設の建設計画があり、LPG 等の石油系燃料の調達に優位性がある。

- 燃料の輸送に供する港湾に近接した発電所用地が確保できること
- 主幹系統および需要中心に近いこと
- 可能であれば、LNG 受入設備の建設用地が確保できること

(3) 燃料価格差の影響

Lobito および Namibe に CCGT を建設する場合の燃料は、天然ガスの使用が当面期待出来ないことから、LPG もしくは LNG が候補となるが、これらの燃料は天然ガスに比べて価格が高い。本節では、既に Soyo への立地が決まっている CCGT2 基 (Soyo および Soyo2) の次に開発する CCGT の燃料として LPG および LNG を使用した場合の燃料費の増分を PDPAT によって試算した。この結果、図 6-37 に示すように、2029 年の導入当初は LPG と LNG の費用は天然ガスに比べて高いものの大きな差はなく、また LPG と LNG の差は微少である。しかしながら、火力発電所の発電量の増加および LPG 想定価格の上昇に伴って費用の差が拡大し、2040 年には天然ガスに比べて LPG は 930 百万 USD の増、LNG は 310 百万 USD の増になると想定される。

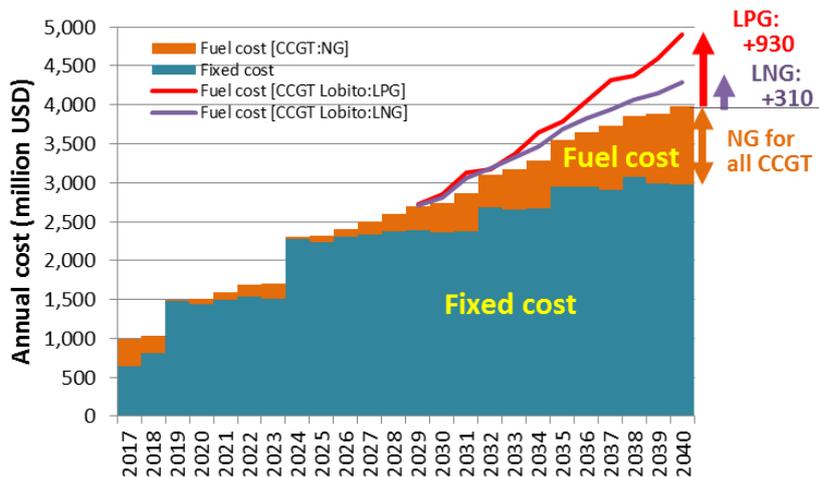


図 6-37 CCGT 燃料に LPG/LNG を使用した場合の燃料費の増
 (CCGT No.3 以降の燃料を NG から LPG/LNG に変えた場合の影響試算)

(4) 候補地点の特性比較

Soyo を含めた 3 候補地点の価格面の特性を表 6-17 に示す。また、これを踏まえて絞り込んだ立地候補地点の開発計画を表 6-18 に示す。

比較の結果、送電線や燃料タンク建設費に比べて燃料コスト差の影響が大きく、費用面では天然ガスを利用できる Soyo 立地が有利である。これは、燃料価格として国際価格想定値を使用しているが、天然ガスの価格が低いことによる。但し、燃料タンク等の設備費用は電力以外の事業との共用等により負担額が軽減する可能性があり、必ずしもここで示すような大きなコスト差になるとは限らない。

一方、(1)節に記すように費用面以外では分散立地が望ましい面があり、特にエネルギーセキュリティやリスク分散は重要な判断要素である。本論ではこの点を考慮し、表 6-18 に示すように CCGT を分散配置によって開発することを推奨する。

また、Soyo2 は IPP による建設が計画されており、2021 年の運転開始に向けて法整備等を進めることとしているが、至近の開発を実現するためには早急に IPP 開発にかかる手続きを固めるとともに、開発を支援するスキームを整備することが望まれる。

表 6-17 CCGT 立地候補地点の価格面の特性

項目	Soyo 立地	Lobito 立地	Namibe 立地
①主幹系統接続のための送電線新設コスト（年経費）	SoyoTPP-Luanda 間 (400kV) 400km,392 百万 USD [40 百万 USD/年] (基準)	LobitoTPP-Nova Biopio SS 間 (400kV) 23km, 23 百万 USD [2.3 百万 USD/年] (-38 百万 USD/年)	Namibe TPP-Namibe SS 間 (220kV) 17km, 7 百万 USD [0.7 百万 USD/年] (-39 百万 USD/年)
②燃料タンク建設費	-	LNG : 150 百万 USD (+15 百万 USD/年)	
③燃料コスト差 (CCGT の 2040 年発電量 17,900GWh/y の場合の 費用差)	NG: 4.2USc/kWh (基準)	LPG: 15.1USc/kWh (+930 百万 USD/年) LNG: 7.6USc/kWh (+310 百万 USD/年)	
④送電ロス	(基準)	同程度	同程度
①+②+③	(基準)	LPG: +907 百万 USD/年 LNG: +287 百万 USD/年	LPG: +906 百万 USD/年 LNG: +286 百万 USD/年

注 燃料コスト、年発電量は 2040 年想定値、送電線・タンクの耐用年は 40 年、金利 10%として試算

表 6-18 CCGT 立地地点の絞り込み・選定

設備	開発時期	項目	Soyo 立地	Lobito/Namibe 立地
No.1 750MW 級 (375x2)	2017 /2018	総合	◎ Soyo	×
		必要時期竣工 燃料調達 燃料コスト 送電線コスト リスク分散	○ 既に建設中(一部竣工) ○ 2018 年内にガス供給可 ○ 安価な NG 使用可 ○ 400kV 送電線竣工済み ○ 初めての CCGT 導入	× 必要時期までに竣工不可 × 現状で燃料供給設備なし △ 運搬可能な石油燃料に限定 △ 送電線新設が必要 ○ 初めての CCGT 導入
No.2 750MW 級 (375x2)	2021 /2022	総合	◎ Soyo	×
		必要時期竣工 燃料調達 燃料コスト 送電線コスト リスク分散	△ 可能(IPP 開発支援必要) ○ 2018 年内に NG 供給可 ○ 安価な NG 使用可 ○ 400kV 送電線竣工済み × 集中立地のためリスク高い	× リードタイム不足 × 燃料設備整備リードタイム不足 △ 運搬可能な石油燃料に限定 △ 送電線新設が必要 ○ リスク分散効果がある
No.3 750MW 級 (375x2)	2024 /2029	総合	△	○ Lobito, △ Namibe
		必要時期竣工 燃料調達 燃料コスト 送電線コスト リスク分散	○ 可能 ○ NG 供給可 ○ 安価な NG 使用可 △ 400kV 送電線新設が割高 × 集中立地のためリスク高い	○ 可能 ○ 燃料供給設備建設により可 △ LPG/LNG 使用の場合割高 ○ 送電線新設費が割安 ○ リスク分散効果がある
No.4 750MW 級 (375x2)	2031 /2034	総合	△	○ Lobito, △ Namibe
		必要時期竣工 燃料調達 燃料コスト 送電線コスト リスク分散	○ (No.3 と同じ) ○ (No.3 と同じ) ○ (No.3 と同じ) △ (No.3 と同じ) △ 立地集中度が高い	○ (No.3 と同じ) ○ (No.3 と同じ) △ (No.3 と同じ) ○ No.3 の送電線を共用 ○ リスク分散効果がある
No.5 750MW 級 (375x2)	2036 /2038	総合	△	○ Lobito, ○ Namibe
		必要時期竣工 燃料調達 燃料コスト 送電線コスト リスク分散	○ (No.3 と同じ) ○ (No.3 と同じ) ○ (No.3 と同じ) △ (No.3 と同じ) △ 長距離送電リスクが残る	○ (No.3 と同じ) ○ (No.3 と同じ) △ (No.3 と同じ) ○ 送電線新設が必要 ○ 長距離送電リスクは低い ○ リスク分散効果がある
No.6 750MW 級 (375x1)	2040	総合	○ Soyo	○ Lobito, ○ Namibe
		必要時期竣工 燃料調達 燃料コスト 送電線コスト リスク分散	○ (No.3 と同じ) ○ (No.3 と同じ) ○ (No.3 と同じ) △ (No.3 と同じ) △ (No.4 と同じ)	○ (No.3 と同じ) ○ (No.3 と同じ) △ (No.3 と同じ) △ No.3 の送電線を共用 ○ 長距離送電リスクは低い

注) 太赤字は推奨する立地位置を示す。

6.6.4 再生可能エネルギー追加投入ケース

現状で計画されている風力・太陽光発電（計 752MW）の開発に伴う温室効果ガス排出量の削減量は、6.5.4 節に示したように 2040 年時点で約 600 kt-CO₂（約 10%）に留まる。前述のように計画の初期段階のために条件を仮定しているため、この試算の精度は低い。しかしながら温室効果ガス排出量を削減する（若しくは増加させない）ためには更なる導入が望まれることから、本節では風力・太陽光発電を追加投入したケースを参考として試算する。

(1) 温室効果ガス削減効果

下記の条件によって風力・太陽光発電を導入した場合の温室効果ガス排出量を試算した結果、**図 6-38** に示すように、風力および太陽光発電を 2038 年（10 年後）以降の毎年それぞれ 300MW

を継続的に導入すれば、現状（2018年）と同等の排出量に抑えることが出来る。ただしこの試算は風力・太陽光発電に期待される発電量や特性を仮定して算出しているため、導入効果を過大にみている可能性もある。また、この開発量は3.2.4節に示した再生可能エネルギーのポテンシャル（全体で20GW、風力3.9GW(経済性に優れた優先事業0.6GW)、太陽光17.3GW）と比較して特に風力発電は大規模な開発となる。従って、早急に具体的な発電計画を立案した上で詳細検討することが必要である。

<仮定条件>

- 風力 2028～2040年の間に300MW/年ペースで開発（計3,900MW）
- 太陽光 同上
- 予備力 11%を確保する範囲でCCGT/GTの開発計画を繰り延べ調整
- 発電量 各月各時間の発電量は既往の調査資料を基に仮定

(2) 風力・太陽光発電事業追加導入の影響

前項の試算によれば、風力・太陽光発電の増加に伴い、発電事業費用が増加する。各年の発電費用は図6-39に示すように、風力・太陽光の導入開始と共に増加し、2040年には900百万USD/年に達する。図6-40は、これを発電原価で示したものであるが、2040年には基本案に比べて約1.4USc/kWh高くなっている。

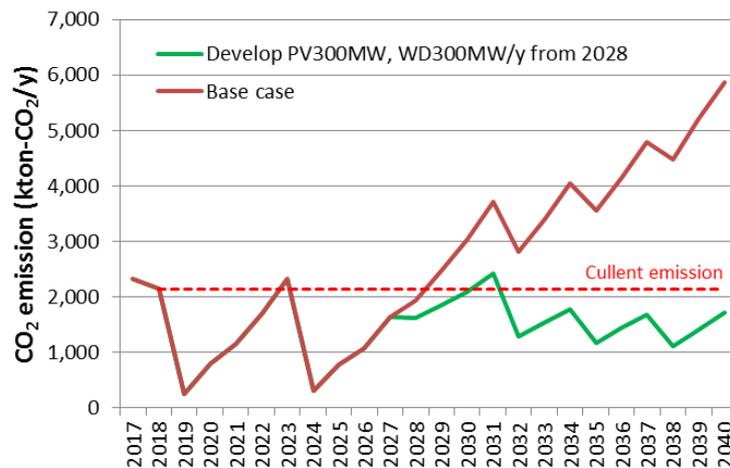


図 6-38 風力・太陽光発電を大規模導入する CO₂ 削減効果

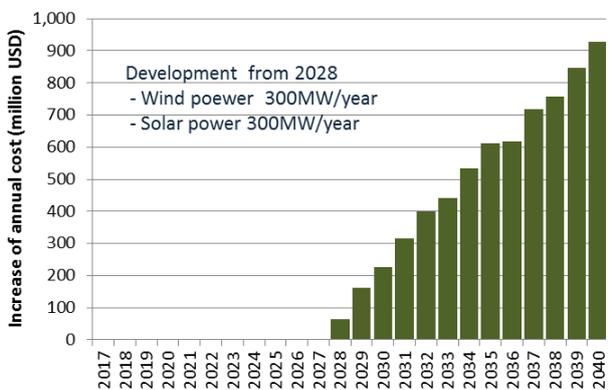


図 6-39 導入に伴う発電費用の増加

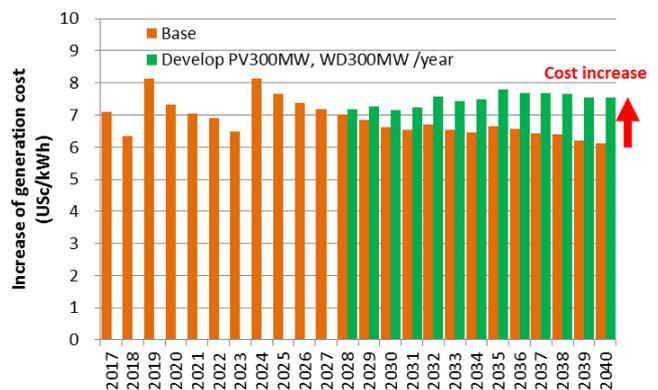


図 6-40 導入に伴う発電単価の増加

6.7 プロジェクトリストの策定

長期電源開発計画の推奨案を表 6-19 に示す。

表 6-19 長期電源開発計画

年	電源開発計画				
	水力	CCGT	GT	風力	太陽光
2017		Soyo1-1 (250)			
2018	Lauca (2070) Lomaun ext.(65)	Soyo1-2 (500)			
2019					
2020	Luachimo ext.(34)				
2021		Soyo2-1 (375)			
2022		Soyo2-2 (375)	Cacuaco No.1 (125)		
2023					
2024	Caculo Cabaça(2172)		Cacuaco No.2 (125)		
2025			Sambizanga No.1 (125)		
2026	Baynes (300)				
2027		Lobito1-1 (375)	Quileva No.1 (125)		
2028	Quilengue (210)		Quileva No.2 (125)	Beniamin (52)	Benguela (10)
2029		Lobito1-2 (375)		Cacula (88)	Cambongue (10)
2030			Quileva No.3 (125) Soyo-SS No.1 (125)	Chibia (78)	Caraculo (10)
2031		Lobito2-1 (375)		Calenga (84)	Catumbela (10)
2032	Zenzo (950)		Cacuaco No.3 (125) Cacuaco No.4 (125)	Gasto (30)	Lobito (10)
2033			Sambizanga No.2 (125) Quileva No.4 (125) Quileva No.5 (125) Quileva No.6 (125)	Kiwaba Nzoji I (62)	Lubango (10)
2034		Lobito2-2 (375)		Kiwaba Nzoji II (42)	Matala (10)
2035	Genga (900)		Soyo-SS No.2 (125) Cacuaco No.5 (125)	Mussede I (36)	Quipungo (10)
2036		Namibel1-1 (375)		Mussede I (44) Nharea (36)	Techamutete (10)
2037			Cacuaco No.6 (125) Sambizanga No.3 (125) Soyo-SS No.3 (125)	Tombwa (100)	Namacunde (10)
2038	Túmulo Caçador(453)	Namibel1-2 (375)			
2039					
2040	Jamba Ya Oma (79) Jamba Ya Mina (205)	Lobito3-1 (375)			
計	7,438MW	4,125MW	2,250MW	652 MW	100 MW

第 7 章 送電系統開発計画の最適化に係る検討

7.1 現在の電力系統

2017年7月現在のRNTの送電系統図を図 7-1に示す。送電網は最高電圧400kVであり、220kV、150kV、132kV、110kV、60kVの送電圧により構成されており、最大需要は、2,000MW弱である。なお、RNTでは電圧階級を整理して、今後400kV,220kV,60kVの3階層にしていくとのことである。

アンゴラ国の送電網は、現在、おおよそ、北部系統、中部系統、南部系統の三つに分かれている。このうち北部系統は一大需要地である首都Luandaを中心として、Bengo、Malanje、Cuanza Norte、Cuanza Sul、Uige、Zaire等の各州にCapandaやCambambeの大型水力発電所で発電された電力を供給しており、アンゴラ国全体の電力供給の80%をカバーしていると同時に、アンゴラ国全体の80%近い需要を占めている。

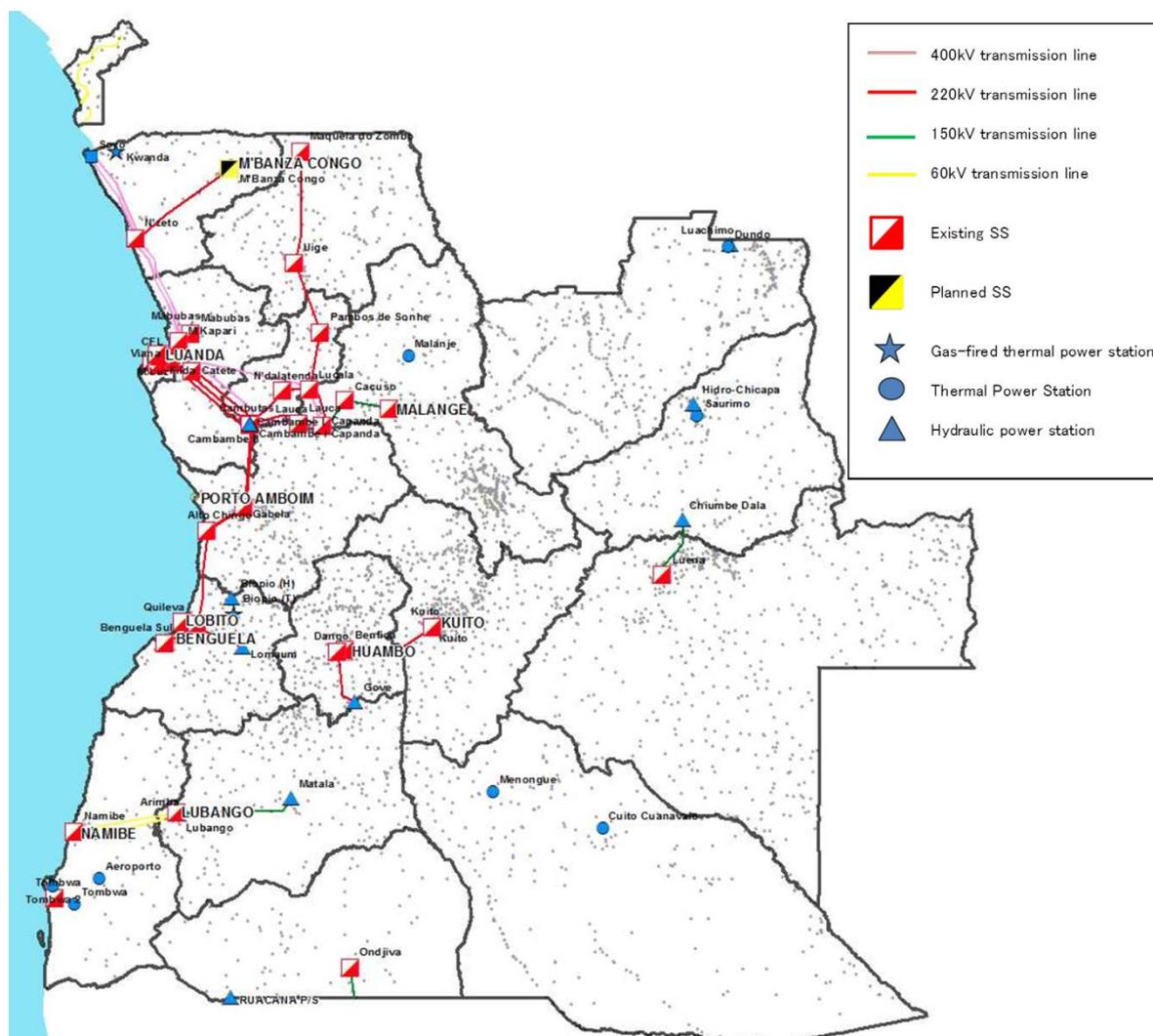
2018年には、北部系統のAlto Chingoと中部系統のBengela州にあるNova Biopio-Quileva-Lomaum水力発電所、およびBengegel sulとの220kV送電線による系統連系が実現する見込みである。したがって、系統の形としては北部系統と中部系統の西海岸側は一体となっているが、Alto Chingoに北部からの水力発電による電力を送る系統であるCambambe-Gabela線の老朽化が激しく機能していないため、使用できず、連系できていない。このたび、2017年の供用開始のCambambe-Gabelaの新設220kV線により、名実ともに北部-中部系統が連系された。

中部系統のHuambo州とBie州には、Gove水力発電所-Dango-Kuitoの系統があり、220kV送電線1回線で連系されている。中部系統の需要は、Bengela州の系統の需要と合わせると、アンゴラ国の10数%程度である。

北端の現在建設が進行中であるSoyo火力発電所から、N'Zetoまでは、400kV送電線2回線が完成しており、Kapary-Cateteまでのルートは、400kV送電線1回線が完成している。Soyo火力発電所から、大需要地である首都Luandaへの電力送電の準備は整いつつある状況である。加えて、400kV送電線は、CateteからViana-Lucala-CanpandaElevadora-Lauca-Cambutasを經由して、Cateteへ戻る1回線ループ系統を構成している。これにより、水力および火力の大電源と大需要地を400kV系統で連系する系統がすでに構成されている。

南部系統は、Namibe州とHuila州のNamibe-Lubangoは60kV送電線で、Lubango-Matalaは150kV送電線で連系されており、アンゴラ国の10%に満たない程度の需要を占めている。

以上のように、現在、アンゴラ国の電力系統は、3つの主な電力系統に分かれており、将来的に、各系統を連系していくことになる。

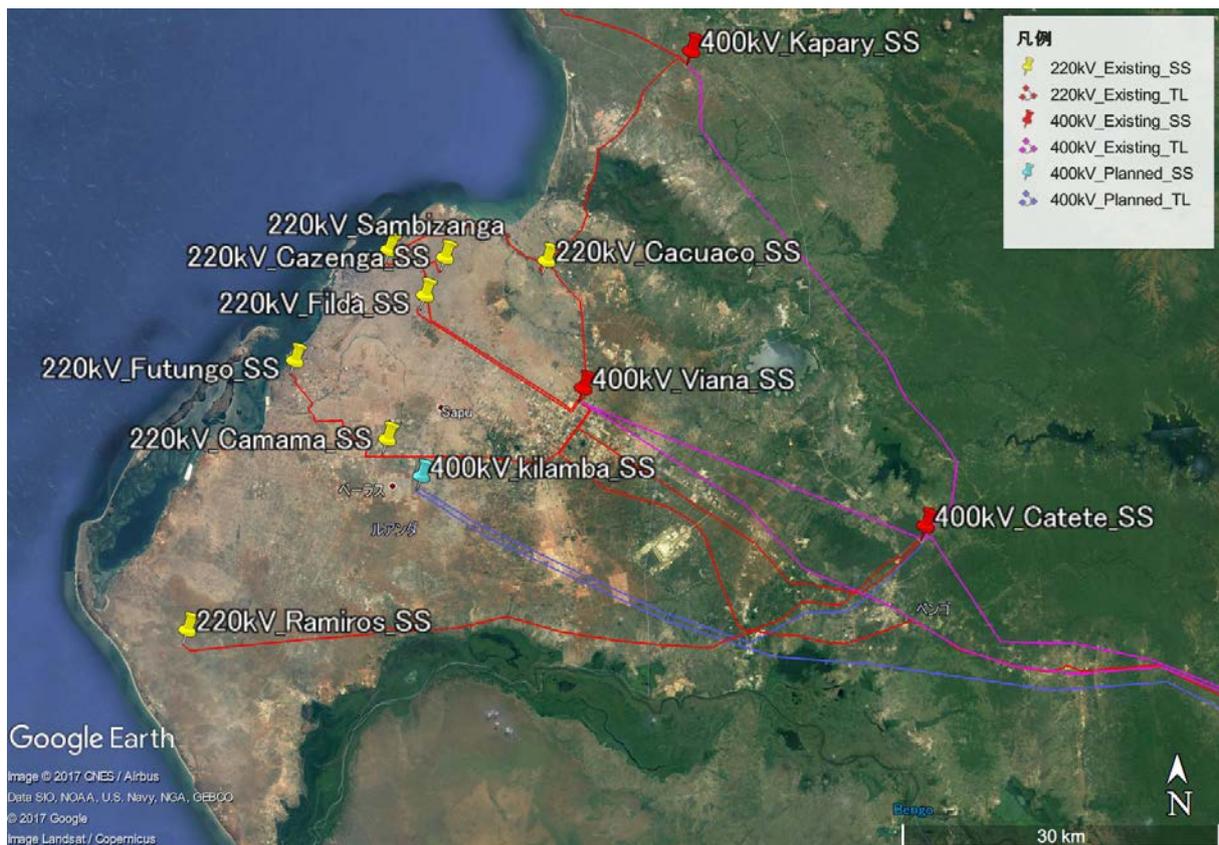


(出典:RNT)

図 7-1 2017 年 7 月現在の RNT の送電系統図

7.2 首都ルアンダの送電系統

図 7-2 に現在の首都ルアンダ中心部の送電系統を示す。400kV Catete 変電所で連系されている、2つの400kV 変電所 (Kapary、Viana) の下位にある、6つの220kV 変電所(Camama、Cacuaco、Sambizang、Cazenga、Filda、Futungo)が市の中心を囲む様に配置され、首都ルアンダ中心部に供給されている。400kV Kapary 変電所は、本格稼働後の Soyo 火力発電所が主な電源となり、400kV Viana 変電所は Cambambe 水力発電所、Lucala 水力発電所が主な電源となっている。



(出典:JICA 調査団)

図 7-2 首都ルアンダ中心部送電系統図(2017 年 7 月)

