

第4章 本邦技術情報収集

4.1 本邦企業

AfDB⁷⁹によれば、2016年1月現在、アフリカ地域における日本企業拠点数は440箇所、その内南部アフリカ地域が46%を占め、地域別で1位である。また、国別で比較した場合、1位が南アフリカ136社で群を抜いており、単独国でアフリカ進出企業拠点31%を占める。続いては6位にタンザニア26社、11位にモザンビーク10社、12位にザンビア9社と続く。

南部アフリカ地域で活動する本邦企業へのインタビューを実施した。インタビューの要点は以下の2点である。

- ・アフリカ地域への本邦技術導入に関する興味・期待
- ・南部アフリカ地域にて注力している国

結果を表4.1-1、表4.1-2に示す。

表 4.1-1 本邦企業のアフリカへの本邦技術導入興味分野インタビュー結果

電機メーカー A	スマートグリッド技術
電機メーカー B	系統安定化装置を含めた流通設備、スマートグリッド技術、水力機器
電機メーカー C	給電制御システム、変電所機器、スマートグリッド技術、ガスタービン発電機
電機メーカー D	系統安定化装置、変圧器
電線メーカー	特殊電線(低ロス、増容量)
重電メーカー A	ガスタービン発電機器、ボイラー
重電メーカー B	ガスタービン発電機器、ボイラー
重電メーカー C	水力機器
重電メーカー D	可変速揚水機器、可変速一般水力機器
商社 A	高効率ガスタービン発電機器、先進型亜臨界石炭火力機器
商社 B	高効率ガスタービン発電機器
商社 C	特殊電線、地熱発電

Source : JICA 調査団

表 4.1-2 本邦企業の南部アフリカ地域にて注力している国

商社-1	南アフリカ、アンゴラ、モザンビーク、タンザニア（火力発電事業の可能性を検討）
商社-2	南アフリカ、モザンビーク（資源獲得に注力）
商社-3	ボツワナ、ナミビア（IPP 事業に注力）
商社-4	アンゴラ（火力発電事業の可能性を検討）
商社-5	ザンビア、モザンビーク（送電線に関する本邦技術適用可能性を検討）
商社-6	全般的に注目
商社-7	全般的に注目

Source : JICA 調査団

⁷⁹ アフリカビジネスに関わる日本企業リスト(2016) -AfDB

4.2 現地ニーズに合致する本邦技術

SAPP 加盟電力ユーティリティ関係者へのインタビューを通じて、現在あるいは将来の系統拡充、系統運用に関する技術ニーズを収集した。このニーズに対応できる本邦技術を併せて表 4.2-1 に示す。

表 4.2-1 現地聞き取りニーズと対応する本邦技術

調査国	聞き取りニーズと本邦技術
南アフリカ	<ul style="list-style-type: none"> ・既存石炭火力設備の環境対策に対する環境設備 ・Gas to Power 政策に対する高効率ガス火力発電設備 ・再生可能エネルギー大量導入に対する系統安定化設備 ・首都圏（Gauteng）地区超高压送電網整備に対する増送電可能容量化技術 ・首都圏（Gauteng）等密集地への増容量送電に対する送電網整備技術 ・バルクパワー輸送に対する直流送電技術
ボツワナ	<ul style="list-style-type: none"> ・既存石炭火力発電効率低下に対する設備診断技術 ・RE 大量導入に対する系統安定化設備と系統運用方法 ・流通設備メンテナンス技術不足に対するメンテナンス技術・運用
コンゴ民主	<ul style="list-style-type: none"> ・水力発電の稼働率低下に対する水系運用技術 ・キンシャサ首都圏送電網整備に対する増容量電線技術
アンゴラ	<ul style="list-style-type: none"> ・国内系統連系に対する給電制御運用技術
ザンビア	<ul style="list-style-type: none"> ・水力発電の効率的運用に対する水系運用技術（水管理と水系運用） ・系統拡充方法
モザンビーク	<ul style="list-style-type: none"> ・送電ロス削減に対する低ロス電線や系統運用技術 ・増大する首都圏需要に対する既設送電網増量化 ・北部方面の再生可能エネルギーを含めた電源ミックスへの取り組みに対する系統安定化技術と系統運用
ジンバブエ	<ul style="list-style-type: none"> ・流通設備経年に対する設備保守・運用技術