7.3 RNTの電力系統増強計画

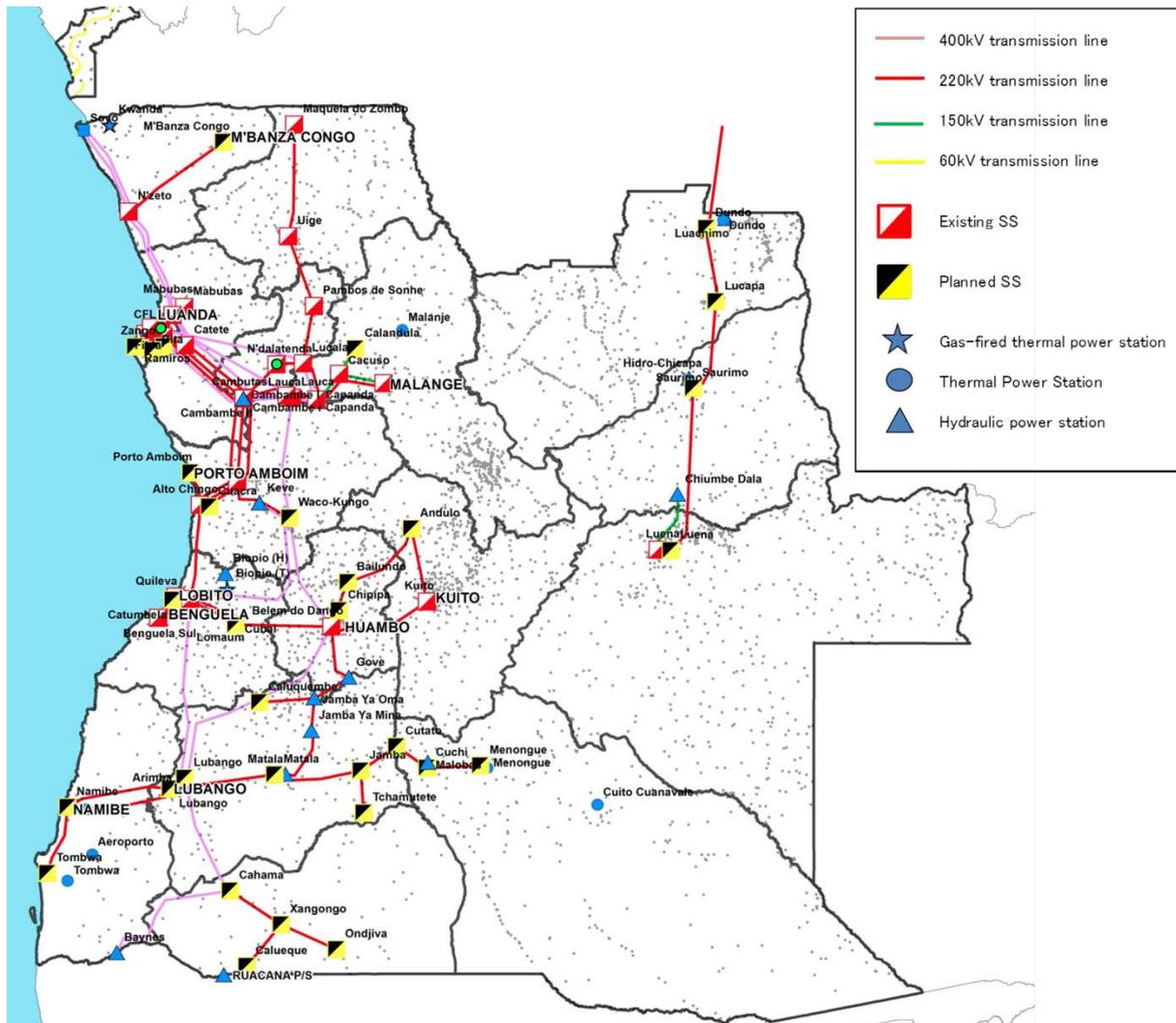
図 7-3 と図 7-4 は、それぞれ、2025 年と 2027 年の系統図である。

図 7-1 とはやや異なるが、RNT によると、2022 年には、400kV 送電線を、Lauca から WakoKungo-Dango-Lubango、および Cabaça-Biopio まで延伸するとともに、CanpandaElevadora から、東側に延伸し、XaMuteba-Saurimo まで連系する計画である。これにより、400kV 送電線で、北部系統、中部系統、南部系統、東部系統が連系されることになる。加えて、LundaSul 州の Saurimo から Moxico 州の Luena まで 220kV 送電線で連系される。RNT は、最大需要を 4,200MW 程度と想定している。

2025 年には、400kV 送電線にて、Biopio-Dango および Biopio-Lubango を連系し、400kV のループ系統を構成することになる。また、220kV 送電線系統の増強も進み、CuandoCubango 州の Menongue まで連系され、WakoKungo-Dango-Lubango-NovaBiopio が連系されることにより、400kV-220kV のループ系統となる。これにより、中部系統と南部系統の系統強化を図る計画になっている。この時点で、飛び地である Cabinda 州を除く、アンゴラ国の全 18 州のうち 17 州が電力系統で連系される計画となっている。加えて、400kV 送電線が Lubango から Baynes まで延伸され、ナミビア国との国際連系が実施される計画である。RNT は、最大需要を 6,000MW 程度と想定している。

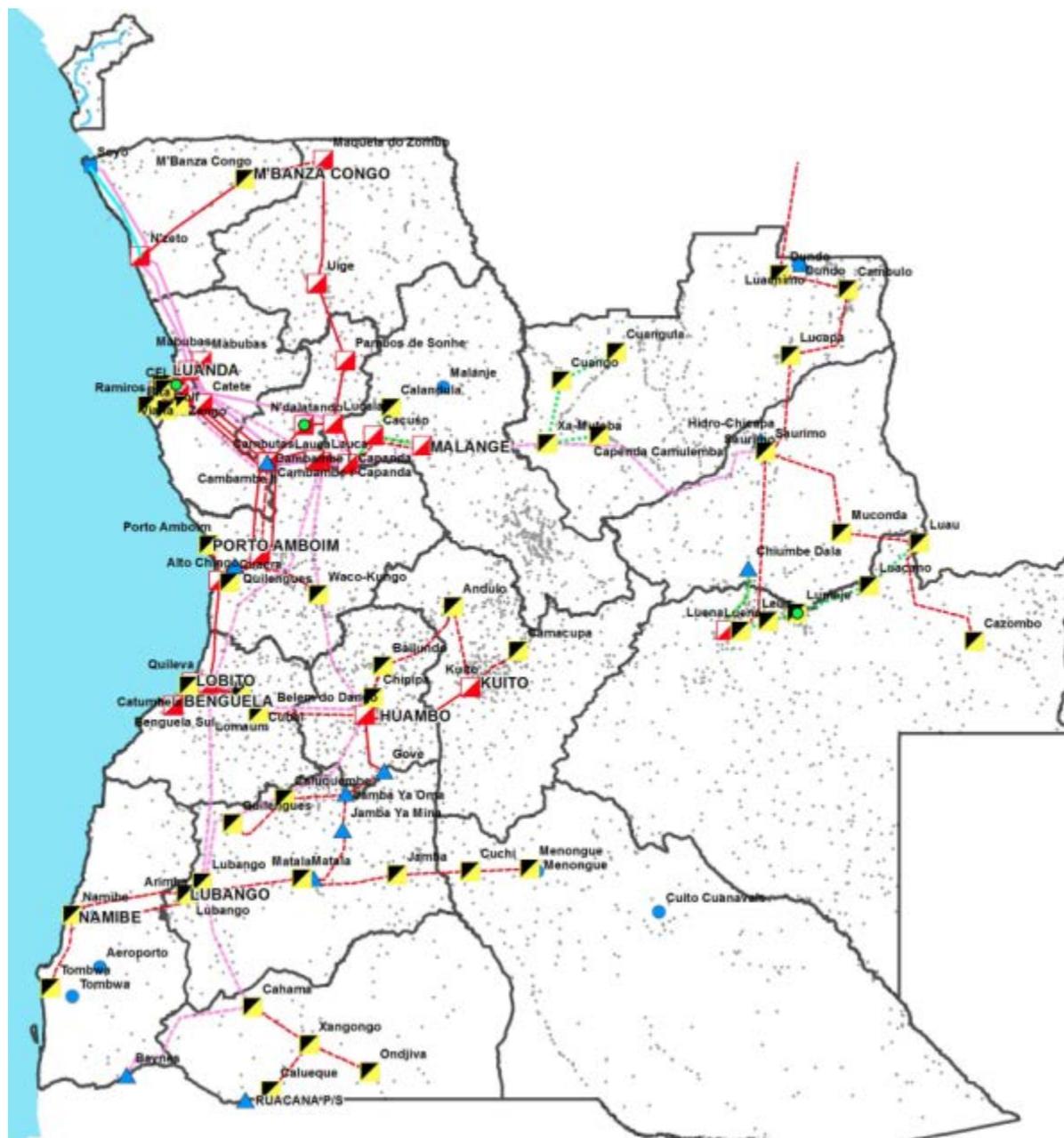
2027年には、220kV送電線で、Cunene州のOndjiveとCuandoCubango州のMenongueが連系され、南部系統も400kV-220kVのループ系統となる計画である。RNTは、最大需要を7,100MW程度を想定している。

さらに、将来的には、Moxico州のLuenaとBie州のCamacupaを220kV送電線で連系し、北部系統、中部系統および東部系統をループ系統構成とし、東部系統の信頼度の向上を図る計画である。



(出典:RNT)

図 7-3 アンゴラ送電系統図(2025年)



(出典:RNT)

図 7-4 アンゴラ電力系統図(2027年)

7.4 アンゴラ国の電力基幹系統の特徴

RNT の計画では、2027 年において、2 回線送電線である Soyo-N'zeto-Kapary-Catete400kV 送電線などの一部の送電線を除き、基幹系統の送電線は 1 回線送電線で構成されており、しかも、基幹系統は、400kV-220kV のループ系統を構成している。

この結果、電力潮流の分布は大変複雑となり、特に、N-1 クライテリアのチェックは、大変手間の掛かる作業となる。

7.4.1 電圧基準

電圧基準は、RNT の電力システムの計画基準に、下記のように定められている。

表 7-1 電圧基準

電圧階級(kV)	常時 “n”				非常時 “n-1”			
	最小		最大		最小		最大	
	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.	kV	p.u.
400	380	0.95	420	1.05	360	0.9	420	1.05
220	209	0.95	231	1.05	198	0.9	242	1.1
150	142	0.95	157	1.05	135	0.9	165	1.1
110	104.5	0.95	115.5	1.05	99	0.9	121	1.1

(出典:RNT)

7.5 既設送変電設備の情報収集及び分析

7.5.1 概要

ルアンダ市内移動時や地方調査 (Benguela、Huambo、Soyo) の移動時に既設送電設備状況について確認した。また、RNT の送電技術者とヒアリングを行い設備内容について情報収集を行った。変電設備状況については、RNT との打合せを通して、もしくは現地調査で変電所訪問時に確認を行った。

7.5.2 既設送電設備

60kV 送電線の支持物は、コンクリート柱(図 7-5 参照)、アングル鉄塔 (図 7-6、図 7-7 参照)、鋼管柱 (図 7-8) が見られた。220kV 送電線は、道路に沿って建てられた鋼管柱 (図 7-9、図 7-10、図 7-11 参照) が多数見られたが、主にはアングル鉄塔 (図 7-12 参照) であった。400kV 送電線は、アングル鉄塔(図 7-13 参照)のみであった。回線数は 1 回線、2 回線が両方あり、1 回線送電線で 1 回線鉄塔と 2 回線鉄塔(片回線は空き)が混在している場合もあった。

RNT によると電線との樹木接触による事故が多く発生するとともに、電線下の樹木伐採に多額の費用がかかっているとのことだったので、鉄塔高や電線地上高は低めに設計されているようである。ただし、道路沿いの送電線については、十分な地上高がとられていた。

がいしについては、ガラスがいしが主に用いられ、ポリマーがいしが 220kV で使用されていた。RNT によるとガラスがいしが壊れることが多いのが課題であるとのこと。

電線については、60kV 送電線では銅電線が主に用いられ、220kV、400kV の送電線については、ACSR と AAAC が用いられており、大容量のものについては、AAAC が主に使用されていた。長距離送電線が多いことから、ACSR より、送電ロスの軽減を狙ったものと推測される。

架空地線については、OPGW (光ファイバ複合架空地線) もしくは AW (アルミ被覆鋼より線) が用いられていた。



図 7-5 60kV コンクリート柱



図 7-6 60kV 1回線アンゲル鉄塔



図 7-7 60kV 地中分岐鉄塔

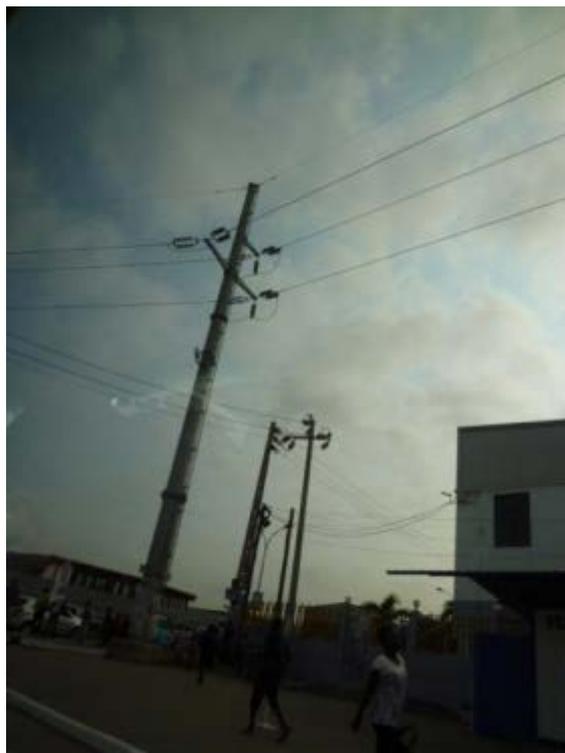


図 7-8 60kV 鋼管柱



図 7-9 220kV 鋼管柱 (耐張)



図 7-10 220kV 鋼管柱 (懸垂)



図 7-11 道路に沿った 220kV 送電線



図 7-12 220kV アングル鉄塔



図 7-13 400kV1 回線送電線（遠景）

表 7-2 にアンゴラ国の 400kV 送電線一覧表、表 7-3 に 220kV 送電線一覧表を示す。アンゴラ電力システム概要に示されているように 2016 年 8 月現在の 400kV 送電線は 2 線路 281km、220kV 送電線は 24 線路 1964.1km であった。しかし、2017 年 10 月現在の 400kV 送電線は 11 線路 1183km、220kV 送電線は 36 線路 2598.7km となり、急速に送電設備量は増えている。

表 7-2 400kV 送電線一覧表(2017 年 10 月現在)

地域	線路名	起点	終点	電圧[kV]	回線数	亘長	電線種類
北部	Capanda_elv - Lucala	Capanda_elve	Lucala	400	1	61	3 x ACSR Crow 409 mm ²
	Lucala - Viana	Lucala	Viana	400	1	220	3 x ACSR Crow 409 mm ²
	Cambutas - Catete	Cambutas	Catete	400	1	123	2 x AAC Sorbus 659,4 mm ²
	Soyo TPS - Soyo	Soyo TPS	Soyo	400	2	40	3 x AAC Sorbus 659,4 mm ²
	Soyo - N'Zeto	Soyo	N'Zeto	400	2	142	3 x AAC Sorbus 659,4 mm ²
	N'Zeto - Kapary	N'Zeto	Kapary	400	2	194	3 x AAC Sorbus 659,4 mm ²
	Kapary - Catete	Kapary	Katete	400	2	57	3 x AAC Sorbus 659,4 mm ²
	Catete - Viana	Catete	Viana	400	1	39	2 x AAC Sorbus 659,4 mm ²
	Lauca - Capanda_elve	Lauca	Capanda_elve	400	1	41	2 x AAC Sorbus 659,4 mm ²
	Lauca - Cambutas	Lauca	Cambutas	400	1	76	3 x AAC Sorbus 659,4 mm ²
Lauca - Catete	Lauca	Catete	400	1	190	2 x AAC Sorbus 659,4 mm ²	
送電線総亘長 [Km]						1183	

(出典：RNT, JICA 調査団)

表 7-3 220kV 送電線一覧表(2017 年 10 月現在)

地域	送電線路名	起点	終点	電圧 [kV]	回線数	亘長 [Km]	電線種類	
北部	Cambambe - Catete	Cambambe	Catete	220	1	116	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
	Catete - Camama	Catete	Camama	220	1	64	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
	Cambambe - Catete	Cambambe	Catete	220	1	116	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
	Catete - Viana	Catete	Viana	220	1	42	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
	Cambambe - Viana	Cambambe	Viana	220	1	158	AAC Yew 479 mm ²	
	Cambambe - Ombutas	Cambambe	Cambutas	220	2	1.3	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
	N' Dalatando - Cambutas	N' Dalatando	Cambutas	220	1	73	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
	Cambambe - Gabela	Cambambe	Gabela	220	1	130	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
	Gabela - Alto chingo	Gabela	Alto Chingo	220	1	81	2x AAC Yew 479 mm ²	
	Viana - Camama	Viana	Camama	220	1	34.5	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
	Viana - Cazenga I	Viana	Cazenga	220	1	21.5	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
	Viana - Cazenga II	Viana	Cazenga	220	1	18	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
	Viana - Cazenga III	Viana	Cazenga	220	1	18	AAC Yew 470 mm ²	
	Viana - Cacuaco	Viana	Cacuaco	220	1	14.5	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
	Cacuaco - Sambizanga	Cacuaco	Sambizanga	220	2	19.3	AAC Yew 479 mm ²	
	Viana - Filda I	Viana	Filda	220	1	18	AAC Yew 479 mm ²	
	Viana - Filda II	Viana	Filda	220	1	18	AAC Yew 479 mm ²	
	Capanda - Cambutas	Capanda	Cambutas	220	1	120	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
	Capanda - Lucala	Capanda	Lucala	220	1	70.7	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
	Capanda - Capanda Elev A	Capanda	Capanda Elev.	220	1	3.6	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
	Capanda - Capanda Elev B	Capanda	Capanda Elev.	220	1	3.6	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
	Lucala - N' Dalatando	Lucala	N' Dalatando	220	1	35.7	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
	Lucala - Pambos de Sonhe - Uíge	Lucala	Pambos de Sonhe - Uíge	220	1	211	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
	Uíge - Maquela do Zombo	Uíge	Maquela do Zombo	220	1	200	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
	Kapary - Cacuaco	Kapary	Cacuaco	220	1	26.7	AAC Yew 479 mm ²	
	Kapary - Ada	Kapary	Ada	220	1	14	AAC Yew 479 mm ²	
	Camama - Futungo de Belas	Camama	Futungo de Belas	220	2	14.5	AAC Yew 479 mm ²	
	Catete - Ramiros	Catete	Ramiros	220	2	91	AAC Yew 479 mm ²	
	N'Zeto - M'Banza Congo	N'Zeto	M'Banza Congo	220	1	181	AAC Yew 479 mm ²	
	中部	Alto Chingo - Novo Biopio	Alto Chingo	Novo Biopio	220	1	156	2x AAC Yew 479 mm ²
		Lomaum 水力発電所 - Novo Biopio	Lomaum 水力発電所	Novo Biopio	220	2	95.8	ACSR Crow 54/7 409 mm ²
		Novo Biopio - Quileva	Novo Biopio	Quileva	220	1	18	2x AAC Yew 479 mm ²
		Novo Biopio - Benguela Sul	Novo Biopio	Benguela Sul	220	1	57	AAC Yew 479 mm ²
Gove 水力発電所 - Belém do Dango		Gove 水力発電所	Belém do Dango	220	1	93	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
Belém do Dango - Kuíto		Belém do Dango	Kuíto	220	1	150	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
Lomaum 水力発電所 - Quileva		Lomaum 水力発電所	Quileva	220	1	114	ACSR Crow 54/7 409 mm ²	
送電線総亘長 [Km]						2598.7		

(出典：RNT, JICA 調査団)

7.5.3 既設変電設備

変圧器については新設された 60kV 変電所から 400kV 変電所で、中国製のものが主に使用されていたが（図 7-14 参照）、ドイツ製のものも見られた。新設された 400kV Soyo 変電所では、単相変圧器 4 台を 1 ユニットとし、そのうちの 1 台を予備として、どの相にも使用できような接続としていた。また、調相設備として可変補償リアクトル（ジーメンス社製、図 7-15 参照）が設置されていた。

遮断器は、60kV 変電所では碍子型遮断器が使用され、220kV 変電所では中国製縦型ポリマー絶縁ガス遮断器（図 7-16 参照）が使用されていたが、通常の屋外変電所と大きな違いはなかった。特記的には、Soyo 火力発電所の 400kV 開閉所において、ガス絶縁開閉設備（GIS：ABB 社製、図 7-17 参照）が用いられていた。

また、母線構成は、標準的に複母線構成（図 7-18 参照）となっており、信頼度の高い設備となっている。



図 7-14 中国製 66kV/15kV 変圧器

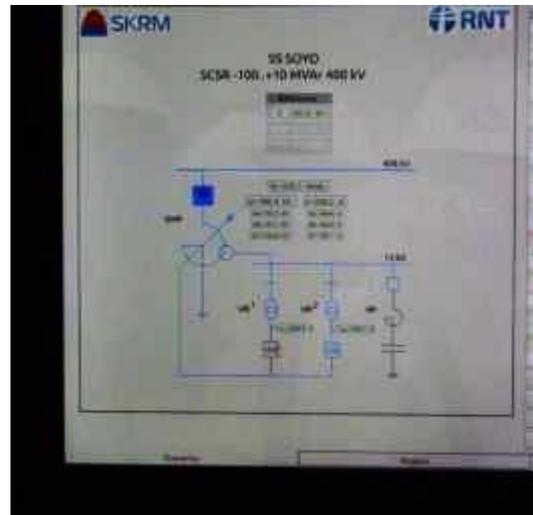


図 7-15 可変補償リアクトル制御画面

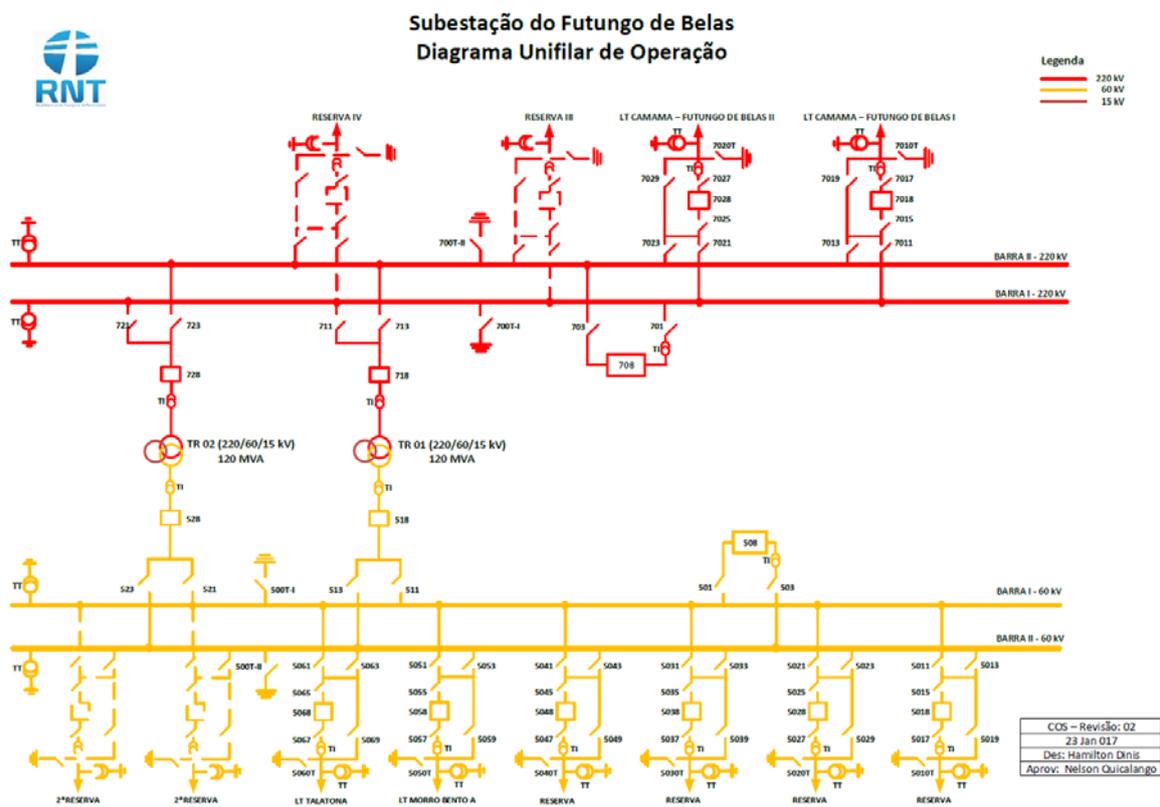


図 7-16 220kV 縦型ガス遮断器

(ポリマーブッシング使用)



図 7-17 屋内型ガス絶縁開閉装置



(出典:RNT)

図 7-18 複母線構成の例 (220kV Futungo 変電所)

表 7-4 に 400kV 変電所一覧表、表 7-5 に 220kV 変電所一覧を示す。アンゴラ電力システム概要 (2016 年 8 月) に示されているように、400kV 変電所は 1 箇所 420MVA、220kV 変電所は 15 箇所 2129MVA であった。しかし、2017 年 10 月現在、400kV 変電所は 9 箇所 4950MVA、220kV 変電所は 23 箇所 4086MVA に急速に変電設備量も増えている。

表 7-4 400kV 変電所一覧(2017 年 10 月現在)

地域	県	変電所	電圧[kV]	変圧器内訳	容量[MVA]
北部	Luanda	Viana 変電所	400/220	210 x 2	420
		Catete 変電所	400/220	450 x 2	900
	Bengo	Kapary 変電所	400/220	450 x 2	900
		Soyo 変電所	400/60	120 x 2	240
	Zaire	N'Zeto 変電所	400/220	90 x 1	90
		Cambutas 変電所	220/400	930 x 2	1860
	Kwanza Norte	Capanda elev 変電所	220/400	270 x 2	540
400kV変電設備総容量 [MVA]					4950

(出典：RNT, JICA 調査団)

表 7-5 220kV 変電所一覧(2017 年 10 月現在)

地域	県	変電所	電圧[kV]	変圧器内訳	容量[MVA]
北部	Luanda	Catete 変電所	220/60	120 x 2	240
		Cazenga 変電所	220/60/15	60 x 5	300
		Viana 変電所	220/60	60 x 5	300
		Filda 変電所	220/60	120 x 2	240
		Camama 変電所	220/60	120 x 3	360
		Cacuaco 変電所	220/60	60 x 2	120
		Sambizanga 変電所	220/60	120 x 2	240
		Futungo de Belas 変電所	220/60	120 x 2	240
		Ramiro 変電所	220/60	120 x 2	240
	Bengo	kapary 変電所	220/60	120 x 2	240
		Ada 変電所	220/15	25,40	65
		Kwanza Norte	N' Dalatando 変電所	220/30	40 x 1
	Pambos de Sonhe 変電所		220/30	30 x 1	30
	Cambutas 変電所		220/60	120 x 2	240
	Malanje	Capanda Elevadora 変電所	220/400	270 x 2	590
			220/30	30 x 1	
			220/110	20 x 1	
	Uíge	Uíge 変電所	220/60	40 x 1	40
		Maquela do Zombo 変電所	220/30/15	10 x 1	40
			220/60/15	30 x 1	
	Zaire	N'Zeto 変電所	220/60	63 x 1	63
		M'Banza Congo 変電所	220/60	63 x 1	63
	中部	Benguela	Quileva 変電所	220/64/32	100 x 2
Kwanza Sul		Alto Chingo 変電所	220/60	60 x 1	60
		Gabela 変電所	220/60/30	35 x 1	35
Huambo		Belém do Dango 変電所	220/60/30	60 x 1	60
		Kuito 変電所	220/60/10	20 x 1	40
220kV変電設備総容量 [MVA]					4086

(出典：RNT, JICA 調査団)

7.6 最新開発計画の情報収集及び分析

7.6.1 既存の開発戦略及び計画

Angola Energia2025 をベースにして、2027 年までの計画が、現在 RNT で検討中である。

既に、北端の Soyo 火力発電所から Luanda までの骨格系統と、Kuwanza 川流域の水力発電所から Luanda までの送電線は完成しつつあり、今後は、これらの電力を中部、南部地域へ送電するために、400kV 基幹系統が計画されている。この系統は、南に位置する隣国の Namibia との国際連系線にも最終的に接続されることが SAPP により計画されている。この目的として、アフリカ電力市場への売電と渇水期の融通が考慮されている。また、400kV 送電線は新たに開発される大規模発電所の電源線としての役割も担っている。

現時点の計画による 400kV 基幹送電線及び変電所の計画を、**表 7-6**、**表 7-7** に示す。

220kV 系統は、至近に北部系統と中部系統を連系を行っているが、先々の計画では、400kV 基幹系統変電所から、各 Province の地域供給系統としての役割が大きくなっている。また、小規模な火力発電所の電源線としての役割も担っている。