Source : JICA 調査団

前述の要求と対応本邦技術を基に、南部アフリカ地域への適用の可能性を見込むことのできる本邦技術として、想定される技術的懸案に以下が考えられる。

- ・送電ロス削減
- ・広域な送電網による無効電力の制御
- ・迅速な故障除去と停電範囲の極小化
- ・技術者の技能向上手法の確立

以上の調査、情報収集を基に、南部アフリカ地域への本邦技術導入可能性がある技術・製品をリストアップした⁸⁰。

⁸⁰ 中部電力が過去に受託した JICA 系統技術研修において、数多くの南部アフリカ地域電力ユーティリティ技術者から質問を受けた懸案事項も参考にした。

表 4.2-2 南部アフリカ地域への適用を見込む本邦技術

本邦技術	強み	期待される効果	適用に係る課題
流通設備			
・電線技術			
特殊電線（増容量電線）	低弛度にて従来電線(ACSR)の2～3倍程度の電流を通電可能。	重潮流が予想される新規送電線への適用によって、将来の新規送電線増設を含めた総建設コストと比べて安価にできる可能性がある	重潮流送電区間の特定 既設送電線設計との協調 現地生産支給等の調達条件制約
特殊電線（低ロス電線）	従来電線(ACSR)に比べアルミ断面積を増加（細心線化）することで電気抵抗を低減し、ロスを最小化可能。	(1)重潮流または長距離送電線への適用によるロス低減 (2)従来電線同等の送電容量を低ロス電線にて実現した場合、当該電線による軽量化のために送電線建設コストが低減できる可能性がある	(2)既設送電線(鉄塔)設計基準に基づく概略設計確認 現地生産支給等の調達条件制約
・変電設備技術			
STATCOM	長距離送電線や重潮流送電線における無効電力を制御することで、送電可能容量を確保、発電機の脱調を抑制する。世界最大級自励式無効電力補償装置を開発。	SAPP 広域系統における無効電力制御や需要地点に比べて遠隔の発電地点であることによる発電機脱調防止	効果的な設置個所の検討
直流設備(非同期連系設備)	50Hz、60Hzの異なる周波数系統の連系（周波数変換（FC）技術）や Back to Back 設備といった非同期連系技術による運用実績を持つ。	広域の交流ループ状系統において、同系統における潮流制御を簡素化するためや、故障波及を限定したエリア内のみに留める	導入箇所選定に高度な系統解析必要
・高度情報化技術			
系統安定化システム	系統安定度を現在の潮流状況を用いて常時計算し、故障発生時に最小限の故障波及範囲となるよう各故障切離箇所へ制御要求を伝送、故障発生時に系統切離を実施。	系統構成が複雑化した場合の保護継電器による誤制御や運用者による誤判断防止	広域な系統を区分した制御エリアの確定
系統監視システム (SCADA・訓練シミュレータ)	常時遠隔監視制御を行う SCADA システムにて蓄積した故障状況系統情報を元に、複雑な故障様相を付加しシミュレータ上で再現することで、系統運用者の技能向上に寄与。	系統運用技能向上と膨大な系統情報の統計による系統運用品質の向上	電力市場設計を含めた系統運用ルールの整理と系統運用者技能の向上目標の設定
需給計画・調整システム	燃料調達・利用までを考慮した発電体制検討とリアルタイムな需給調整を可能とする。	効率的な発電管理と運用ナレッジ蓄積に寄与できる。	特記無
設備管理・診断判定システム	IoT を駆使し設備劣化診断を包含した統合システム化が可能。	電力会社での一貫した設備管理と点検保守の効率化が期待できる。 技術者のナレッジ管理や技能継承に寄与できる	特記無
火力設備			
・ガスタービン技術			
コンバインドサイクルガスタービン	大容量～小容量に至るまで効率含めて本邦技術が圧倒的に優位	系統容量 1,000MW 以上の国に適用性有 再生可能大量導入によるバランス電源として有効	特記無
小中容量ガスタービン	OCGT 小中容量は川崎重工、IHI 等で最高効率を達成	系統容量に依らず、あらゆる国に適用性有 再生可能大量導入によるバランス電源として有効	特記無
石炭ガス化複合発電 (IGCC)	石炭をガス化しコンバインドサイクル発電することで従来の石炭火力より高効率運転が可能	南ア IRP は IGCC の適用を考慮している。(合成石油開発の歴史から技術が馴染む模様) 石炭資源国かつ当該発電コストに見合う経済規模の国への電力卸に向く(南ア、モザンビーク・ボツワナ・ジンバブエ→南ア)	実証段階
高湿分空気利用ガスタービン (AHAT)	コンバインドサイクルに比べ制御が容易、水使用制限に耐えられ高効率運転が可能	内陸パイプライン上でのガス火力に適している (モザンビーク、タンザニア、南ア、アンゴラ)	開発段階
・ボイラー技術			
先進型亜臨界発電 (A Sub-C)	100MW クラス亜臨界石炭火力にて送電端効率 41%。国内新電力向として導入 (鈴川発電所)	小系統容量国については、十分なクリーンコールテクノロジー候補となり得る	現状海外実績無
超々臨界圧発電(USC)	蒸気温度を 593℃以上にする事で送電端効率 42%(HHV 基準) 単機容量 600MW 以上	日本、韓国、欧州での開発に限られる。南アフリカ等大系統容量国向け	運用や仕様部材の特殊化に伴うメンテナンス技術要
先進型超々臨界圧発電(A-USC)	蒸気温度を 700℃以上にする事で送電端効率 46%以上(HHV 基準) 単機容量 1,000MW 程度	南アフリカ等大系統容量国向け	運用や仕様部材の特殊化に伴うメンテナンス技術要・開発段階

本邦技術	強み	期待される効果	適用に係る課題
火力設備（続き）			
・高度情報化技術			
設備管理・診断判定システム	IoT を駆使し設備劣化診断を包含した統合システム化が可能。	電力会社大での一貫した設備管理と点検保守の効率化が期待できる。 技術者のナレッジ管理や技能継承に寄与できる	特記無
水力設備			
可変速揚水	変動電源出力に応じ揚水動力を可変化し系統の供給力を調整	RE 大量導入に対応するバランシングロードを期待	揚水原資となる低発電コスト電源の選定
可変速一般水力	変動しやすい上池水位にあわせ最高効率運転できるよう調整	小中容量水力発電所にて効率運転を期待	20MW/単機以下で上池が変動しやすい等の条件が必要
・高度情報化技術			
水系運用システム	水系一貫運用を可能にし、Wh 重視、Watt 重視運転を系統ニーズにあわせ選択可能	効率的な発電管理と運用ナレッジ蓄積に寄与できる。 水系運用シミュレータへの展開が可能。	特記無

Source : JICA 調査団

4.3 本邦企業セミナー

(1) 第一回本邦企業セミナー

2015年11月27日、調査団は本調査の目的および第一次現地調査を本邦企業に報告し、幅広く当地に関する情報の収集、協力を仰ぐため、本邦企業セミナーを開催した。セミナーは以下の3部構成にて実施した。

- 1、本調査に関する目的・期間・目標成果について
- 2、SAPPの概要およびSAPPが推し進める開発案件について
- 3、南アフリカ・Eskomが発表した最新10ヶ年系統計画について

当日は、多数の本邦企業の参画をいただき、活発な意見交換が行われた。主な質疑は、南アフリカの最新エネルギー計画の更新状況や、一大需要国である南アフリカの近隣国電源開発計画への強制力の有無等の踏み込んだものであった。



Source : JICA 調査団

図 4.3-1 第一回本邦企業セミナー

(2) 第二回本邦企業セミナー



Source : JICA 調査団

図 4.3-2 第二回本邦企業セミナー

本調査終了にあわせ、本調査成果の共有と各本邦企業から意見を伺うために、第二回本邦企業セミナーを2017年5月12日に実施した。本セミナーは、第一回本邦企業セミナーに参加いただ