同様に、既存計画における 220kV 系統の送電線および変電所の計画を**表 7-8**、**表 7-9** に示す。

表 7-6 RNT による既存の 400kV 基幹送電線計画(～2027)

Project#	Area	Voltage (kV)	Starting point	End point	number of circuit	Line Length (km)	Year of operation	Project Status	Donar
1	Central	400	Lauca	Waco kungo	1	177	2020	Under Construction(Cmec)	China
2	"	400	Waco kungo	Belem do Huambo	1	174	2020	"	China
3	Northern	400	Catete	Bitá	1	54	2022	Project in progress(Odebrecht)	Brazil
4	"	400	Cambutas	Bitá	1	167	2022	"	Brazil
5	Central	400	Belem do Huambo	Lubango	1	337	2022	Plannning(or No information)	—
6	"	400	Belem do Huambo	Capelongo	1	202	2022	"	—
7	Northern	400	Cambutas	Caculo Cabaca	1	49	2023	"	—
8	"	400	Caculo Cabaca	Bitá	1	214	2023	"	—
9	Central	400	Caculo Cabaca	Nova Biopio	1	348	2025	"	—
10	"	400	Nova Biopio	Lubango	1	317	2025	"	—
11	Southern	400	Lubango	Cahama	1	179	2025	"	—
12	"	400	Cahama	Baynes	1	312	2025	"	—
13	Eastern	400	Capanda_elev	Xa-Muteba	2	266	2025	"	—
14	"	400	Xa-Muteba	Surimo	2	335	2025	"	—
15	Southern	400	Capelongo	Ondjiva	1	312	2027	"	—
16	"	400	Cahama	Ondjiva	1	175	2027	"	—
17	"	400	Nova Biopio - Lubango	Caluquembe	2	5	2027	"	—
18	"	400	Belem do Huambo - Lubango	Quilengues	2	5	2027	"	—
19	"	400	Cahama	Ruacana	2	125	2027	"	—
Total						3753			

(出典：RNT, JICA 調査団)

表 7-7 RNT による既存の 400kV 基幹変電所計画(～2027)

Project#	Area	Voltage (kV)	Substation Name	Capacity (MVA)	Year of operation	Project Status	Donar
1	Cuanza Sul	400	Waco kungo	450	2020	Under Construction(Cmec)	China
2	Huambo	400	Belem do Huambo	900	2020	"	China
3	Luanda	400	Bitá	900	2020	Project in progress(Odebrecht)	Brazil
4	Huíla	400	Lubango	900	2022	Plannning(or No information)	—
5	"	400	Capelongo	900	2022	"	—
6	Benguela	400	Nova Biopio	900	2025	"	—
7	Southern	400	Cahama	420	2025	"	—
8	Eastern	400	Saurimo	900	2025	"	—
9	Luanda Norte	400	Xa-Muteba	240	2025	"	—
10	Cunene	400	Ondjiva	420	2027	"	—
11	Huíla	400	Caluquembe	180	2022	"	—
12	"	400	Quilengues	180	2027	"	—
Total				7290			

(出典：RNT, JICA 調査団)

表 7-8 RNT による既存の 220kV 基幹送電線計画(~2027)

Project#	Area	Voltage (kV)	Starting point	End point	number of circuit	line Length (km)	Year of operation	Project Status	Donar
1	Northern	220	Kapary	Caxito	1	18	2022	Plannning(or No information)	—
2	"	220	Fikda	Golf	2	7	2022	"	—
3	"	220	Bitá	Camama	1	17	2022	"	—
4	"	220	Bitá	Rammiros	1	23	2022	"	—
5	"	220	Capanda	Marange	1	101	2022	"	—
6	Central	220	Cambambe	Gabela	1	134	2022	"	—
7	"	220	Gabela	Alto Chingo	1	64	2022	"	—
8	"	220	Gabela	Quibala	1	64	2022	"	—
9	"	220	Quibala	Waco Kungo	1	68	2022	"	—
10	"	220	Lomaum	Cubal	1	4	2022	"	—
11	"	220	Belem do Huambo	Cubal	1	146	2022	"	—
12	Southern	220	Lubango	Namibe	2	151	2022	"	—
13	"	220	Namibe	Tombwa	1	110	2022	"	—
14	"	220	Lubango	Matala	1	154	2022	"	—
15	"	220	Matala HPS	Matala	1	15	2022	"	—
16	"	220	Capelongo	Cuchi	2	71	2022	"	—
17	"	220	Cuchi	Menongue	2	77	2022	"	—
18	Northern	220	Viana	PIV	1	4	2027	"	—
19	"	220	Cazenga	PIV	1	21	2027	"	—
20	"	220	Sambizanga	Chicala	1	5	2027	"	—
21	"	220	Futungo de Belas	Chicala	1	12	2027	"	—
22	"	220	Catete	Maria Teresa	2	50	2027	"	—
23	Central	220	Alto Chingo	Cuacra	2	15	2027	"	—
24	"	220	Alto Chingo	Port Amboim	2	50	2027	"	—
25	"	220	Quileva	Catumbela	1	8	2027	"	—
26	"	220	Benguela Sul	Catumbela	1	33	2027	"	—
27	"	220	Nova Biopio	Bocoio	1	5	2027	"	—
28	"	220	Lomaum	Bocoio	1	5	2027	"	—
29	"	220	Cubal	Ukuma	1	5	2027	"	—
30	"	220	Belem do Huambo	Ukuma	1	5	2027	"	—
31	"	220	Belem do Huambo	Catchiungo	1	9	2027	"	—
32	"	220	Kuito	Catchiungo	1	9	2027	"	—
33	"	220	Belem do Huambo	Kuito	1	144	2027	"	—
34	"	220	Kuito	Andulo	1	110	2027	"	—
35	Southern	220	Cahama	Xangongo	1	88	2027	"	—
36	"	220	Ondjiva	Xangongo	1	90	2027	"	—
37	"	220	Capelongo	Matala	1	158	2027	"	—
38	"	220	Matala	Jamba Mina	2	83	2027	"	—
39	"	220	Jamba mina	Jamba Oma	2	49	2027	"	—
40	"	220	Capelongo	Tchamutete	2	93	2027	"	—
41	Eastern	220	Saurimo	Lucapa	1	157	2022	"	—
42	"	220	Lucapa	Dundo	1	135	2022	"	—
43	"	220	Saurimo	Luena	1	246	2027	"	—
44	"	220	Saurimo	Muconda	1	169	2027	"	—
45	"	220	Muconda	Luau	1	100	2027	"	—
46	"	220	Luau	Cazombo	1	187	2027	"	—
					Total	3269			

(出典 : RNT, JICA 調査団)

表 7-9 RNT による既存の 220kV 基幹変電所計画(～2027)

Project#	Area	Voltage (kV)	Substation Name	Capacity (MVA)	Year of operation	Project Status	Donar
1	Bengo	220	Caxito	120	2022	Plannning(or No information)	—
2	Luanda	220	Golf	240	2022	〃	—
3	〃	220	Bitá	240	2022	〃	—
4	Maranje	220	Maranje	200	2022	〃	—
5	Cuanza Sul	220	Gabela	120	2022	〃	—
6	〃	220	Quibala	60	2022	〃	—
7	〃	220	Waco Kungo	60	2022	〃	—
8	Benguela	220	Cubal	120	2022	〃	—
9	Huambo	220	Belem do Huambo	240	2022	〃	—
10	Huíla	220	Lubango	240	2022	〃	—
11	Namibe	220	Namibe	120	2022	〃	—
12	〃	220	Tombwa	120	2022	〃	—
13	Huíla	220	Matala	120	2022	〃	—
14	Cuando Cubango	220	Cuchi	40	2022	〃	—
15	〃	220	Menongue	240	2022	〃	—
16	Luanda	220	PIV	240	2027	〃	—
17	〃	220	Chicala	240	2027	〃	—
18	Bengo	220	Maria Teresa	120	2027	〃	—
19	Cuanza Sul	220	Cuacra	60	2027	〃	—
20	〃	220	Port Amboim	120	2027	〃	—
21	Benguela	220	Catumbela	240	2027	〃	—
22	〃	220	Bocoio	120	2027	〃	—
23	Huambo	220	Ukuma	120	2027	〃	—
24	〃	220	Catchiungo	120	2027	〃	—
25	Bie	220	Andulo	120	2027	〃	—
26	Cunene	220	Xangongo	120	2027	〃	—
27	〃	220	Tchamutete	180	2027	〃	—
28	Moxito	220	Luena	240	2027	〃	—
29	Luanda Sul	220	Muconda	40	2027	〃	—
30	Moxito	220	Luau	120	2027	〃	—
31	〃	220	Cazombo	80	2027	〃	—
Total				4560			

(出典：RNT, JICA 調査団)

参考までに、RNT から入手した、2022 年断面、2027 年断面の送電系統ダイアグラムを **図 7-19**～**図 7-22** に示す。

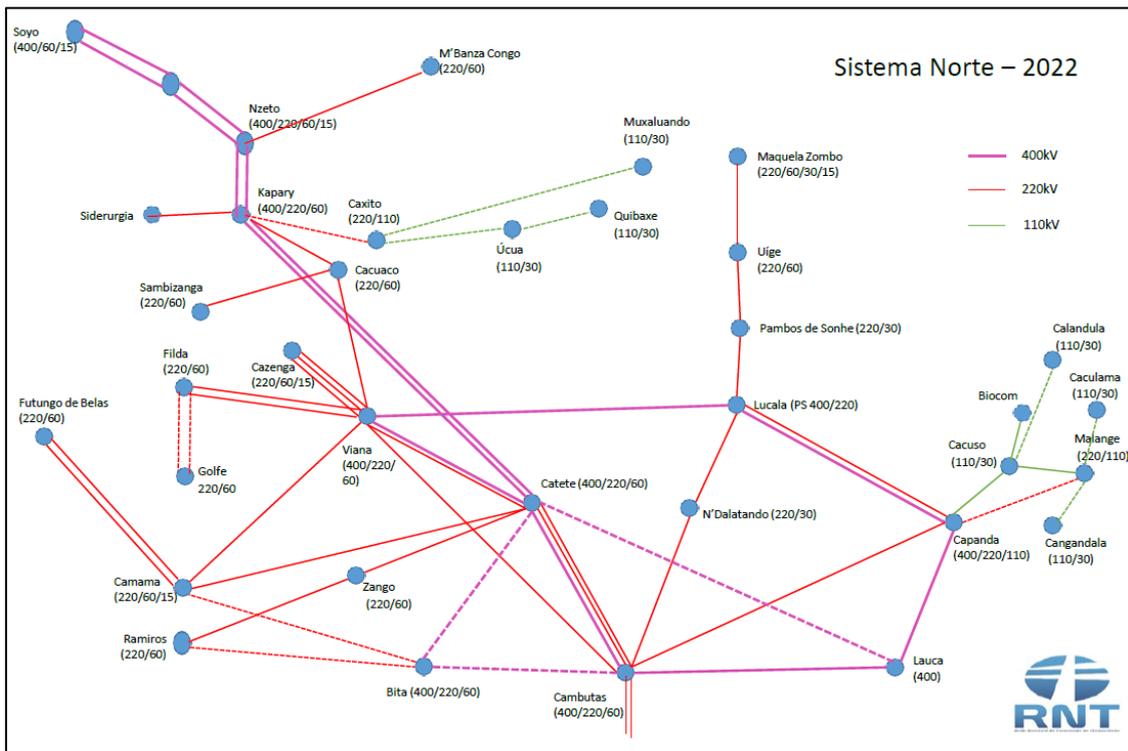


図 7-19 RNT による既存計画の北部系統 2022 年断面

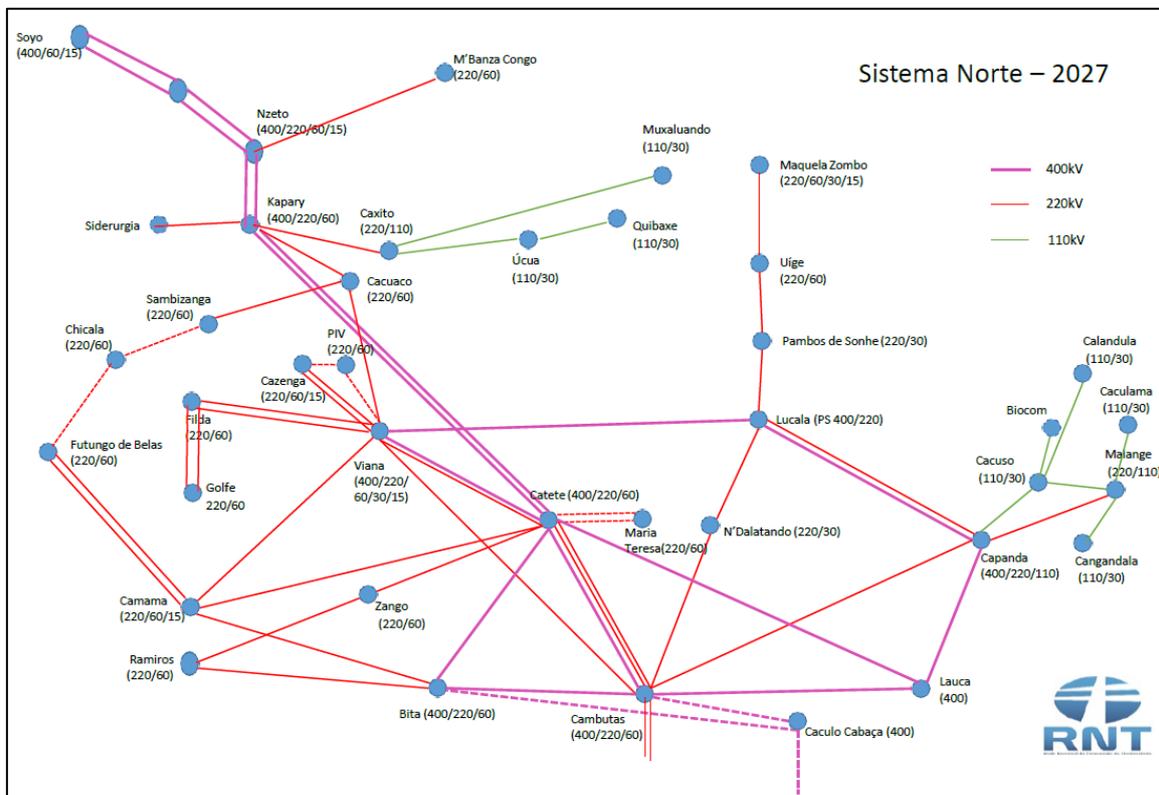


図 7-20 RNT による既存計画の北部系統 2027 年断面

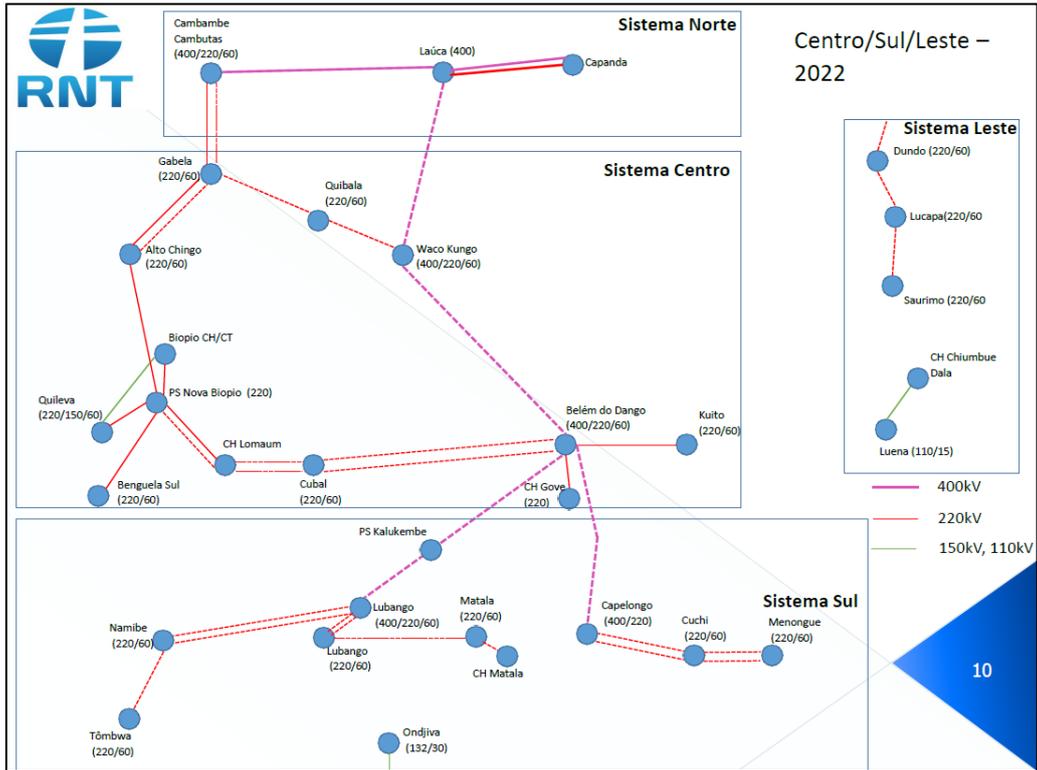


図 7-21 RNT による既存計画の中部・南部・東部系統 2022 年断面

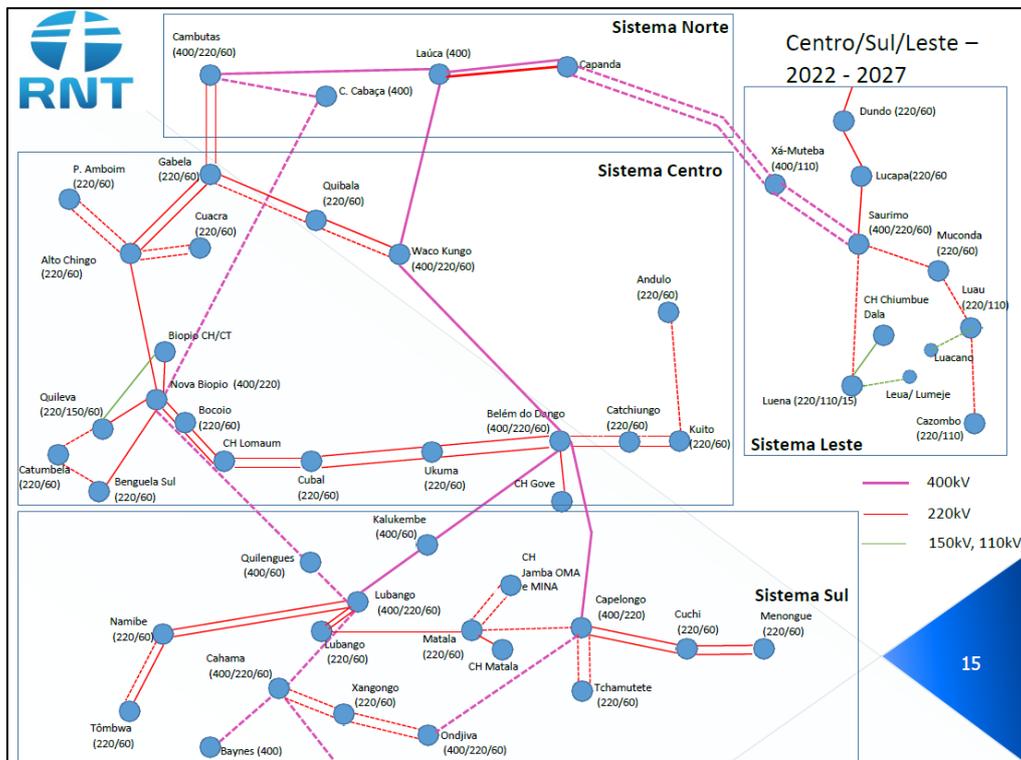


図 7-22 RNT による既存計画の中部・南部・東部系統 2027 年断面

7.6.2 既存設備における技術データの分析と最新コスト

既存設備の設計内容を確認するため、質問状、面談時の要請等により送変電設備の技術情報の提供を求めたところ、断片的な技術基準や個別プロジェクトの技術仕様等しか入手できなかったが、送電線、変電所ともに、基本的に IEC 規格に基づいた設計となっていることは確認できた。

RNTより入手できた“ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS GERAIS Redes de Distribuição em AT, MT e BT (高圧(60kV～35kV)、中圧(35kV～1kV)、低圧(1kV未満)の配電設備における一般的技術仕様 ET-E-001～008、2014.10)”及び“ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS GERAIS Rede de Transporte MAT (特別高圧 (60kV以上) 送電系統における一般的技術仕様、ET-E-101～121、2014.7)”における送変電設備に関連する箇所について、特に、“Projectos de Subestações e de Postos de Seccionamento de MAT(特別高圧変電所及び開閉所のプロジェクトET-E-110)”及び“Projectos de Linhas aéreas de MAT(特別高圧架空送電線のプロジェクト、ET-E-119)”について、精査し、IEC規格を用いている世界標準の400kV、220kV送変電設備に使用されている設計手法、パラメータ等と合致していることを確認した。

アンゴラの送変電設備のコストについては、220kV 送変電工事の見積り実績が1例しか現地で購入できなかったため、IEC 規格に基づく送変電設備を設置している発展途上国の最近の国際調達価格実績を参考にしたコスト推定値を元にして検討を行った。

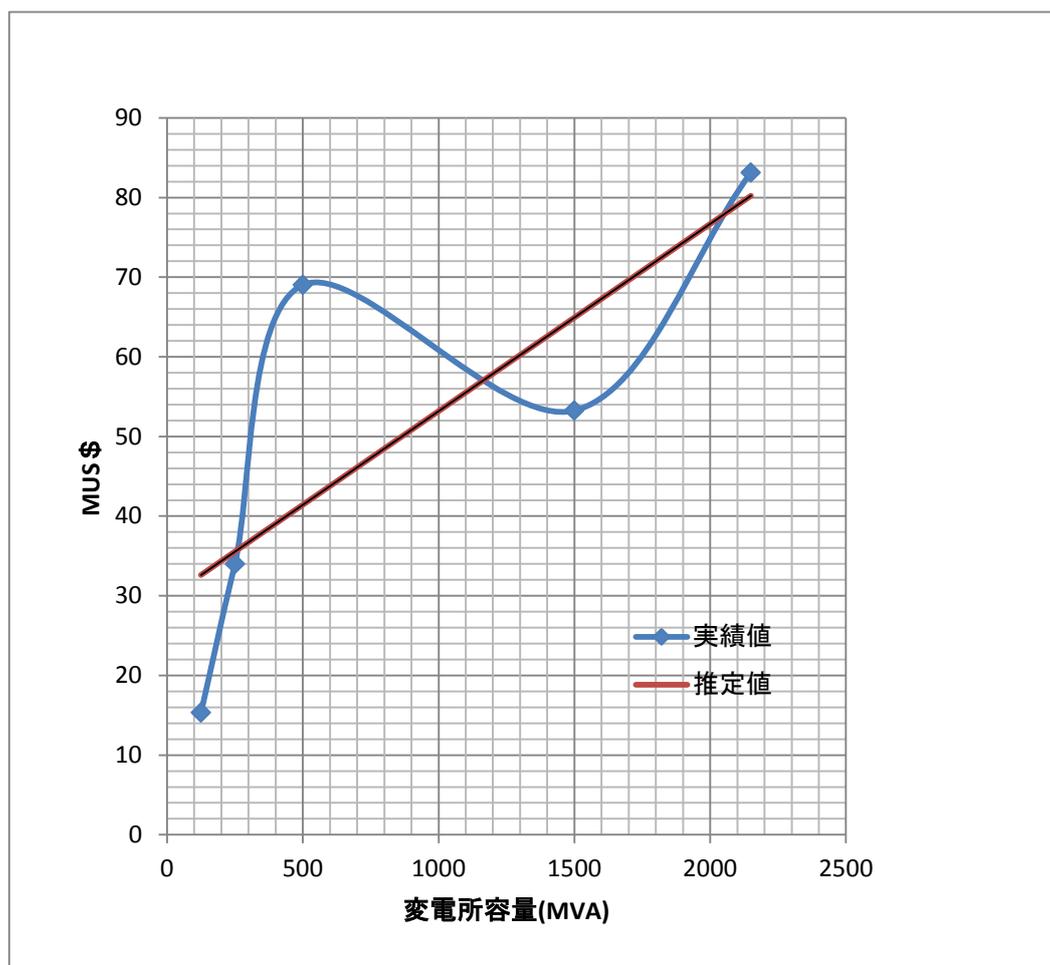
400kV 送電線の km 当たりのコストについては、最近の国際調達価格に基づくバングラデシュ国案件におけるコスト推定値を採用し、220kV 送電線の km 当たりのコストについては、アンゴラ国案件における見積り実績に基づくコスト推定値を採用した。なお、このコスト推定値は2回線送電線の場合であるので、1回線送電線の km 当たりコスト推定値として、従来の実績からその80%とした。送電線の km 当たりコストの推定値を表 7-10 に示す。

表 7-10 送電線 km 当りコストの推定

電圧	回線数	送電線km当りコスト (単位: MUSD/km)
400kV	1	0.78
	2	0.98
220kV	1	0.36
	2	0.45

(出典: JICA 調査団)

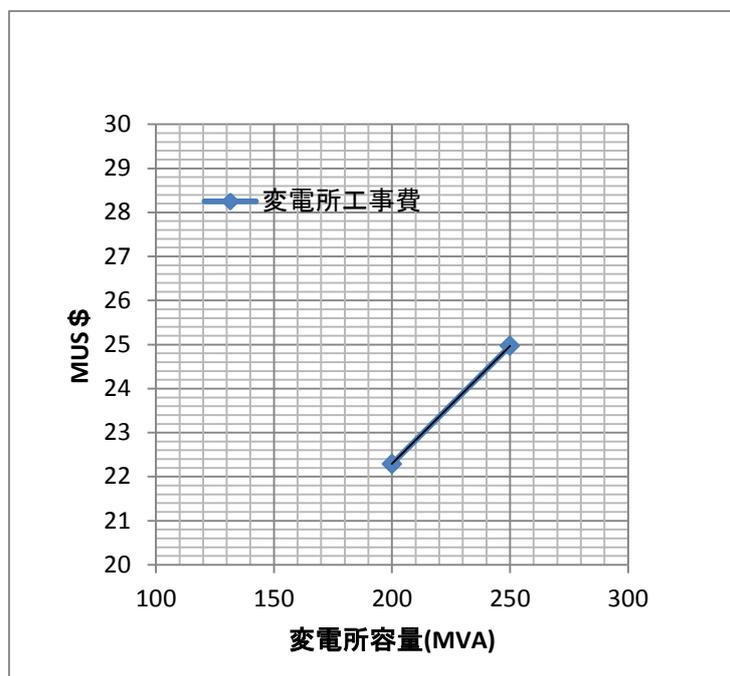
変電所のコストについては、最近の事例から計5例の400kV変電所のコスト推定値(モザンビーク国案件3例、バングラデシュ国案件2例)を入手できた。変電所のコストが変圧器容量に相関することが知られているので、このデータから400kV変電所のコストを最小二乗法により線型化し推定した。



(出典：JICA 調査団)

図 7-23 400kV 変電所 1 箇所当りのコスト推定

同様に、2 最近の事例から 2 例の 220kV 変電所コスト推定値（アンゴラ 1 例、モザンビーク 1 例）を入手できたことから、最小二乗法により線型化し推定した。



(出典：JICA 調査団)

図 7-24 220kV 変電所 1 箇所当りのコスト推定

以上の結果より、変圧器総容量に基づいた変電所 1 箇所当りのコストは、表 7-11 のとおりとなる。

表 7-11 変圧器総容量に基づいた変電所 1 箇所当りのコスト推定

電圧	変圧器総容量Pに基づく 変電所1箇所当りコスト (単位：MUSD/箇所)
400kV	$0.024 \times P(\text{MVA}) + 29.67$
220kV	$0.054 \times P(\text{MVA}) + 11.58$

(出典：JICA 調査団)

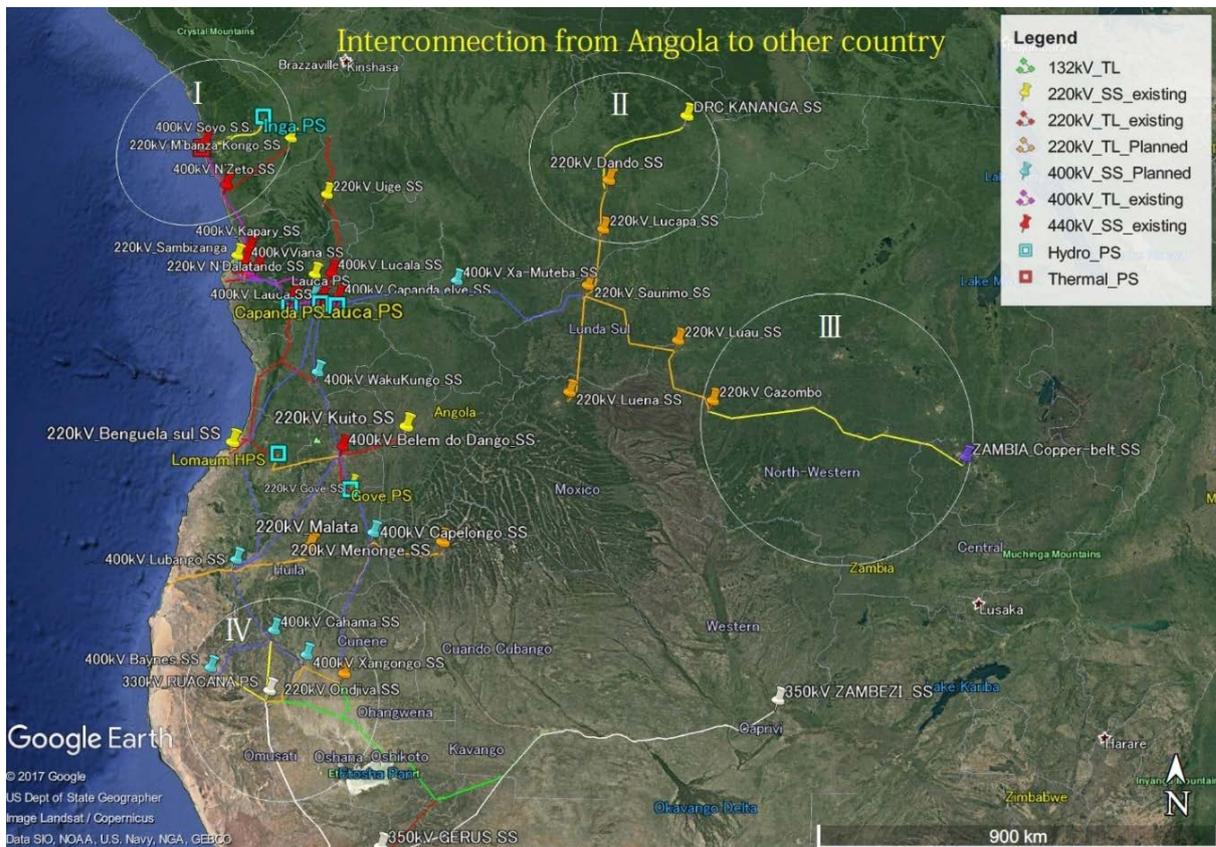
7.6.3 近隣国（コンゴ民主共和国、ナミビア、ザンビア）との国際連系線を踏まえた分析

Angola Energia 2025 に記載されている近隣国（コンゴ民主共和国、ナミビア、ザンビア）との国際連系線構想について検討を行った。

Angola Energia 2025 に記載されている国際連系は次の4エリアである。

- I. コンゴ民主共和国 Inga 水力発電所と Soyo 変電所との国際連系
- II. コンゴ民主共和国 Kananga 変電所からの西部系統との国際連系
- III. ザンビア国 Copper Belt 変電所からの西部系統との国際連系
- IV. ナミビア国 Ruakana 変電所を経由した SAPP 連系送電線との連系

図 7-25 にその概要を示す。



(出典：JICA 調査団)

図 7-25 アンゴラ国との国際連系の概要

現在の検討状況について、現地で SAPP (Southern Africa Power Pool) の窓口である RNT から情報収集を行った結果、I については、コンゴ民主共和国 Inga 水力発電所の大規模開発による電力をアンゴラ国系統を通過させて SAPP 国際連系線に送電し、最終的に南アフリカまで送電する構想であるが、現在、コンゴ民主共和国との政治的な問題により、調査が中断しているとのことである。再開時には、現在ナミビア国との連系の FS を検討している SAPP チームにより、同様に検討が行われる予定とのことであった。

II については、コンゴ国側に現状接続できる送電系統がなく、現状、コンゴ側の小水力発電所

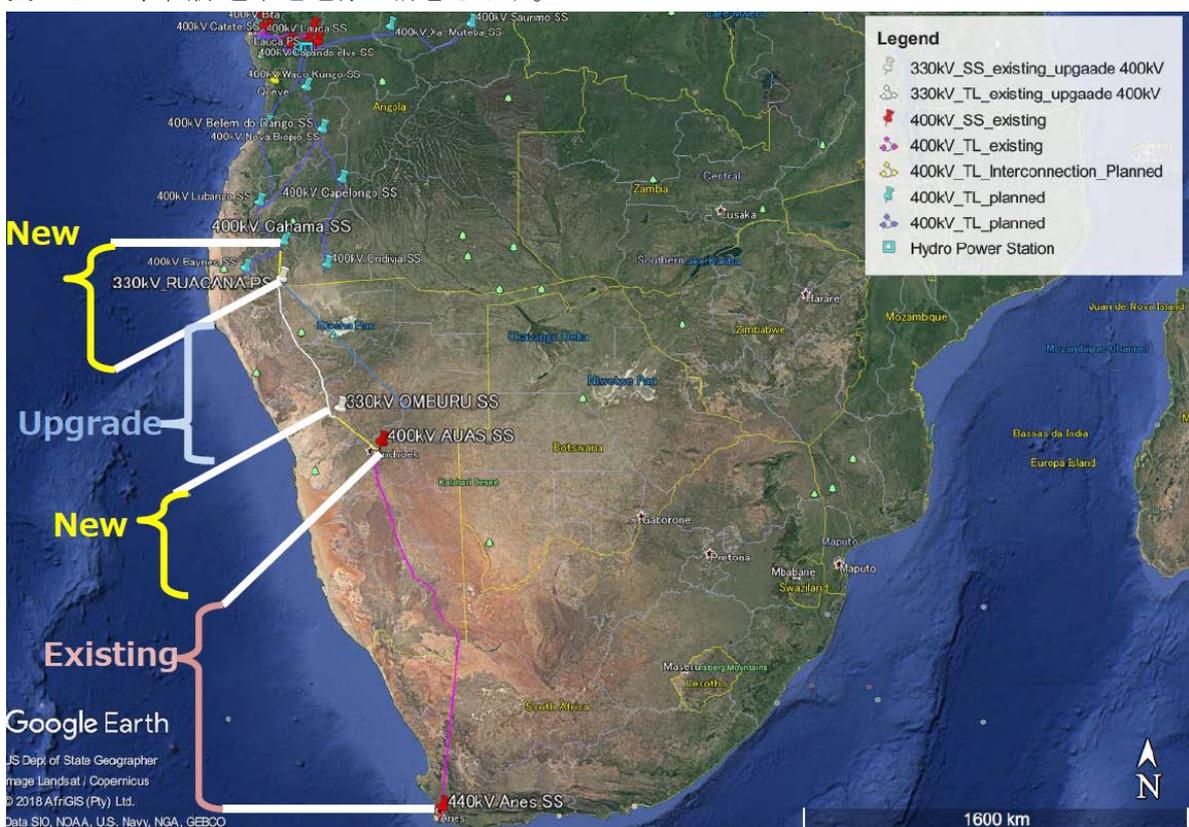
から専用線で受電している状況が、西部系統の開発後も同様に行われる予定とのことで、コンゴ国との国際系統連系は行われなことが確認された。

Ⅲについては、ザンビアの鉱業開発地帯である Copper Belt 地方への電力販売を目的としたものだが、現在では、この計画はなくなったとのことであった。

Ⅳについては、アンゴラ国の大規模水力電源の電力をナミビア国を經由する国際連系線により南アフリカに電力販売を行うとともに、渇水期に受電して電力の安定供給を目的としたものであるが、現在、FS を SAPP チームが検討しているとのことで、概念検討は終わり、国際連系可能との判断がされた。2018 年度に FS の最終報告が提出される予定で、資金調達を行ったのち、環境影響評価手続きを経て、2025 年にプロジェクトが開始されると考えているとのことであった。

国際連系線の構想は、アンゴラ国の Cahama 変電所からナミビア国 Ruakana 変電所までの 400kV 送電線を新設、ナミビア国 Ruakana 変電所から Omburu 変電所間の 330kV 送電線を 400kV に昇圧、Omburu 変電所から現在ナミビア国と南アフリカ国の国際連系線の終点である Auasa 変電所までの 400kV 送電線を新設して、既設のナミビア国と南アフリカ国の 400kV 国際連系線に接続するものである。

図 7-26 に、国際連系送電線の構想を示す。



(出典：RNT, JICA 調査団)

図 7-26 SAPP との国際連系構想の概要

このアンゴラ国～南アフリカ国の国際連系線は、2,000km に亘る長距離送電線となることから、系統安定上の問題を十分検討する必要があることを、今回の直接の範囲外ではあるが、注意喚起したい。想定されている融通電力量は、400MW とのことであり、アンゴラ国で順調に電源開発が行われれば、電力需給には大きな影響はないと考える。

このような状況から、I とIVの場合が将来のアンゴラ系統に影響する国際連系であると考えられる。一般的に言って、交流系統連系による国際連系は2つ以上の接続点で連系すると潮流制御が困難となることから、好ましくない。しかし、直流連系を行うには、変換所設備に多額の費用がかかり、電力販売を目的とするには、適切ではない。従って、現在 FS が進んでいるIVの場合については、問題ないと思われるが、さらにIの連系を行う場合は、コンゴ共和国系統の連系はせずに、Inga 水力発電所の発電機の一部を専用線により電源として接続することが望ましい。

以上を、JCC ミーティング及びワークショップによりアンゴラ側に説明を行い、理解を求めた。

また、国際連系を行うには、まず、自国内の系統監視制御を確立する必要があり、現在のアンゴラ国の系統監視制御の状況では、系統周波数の維持や経済運用が非常に厳しいと思われる。

そこで、ワークショップを通じて、系統監視制御の必要性について、理解を促したが、本報告書でも、系統監視制御を充実させるため、系統全体の監視制御を行う SCADA システムの中央給電指令所への導入を提言したい。

7.7 送電網開発計画

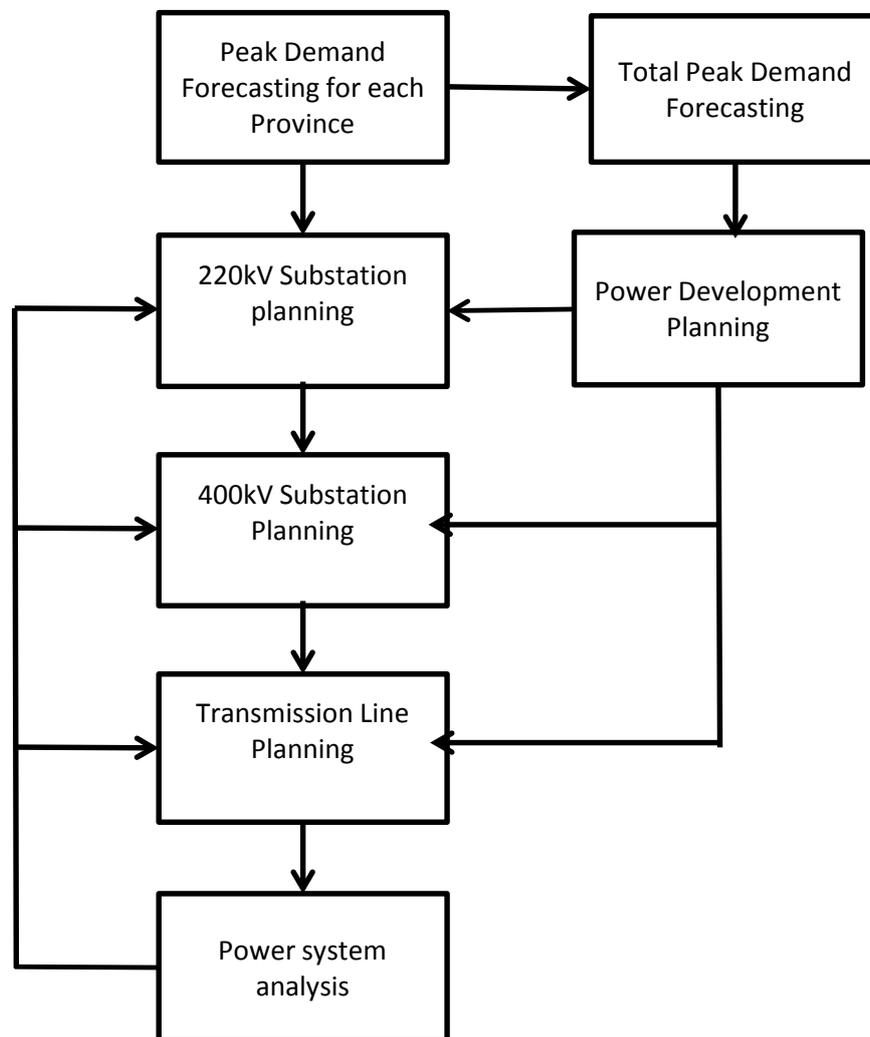
7.7.1 方針

最初に、220kV 系統については、地域毎の需要想定と合致するように地域負荷を代表する 220kV 変電所を決定し、400kV 変電所と 220kV 送電線で接続するとともに、既設の 220kV 送電線・変電所や、発電所を接続する 220kV 送電線が整合するように調整を行い、計画を立案する。

400kV 基幹系統については、RNT で既に 2027 年までに骨格を形成する計画を立案しているところであるので、基本的には、これを準用し、発電所を接続する新設 400kV 送電線や、220kV 系統との整合性をチェックし、改定することとする。

最終的に、電力系統解析により、変電所容量、送電線容量、調相設備容量を定める。

開発計画策定手順を図 7-27 のフローチャートに示す。



(出典：JICA 調査団)

図 7-27 送電網開発計画のフローチャート

7.7.2 需要想定に基づく地域供給用変電設備計画

5.3.2(3) 年間最大電力需要予測に基づく各州 (Province) 毎の必要変電所及び容量を次のように求めた。

表 7-12 北部系統の需要想定に基づく 220kV 変電設備計画

Provincia	Capital	Year	2020	2025	2030	2035	2040	Remarks (Operation Year)	
Luanda	Luanda	Forecasted Demand (MW)	2123	2752	3183	4220	4734		
		> 220kV Gnenrator (MW)	614	0	0	0	0		
		Necessary Capacity (MVA)	1,677	3,058	3,537	4,689	5,259		
		Existing Capacity(MVA)	2520	2520	4920	5160	6000		
		Insufficient capacity (MVA)	—	538	-1,383	-471	-741		
		Total Planned Capacity(MVA)	2520	4920	5160	6000	6240		
		Substation Name	Substation Capacity(MVA)						
		Catete	240	240	240	240	240	existing	
		Cazenza	300	300	300	420	420	existing upgrade2035	
		Viana	300	900	900	900	900	existing upgrade2025	
		Filda	240	240	240	240	240	existing	
		Camama	360	360	480	480	480	existing upgrade2025	
		Cacuaco	120	480	480	720	720	existing upgrade2021_2034	
		Sambizanga	240	480	480	480	720	existing upgrade2025_2036	
		Futungo de Belas	240	240	360	360	360	existing upgrade2030	
		Ramiro	240	240	240	240	240	existing	
		Bitá	240	240	240	240	240	2020	
Zango		360	360	360	360	2022			
Golfe		360	360	360	360	2022			
Chicara		480	480	480	480	2025			
PIV				480	480	2035			
Bengo	Caxito	Forecasted Demand (MW)	59	119	177	242	316		
		> 220kV Gnenrator (MW)							
		Necessary Capacity (MVA)	65	132	197	269	351		
		Existing Capacity(MVA)	305	305	425	425	425		
		Insufficient capacity (MVA)	-240	-173	-228	-156	-74		
		Total Planned Capacity(MVA)	305	425	425	425	545		
		Substation Name	Substation Capacity(MVA)						
		Kapary	240	240	240	240	360	existing upgrade2035	
		ADA	65	65	65	65	65	existing	
		Caxito		60	60	60	60	2025	
Maria Teresa		60	60	60	60	2025			
Kuanza Norte	N'dalatando	Forecasted Demand (MW)	67	151	221	288	358		
		> 220kV Gnenrator (MW)							
		Necessary Capacity (MVA)	75	168	246	320	398		
		Existing Capacity(MVA)	310	310	390	390	510		
		Insufficient capacity (MVA)	—	-142	-144	-70	-112		
		Total Planned Capacity(MVA)	310	390	390	510	510		
		Substation Name	Substation Capacity(MVA)						
		Cambutas	240	240	240	240	240	existing	
		N' Dalatando	40	120	120	120	120	existing upgrade2025	
		Pambos de Sonhe	30	30	30	30	30	existing	
Lucala				120	120	2035			
Malanje	Malanje	Forecasted Demand (MW)	103	152	216	290	359		
		> 220kV Gnenrator (MW)							
		Necessary Capacity (MVA)	115	169	240	323	399		
		Existing Capacity(MVA)	130	130	370	370	370		
		Insufficient capacity (MVA)	—	39	-130	-47	29		
		Total Planned Capacity(MVA)	130	370	370	370	490		
		Substation Name	Substation Capacity(MVA)						
		Capanda Elevadora	130	130	130	130	130	existing upgrade2020	
		Malanje2(Catepa)		240	240	240	360	2022 Upgrade2040	
		Uíge	Uíge	Forecasted Demand (MW)	73	156	256	370	501
> 220kV Gnenrator (MW)									
Necessary Capacity (MVA)	81			173	284	412	556		
Existing Capacity(MVA)	80			80	280	280	280		
Insufficient capacity (MVA)	—			93	4	132	276		
Total Planned Capacity(MVA)	80			280	460	580	620		
Substation Name	Substation Capacity(MVA)								
Uíge	40			240	240	240	240	existing upgrade2022	
Maquela do Zombo	40			40	40	40	80	existing upgrade2036	
Neçage					180	180	180	2030	
Sanza Pombo				120	120	2035			
Zaire	Zaire	Forecasted Demand (MW)	55	105	164	230	303		
		> 220kV Gnenrator (MW)							
		Necessary Capacity (MVA)	61	117	182	256	337		
		Existing Capacity(MVA)	366	406	406	406	523		
		Insufficient capacity (MVA)	—	-289	-224	-150	-186		
		Total Planned Capacity(MVA)	406	406	406	523	523		
		Substation Name	Substation Capacity(MVA)						
		Sovo	240	240	240	240	240	existing	
		N'Zeto	63	63	63	63	63	existing	
		M'Banza Congo	63	63	63	180	180	existing upgrade2031	
Tomboco	40	40	40	40	40	2020			
Cabinda	Cabinda	Forecasted Demand (MW)	104	135	178	222	269		
		> 220kV Gnenrator (MW)	104	135	0	0	0		
		Necessary Capacity (MVA)	0	0	198	247	299		
		Existing Capacity(MVA)	0	0	0	360	360		
		Insufficient capacity (MVA)	—	0	198	-113	-61		
		Total Planned Capacity(MVA)	0	0	360	360	360		
		Substation Name	Substation Capacity(MVA)						
		Cabinda			240	240	240	2030	
		Caçongo			120	120	120	2030	
		Subtotal			3751	6791	7571	8768	9288

(出典： JICA 調査団)

各州に想定された需要想定に基づき、RNT と協議しながら、需要中心地となる箇所を選定して、変電所位置を決定した。将来的にも小規模な需要箇所については、変電所容量を 60MVA としたが、需要規模に応じ標準的には、120MVA 若しくは 240MVA とした。また、Luanda 地域の重負荷箇所については、480MVA 若しくは 720MVA を採用した。

表 7-12 において、赤字は既設変電所および既設変電所容量を示し、青字は、新設変電所および新設変電所容量ならびに増設後変電所容量を示す。備考欄に新設年度、増強年度を記載した。

表 7-13～表 7-15 についても、同様である。

表 7-13 中央部系統の需要想定に基づく 220kV 変電設備計画

Area	Provincia	Capital	Year	2020	2025	2030	2035	2040	Remarks (Operation Year)		
Central	Cuanza Sul	Sumbe	Forecasted Demand (MW)	101	174	263	369	494			
			> 220kV Gnenrator (MW)								
			Neccesary Capacity (MVA)	113	193	292	410	549			
			Existing Capacity(MVA)	240	240	480	480	480			
			Insufficient capacity (MVA)	—	-47	-188	-70	69			
			Total Planned Capacity(MVA)	240	480	480	480	600			
			Substation Name	Substation Capacity(MVA)							
			Alto Chingo	120	120	120	120	120	120	exsitng	
			Gabela	120	120	120	120	120	180	exsitng upgrade 2037	
			Waco Kungo		60	60	60	60	60	2022	
			Quibala		60	60	60	60	120	2022	
			Porto Amboim		120	120	120	120	120	2025	
			Cuacra		60	60	60	60	60	2025	
	Benguela	Benguela	Forecasted Demand (MW)	300	415	563	734	882			
			> 220kV Gnenrator (MW)								
			Neccesary Capacity (MVA)	333	462	625	815	980			
			Existing Capacity(MVA)	550	550	910	1150	1270			
			Insufficient capacity (MVA)	—	-88	-285	-335	-290			
			Total Planned Capacity(MVA)	550	910	1150	1270	1390			
			Substation Name	Substation Capacity(MVA)							
			Quileva	310	310	310	310	310	310	exsitng	
			Benguela Sul	240	240	240	240	240	240	2018	
			Catumbela		120	120	240	240	240	2025 upgrade2035	
			Gubal		120	120	120	240	240	2022 upgrade2038	
			Alto Catumbela			120	120	120	120	2030	
			Baria Farta			120	120	120	120	2030	
	Bocoio		120	120	120	120	120	2025			
	Huambo	Huambo	Forecasted Demand (MW)	132	205	318	454	614			
			> 220kV Gnenrator (MW)								
			Neccesary Capacity (MVA)	147	228	354	505	682			
			Existing Capacity(MVA)	240	240	420	540	540			
			Insufficient capacity (MVA)	—	-12	-66	-35	142			
			Total Planned Capacity(MVA)	240	420	540	540	780			
Substation Name			Substation Capacity(MVA)								
Belém do Dango			240	240	240	240	480	480	exsitng upgrade2036		
Ukuma				60	60	60	60	60	2025		
Catchiungo				120	120	120	120	120	2025		
Bailundo					120	120	120	120	2030		
Bié			Kuito	Forecasted Demand (MW)	41	82	131	208	323		
				> 220kV Gnenrator (MW)							
	Neccesary Capacity (MVA)	46		91	145	231	359				
	Existing Capacity(MVA)	120		120	180	300	360				
	Insufficient capacity (MVA)	—		-29	-35	-69	-1				
	Total Planned Capacity(MVA)	120		180	300	360	480				
	Substation Name	Substation Capacity(MVA)									
	Kuito	120		120	240	240	240	360	exsitng upgrade2027 2037		
	Andulo			60	60	60	60	60	2025		
	Camacupa					60	60	60	2035		
	Subtotal				1150	1990	2470	2650	3250		

(出典：JICA 調査団)

表 7-14 南部系統の需要想定に基づく 220kV 変電設備計画

Area	Provincia	Capital	Year	2020	2025	2030	2035	2040	Remarks (Operation Year)			
Southern	Huila	Lubango	Forecasted Demand (MW)	121	201	311	443	602				
			> 220kV Gnenrator (MW)	121								
			Neccesary Capacity (MVA)	0	224	345	493	668				
			Existing Capacity(MVA)	0	0	780	840	840				
			Insufficient capacity (MVA)	—	224	-435	-347	-172				
			Total Planned Capacity(MVA)	0	780	840	840	900				
			Substation Name	Substation Capacity(MVA)								
			Lubango		240	240	240	240	2022			
			Nova Lubango		120	120	120	120	2025			
			Matala		120	120	120	120	2022			
			Caluquembe		60	60	60	120	2025 upgrade2040			
			Quilengues		60	60	60	60	2025			
			Tchamutete		120	120	120	120	2025			
	Capelongo		60	60	60	60	2022					
	Chipindo			60	60	60	2030					
	Cunene	Ondjiva	Forecasted Demand (MW)	39	83	137	200	273				
			> 220kV Gnenrator (MW)	39								
			Neccesary Capacity (MVA)	0	92	152	223	304				
			Existing Capacity(MVA)	0	0	240	240	360				
			Insufficient capacity (MVA)	—	92	-88	-17	-56				
			Total Planned Capacity(MVA)	0	240	240	360	360				
			Substation Name	Substation Capacity(MVA)								
			Ondjiva		120	120	240	240		2025 upgrade2032		
			Cahama		60	60	60	60		2025		
			Xangongo		60	60	60	60		2025		
			Cuando-Cubango	Menongue	Forecasted Demand (MW)	42	86	141		204	275	
					Planned Gnenrator (MW)	42						
					Neccesary Capacity (MVA)	0	96	157		227	306	
	Existing Capacity(MVA)	0			0	300	300	360				
	Insufficient capacity (MVA)	—			96	-143	-73	-54				
	Total Planned Capacity(MVA)	0			300	300	360	420				
	Substation Name	Substation Capacity(MVA)										
Cuchi		60			60	60	60	2022				
Menangue		240			240	240	240	2022				
Cuito Cuanavale						60	60	2035				
Mavinga							60	2040				
Namibe	Namibe	Forecasted Demand (MW)			65	129	169	212	259			
		Planned Gnenrator (MW)			65							
		Neccesary Capacity (MVA)	0	143	188	236	287					
		Existing Capacity(MVA)	0	0	360	360	360					
		Insufficient capacity (MVA)	—	143	-172	-124	-73					
		Total Planned Capacity(MVA)	0	360	360	360	360					
		Substation Name	Substation Capacity(MVA)									
		Namibe		240	240	240	240	2022				
		Tombwa		120	120	120	120	2022				
		Subtotal		0	1680	1740	1920	2040				

(出典：JICA 調査団)