いた企業、及び現地セミナー、本邦招聘プログラムにて協力いただいた企業を中心に参加いただき、76名の出席を頂いた。

当日は、SAPP 域内の需給バランスを詳細に検討するためには、時間単位での余剰電力、供給力不足のエリアを特定していく必要があることや、今後の再生可能エネルギーの大量導入に対する需給バランス対応策への本邦技術の適用可能性についてコメントが寄せられた。

4.4 現地セミナー・本邦招聘プログラム

(1) 現地セミナー

2016年10月6日、10日の2日間、SAPP加盟国からの電力技術者、関係機関、本邦企業を招待し、SAPPが取り組むべき課題とその解決に向けた本邦技術の紹介を主題とした現地セミナーを実施した。

表 4.4-1 現地セミナー出席者名簿

(a) 10月6日(木)現地セミナー(開催場所 ハラレ ジンバブエ) 36名出席

No	Title	FIRST NAME	LAST NAME	Organisation
1	H.E. Mr.	Yoshinobu	Hiraishi	Japanese Ambassador
2	Mr.	Kenji	Miyagawa	Embassy of Japan
3	Mr.	Masahiro	Ishida	Embassy of Japan
4	Mr.	Julian	Chinembiri	MD, ZESA
5	Mr	Wellington	Tungati	CEC
6	Mr	Clement	Hakatombo	CEC
7	Mr.	Emanuel	Ngoyi	SNEL
8	Mr	Gaby	Malonda	SNEL
9	Mr.	Chapson	Chikwa	ZESCO
10	Mr.	Collins	Mumba	ZESCO
11	Mr.	Addjoy	Nguwo	ZESA
12	Mr.	Prince	Muchenje	ZESA
13	Mr.	Evans	Chitate	ZESA
14	Mr.	Sydney	Zimba	SAPP-CC
15	Mr.	Alison	Chikova	SAPP-CC
16	Mr	Antonio	Santos	RNT
17	Mr	Antonio	Moniz	RNT
18	Mr.	Raymond	Kanyinji	ESCOM
19	Mr.	Wines	Kalilombe	ESCOM
20	Mr.	Tobias	Mudzingwa	ZERA
21	Mr	Coen	Bosch	Nyangani Renewable Energy (IPP)
22	Mr.	Luxmore	Madiye	Hunyani Power Station (IPP)
23	Mr.	Hiroto	Kamiishi	JICA HQ
24	Mr.	Shingo	Naito	JICA HQ
25	Mr.	Shumon	Yoshihara	JICA Zimbabwe Office
26	Ms.	Sayaka	Ochida	JICA Zimbabwe Office
27	Mr.	Kenjro	Azuma	JICA Zimbabwe Office
28	Mr.	Takeshi	Kozu	JICA RSA Office
29	Mr.	Takashi	Hansaki	JICA Zambia Office
30	Mr.	Masaharu	Nogami	Mitsubishi Corp.
31	Mr.	Keiji	Higaki	Toshiba
32	Mr.	Iwasuke	Simada	Toshiba
33	Mr.	Ken	Kawabe	Nippon Koei
34	Mr.	Kosuke	Ambe	Tokyo Rope MFG
35	Mr.	Shigeru	Nagata	Sumitomo Electric Industries
36	Mr.	Yuki	Fukuda	Toyota Tsusho