表 7-15 東部系統の需要想定に基づく 220kV 変電設備計画

Area	Provincia	Capital	Year	2020	2025	2030	2035	2040	Remarks (Operation Year)				
Eastern	Moxico	Luena	Forecasted Demand (MW)	28	75	109	157	224					
			Planned Gnenrator (MW)	28									
			Neccesary Capacity (MVA)	0	84	122	175	249					
			Existing Capacity(MVA)	0	0	240	360	360					
			Insufficient capacity (MVA)	—	84	-118	-185	-111					
			Total Planned Capacity(MVA)	0	240	360	360	360					
			Substation Name	Substation Capacity(MVA)									
			Luena		240	240	240	240	2025				
			Cazombo			60	60	60	2027				
			Luau			60	60	60	2027				
			Lunda Norte	Lucapa	Forecasted Demand (MW)	38	97	144	198		260		
					Planned Gnenrator (MW)	38							
					Neccesary Capacity (MVA)	0	107	160	221		289		
	Existing Capacity(MVA)	0			0	300	300	300					
	Insufficient capacity (MVA)	—			107	-140	-79	-11					
	Total Planned Capacity(MVA)	0			300	300	300	420					
	Substation Name	Substation Capacity(MVA)											
	Lucapa				60	60	60	60	2022				
	Dundo				120	120	120	240	2022 upgrade2036				
	Xa-Muteba				120	120	120	120	2025				
	Lunda Sur	Saurimo			Forecasted Demand (MW)	26	77	92	135	181			
					Planned Gnenrator (MW)	26							
					Neccesary Capacity (MVA)	0	86	103	149	201			
			Existing Capacity(MVA)	0	0	120	180	300					
			Insufficient capacity (MVA)	—	86	-17	-31	-99					
			Total Planned Capacity(MVA)	0	120	180	300	300					
			Substation Name	Substation Capacity(MVA)									
			Saurimo		120	120	240	240	2022 upgrade2032				
			Muconda			60	60	60	2027				
			Subtotal		0	660	840	960	1080				
			TOTAL				4901	10941	12081	14058		15418	

(出典：JICA 調査団)

7.7.3 地域供給用変電設備計画に基づく220kV系統送電設備計画

7.7.2 の結果に基づき、地域供給用変電所を、既存計画の基幹系統に地理的位置や運転開始年度を考慮しつつ接続し、電力潮流解析結果を元にして、送電設備計画を表 7-16 にとりまとめた。

接続用送電線については、N-1 基準を考慮して、2 回線接続を基本とした。

また、220kV 系統でループ回路を形成すると、事故時に予想外の過負荷を生じさせることもあり、系統の複雑さを減らし、系統運用をなるべく容易になるように、1 回線接続の送電線を取り外した。

既設の送電線近傍に位置する変電所については、送電線に割を入れて、4 回線 π 引き込みを行うこととした。

以上を考慮しながら、試行錯誤を繰り返し、適切な送電設備計画となるようにまとめた。

表 7-16 の中で赤字取り消し線で記載されているプロジェクトは、前述のループ回路回避のため削除したものである。

青字で記載されているプロジェクトは、今回 2040 年度までの需要想定から新たに生じた変電設備計画のものであり、既存の計画に追加している。

既存の計画の回線数、運転開始年度を見直したものは、一部青字で記載している。

地域供給用変電設備計画に基づく、計画の見直しにより、送電線工事亘長は、3,269km から 3,766km へ約 500km 増加した。

表 7-16 地域供給変電設備計画に伴う送電設備計画の見直し

Project#	Area	Voltage (kV)	Starting point	End point	number of circuit	Line Length (km)	Year of operation	Remarks
1	Northern	220	Filda	Golfe	2	7	2022	
2	Northern	220	Bitá	Camama	2	21	2022	
	Northern	220	Bitá	Ramires	+		2022	Avoiding Loop circuit
3	Northern	220	Catete	Zango	2	40	2022	
4	Northern	220	Capanda elev.	Maranje	2	110	2022	
5	Northern	220	Kapary	Caxito	2	26	2025	
6	Northern	220	N'Zeto	Tomboco	2	5	2025	Substation inserted
7	Northern	220	M'banza Congo	Tomboco	2	5	2025	Substation inserted
8	Northern	220	Sambizanga	Chicala	2	7	2025	
	Northern	220	Futungo-de-Belas	Ghicala	+		2025	Avoiding Loop circuit
9	Northern	220	Catete	Maria Teresa	2	51	2025	
10	Northern	220	Viana	PIV	2	7	2035	
	Northern	220	Cazenga	PIV	+		2035	Avoiding Loop circuit
11	Northern	220	Uige	Negage	2	5	2030	Substation inserted
12	Northern	220	Pambos de Sonhe	Negage	2	5	2030	Substation inserted
13	Northern	220	Negage	Sanza Pombo	2	109	2035	
	Central	220	Gambambo	Gabela	+		2022	Avoiding Loop circuit
14	Central	220	Gabela	Alto Chingo	1	81	2022	Dualization
	Central	220	Gabela	Quibala	+		2022	Avoiding Loop circuit
15	Central	220	Quibala	Waco Kungo	2	92	2022	
16	Central	220	Lomaum	Cubal	2	2	2022	
	Central	220	Belem-de-Dango	Gubal	+		2022	Avoiding Loop circuit
17	Central	220	Alto Chingo	Cuacra	2	25	2025	
18	Central	220	Alto Chingo	Port Amboim	2	60	2025	
19	Central	220	Quileva	Nova Biopio	1	18	2025	Dualization
20	Central	220	Quileva	Catumbela	2	8	2025	
21	Central	220	Nova Biopio	Bocoio	2	5	2025	Substation inserted
22	Central	220	Lomaum	Bocoio	2	5	2025	Substation inserted
	Central	220	Gubal	Ukuma	+		2025	Avoiding Loop circuit
23	Central	220	Belem do Huambo	Ukuma	2	66	2025	
24	Central	220	Belem do Huambo	Catchiungo	2	9	2025	Substation inserted
25	Central	220	Kuito	Catchiungo	2	9	2025	Substation inserted
	Central	220	Belem-de-Dango	Kuito	+		2027	Avoiding Loop circuit
26	Central	220	Kuito	Andulo	2	124	2025	
27	Central	220	Cubal	Alto Catumbela	2	47	2030	
28	Central	220	Benguela Sul	Catumbela	2	26	2025	
29	Central	220	Catchiungo	Bailundo	2	66	2030	
30	Central	220	Benguela Sul	Baia Farta	2	30	2030	
31	Central	220	Kuito	Chitembo	2	145	2035	
32	Southern	220	Lubango2	Lubango	2	30	2020	
33	Southern	220	Lubango2	Namibe	2	162	2020	
34	Southern	220	Namibe	Tombwa	2	97	2020	
35	Southern	220	Lubango2	Matala	2	168	2022	
36	Southern	220	Matala HPS	Matala	1	5	2022	
37	Southern	220	Capelongo	Cuchi	2	91	2022	
38	Southern	220	Cuchi	Menongue	2	94	2022	
39	Southern	220	Cahama	Xangongo	2	97	2025	
40	Southern	220	Ondjiva	Xangongo	1	97	2025	
	Southern	220	Capelongo	Matala	+		2027	Avoiding Loop circuit
41	Southern	220	Matala	Jamba Mina	1	86	2035	
42	Southern	220	Jamba mina	Jamba Oma	1	37	2035	
43	Southern	220	Capelongo	Tchamutete	2	98	2025	
44	Southern	220	Menongue	Cuito Cuanavale	2	189	2035	
45	Southern	220	Cuito Cuanavale	mavinga	2	176	2035	
46	Eastern	220	Saurimo	Lucapa	2	157	2020	
47	Eastern	220	Lucapa	Dundo	2	135	2020	
48	Eastern	220	Saurimo	Luena	2	265	2025	
49	Eastern	220	Saurimo	Muconda	2	187	2027	
50	Eastern	220	Muconda	Luau	2	115	2027	
51	Eastern	220	Luau	Cazombo	2	264	2027	
					Total	3,766		

(出典：JICA 調査団)

7.7.4 電源開発計画に基づく送電設備計画

電源開発計画に基づいて、発電容量を考慮した電圧階級の送電系統で電源立地点から最も近い地点の変電所もしくは送電線に接続することとして、検討した結果を、表 7-17 に示す。

水力発電所で 2040 年までに運転開始しないものについては、接続送電線を割愛した。

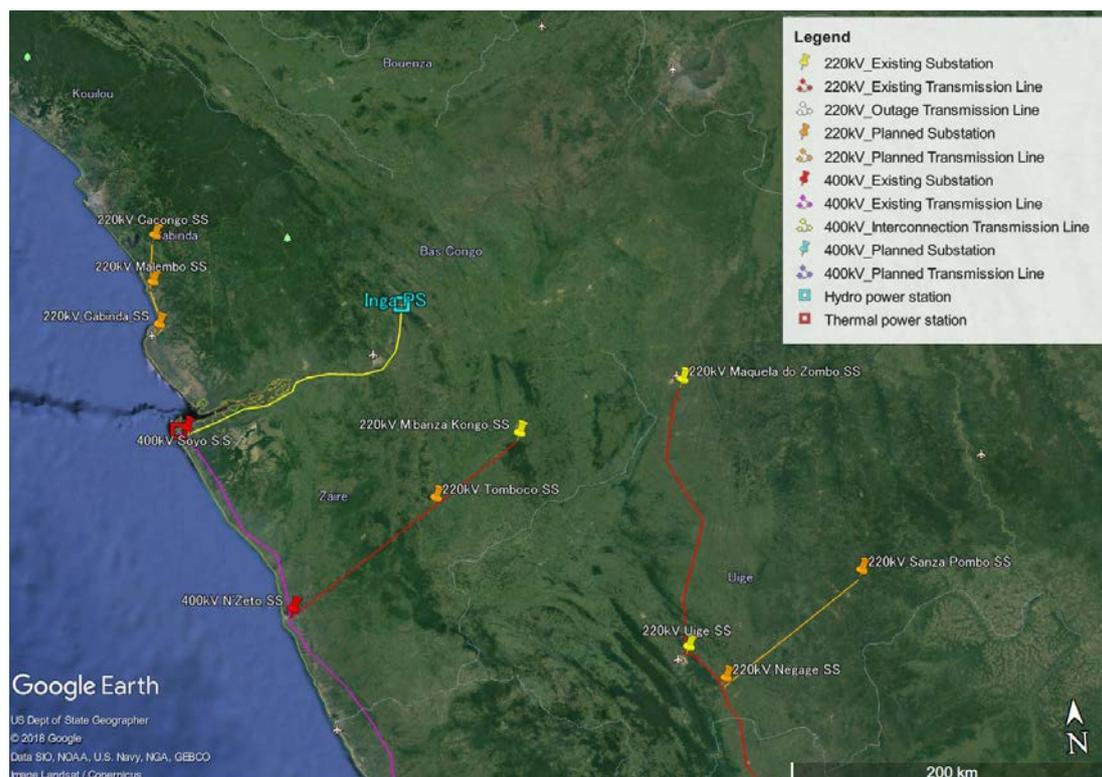
表 7-17 電源計画に基づく送電線接続検討結果

Hydropower Plant <Existing PP (Available Capacity)> <Development Plan>	(River)	Area	Installed	2017	2018	2020	2025	2030	2035	2040	Transmission Line		
											Voltage	Connected Substation	Distance (km)
	-	-	1,699	1699	1649	1649	1594	1594	1594	1594			
			931.5	1928	2169	4341	4851	6701	7154				
HPP Lauca	Kwanza	North	2,070		1863	2070	2070	2070	2070	400kV	Cambutas	224	
HPP Caculo Cabaça	Kwanza	North	2,172			2172	2172	2172	2172	400kV	Cambutas	54	
HPP Zenzo	Kwanza	North	950					950	950	400kV	Cambutas	41	
HPP Tímulo Caçador	Kwanza	North	453						453	220kV	Cambutas	16	
HPP Quissonde	Kwanza	North	121							220kV	-	-	
HPP Genga ②	Quive	North	900						900	400kV	Benga Switch-yard	30	
HPP Benga	Quive	North	1,000							400kV	-	-	
HPP Quilengue ⑤	Quive	North	210				210	210	210	220kV	Gabera	37	
HPP Lomaum Extension	Catumbela	Central	215		65	65	65	65	65	220kV	Nova_Biopio	81	
HPP Lomaum2	Catumbela	Central	150							220kV	-	-	
HPP Baynes (50% Angola)	Cunene	South	300				300	300	300	400kV	Cahama	195	
HPP Jamba Ya Oma	Cunene	South	79							220kV	HPP Jamba Ya Mina	37	
HPP Jamba Ya Mina	Cunene	South	205							220kV	Matala	86	
HPP Luachimo (extention)		East	34			34	34	34	34	60kV	Dundo	5	
Candidate Total =			7,154	2631	3577	3818	5935	6445	8295	8748			

Thermal Power Plant <Development Plan>	Type	Area	(MW)	2017	2018	2020	2025	2030	2035	2040	Transmission Line		
											Voltage	Connected Substation	Distance (km)
TPP Soyo 1	CCGT	Zaire	750	250	750	750	750	750	750	750	400kV	Soyo_SS	5
TPP Soyo 2	CCGT	Zaire	750				750	750	750	750	400kV	Soyo_SS	5
TPP Lobito CCGT No.1	CCGT	Benguela	750				375	750	750	750	400kV	Nova_Biopio_SS	23
TPP Lobito CCGT No.2	CCGT	Benguela	750						750	750	400kV	Nova_Biopio_SS	23
TPP Namibe CCGT No.3	CCGT	Namibe	750							750	220kV	Namibe_SS	17
TPP Lobito CCGT No.4	CCGT	Benguela	375							375	400kV	Nova_Biopio_SS	23
TPP Cacuaco GT No.1	GT	Luanda	375				125	250	375	375	220kV	Cacuaco	5
TPP Cacuaco GT No.2	GT	Luanda	375				125	125	250	375	220kV	Cacuaco	5
TPP Boavista GT No.3	GT	Luanda	375				125	125	250	375	220kV	Sambizanga	5
TPP Quileva GT No.4	GT	Benguela	250					125	250	250	220kV	Quileva	1
TPP Quileva GT No.5	GT	Benguela	250					125	250	250	220kV	Quileva	1
TPP Quileva GT No.6	GT	Benguela	250					125	250	250	220kV	Quileva	1
TPP Soyo GT No.7	GT	Zaire	375					125	250	375	400kV	Soyo_SS	5
Candidate Total =			6,375	250	750	750	2,250	3,250	4,875	6,375			

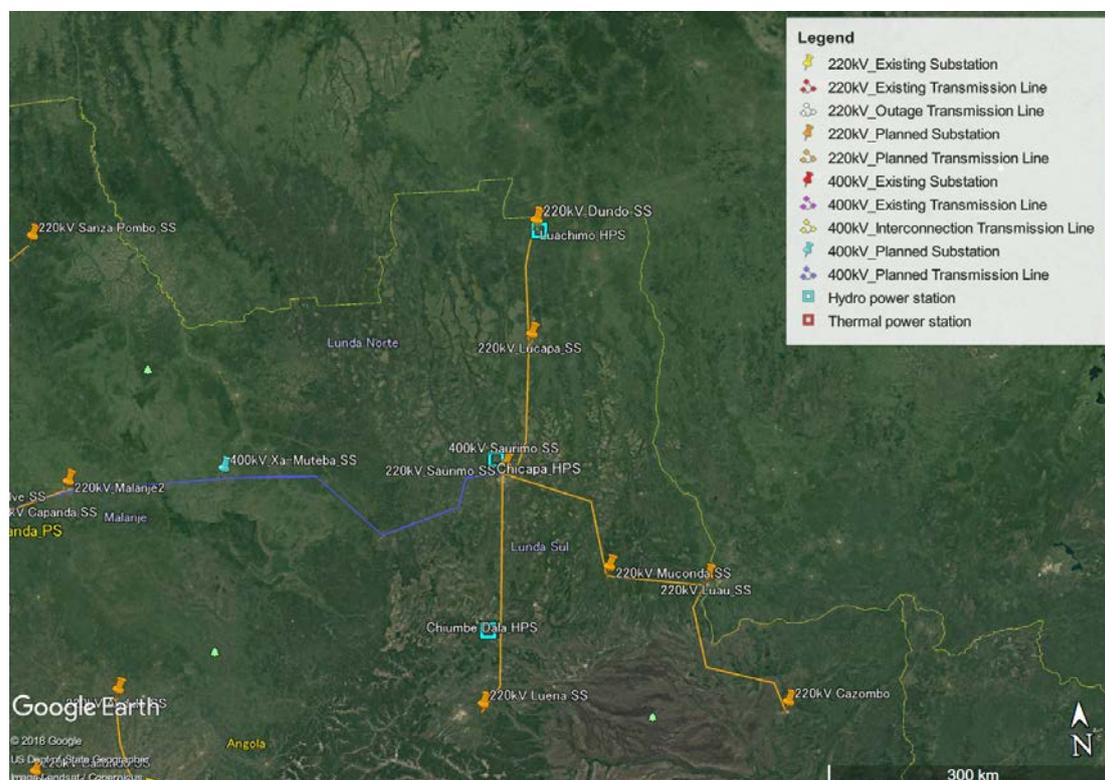
(出典：JICA 調査団)

次頁以降に各電源接続送電線の概要図を示す。



(出典：JICA 調査団)

図 7-28 Soyo 火力発電所の系統接続状況



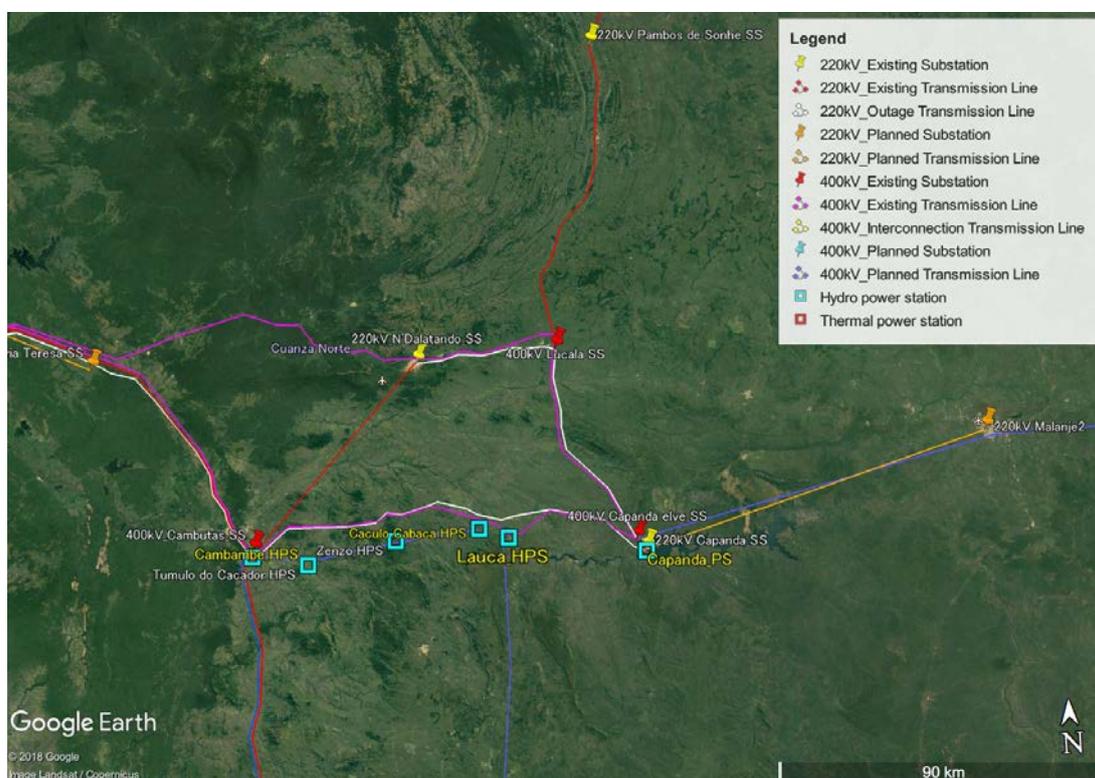
(出典：JICA 調査団)

図 7-29 Luachimo 水力発電所の系統接続状況



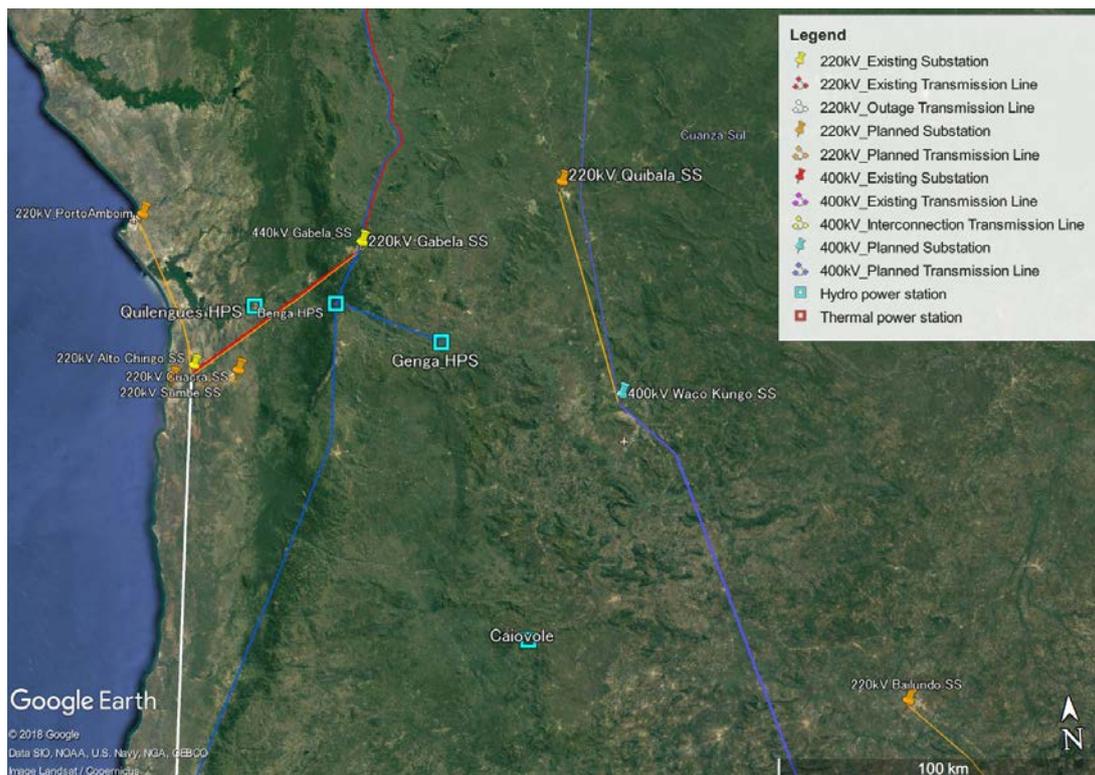
(出典：JICA 調査団)

図 7-30 Luanda 地域の火力発電所接続状況



(出典：JICA 調査団)

図 7-31 Cuanza 川地域の水力発電所接続状況



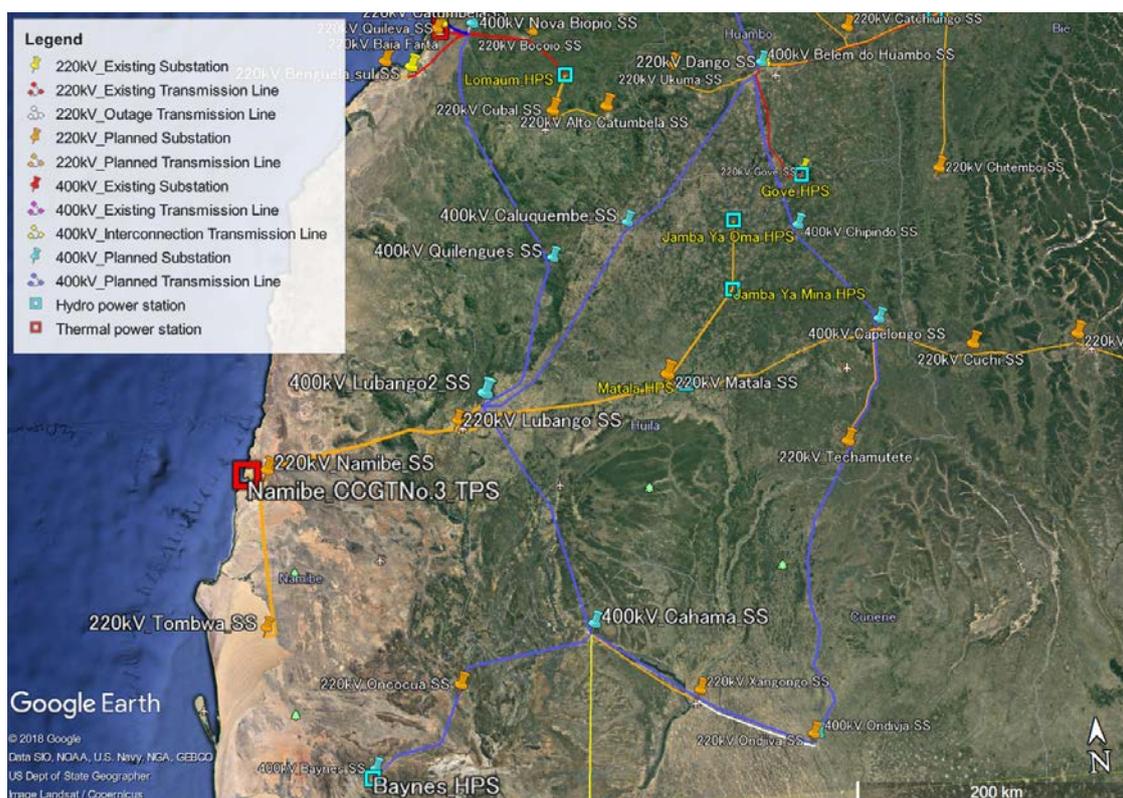
(出典：JICA 調査団)

図 7-32 Quive 川地域の水力発電所接続状況



(出典：JICA 調査団)

図 7-33 Lobito 火力発電所周辺の系統接続状況



(出典：JICA 調査団)

図 7-34 Namibe 火力発電所・Baynes 水力発電所の系統接続状況

7.7.5 電力系統解析に基づく400kV基幹送変電設備計画

地域ごとの需要想定から負荷を定めるとともに、地域供給用変電所容量を定めて、RNTの既存電力系統開発計画を元に、その後の検討も加味して、事実上の世界標準である電力系統解析プログラム(PSSE)を用いて解析を行った結果、7.6.1で述べた400kV送変電計画を表7-18及び表7-19のように見直した。

400kV変電設備計画については、2040年の需要想定に基づき、新たな4変電所の新設を計画に加えるとともに、既存計画変電所の容量や運転開始時期の見直しを図り、また、既設変電所の所要増容量についても加えた。

青字で記載したものは、既存計画を変更したものと、今回新たに加えたものを示す。

新設変電所の総容量は、12,720MVAであり、2027年までの既存計画の7,290MVAよりも約5,500MVA程増加した。2040年においては、21,840MVAと急激な系統規模の増大となるが、主要因は、首都Luandaの需要増に対応するために既設変電所2,010MVAの増強に約5,000MVA（主にViana変電所）を設置することと、地方系統強化に約2,000MVA増強の必要があることである。

表 7-18 電力系統解析に基づく400kV基幹変電設備計画

Project#	Area	Voltage (kV)	Substation Name	Capacity (MVA)	Year of operation	Upgrade				Final Capacity (MVA)
						2025	2030	2035	2040	
1	Cuanza Sul	400	Waco kungo	450	2020	450				900
2	Huambo	400	Belem do Huambo	1,350	2020					1,350
3	Luanda	400	Bitá	900	2022	450		450		1,800
4	Huila	400	Lubango	900	2025					900
5	Huila	400	Capelongo	900	2025					900
6	Huila	400	Caluquembe	120	2025					120
7	Benguera	400	Nova Biopio	900	2025					900
8	Southern	400	Cahama	900	2025					900
9	Eastern	400	Saurimo	900	2025					900
10	Lunda Norte	400	Xa-Muteba	360	2025					360
11	Cunene	400	Ondjiva	900	2035					900
12	Huila	400	Quilengues	120	2025					120
13	Cuanza Sul	400	Gabela	900	2025					900
14	Luanda	400	Sambizanga	1,860	2025					1,860
15	Malanje	400	Lucala	900	2025			450		1,350
16	Chipindo	400	Chipindo	360	2025					360
17	Zaire	400	N'Zeto	450	existing	450				900
18	Luanda	400	Viana	210	existing	2,790	930			3,720
19	Bengo	400	Kapary	450	existing	450	450			1,350
20	Luanda	400	Catete	900	existing		450			1,350
New Substation capacity Total				12,720	Sub Total	4,590	1,830	900	0	21,840

400kV 送電設備については、N-1 の信頼度基準を満足するために、重要な大規模水力電源の送電線系統の二回線化を行い、6 線路の新設を加えるとともに、既存計画の大規模水力電源線の 1 回線のを 2 回線に見直した。また、新たに 4 変電所が計画に加わったことに対応して、関連の送電線を 10 線路に見直した。さらに、Caculo Cabaca 水力発電所の接続について 2 回線とするとともに、Lauca 変電所経由で Catete 変電所に送電することとした。

表 7-19 電力系統解析に基づく 400kV 基幹送電設備計画

Project#	Area	Voltage (kV)	Starting point	End point	number of circuit	Line Length (km)	Year of operation	Remarks
1	Northern	400	Catete	Bitá	2	54	2022	
	Northern	400	Cambutas	Bitá	+		2022	
2	Northern	400	Cambutas	Caculo Cabaca	2	54	2023	Dualization
3	Northern	400	Caculo Cabaca	Bitá	+		2023	
4	Northern	400	Cambutas	Catete	1	123	2025	Dualization
5	Northern	400	Catete	Viana	1	36	2025	Dualization
6	Northern	400	Lauca	Capanda elev.	1	41	2025	Dualization
7	Northern	400	Kapary	Sambizanga	2	45	2025	For New Substation
8	Northern	400	Lauca	Catete	2	190	2025	Changing Connection Plan
9	Northern	400	Lauca	Caculo Cabaca	2	25	2025	Changing Connection Plan
10	Central	400	Lauca	Waco kungo	1	177	2020	
11	Central	400	Waco kungo	Belem do Huambo	1	174	2020	
	Central	400	Belem do Dango	Lubango	+		2022	
	Central	400	Belem do Dango	Capelongo	+	202	2022	
12	Central	400	Lauca	Waco kungo	1	177	2025	Dualization
13	Central	400	Waco kungo	Belem do Huambo	1	174	2025	Dualization
	Central	400	Caculo Cabaca	Nova Biopio	+		2025	
14	Central	400	Cambutas	Gabela	2	131	2025	For New Substation
15	Central	400	Gabela	Benga	2	25	2025	For New Substation
16	Central	400	Benga	Nova Biopio	2	200	2025	For New Substation
	Central	400	Nova Biopio	Lubango	+		2025	
17	Central	400	Benga	Genga	2	30	2035	
18	Southern	400	Belem do Huambo	Caluquembe	2	175	2025	For New Substation
19	Southern	400	Caluquembe	Lubango2	2	168	2025	For New Substation
20	Southern	400	Belem do Huambo	Chipindo	2	114	2025	For New Substation
21	Southern	400	Chipindo	Capelongo	2	109	2025	For New Substation
22	Southern	400	Nova Biopio	Quilengues	2	117	2025	For New Substation
23	Southern	400	Quilengues	Lubango2	2	143	2025	For New Substation
24	Southern	400	Lubango2	Cahama	2	190	2025	
25	Southern	400	Capelongo	Ondjiva	1	312	2035	
26	Southern	400	Cahama	Ondjiva	1	175	2035	
	Southern	400	Biopio-Lubango	Caluquembe	2	5	2027	
	Southern	400	Dango-Lubango	Quilengues	2	5	2027	
27	Southern	400	Cahama	Ruacana	2	125	2027	International Interconnection
28	Southern	400	Cahama	Baynes	2	195	2030	
29	Eastern	400	Capanda elev	Xa-Muteba	2	266	2025	
30	Eastern	400	Xa-Muteba	Surimo	2	335	2025	
					Total	4,292		

7.7.6 基幹送電システムの将来構想

一般的に発電所の設置位置と需要地は異なっており、電力需給の地域的な不均衡を解消するために、電力の輸送設備として送電線が必要になる。このため、基幹送電システム開発計画の基本的な考え方は、地域ごとの需給インバランス量を把握し、余剰の電力を不足地域に効率的に輸送する方策を検討することである。ただし、送電線はいったん建設すると20年以上の長期にわたって使い続けるため、無駄な二重投資を避けるという意味から、20年以上先を見越した基幹送電システムの将来構想を作成しておくことが非常に重要となる。このため、検討対象年は電力マスタープランの最終年である2040年とした。

7.7.7 変電所の需要想定

RNT から提供を受けた2040年のPSSEデータにモデル化されている変電所の負荷をベースとし、総需要および各州需要を2025年、2030年、2035年、2040年の値となるように、それぞれ負荷を増減させ、2025年、2030年、2035年、2040年の132kV系統の負荷を想定した。モデル化した変電所の負荷（有効電力負荷 Pload、無効電力負荷 Qload）を表 7-20 に示す。なお、SAPP への電力融通量は400MWとした。

表 7-20 変電所負荷一覧

Bus Number	Bus Name	Zone Name	2025		2030		2035		2040	
			Pload (MW)	Qload (Mvar)						
10011	M CONGO 60 60.000	ZAIRE	29.06	9.07	52.16	16.29	79.28	24.75	115.63	36.10
10013	NZETO 15 15.000	ZAIRE	5.77	1.80	10.28	3.21	11.87	3.71	16.79	5.24
10018	SOYO 60 1 60.000	ZAIRE	68.05	21.25	98.29	30.69	129.47	40.43	151.82	47.41
10031	TOMBOCO 30 30.000	ZAIRE	2.03	0.63	3.70	1.15	9.72	3.04	18.95	5.92
11001	UIGE 60 60.000	UIGE	139.82	43.66	187.84	58.65	175.63	54.84	203.45	64.24
11008	M ZOMBO 60 60.000	UIGE	16.18	5.05	21.81	6.81	20.43	6.38	44.82	14.15
11013	NEGAGE 60 60.000	UIGE	0.00	0.00	46.42	14.49	125.35	39.14	144.47	45.62
11018	S POMBO 60 60.000	UIGE	0.00	0.00	0.00	0.00	31.19	9.74	81.74	25.81
11021	DAMBA 30 30.000	UIGE	0.00	0.00	0.00	0.00	17.82	5.56	26.04	6.46
12001	CACUAGO 60 60.000	LUANDA	304.86	95.19	386.60	120.72	517.88	161.71	557.44	174.06
12003	CAMAMA 60 60.000	LUANDA	271.93	84.91	333.47	104.13	415.85	129.85	418.94	130.81
12006	CAZENGA 60 60.000	LUANDA	163.32	51.00	208.49	65.10	281.24	87.82	300.37	93.79
12008	FILDA 60 60.000	LUANDA	108.88	34.00	138.99	43.40	187.49	58.54	200.25	62.53
12010	VIANA 60 60.000	LUANDA	623.39	194.65	798.05	249.19	672.06	209.85	666.65	208.16
12127	SAMBZANG 60 60.000	LUANDA	270.79	84.56	368.45	115.05	42.35	13.22	489.18	152.75
12133	M BENTO 60 60.000	LUANDA	203.95	63.68	250.10	78.09	311.89	97.39	314.20	98.11
12138	CATETE 60 60.000	LUANDA	30.98	9.67	43.63	13.62	55.60	17.36	56.89	17.76
12140	RAMIROS 60 60.000	LUANDA	75.79	23.67	95.10	29.70	118.74	37.08	119.72	37.38
12143	BITA 60 60.000	LUANDA	135.97	42.46	166.74	52.06	207.93	64.93	209.47	65.41
12146	PIV 60 60.000	LUANDA	0.00	0.00	0.00	0.00	403.23	125.91	399.99	124.90
12268	ZANGO 60 60.000	LUANDA	155.85	48.66	199.51	62.30	268.82	83.94	266.66	83.26
12301	CHICALA 60.000	LUANDA	236.94	73.99	322.40	100.67	430.14	134.31	428.04	133.65
12306	GOLF 60 60.000	LUANDA	169.25	52.85	230.28	71.91	307.24	95.94	305.74	95.47
13006	KAPARY 60 60.000	BENGO	88.91	27.76	135.29	42.25	203.53	63.55	267.05	83.39
13007	DANDE 220 220.00	BENGO	20.68	6.46	27.17	8.48	24.18	7.55	28.48	8.89
13031	CAXITO 110 110.00	BENGO	9.51	2.97	14.19	4.43	14.47	4.52	20.18	6.30
14010	NDALAT 60 60.000	KWANZA NORTE	52.51	16.39	77.90	24.32	46.56	14.54	60.40	18.86
14012	P.SONHE 30 30.000	KWANZA NORTE	8.47	2.64	14.98	4.68	15.30	4.78	25.47	7.95
14024	CAMBUTAS 60 60.000	KWANZA NORTE	66.04	20.62	94.69	29.57	111.38	34.78	141.40	44.15
14044	M TERESA 60 60.000	KWANZA NORTE	23.98	7.49	32.96	10.29	41.44	12.94	47.67	14.89
14070	LUCALA 60 60.000	KWANZA NORTE	0.00	0.00	0.00	0.00	73.39	22.92	83.02	25.92
15017	MALANJE 110 110.00	MALANGE	95.43	29.80	140.14	43.76	189.35	59.12	237.14	74.05
15020	CAP ELEV 110110.00	MALANGE	51.38	16.04	67.90	21.20	89.60	27.98	104.00	32.47
15021	K NZOJI 110 110.00	MALANGE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.97	0.30	2.20	0.69
15022	CANGNDAL 110110.00	MALANGE	4.99	1.56	8.15	2.54	10.55	3.30	15.68	4.89

Bus Number	Bus Name	Zone Name	2025		2030		2035		2040	
			Pload (MW)	Qload (Mvar)						
20027	KILEVA 60 60.000	BENGUELA	106.25	33.18	144.68	45.18	151.28	47.24	147.09	45.93
20053	CATUMB 1 60 60.000	BENGUELA	74.22	23.17	94.28	29.44	121.48	37.93	121.76	38.02
20066	B.SUL 60 60.000	BENGUELA	169.94	53.06	183.63	57.34	196.91	61.49	222.54	69.49
20072	CUBAL 60 60.000	BENGUELA	52.54	16.40	53.11	16.58	78.86	24.63	119.84	37.42
20075	BOCOIO 60 60.000	BENGUELA	12.56	3.92	17.91	5.59	69.69	21.76	116.93	36.51
20077	B.FARTA 60 60.000	BENGUELA	0.00	0.00	46.91	14.65	64.93	20.27	69.46	21.69
20079	A.CATUMB 60 60.000	BENGUELA	0.00	0.00	22.13	6.91	50.72	15.84	84.36	26.34
21014	DANGO 60 60.000	HUAMBO	150.72	47.06	224.73	70.17	313.48	97.88	394.64	123.23
21025	UKUMA 60 60.000	HUAMBO	11.56	3.61	17.27	5.39	23.71	7.40	44.54	13.91
21031	CATCH 60 60.000	HUAMBO	43.02	13.43	40.38	12.61	59.25	18.50	86.08	26.88
21036	BAILUNDO 60 60.000	HUAMBO	0.00	0.00	36.04	11.25	57.70	18.02	88.27	27.56
22001	KUITO 60 60.000	BIE	69.77	21.79	103.59	32.35	174.09	54.36	254.15	79.36
22009	ANDULO 60 60.000	BIE	12.33	3.85	27.19	8.49	28.24	8.82	50.33	15.72
22021	CHITEMBO 30 30.000	BIE	0.00	0.00	0.00	0.00	5.50	1.72	18.87	5.89
23002	GABELA 60 60.000	KWANZA SUL	60.93	19.02	88.76	27.71	107.68	33.62	138.80	43.34
23005	A.CH.RNT 60 60.000	KWANZA SUL	35.59	11.11	63.56	19.85	70.93	22.15	97.85	30.55
23011	W.KUNGO 60 60.000	KWANZA SUL	10.77	3.36	17.19	5.37	22.27	6.95	43.43	13.56
23013	CUACRA 60 60.000	KWANZA SUL	14.68	4.58	23.59	7.37	28.14	8.79	29.38	9.17
23018	P AMBOIM 60 60.000	KWANZA SUL	38.46	12.01	47.89	14.95	95.75	29.90	97.45	30.43
23021	QUIBALA 60 60.000	KWANZA SUL	13.47	4.21	21.85	6.82	34.97	10.92	66.86	20.88
23022	MUSSENDE 110110.00	KWANZA SUL	0.00	0.00	0.00	0.00	9.57	2.99	20.54	6.41
30013	NAMIBE 60 2 60.000	NAMIBE	93.69	29.26	125.99	39.34	174.16	54.38	212.68	66.41
30017	TOMBWA 60 60.000	NAMIBE	35.01	10.93	43.01	13.43	38.12	11.90	45.89	14.33
31018	LUBANG 3 60 60.000	HUILA	67.50	21.08	92.73	28.96	142.21	44.40	198.53	61.99
31030	MATALA 60 60.000	HUILA	18.38	5.74	25.83	8.06	43.68	13.64	64.22	20.05
31044	TCHAMUTE 60 60.000	HUILA	41.02	12.81	46.43	14.50	56.33	17.59	61.63	19.24
31056	KALUKEMB 60 60.000	HUILA	13.34	4.17	25.43	7.94	35.78	11.17	58.70	18.33
31061	QUILENGS 60 60.000	HUILA	11.12	3.47	22.70	7.09	32.69	10.21	54.20	16.92
31303	NOVO LUB 60 60.000	HUILA	30.14	9.41	41.78	13.05	65.40	20.42	87.16	27.21
31503	CAPLONGO 60 60.000	HUILA	19.80	6.18	25.35	7.91	31.41	9.81	36.35	11.35
31512	CHIPINDO 60 60.000	HUILA	0.00	0.00	30.38	9.49	35.96	11.23	40.80	12.74
32001	CUCHI 30 30.000	K.KUBANGO	17.05	5.32	23.43	7.32	23.98	7.49	24.12	7.53
32004	MENONGUE 60 60.000	K.KUBANGO	69.25	21.62	117.89	36.81	172.45	53.85	214.51	66.98
32016	C.CUANVL 30 30.000	K.KUBANGO	0.00	0.00	0.00	0.00	7.72	2.41	22.31	6.97
32018	MAVINGA 30 30.000	K.KUBANGO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	14.34	4.48
33002	CAHAMA 30 30.000	CUNENE	3.18	0.99	8.93	2.79	9.31	2.91	12.81	3.97
33004	XANGONGO 60 60.000	CUNENE	9.73	3.04	15.94	4.98	28.26	8.82	51.06	12.04
33006	ONDJIVA 60 60.000	CUNENE	69.79	21.79	112.12	35.01	162.69	50.80	209.45	69.34
40011	DUNDO 60 60.000	LUNDA NORTE	38.61	12.06	56.51	17.65	95.90	29.94	123.95	38.70
40021	LUCAPA 60 60.000	LUNDA NORTE	24.83	7.75	33.82	10.56	38.96	12.17	50.43	15.75
40031	Xf MUTBA 110110.00	LUNDA NORTE	33.05	10.32	53.91	16.83	63.63	19.87	85.51	26.70
41021	SAURIMO 60 60.000	LUNDA SUL	77.40	24.17	89.14	27.84	130.45	40.73	171.55	53.57
41041	MUCONDA 30 30.000	LUNDA SUL	0.00	0.00	3.24	1.01	4.04	1.26	9.06	2.83
42000	LUENA 110 110.00	MOXICO	75.20	23.48	77.93	24.33	122.12	38.13	172.14	53.75
42031	LUAU 110 110.00	MOXICO	0.00	0.00	16.28	5.08	17.91	5.59	26.60	8.31
42041	CAZOMBO 30 30.000	MOXICO	0.00	0.00	15.18	4.74	17.45	5.45	25.27	7.89
		Total	5059.60	1579.86	6954.31	2171.48	8957.75	2797.06	10956.37	3421.13

(出典: JICA 調査団)

7.7.8 2040年の送電計画

RNT から提供を受けた 2040 年の PSSE データを基に、JICA 調査団が想定した電源計画および需要想定に対応した 2040 年の電力系統モデルを設定した。電力潮流計算を実施し、2040 年までの系統計画を検討した。

送電計画に当たっては、n-1 クライテリアを満足することを基本に、基幹系統である 400kV、220kV 送電線については、1 ルート 2 回線を基本とした。加えて、現在のアンゴラの基幹系統において、400kV、220kV の異電圧ループ系統での運用を行っているが、400kV 送電線における n-1 事象発生時に、想定外の事象が発生し、220kV 送電線の過負荷が生じるケースがあるなど、非常に複雑な運用対応を強いられる状況であるため、日本をはじめ、多くの国々で採用されている、最上位電圧の 400kV 系統のみをループ構成とし、220kV 系統は放射状系統とすることを基本とした。

また、現在、ルアンダをはじめ各都市に設置されている多数の小容量のディーゼル発電機については、発電効率等を考慮すると不経済であることから、順次廃止していくこととする。

ルアンダ中心部においては、現在、220kV 送電線にて、400/220kV 変電所 (Viana, Kapary, Catete) から電力が供給されている。

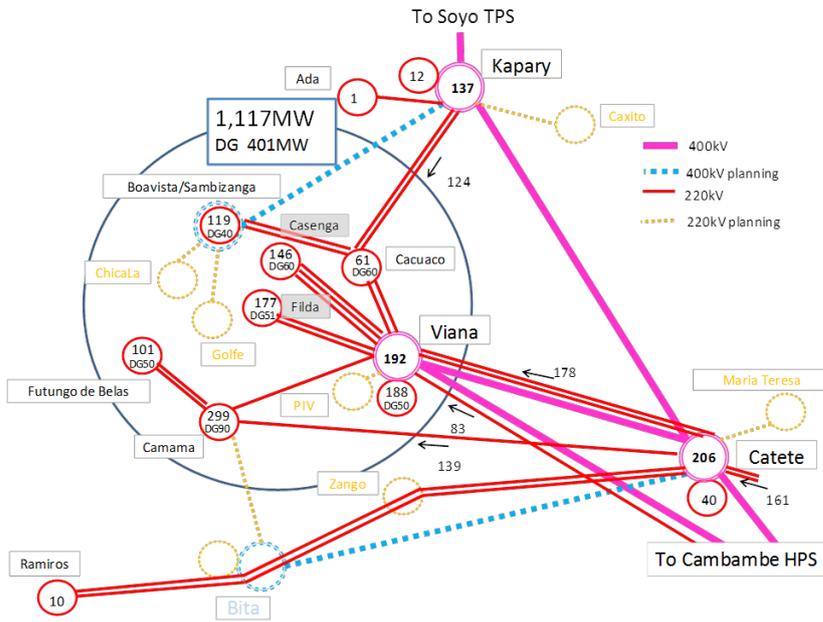


図 7-35 2017 年 ルアンダ系統 (400kV、220kV)

2040 年には、この地域の需要は現在のレベルの約 4 倍である 4,000MW 以上になるため、2 つの 400/220kV 変電所 (Bita、Sambizanga) およびいくつかの 220/60kV 変電所を建設する予定である。RNT の計画では、新 220/60kV 変電所である Golfe 変電所は、400/220kV の Viana 変電所に接続される。この計画では、Viana 変電所に負荷が集中することになる。

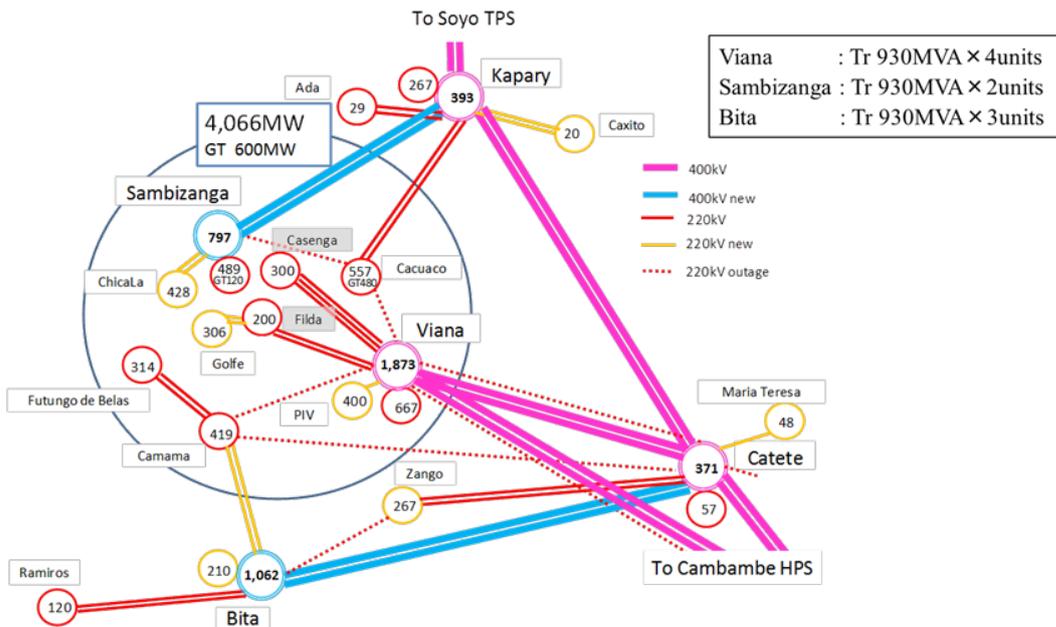


図 7-36 2040 年 ルアンダ系統 (400kV、220kV) RNT 案

Golfe 変電所を 400/220kV の Sambizanga 変電所に接続すると、下図の様なバランスの良い系統構成となる。Golfe 変電所と Sambizanga 変電所の距離は、5km 程であるが、住宅密集地であるため、架空送電線の建設は困難であると考えられる。ただし、RNT によると、将来的には区画整理の計画もあり、その場合、架空送電線の建設が可能となる可能性がある。また、地中送電線であれば、建設は可能である。したがって、マスタープランとしては、この計画を採用することとした。

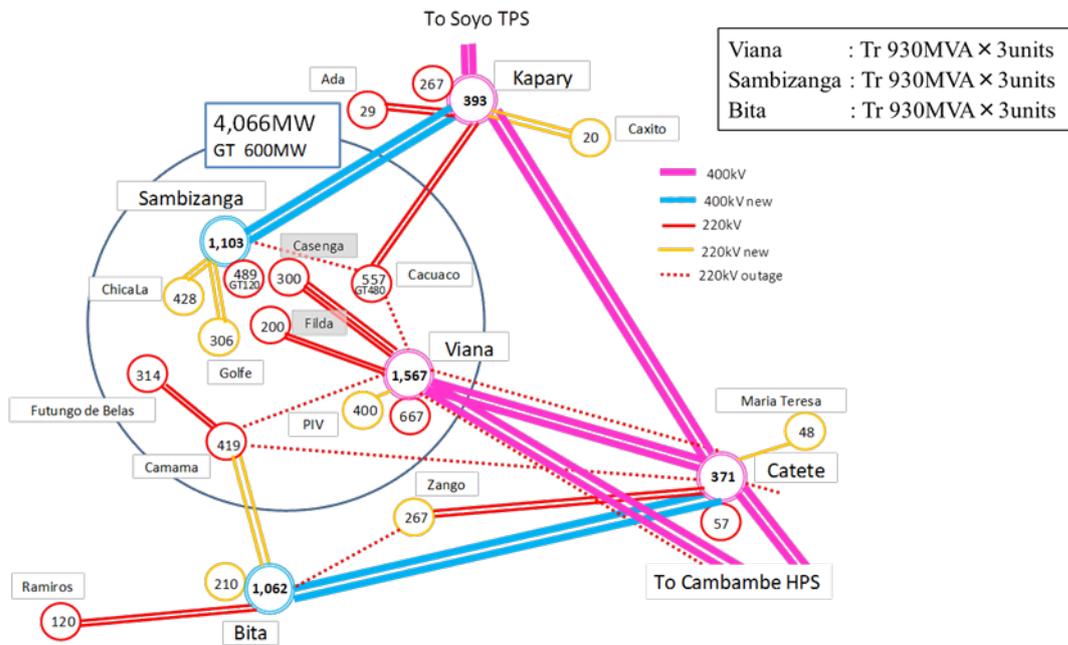


図 7-37 2040 年 ルアンダ系統 (400kV、220kV) JICA 案

RNT の計画では、東部地域の 400kV 送電線：Capanda=Xa-Mutenba 送電線と Mutenba=Saurimo 送電線は、3 回線構成となっている。

これは、2040 年においても、2 回線の状態であれば、電圧も潮流も問題ない状況であるが、1 回線となった場合には、次の表のように母線の電圧感度が非常に高くなり、運用が困難となる可能性があるため、N-1 の状況 (1 回線停止) でも、2 回線の状態を確保するための対策である。

表 7-21 400kV Saurimo 母線の電圧感度

SC Capacity (MVA)	Bus Voltage (kV)	sensitivity (kV/MVA)
75	409.1	
74	407.1	1.8
73	404.3	2.9
72	400.1	4.2
71	Unconvergence	

電圧感度が高いことに対する代表的な対策としては、SVC (Static Var Compensator)の設置が考えられる。Saurimo 変電所の 400kV 母線に SVC を設置した場合、Capanda=Xa-Mutenba 送電線と Mutenba=Saurimo 送電線がそれぞれ 1 回線となった場合の状況を次の図に示す。