Source : JICA 調査団

(b) 10月10日(月)現地セミナー(開催場所 プレトリア 南アフリカ) 44名出席

No	Title	FIRST NAME	LAST NAME	Organisation
1	Mr.	Aaron	Lentswe	BPC
2	Mr.	Pego	Mosalakatane	BPC
3	Ms.	Olga	Utchavo	EDM
4	Mr	Maxcencio	Tamele	HCB
5	Mr	Luis	Simone	HCB
6	Mr	Thabiso	Phate	LEC
7	Mr.	Ntelane	Sello	LEC
8	Mr.	Wilson	Masango	SEC
9	Mr.	Joseph	Ncwane	SEC
10	Mr.	Sydney	Zimba	SAPP-CC
11	Mr.	Musara Chikondo	Beta	SAPP-CC
12	Mr.	Johannes Kandara	Mukusuka	Nampower
13	Mr.	Leandro Tulukeni	Kapolo	Nampower
14	Ms.	Bianca	Christison	Eskom
15	Mr.	Sicelo	Cele	Eskom
16	Mr.	Teboho	Machabe	Eskom
17	Mr.	Ntombi	Chavalala	Eskom
18	Mr.	Lyle	Naidoo	Eskom
19	Mr.	Dudu	Radebe	Eskom
20	Mr.	Jaamila	Kombe	Eskom
21	Ms.	Teresa	Smit	Eskom
22	Mr.	Kimberly van	Niekerk	Power Africa Coordinator's Office (USAID)
23	Mr.	Masanori	Kudo	Mitsubishi Corp.
24	Mr.	Martin	Lippinkhof	Mitsubishi Corp.
25	Mr.	Natascha	Hartlett	Mitsubishi Corp.
26	Mr.	Hiroyuki	Tanaka	Mitsubishi Corp.
27	Mr.	Arata	Hori	Mitsui
28	Mr.	Seiji	Iijima	Itochu
29	Mr.	Stefano	Capriello	Sumitomo Corp
30	Mr.	Toshiki	Kashihara	Sumitomo Corp
31	Mr.	Testuichi	Hina	Toyota-Tsusho
32	Mr.	Yuki	Fukuda	Toyota-Tsusho
33	Mr.	Vinesh	Rajccomar	MHPS
34	Mr.	Shigeru	Nagata	SEI
35	Mr.	Keiji	Higaki	Toshiba
36	Mr.	Iwasuke	Shimada	Toshiba
37	Mr.	Pietro	Mendace	Toshiba
38	Mr.	Kousuke	Ambe	Tokyorope
39	Mr.	Keisuke	Fujioka	Hitachi
40	Mr.	Yukihito	Kikugawa	Hitachi
41	Mr.	Hiokazu	Tsukidate	JETRO
42	Ms.	Kyla	Oneil	JETRO
43	Mr.	Eisuke	Tachibana	NEPAD
44	Ms.	Tichaknnda	Simbini	NEPAD

Source : JICA 調査団

表 4.4-2 現地セミナー議題（ジンバブエ・南アフリカ）

Data Collection Survey on South Africa Power Pool

Power Engineering Seminar in Zimbabwe

6 October 2016, Cresta Lodge Hotel

Time	Schedule	Speaker	
9:30	Welcome Remarks and Introduction of delegates	Mr. A. Chikova	SAPP C.C.
9:35	Opening speech	H.E. Mr. Y. Hiraishi	Japanese Ambassador
9:45	JICA's Energy sector Assistance in Africa	Mr. Kamiishi	JICA HQs
10:20	Introduction of "Data Collection Survey on Southern African Power Pool"	Y. Takeyama	JICA Survey team
10:30	Tea break		
10:45	Session 1 Operations and maintenances 1. Transmission facilities ✓ GIS(Gas Insulated Switchgear) 2. Operation assisting equipment for substation 3. Tips for maintenance of thermal power	Y. Takeyama T. Yoshida M. Watanabe	JICA Survey team
11:45	Session 2 Special technique for construction of thermal power plant	M. Watanabe	JICA Survey team
12:00	Session 3 Integration with up-to-date techniques and knowhow 1. Overhead transmission line ✓ HTLS (High Temperature Low Sag Conductor) ✓ Low Loss conductor ✓ EGLA (External gapped line arrester) 2. Substation equipment ✓ Synchro. Circuit Breaker 3. Power system stabilization 4. Power system integration- Smart Grid 5. Power system integration- Battery technologies 6. To do the better system operations 7. Hydro power technique- Adjustable speed pumped storage plant 8. Thermal power plant ✓ New Technologies on Thermal ✓ USC and A-USC ✓ GTCC ✓ IGCC ✓ CCS ✓ Road Map	Y. Takeyama T. Yoshida T. Aoki M. Watanabe	JICA Survey team
13:00	Closing remark	Mr. A. Chikova	SAPP C.C.
13:15	Lunch break and discussions		

Source : JICA 調査団

Data Collection Survey on South Africa Power Pool
Power Engineering Seminar in South Africa
10 October 2016, Sheraton Pretoria Hotel