1 回線となっても、問題ない状況であり、SVC の設置が効果的であることを示している。

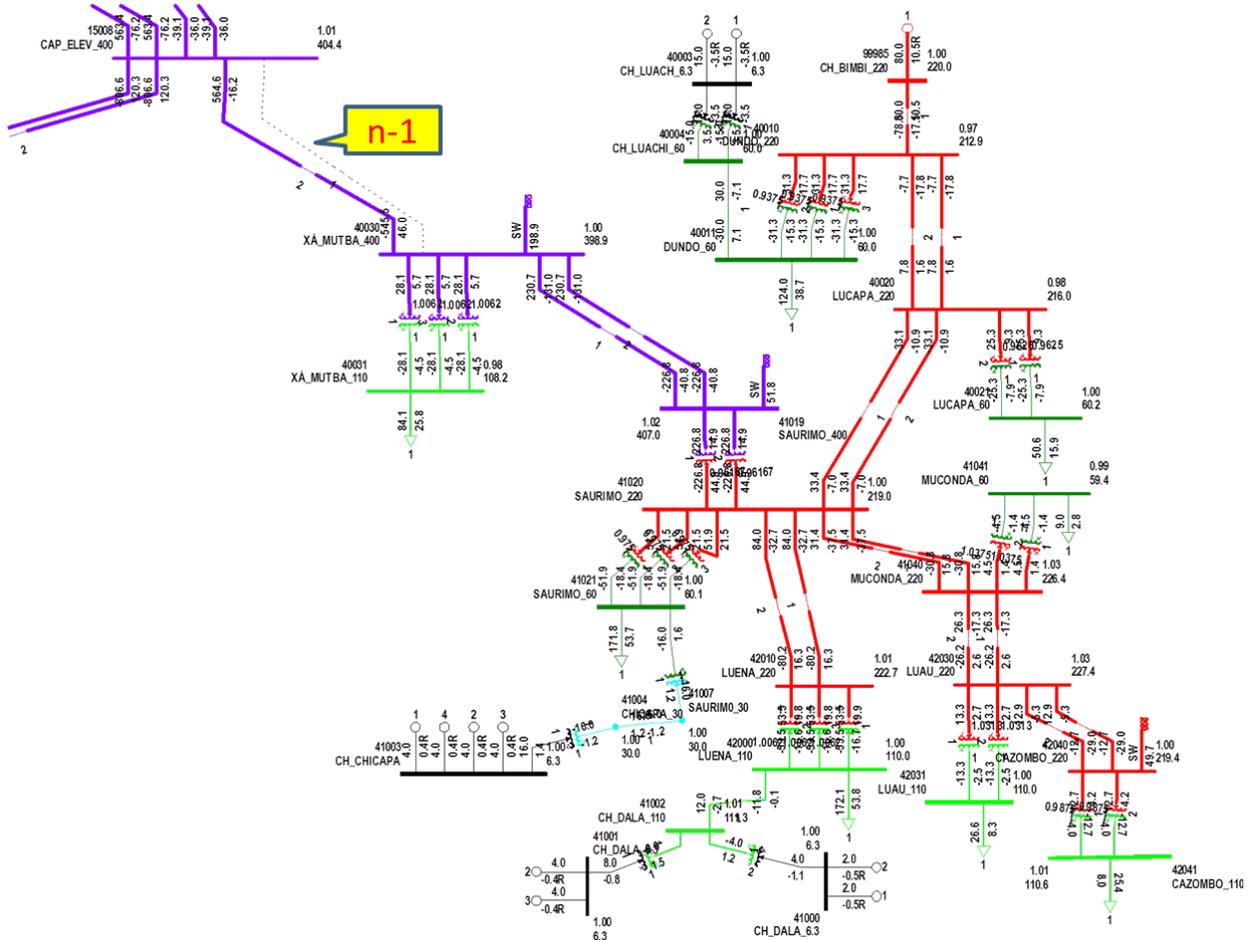


図 7-38 2040 年 東部基幹系統計算結果 (Capanda=Xa-Mutenba 送電線 1 回線)

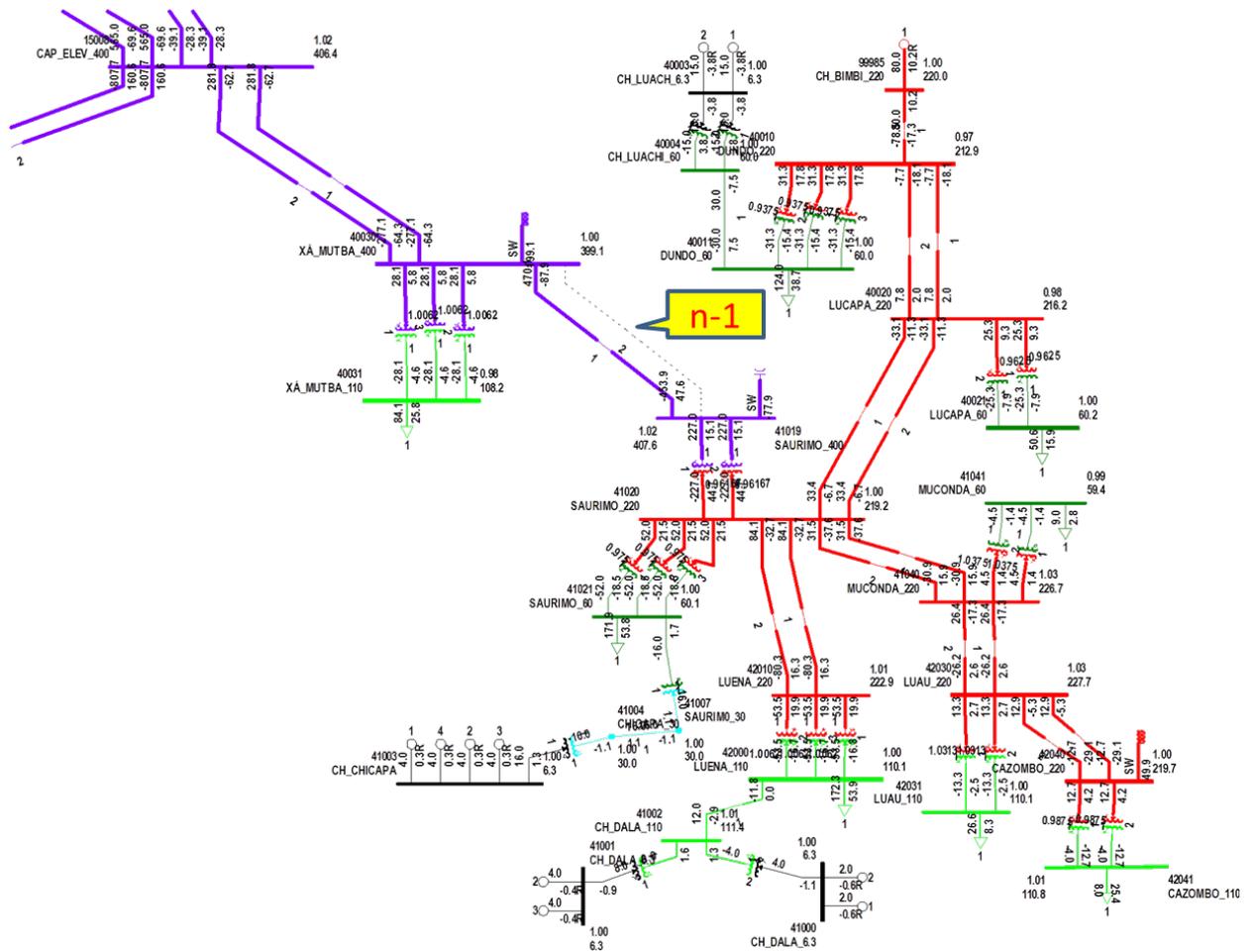


図 7-39 2040 年 東部基幹系統計算結果 (Mutenba=Saurimo 送電線 1 回線)

Statcom タイプの SVC 設置と 400kV 送電線 (Capanda=Xa-Mutenba=Saurimo : 700km) 3 回線化の費用比較を次の表に示す。トラブル対応として、念のために、2 台設置したとしても、SVC 設置の費用が大幅に安いことから、SVC 設置案を提案する。

表 7-22 SVC 設置対策と 3 回線化対策との費用比較

Item	Voltage (kV)	Rating	Unit Cost (MUSD)
Statcom SVC Including bay with transformer & switchgear	400	±150MVA	33
Stactom SVC × 2	400	±150MVA × 2units	66
Capanda =Xa-Xutenba =Sautemo T/L	400	700km × 1cct	546

7.7.9 電力系統解析結果の評価

PSSEにより、400kV、220kV以上の全ての送電線および400/220kV、220kV/60kV等の一次側電圧が220kV以上の全ての変圧器について、n-1事象において、過負荷等が無いことを確認した。また、前述の通り、400kV送電系統のみをループ系統構成とし、220kV系統は放射状系統構成としたことにより、400kV系統と220kV系統の異電圧ループ系統による非常に複雑な系統構成に起因する非常に煩雑な運用が回避される。これにより、系統運用者にとって、メンテナンス等による送電線などの設備停止があり、通常とは異なる系統になっていたとしても、400kV、220kVの基幹系統の運転状況が分かりやすく、結果して、運用上のミスが生じにくい系統構成となっている。

7.7.10 CCGT分散設置の妥当性

Soyoに集中設置することも可能ではあるが、その場合は、Soyo発電所からKAPARY変電所までの400kV送電線（約330km）の増設が必要となる。

今回のJICA調査団の系統計画では、長距離送電線の増強回避とエネルギーセキュリティの観点等から、CCGTの設置箇所を、Soyoだけに集中させずに、LobitoとNamibeにも分散設置する案採用をした。

分散設置案と集中設置案の送電ロスを表7-23に示す。なお、比較のために、変電所需要は全く同じとし、表7-23に示すSoyo発電所、Lobito発電所、Namibe発電所以外の発電の出力も基本的には、同じにしている。

表 7-23 2040年におけるCCGT設置箇所別の送電ロス

	CCGT Soyo,Lobito,Namibe 分散設置(JICA調査団案)			CCGT Soyo 集中設置		
	CCGT 発電量 Soyo:600MW Lobito:1800MW Namibe:720MW			CCGT 発電量 Soyo:3120MW Lobito:0MW Namibe:0MW		
地域	発電量 (MW)	需要(MW)	送電ロス (MW)	発電量 (MW)	需要(MW)	送電ロス (MW)
NORTE	7075.7	6569.9	159.8	9100.5	6569.9	163.8
CENTRO	3024.0	2313.2	58.0	1224.0	2313.2	67.6
SUL	1438.0	1408.8	67.1	1198.0	1408.8	38.2
LESTE	138.0	664.5	27.8	138.0	664.5	27.8
SAPP	0.0	400.0	6.6	0.0	400.0	6.6
TOTAL	11675.7	11356.4	319.3	11660.5	11356.4	304.0

(出典：JICA調査団)

表 7-23 の送電ロスと比較すると、分散設置案は 319.3MW、集中設置案は 304.0MW となった。分散設置案の送電ロスは、集中設置案より 15.3MW 多く、集中設置案の約 105%という結果で、優位な差は認められなかった。これは、長距離送電線の増強回避とエネルギーセキュリティの観点を加味すると、電力系統計画において分散設置案の妥当性を示すひとつの指標と考える。

7.7.11 送電損失削減方策の検討

RNTから提供を受けた2040年のPSSEデータを基に作成した2040年の基幹系統送電計画案を、
 図 7-41 に示す。

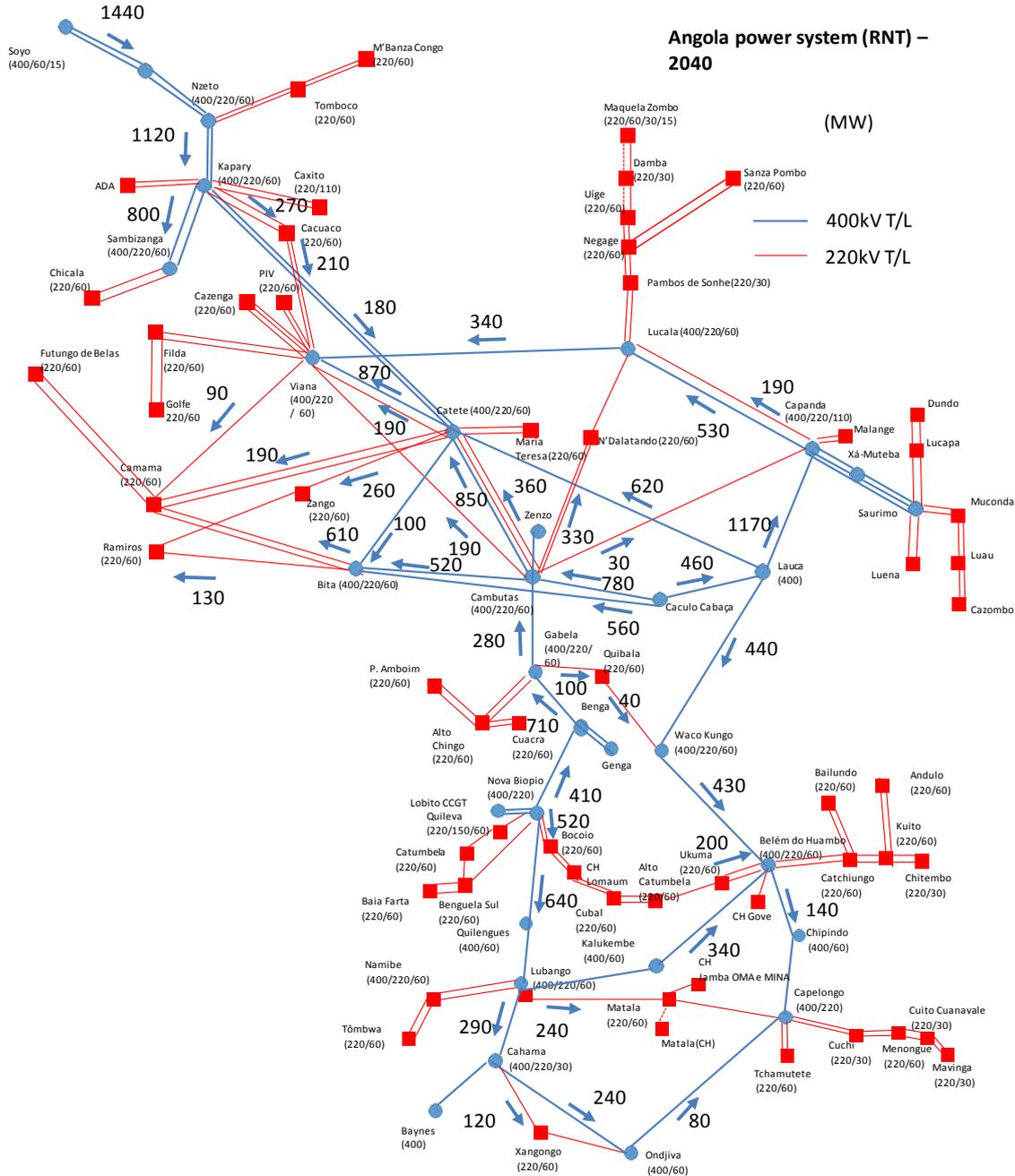


図 7-41 2040年 RNT案ベース基幹系統（400kV、220kV）

JICA調査団案とRNT案を送電ロスの観点から比較した結果を表 7-24 2040年における送電ロスに示す。なお、比較のために、変電所需要は全く同じとし、Soyo発電所も含め、発電所の出力も基本的には、同じにしている。

表 7-24 2040 年における送電ロス

地域	JICA 調査団案			RNT 案		
	発電量 (MW)	需要 (MW)	送電ロス (MW)	発電量 (MW)	需要 (MW)	送電ロス (MW)
NORTE	7437.0	6569.9	174.0	7524.2	6569.9	213.6
GENTRO	2664.0	2313.2	49.8	2664.0	2313.2	88.9
SUL	1438.0	1408.8	62.4	1438.0	1408.8	70.8
LESTE	138.0	664.5	27.8	138.0	664.5	27.8
SAPP	0.0	400.0	6.6	0.0	400.0	6.6
TOTAL	11677.0	11356.4	320.7	11764.2	11356.4	407.8

(出典：JICA 調査団)

送電ロスを比較すると、RNT 案は 407.8MW、JICA 調査団案は 320.7MW となった。JICA 調査団案は、RNT 案より 87.1MW 少なく、RNT 案の 80%以下という結果となった。この結果は、JICA 調査団案の妥当性を示すひとつの指標と考える。

7.7.12 送電開発計画の年度展開

表 7-17 の電源計画および表 7-20 の変電所計画に基づいた 2025 年、2030 年、2035 年の基幹系統の送電開発計画案を次に示す。400kV 送電系統のみをループ系統構成とし、220kV 系統は放射状系統構成とするを基本とし、PSSE により、400kV、220kV 以上の全ての送電線および 400/220kV、220kV/60kV 等の一次側電圧が 220kV 以上の全ての変圧器について、n-1 事象において、過負荷等が無いことを確認した。

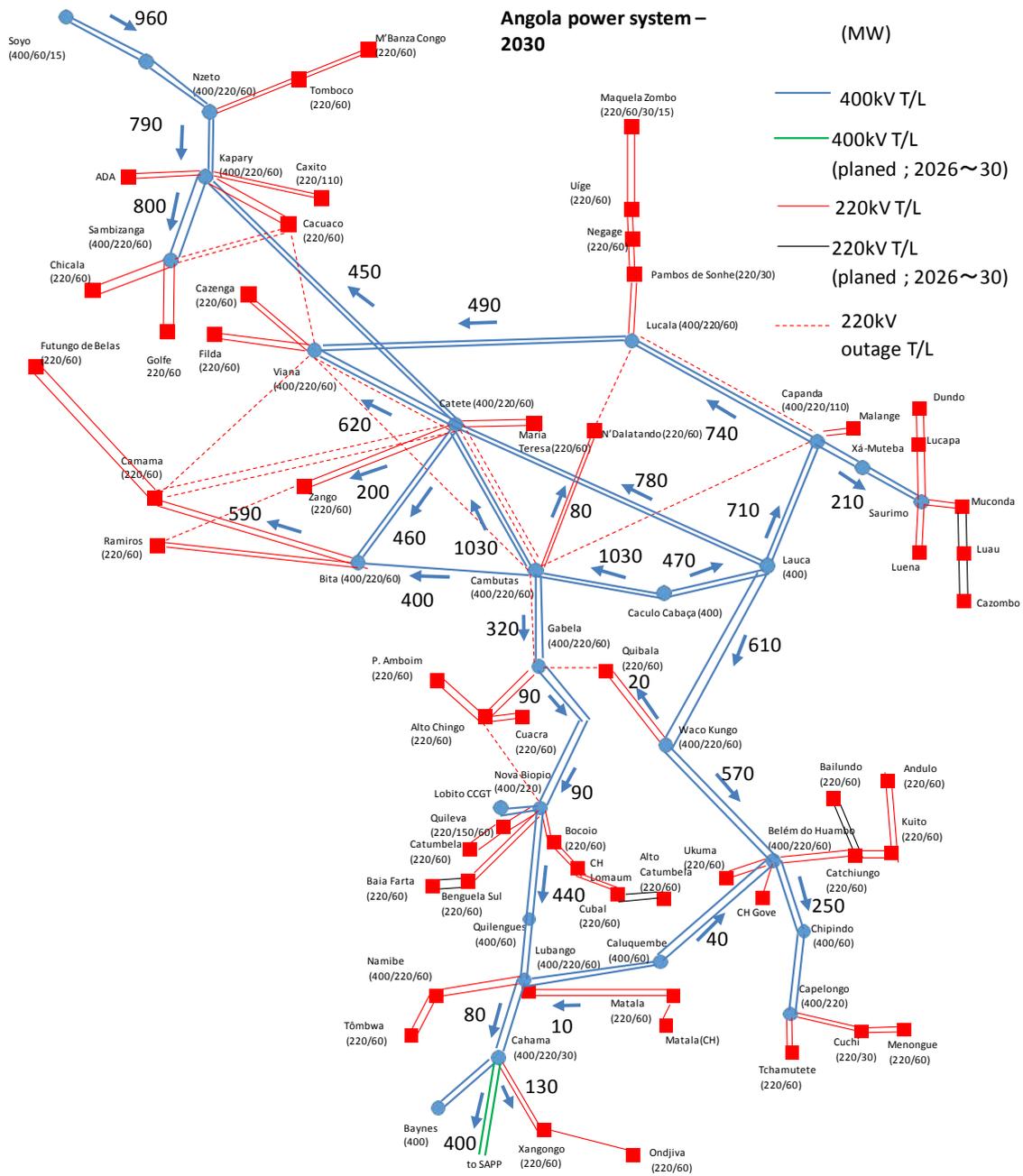


図 7-43 2030 年 基幹系統 (400kV、220kV)

(出典：JICA 調査団)

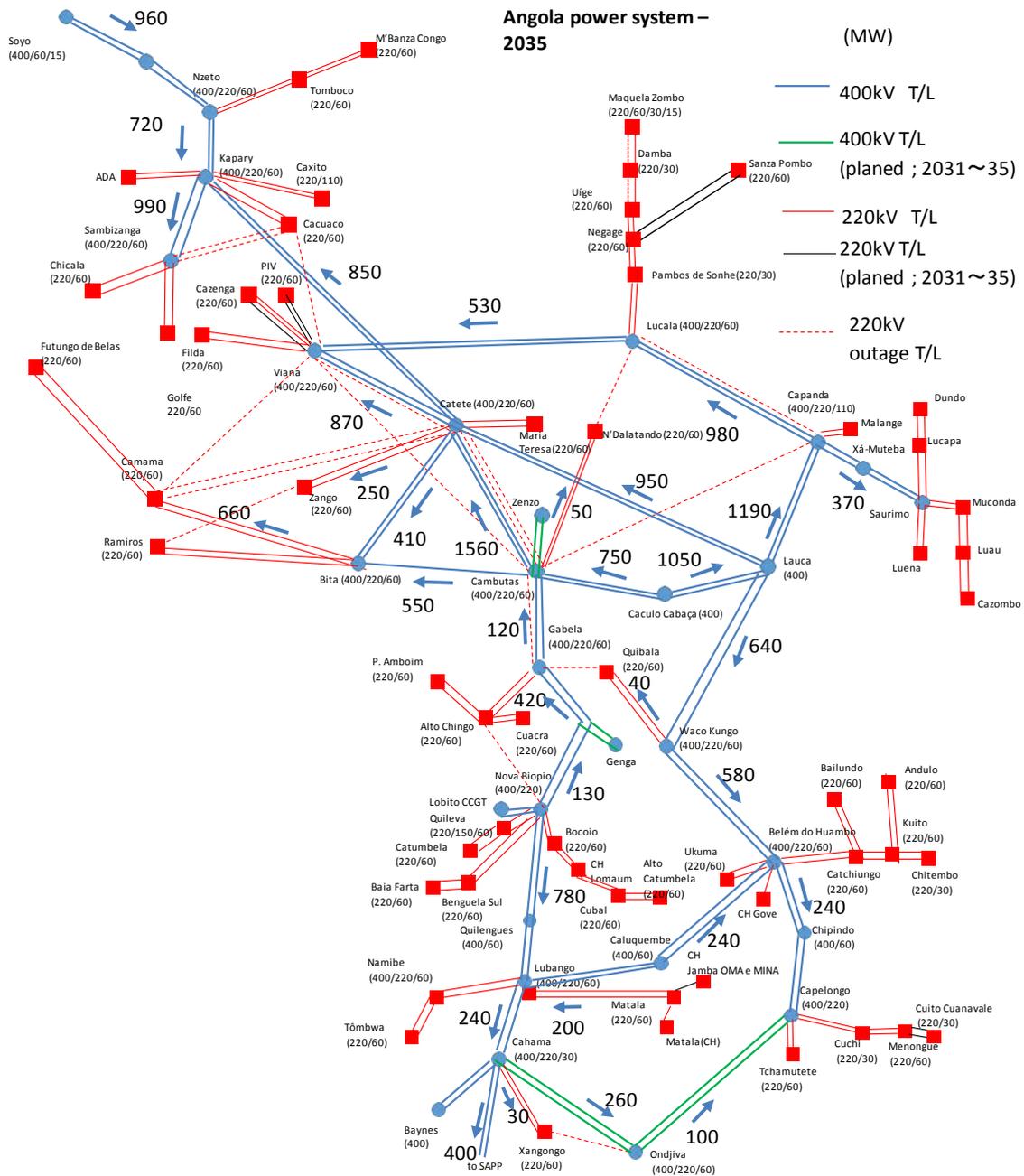


図 7-44 2035 年 基幹系統 (400kV、220kV)

(出典：JICA 調査団)

7.7.13 必要調相設備量

基幹系統における必要調相設備量と年度展開を以下に示す。

表 7-25 変電所別必要調相設備量

Bus No.	Substation MANE	Bus Voltage to be controlled (kV)	Shunt Reactor (MVA)				Shunt Capacitor (MVA)			
			2025	2030	2035	2040	2025	2030	2035	2040
12118	VIANA	400	0	0	0	0	250	400	450	450
12125	SAMBZANG_400	400	0	0	0	0	50	400	450	450
12141	BITA_400	400	0	0	0	0	50	100	200	250
13004	KAPARY_400	400	0	0	0	0	300	300	450	450
20100	N BIOPIO_400	400	50	50	50	50	0	0	0	0
23016	W.KUNGO_400	400	350	350	350	350	0	0	0	0
31024	LUBANGO_400	400	300	300	300	300	0	0	0	0
31501	CAPLONGO_400	400	200	200	200	200	0	0	0	0
31510	KALUKEMB_400	400	250	250	250	250	0	0	0	0
33000	CAHAMA_400	400	150	150	200	200	0	0	0	0
33020	ONDJIVA_400	400	-	-	150	150	-	-	0	0
40030	XA MUTBA_400	400	350	350	350	350	0	0	0	0
41019	SAURIMO_400	400	150	150	150	150	0	0	0	0
10010	M CONGO_220	220	20	20	20	20	0	0	40	40
11000	UIGE_220	220	0	0	0	0	40	100	180	180
11007	M ZOMBO_220	220	20	20	20	20	20	20	20	40
11017	S POMBO_220	220	0	0	0	0	0	0	40	100
11020	DAMBA_220	220	0	0	0	0	0	0	0	0
12002	CAMAMA_220	220	0	0	0	0	100	100	250	250
12005	CAZENGA_220	220	0	0	0	0	60	140	140	180
12132	M BENTO_220	220	0	0	0	0	120	200	200	200
20065	B.SUL_220	220	0	0	0	0	100	100	100	100
22000	KUITO_220	220	100	100	100	100	0	0	40	180
32003	MENONGUE_220	220	100	100	100	100	0	0	20	100
42040	CAZOMBO_220	220	50	50	50	50	0	0	0	0
	Total		2090	2090	2290	2290	1090	1860	2580	2970
	SVC	400	±150(MVA) at SAURIMO							

7.7.14 事故電流

アンゴラ電力システムの 400 kV および 220 kV 母線の三相短絡事故電流を表 7-27 に示す。

以下の条件で計算を実施した。

- PSSEの Automatic sequencing fault calculation の機能を使用した。
- 各年に電力システムに設置されている発電機は、全て運転されている状態で計算した。
- 厳しめの計算結果となるように、ナミビアとの国際連系線には、ナミビア側で 40kA とする仮想電源を接続した。