Time	Schedule	Speaker	
9:30	Welcome Remarks	Mr. M. Beta	SAPP C.C.
9:35	Opening speech	Mr. Kamiishi	JICA HQs
9:45	JICA's Energy sector Assistance in Africa	Mr. Kamiishi	JICA HQs
10:20	Introduction of "Data Collection Survey on Southern African Power Pool"	Y. Takeyama	JICA Survey team
11:30	Tea break		
10:45	Session 1 Operations and maintenances 1. Transmission facilities ✓ GIS (Gas Insulated Switchgear) 2. Operation assisting equipment for substation 3. Tips for maintenance of thermal power	Y. Takeyama T. Yoshida M. Watanabe	JICA Survey team
11:45	Session 2 Special technique for construction of thermal power plant	M. Watanabe	JICA Survey team
12:00	Session 3 Integration with up-to-date techniques and knowhow 1. Overhead transmission line ✓ HTLS (High Temperature Low Sag Conductor) ✓ Low Loss conductor ✓ EGLA (External gapped line arrester) 2. Substation equipment ✓ Synchro. Circuit Breaker ✓ Gas Transformer 3. Power system stabilization 4. Power system integration- Smart Grid 5. Power system integration- Battery technologies 6. To do the better system operations 7. Hydro power technique- Adjustable speed pumped storage plant 8. Thermal power plant ✓ New Technologies on Thermal ✓ USC and A-USC ✓ GTCC ✓ IGCC ✓ CCS ✓ Road Map	Y. Takeyama T. Yoshida T. Aoki M. Watanabe	JICA Survey team
13:00	Closing remark	Ms. Christison	Eskom.
13:15	Lunch break and discussions		

Source : JICA 調査団

(2) 本邦招聘プログラム

2016年10月30日～11月12日の14日間、SAPP加盟国から電力技術者を招待し、SAPPが取り組むべき課題とその解決に向けた本邦技術の紹介を主題とした本邦招聘プログラムを実施した。表 4.4-3 に本邦招聘プログラムの招聘者を、表 4.4-4 に本邦招聘プログラムのスケジュールを示す。招聘者は SAPP 事務局の Management Committee による推薦を経て、南部アフリカ各国の電力会社における電力系統開発部門の代表者を招聘した。招聘者は、各国電力セクターにおいて一定の指導的立場に就く者である。

表 4.4-3 本邦招聘プログラム招聘者名簿

No	氏名	国籍	所属先	役職
1	Mr. Alison Makosa Chikova	ジンバブエ	SAPP	主任技術者
2	Mr. Fokas Daniel Mshambala	タンザニア	TanESCO	計画課長
3	Mrs. Phokoane Wilhemina Makhongoana	南アフリカ	Eskom	系統計画課長
4	Mr. Emanuel Malangu NGOYI	コンゴ民主	SNEL	計画課長
5	Mr. Eudes Panzo	アンゴラ	RNT	計画課長
6	Mr. Hlopheho Moses Ntlamelle	レソト	SADC-DIS	計画局長
7	Mr. Abeauty Sikombe	ザンビア	ZESCO	主任技術者
8	Mrs Olga Cheila Mariza Francisco Utchavo Madeira	モザンビーク	EDM	系統計画課長
9	Mr. Addjoy Nguwo	ジンバブエ	ZETDC	系統計画課長
10	Mr. Pego Mosalakatane	ボツワナ	BPC	計画・プロジェクト部長
11	Mr. Clement Hakatombo	ザンビア	CEC	計画課長
12	Mr Johannes Kandara Mukusuka	ナミビア	Nampower	計画課長
13	Mr Joseph Vusie Ncwane	スワジランド	SEC	計画課長
14	Mr Thabiso Phate	レソト	LEC	計画課長
15	Mr David Pilato Chirindza	モザンビーク	HCB	運用部長
16	Mr. Raymond Kanyinji	マラウイ	ESCOM	発電計画課長