各年ともに、三相短絡事故電流は、規定の 40 kA 以下に収まっている。

表 7-26 アンゴラ電力システムの三相短絡電流

Bus	Bus Name	Voltage	Fault Current (kA)				Bus Number	Bus Name	Voltage (kV)	Fault Current (kA)			
			2025	2030	2035	2040				2025	2030	2035	2040
10005	SOYO 400	400	10.1	10.6	11.2	11.6	20071	CUBAL 220	220	2.8	3.8	4.3	4.3
10006	SOYO 400 2	400	10.0	10.5	11.1	11.5	20073	CATUMB 220	220	3.4	6.2	8.7	8.8
10007	NZETO 400	400	8.9	9.1	9.6	9.7	20074	BOCOIO 220	220	3.2	4.7	5.6	5.7
10008	NZETO 220	220	9.1	9.2	9.4	9.3	20076	B.FARTA 220	220	-	4.1	5.0	5.1
10010	M. CONGO 220	220	2.4	2.4	2.4	2.4	20078	ACATUMB 220	220	-	2.9	3.2	3.3
10030	TOMBOCO 220	220	3.6	3.6	3.6	3.6	20100	N BIOPIO 400	400	7.1	8.6	13.7	15.3
11000	UIGE 220	220	2.0	2.0	2.3	2.4	20110	LOBITO PS	400	6.8	8.1	13.3	15.1
11007	M ZOMBO 220	220	1.2	1.2	1.3	1.4	21003	GOVE 4 220	220	2.4	2.4	2.6	2.5
11012	NEGAGE 220	220	2.1	2.2	2.5	2.6	21013	DANGO 1 220	220	4.3	4.6	5.6	5.7
11017	S POMBO 220	220	-	-	1.7	1.8	21021	DANGO 400	400	5.9	6.5	7.7	8.0
11020	DAMBA 220	220	-	-	1.7	1.7	21024	UKUMA 220	220	3.0	3.1	3.4	3.5
12000	CACUACO 220	220	10.7	13.0	15.4	16.4	21030	CATCH 220	220	2.9	3.2	3.5	3.7
12002	CAMAMA 220	220	10.4	10.6	11.9	11.9	21035	BAILUNDO 220	220	-	2.2	2.3	2.3
12005	CAZENGA 220	220	11.3	11.6	13.7	13.8	22000	KUITO 220	220	2.4	2.7	2.8	2.9
12007	FILDA 220	220	13.0	13.5	13.7	13.8	22008	ANDULO 220	220	1.6	1.8	1.8	1.8
12009	VIANA 220	220	18.1	19.0	19.4	19.7	22020	CHITEMBO 220	220	-	1.6	1.7	1.6
12100	CACUACO GT	220	10.3	12.5	15.0	16.0	23001	GABELA 220	220	10.1	10.4	11.3	11.4
12118	VIANA 400	400	13.8	14.5	15.3	15.6	23004	ACH.RNT 220	220	5.0	5.1	5.3	5.3
12125	SAMBZANG 400	400	10.1	10.4	11.6	12.3	23010	W.KUNGO 220	220	8.8	9.0	9.4	9.4
12126	SAMBZANGA220	220	13.1	13.4	16.4	17.1	23012	CUACRA 220	220	4.1	4.2	4.4	4.4
12128	SAMBZANGA GT	220	12.3	12.6	15.3	16.1	23016	W.KUNGO 400	400	7.9	8.2	8.9	9.1
12132	M BENTO 220	220	7.9	8.0	8.7	8.8	23017	P AMBOIM 220	220	3.3	3.4	3.5	3.5
12136	CATETE 400	400	17.7	18.6	20.4	20.9	23019	GABELA 400	400	9.7	10.4	13.1	13.3
12137	CATETE 220	220	13.0	13.0	13.4	13.9	23020	QUIBALA 220	220	3.6	3.7	3.8	3.8
12139	RAMIROS 220	220	7.1	7.2	7.8	7.8	23023	BENGA 400	400	-	-	12.6	13.0
12141	BITA 400	400	12.1	12.4	13.2	13.3	23024	GENGA 400	400	7.5	8.0	10.6	10.8
12142	BITA 220	220	13.0	13.2	15.3	15.4	30012	NAMIBE 220	220	2.8	3.1	3.4	3.7
12145	PIV 220	220	-	-	16.8	17.0	30016	TOMBWA 220	220	1.9	2.0	2.1	3.7
12267	ZANGO 220	220	7.0	7.1	7.2	7.3	30112	NABIBE CCGT	220	-	-	-	10.0
12300	CHICALA 220	220	11.9	12.1	14.5	15.0	31015	MATALA 4 220	220	1.8	1.9	3.6	3.7
12305	GOLF	220	12.0	12.1	14.5	15.1	31024	LUBANGO 400	400	5.5	7.6	9.1	10.4
13004	KAPARY 400	400	14.0	14.6	16.3	17.3	31027	LUBANGO 220	220	5.5	6.6	8.2	8.6
13005	KAPARY 220	220	13.3	16.6	18.8	19.4	31029	MATALA 220	220	1.9	2.0	3.9	4.0
13007	DANDE 220	220	10.3	12.2	13.3	13.6	31031	J MINA 220	220	1.4	1.5	3.9	4.0
13030	CAXITO 220	220	9.1	10.6	11.4	11.5	31036	J OMA 220	220	-	0.9	2.3	2.3
14005	GAMBAMBE 220	220	24.3	24.7	26.1	26.1	31043	TCHAMUTE 220	220	1.9	1.8	2.0	2.0
14007	LUCALA 220	220	4.0	3.9	5.4	5.5	31060	QUILENGS 400	400	5.9	7.3	9.5	10.4
14008	LUCALA 400	400	13.0	13.2	13.6	13.7	31300	NOVO LUB 220	220	7.0	8.7	10.6	13.3
14009	NDALAT 220	220	6.1	6.2	6.2	6.2	31501	CAPLONGO 400	400	3.2	3.3	4.9	5.0
14011	P.SONHE 220	220	2.9	2.9	3.5	3.6	31502	CAPLONGO 220	220	2.8	2.6	3.1	3.0
14016	CAMBUTAS 220	220	27.1	27.6	29.5	29.5	31510	KALUKEMB 400	400	5.2	6.2	7.0	7.4
14017	CAMBUTAS 400	400	21.5	22.2	26.2	26.6	31511	CHIPINDO 400	400	-	4.3	5.6	5.8
14025	CBB 2 1	220	18.4	18.6	19.4	19.3	32000	CUCHI 220	220	1.8	1.8	2.1	2.1
14026	CBB 2 2	220	18.4	18.6	19.4	19.3	32003	MENONGUE 220	220	1.4	1.4	1.6	1.6
14027	CBB 2 3	220	18.4	18.6	19.4	19.3	32015	C CUANVL 220	220	-	-	1.0	0.9
14028	CBB 2 4	220	18.4	18.6	19.4	19.3	32017	MAVINGA 220	220	-	-	0.8	0.7
14043	M. TERESA 220	220	5.5	5.5	5.5	5.6	33000	CAHAMA 400	400	3.6	6.7	8.0	8.4
14051	LAUCA 400	400	28.6	28.5	31.5	31.7	33001	CAHAMA 220	220	2.6	3.2	3.4	3.5
14053	LAUCA EC 220	220	3.9	3.9	3.9	3.9	33003	XANGONGO 220	220	1.8	2.1	2.2	2.2
14054	C. CABAxA 400	400	28.1	27.2	31.0	31.2	33005	ONDJIVA 220	220	1.1	1.2	3.0	3.0
14071	ZENZO	400	-	-	16.5	16.5	33007	BAYNES 400	400	2.4	3.1	4.5	4.6
14074	CE GASTO	220	3.0	3.0	3.8	3.9	33020	ONDJIVA 400	400	-	-	5.1	5.2
15004	CAPANDA 220	220	18.0	18.1	18.1	18.0	40010	DUNDO 220	220	1.5	1.5	1.5	1.5
15006	CAP ELEV 220	220	18.5	18.6	18.6	18.5	40020	LUCAPA 220	220	1.8	1.8	1.8	1.8
15008	CAP ELEV 400	400	19.0	19.0	20.1	20.2	40030	XA MUTBA 400	400	3.8	3.9	3.9	3.9
15016	MALANJE 220	220	5.1	5.1	4.8	4.9	41019	SAURIMO 400	400	2.1	2.1	2.0	2.1
20025	KILEV 4 220	220	3.7	6.9	10.3	10.3	41020	SAURIMO 220	220	2.5	2.5	2.6	2.6
20034	LMAUM 3 220	220	2.8	3.8	4.4	4.4	41040	MUCONDA 220	220	1.4	1.4	1.4	1.4
20052	N BIOP 1 220	220	4.0	6.9	9.7	9.8	42010	LUENA 220	220	1.3	1.3	1.3	1.3
20065	B.SUL 220	220	3.1	5.1	6.8	6.8	42030	LUAU 220	220	1.1	1.2	1.1	1.1
20067	KILEVA GT	220	3.6	6.9	10.5	10.5	42040	GAZOMBO 220	220	0.8	0.8	0.8	0.8

7.7.15 2040年までの送電系統開発計画のまとめ

前節までの結果をまとめて、プロジェクトリストを作成した（表 7-27～表 7-32）。送電線については、電源線関係を別掲した。なお、400kV 変電所の変圧器の標準容量を 450MVA、930MVA とし、220kV 変電所の変圧器の標準容量を 60MVA、120MVA、240MVA とし、原則、このラインナップに合わせて整備を行っていくこととした。

表 7-27 400kV 変電設備計画プロジェクトリスト

Project#	Year of operation	Area	Voltage (kV)	Substation Name	Capacity (MVA)	Cost (MUS\$)	Remarks
1	2020	Cuanza Sul	400	Waco kungo	450	40.5	450 x 1, under construction(China)
2	2020	Huambo	400	Belem do Huambo	900	51.3	450 x 2, under construction(China)
3	2022	Luanda	400	Bitá	900	51.3	450 x 2, under construction(Brazil)
4	2025	Cuanza Sul	400	Waco kungo	450	40.5	upgrade 450 x 1
5	2025	Luanda	400	Bitá	450	40.5	upgrade 450 x 1
6	2025	Zaire	400	N'Zeto	450	40.5	upgrade 450 x 1
7	2025	Luanda	400	Viana	2,790	96.6	upgrade 930 x 3
8	2025	Bengo	400	Kapary	450	40.5	upgrade 450 x 1
9	2025	Huila	400	Lubango2	900	51.3	450 x 2, Pre-FS implemented*
10	2025	Huila	400	Capelongo	900	51.3	450 x 2
11	2025	Huila	400	Calukembe	120	32.6	60 x 2
12	2025	Benguera	400	Nova Biopio	900	51.3	450 x 2
13	2025	Southern	400	Cahama	900	51.3	450 x 2
14	2025	Eastern	400	Saurimo	900	51.3	450 x 2, under Pre-FS
15	2025	Lunda Norte	400	Xa-Muteba	360	38.3	180 x 2, under Pre-FS
16	2025	Huila	400	Quilengues	120	32.6	60 x 2
17	2025	Cuanza Sul	400	Gabela	900	51.3	450 x 2
18	2025	Luanda	400	Sambizanga	2,790	96.6	930 x 3
19	2025	Malanje	400	Lucala	900	51.3	450 x 2
20	2025	Chipindo	400	Chipindo	360	38.3	180 x 2
21	2030	Luanda	400	Catete	450	40.5	upgrade 450 x 1
22	2030	Bengo	400	Kapary	450	40.5	upgrade 450 x 1
23	2035	Cunene	400	Ondjiva	900	51.3	450 x 2, Pre-FS implemented*
24	2035	Luanda	400	Bitá	450	40.5	upgrade 450 x 1
25	2035	Malanje	400	Lucala	450	40.5	upgrade 450 x 1
Total					19,590	1,171.4	

Pre-FS implemented*:USTDAとDBSAで候補地点選定等を実施

(出典：JICA 調査団)

表 7-28 220kV 変電設備計画プロジェクトリスト(1)

Project#	Year of operation	Area	Voltage (kV)	Substation Name	Capacity (MVA)	Cost (MUSS)	Remarks
1	2018	Benguela	220	Benguela Sul	240	24.5	120 x 2, under construction(China)
2	2020	Luanda	220	Bitá	240	24.5	120 x 2, under construction(Brazil)
3	2020	Zaire	220	Tomboco	40	13.7	20 x 2
4	2020	Malanje	220	Capanda Ele vadora	130	18.6	65 x 2, upgrade
5	2021	Luanda	220	Cacuaco	480	37.5	240 x 2, upgrade
6	2022	Luanda	220	Zango	360	31.0	120 x 3
7	2022	Malanje	220	Malanje 2	240	24.5	120 x 2
8	2022	Cuanza Sul	220	Waco Kungo	60	14.8	60 x 1
9	2022	Cuanza Sul	220	Quibala	120	18.1	60 x 2
10	2022	Benguela	220	Cubal	120	18.1	60 x 2
11	2022	Huíla	220	Lubango	240	24.5	120 x 2, Pre-FS implemented*
12	2022	Huíla	220	Matala	120	18.1	60 x 2, Pre-FS implemented*
13	2022	Huíla	220	Capelongo	60	14.8	60 x 1
14	2022	Cuando-Cubango	220	Cuchi	60	14.8	60 x 1
15	2022	Cuando-Cubango	220	Menangue	240	24.5	120 x 2
16	2022	Namibe	220	Namibe	240	24.5	120 x 2, Pre-FS implemented*
17	2022	Namibe	220	Tombwa	120	18.1	60 x 2, Pre-FS implemented*
18	2022	Lunda Norte	220	Lucapa	60	14.8	60 x 1
19	2022	Lunda Norte	220	Dundo	120	18.1	60 x 2, under Pre-FS
20	2022	Lunda Sur	220	Saurimo	120	18.1	60 x 2, under Pre-FS
21	2022	Uíge	220	Uíge	240	24.5	120 x 2, upgrade
22	2025	Luanda	220	Golfe	360	31.0	120 x 3
23	2025	Luanda	220	Chicara	480	37.5	240 x 2
24	2025	Bengo	220	Caxito	60	14.8	60 x 1
25	2025	Bengo	220	Maria Teresa	60	14.8	60 x 1
26	2025	Cuanza Sul	220	Porto Amboim	120	18.1	60 x 2
27	2025	Cuanza Sul	220	Cuacra	60	14.8	60 x 1
28	2025	Benguela	220	Catumbela	120	18.1	60 x 2
29	2025	Benguela	220	Bocoio	120	18.1	60 x 2
30	2025	Huambo	220	Ukuma	60	14.8	60x 1, Pre-FS implemented*
31	2025	Huambo	220	Catchiungo	120	18.1	60 x 2, Pre-FS implemented*
32	2025	Bié	220	Andulo	60	14.8	60 x 1
33	2025	Huíla	220	Nova Lubango	120	18.1	60 x 2
34	2025	Huíla	220	Caluquembe	60	14.8	60 x 1
35	2025	Huíla	220	Quilengues	60	14.8	60 x 1
36	2025	Huíla	220	Tchamutete	120	18.1	60 x 2, Pre-FS implemented*
37	2025	Cunene	220	Ondjiva	120	18.1	60 x 2, Pre-FS implemented*
38	2025	Cunene	220	Cahama	60	14.8	60 x 1, Pre-FS implemented*
39	2025	Cunene	220	Xangongo	60	14.8	60 x 1, Pre-FS implemented*
40	2025	Moxico	220	Luena	240	24.5	120 x 2, under Pre-FS
41	2025	Lunda Norte	220	Xa-Muteba	120	18.1	60 x 2
42	2025	Luanda	220	Viana	600	44.0	300 x 2, upgrade
43	2025	Luanda	220	Camama	120	18.1	120 x 1, upgrade
44	2025	Luanda	220	Sambizanga	240	24.5	240 x 1, upgrade
45	2025	Kuanza Norte	220	N' Dalatando	80	15.9	40 x 2, upgrade
46	2027	Moxico	220	Cazombo	60	14.8	60 x 1
47	2027	Moxico	220	Luau	60	14.8	60 x 1
48	2027	Lunda Sur	220	Muconda	60	14.8	60 x 1
49	2027	Bié	220	Kuito	120	18.1	120 x 1, upgrade
50	2030	Luanda	220	Futungo de Belas	120	18.1	120 x 1, upgrade

Pre-FS implemented*:Candidate site were selected by USTDA and DBSA.

(出典 : JICA 調査団)

表 7-29 220kV 変電設備計画プロジェクトリスト(2)

Project#	Year of operation	Area	Voltage (kV)	Substation Name	Capacity (MVA)	Cost (MU\$)	Remarks
51	2030	Uíge	220	Negage	180	21.3	60 x 3
52	2030	Cabinda	220	Cabinda	240	24.5	120x 2
53	2030	Cabinda	220	Cacongo	120	18.1	60 x 2
54	2030	Benguela	220	Alto Catumbela	120	18.1	60 x 2
55	2030	Benguela	220	Baria Farta	120	18.1	60 x 2
56	2030	Huambo	220	Bailundo	120	18.1	60 x 2
57	2030	Huíla	220	Chipindo	60	14.8	60 x 1
58	2031	Zaire	220	M'Banza Congo	180	21.3	60 x 3, upgrade
59	2032	Cunene	220	Ondjiva	120	18.1	120 x 1, upgrade
60	2032	Lunda Sur	220	Saurimo	120	18.1	120 x 1, upgrade
61	2034	Luanda	220	Cacuaco	240	24.5	240 x 1, upgrade
62	2035	Luanda	220	PIV	480	37.5	240 x 2
63	2035	Kuanza Norte	220	Lucala	120	18.1	60 x 2
64	2035	Uíge	220	Sanza Pombo	120	18.1	60 x 2
65	2035	Bié	220	Camacupa	60	14.8	60 x 1
66	2035	Cuando-Cubango	220	Cuito Cuanavale	60	14.8	60 x 1
67	2035	Luanda	220	Cazeanga	120	18.1	120 x 1, upgrade
68	2035	Bengo	220	Kapary	120	18.1	120 x 1, upgrade
69	2035	Benguela	220	Catumbela	240	24.5	120 x 2, upgrade
70	2036	Luanda	220	Sambizanga	240	24.5	240 x 1, upgrade
71	2036	Uíge	220	Maquela do Zombo	40	13.7	40 x 1, upgrade
72	2036	Huambo	220	Belém do Dango	240	24.5	240 x 1, upgrade
73	2036	Lunda Norte	220	Dundo	120	18.1	120 x1, upgrade
74	2037	Cuanza Sul	220	Gabela	60	14.8	60 x 1, upgrade
75	2038	Benguela	220	Cubal	240	24.5	120 x 2, upgrade
76	2040	Cuando-Cubango	220	Mavinga	60	14.8	60 x 1
77	2040	Malanje	220	Malanje2	120	18.1	120 x 1, upgrade
78	2040	Huíla	220	Caluquembe	60	14.8	60 x 1, upgrade
Total					11,810	772.4	

(出典：JICA 調査団)

表 7-30 400kV 送電設備計画プロジェクトリスト

Project#	Year of operation	Area	Voltage (kV)	Starting point	End point	number of circuit	Power Flow (MVA)	Line Length (km)	Cost (MUS\$)	Remarks
1	2020	Central	400	Lauca	Waco kungo	1	307	177	138.1	under construction(China)
2	2020	Central	400	Waco kungo	Belem do Huambo	1	242	174	135.7	under construction(China)
3	2020	Northern	400	Cambutas	Bitá	1	580	172	134.2	under construction(Brazil)
4	2022	Northern	400	Catete	Bitá	2	504	54	52.9	under construction(Brazil)
5	2025	Northern	400	Cambutas	Catete	1	791	123	95.9	Dualization
6	2025	Northern	400	Catete	Viana	1	579	36	28.1	Dualization
7	2025	Northern	400	Lauca	Capanda elev.	1	518	41	32.0	Dualization
8	2025	Northern	400	Kapary	Sambizanga	2	1130	45	44.1	For New Substation
9	2025	Northern	400	Lauca	Catete	2	868	190	186.2	Changing Connection Plan
10	2025	Central	400	Lauca	Waco kungo	1	307	177	138.1	Dualization
11	2025	Central	400	Waco kungo	Belem do Huambo	1	242	174	135.7	Dualization
12	2025	Central	400	Cambutas	Gabela	2	484	131	128.4	Pre-FS implemented*
13	2025	Central	400	Gabela	Benga	2	848	25	24.5	Pre-FS implemented*
14	2025	Central	400	Benga	Nova Biopio	2	550	200	196.0	Pre-FS implemented*
15	2025	Southern	400	Belem do Huambo	Caluquembe	2	606	175	171.5	Pre-FS implemented*
16	2025	Southern	400	Caluquembe	Lubango2	2	666	168	164.6	Pre-FS implemented*
17	2025	Southern	400	Belem do Huambo	Chipindo	2	264	114	111.7	
18	2025	Southern	400	Chipindo	Capelongo	2	190	109	106.8	
19	2025	Southern	400	Nova Biopio	Quilengues	2	840	117	114.7	Pre-FS implemented*
20	2025	Southern	400	Quilengues	Lubango2	2	772	143	140.1	Pre-FS implemented*
21	2025	Southern	400	Lubango2	Cahama	2	450	190	186.2	Pre-FS implemented*
22	2025	Eastern	400	Capanda elev	Xa-Muteba	2	590	266	260.7	
23	2025	Eastern	400	Xa-Muteba	Saurimo	2	510	335	328.3	under Pre-FS
24	2027	Southern	400	Capelongo	Ondjiva	2	292	312	305.8	
25	2027	Southern	400	Cahama	Ondjiva	2	442	175	171.5	
26	2027	Southern	400	Cahama	Ruacana	2	409	125	122.5	International Interconnection
Total								3,948	3,654.2	

Pre-FS implemented*:USTDAとDBSAで候補ルート選定等を実施

(出典：JICA 調査団)

表 7-31 220kV 送電設備計画プロジェクトリスト

Project#	Year of operation	Area	Voltage (kV)	Starting point	End point	number of circuit	Required Capacity (MVA)	Line Length (km)	Cost (MUSS)	Remarks
1	2020	Southern	220	Lubango2	Lubango	2	360	30	13.5	Pre-FS implemented*
2	2020	Southern	220	Lubango2	Namibe	2	360	162	72.9	Pre-FS implemented*
3	2020	Southern	220	Namibe	Tombwa	2	120	97	43.7	Pre-FS implemented*
4	2020	Eastern	220	Saurimo	Lucapa	2	300	157	70.7	Pre-FS implemented*
5	2020	Eastern	220	Lucapa	Dundo	2	240	135	60.8	Pre-FS implemented*
6	2022	Northern	220	Bita	Camama	2	840	21	9.5	
7	2022	Northern	220	Catete	Zango	2	360	40	18.0	
8	2022	Northern	220	Capanda elev.	Maranje	2	360	110	49.5	
9	2022	Central	220	Gabela	Alto Chingo	1	300	81	29.2	Dualization
10	2022	Central	220	Quibala	Waco Kungo	2	120	92	41.4	
11	2022	Central	220	Lomaum	Cubal	2	360	2	0.9	
12	2022	Southern	220	Lubango	Matala	2	120	168	75.6	Pre-FS implemented*
13	2022	Southern	220	Matala HPS	Matala	1	41	5	1.8	upgarade
14	2022	Southern	220	Capelongo	Cuchi	2	420	91	41.0	
15	2022	Southern	220	Cuchi	Menongue	2	360	94	42.3	
16	2025	Northern	220	Sambizanga	Golfe	2	360	7	3.2	
17	2025	Northern	220	Kapary	Caxito	2	60	26	11.7	
18	2025	Northern	220	N'Zeto	Tomboco	2	220	5	2.3	For Substation inserted
19	2025	Northern	220	M'banza Congo	Tomboco	2	220	5	2.3	For Substation inserted
20	2025	Northern	220	Sambizanga	Chicala	2	480	7	3.2	
21	2025	Northern	220	Catete	Maria Teresa	2	60	51	23.0	
22	2025	Central	220	Alto Chingo	Cuacra	2	60	25	11.3	
23	2025	Central	220	Alto Chingo	Port Amboim	2	120	60	27.0	
24	2025	Central	220	Quileva	Nova Biopio	1	550	18	6.5	Dualization
25	2025	Central	220	Quileva	Catumbela	2	240	8	3.6	
26	2025	Central	220	Nova Biopio	Bocoio	2	120	5	2.3	For Substation inserted
27	2025	Central	220	Lomaum	Bocoio	2	120	5	2.3	For Substation inserted
28	2025	Central	220	Belem do Huambo	Ukuma	2	60	66	29.7	
29	2025	Central	220	Belem do Huambo	Catchiungo	2	720	76	34.2	Strengthen
30	2025	Central	220	Catchiungo	Kuito	2	480	85	38.3	Strengthen
31	2025	Central	220	Kuito	Andulo	2	60	110	49.5	
32	2025	Southern	220	Cahama	Xangongo	2	180	97	43.7	Pre-FS implemented*
33	2025	Southern	220	Ondjiva	Xangongo	1	120	97	34.9	Pre-FS implemented*
34	2025	Southern	220	Capelongo	Tchamutete	2	120	98	44.1	
35	2025	Eastern	220	Saurimo	Luena	2	240	265	119.3	Pre-FS implemented*
36	2027	Eastern	220	Saurimo	Muconda	2	180	187	84.2	
37	2027	Eastern	220	Muconda	Luau	2	120	115	51.8	
38	2027	Eastern	220	Luau	Cazombo	2	60	264	118.8	
39	2030	Central	220	Cubal	Alto Catumbela	2	120	47	21.2	
40	2030	Central	220	Catchiungo	Bailundo	2	120	66	29.7	
41	2030	Central	220	Benguela Sul	Baia Farta	2	120	30	13.5	
42	2030	Northern	220	Uige	Negage	2	620	5	2.3	For Substation inserted
43	2030	Northern	220	Pambos de Sonhe	Negage	2	620	5	2.3	For Substation inserted
44	2035	Northern	220	Viana	PIV	2	480	7	3.2	
45	2035	Northern	220	Negage	Sanza Pombo	2	120	109	49.1	
46	2035	Central	220	Kuito	Camacupa	2	60	145	65.3	
47	2035	Southern	220	Menongue	Cuito Cuanavale	2	120	189	85.1	
48	2035	Southern	220	Cuito Cuanavale	mavinga	2	60	176	79.2	
Total								3,746	1,667.6	

Pre-FS implemented*:USTDAとDBSAで候補ルート選定等を実施

(出典：JICA 調査団)

表 7-32 電源用送電線プロジェクトリスト

Project#	Year of operation	Area	Voltage (kV)	Starting point	End point	number of circuit	Generation Capacity (MVA)	Line Length (km)	Cost (MUSS)	Remarks
1	2025	Northern	400	HPP Caculo Cabaça	Cambutas	2	496	54	52.9	under construction(China)
2	2025	Northern	400	HPP Caculo Cabaça	Lauca	2	1326	25	24.5	
3	2025	Northern	400	TPP Soyo 2	Soyo	2	750	5	4.9	
4	2025	Central	400	TPP Lobito CCGT #1	Nova_Biopio	2	750	23	22.5	
5	2025	Northern	220	TPP Cacuaco GT #1	Cacuaco	2	375	5	2.3	
6	2025	Northern	220	TPP Cacuaco GT #2	Cacuaco	2	375	5	2.3	
7	2025	Northern	220	TPP Boavista GT #3	Sambizanga	2	375	5	2.3	
8	2030	Northern	220	HPP Quilengue ⑤	Gabera	2	210	37	16.7	
9	2030	Southern	400	HPP Baynes	Cahama	2	300	195	191.1	
10	2030	Central	220	TPP Quileva GT #4	Quileva	2	250	1	0.5	
11	2030	Central	220	TPP Quileva GT #5	Quileva	2	250	1	0.5	
12	2030	Central	220	TPP Quileva GT #6	Quileva	2	250	1	0.5	
13	2030	Northern	400	TPP Soyo GT #7	Soyo	2	375	5	4.9	
14	2035	Northern	400	HPP Zenzo	Cambutas	2	950	41	40.2	
15	2035	Northern	400	HPP Genga	Benga Switch-yard	2	900	30	29.4	
16	2035	Central	400	TPP Lobito CCGT #2	Nova_Biopio	2	720	23	22.5	
17	2035	Southern	220	HPP Jamba Ya Mina	Matala	1	205	86	31.0	
18	2035	Southern	220	HPP Jamba Ya Oma	HPP Jamba Ya Mina	1	79	37	13.3	
19	2040	Northern	220	HPP Túmulo Caçador	Cambutas	2	453	16	7.2	
20	2040	Southern	220	TPP Namibe CCGT #3	Namibe	2	750	17	7.7	
21	2040	Central	400	TPP Lobito CCGT #4	Nova_Biopio	2	375	23	22.5	
Total								635	499.4	

(出典：JICA 調査団)