Source : JICA 調査団

表 4.4-4 本邦招聘プログラムスケジュール

Day		Type	Time	Content
30 Oct.	Sun.			Arrive at Nagoya
31 Oct.	Mon	Lecture & Site Visit	Morning	Orientation Lecture Outline of Chubu Electric
			PM (1)	Site visit & lecture Central Load Dispatching & Control Center
			PM (2)	Site visit & lecture Central Load Dispatching Center
1 Nov.	Tue.	Lecture & Site Visit	AM	Lecture Outline of Transmission line facilities and O&M Outline of Substation facilities and O&M
			PM	Site visit NGK INSULATORS, NAS battery system
2 Nov.	Wed	Lecture & Site Visit	AM	Lecture Outline of Thermal power plant facilities and O&M Outline of Hydro power plant facilities and O&M
			PM	Site visit Kawagoe thermal power plant, LNG Gas fired power
3 Nov.	Thu.	Lecture & Site Visit	PM	Lecture & site visit Higashi-Shimizu Substation, Frequency Converter
4 Nov.	Fri.	Lecture, Presentation & Site Visit	AM	Lecture Outline of JERA Presentation Self-introduction (5min for each person)
			PM	Lecture & site visit OCCTO (Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operator, Japan)
5 Nov.	Sat.	Day-off	—	Day-off
6 Nov.	Sun	Day-off		In the evening, move to Hitachi-city
7 Nov.	Mon	Lecture & Site Visit	AM	Lecture & site visit MHPS (Mitsubishi Hitachi Power System) Hitachi Works, Thermal power equipment and HM (Hitachi Mitsubishi) Hydro, Hydroelectric equipment
			PM	Lecture & site visit Hitachinaka Coal Thermal Power Station
8 Nov.	Tue	Lecture & Site Visit	AM	Lecture & site visit Sumitomo Electric Toyoura Works, Overhead Transmission line, Low loss conductor, HTLS conductor
			PM	Lecture & site visit Hitachi Omika Works, PV panel, PCS, Energy storage system
9 Nov.	Wed	Lecture & Site Visit	AM	Lecture Introduction of Mitsubishi Electric technology, GIS, Gas transformer
			PM	Lecture & site visit Fuji Electric Tokyo Works, Smart grid system
10 Nov.	Thu	Lecture & Site Visit	AM	Lecture Tokyo Rope MFG, ACFR (Aluminum Conductor Fiber Reinforced) Japan Weather Association, Weather information for Renewable energy output prediction
			PM	Lecture & site visit Toshiba Futyu Works, TSC, Power system simulator, battery system
11 Nov.	Fri		AM	Closing ceremony & Farewell Party
			Afternoon	Move to Haneda Airport → Back to countries

Source : JICA 調査団

第5章 事業の開発効果妥当性検証

5.1 開発課題の整理・分析

5.1.1 既存電力開発計画の概観確認

(1) 収集電力マスタープラン・電力開発計画

本調査において収集した電力マスタープラン、電力開発計画は、表 5.1-1 のとおりである。

表 5.1-1 収集した電力マスタープラン・電力開発計画一覧

国名	電力マスタープラン・電力開発関連計画	備考
アンゴラ	Angola Energia 2025 – Ministerio da Energia e Agus (2015) - MINEA	電力系統開発計画ポリシー
ボツワナ	Electricity Supply Industry in Botswana, Power Supply and Demand in Southern Africa (2013) – BPC	国際会議発表資料
コンゴ民主	無	
レソト	無	
マラウイ	Malawi's Mini Integrated Resouce Plan 2016-2020 (2016) – MNREM	政府未承認
モザンビーク	Master Plan Update Project, 2012 - 2027 Final Master Plan Update Report (2013) – EDM	
ナミビア	National Integrated Resource Plan (2011) – ECB	
南アフリカ	Transmission Development Plan 2016 – 2025 (2015) – Eskom Integrated Resource Plan for Electricity 2010 – 2030 Update Report 2013 (2013) – DoE	新 Integrated Resource Plan 審議中
スワジランド	無	
タンザニア	Power System Master Plan 2016 Update (2016) – MoEM	JICA 調査
ザンビア	The Study for Power System Development Master Plan in Zambia (2010) – MEWD	JICA 調査
ジンバブエ	System Development Plan (2015) – ZETDC	
SAPP	SAPP Pool Plan (2009) – SAPP	

Source : JICA 調査団

表 5.1-1 が示す通り、SAPP 加盟国の中には電力マスタープランを持たない国も散見され、包括的な中長期的電力供給計画を策定していない場合もあることが分かる。

SADC が 2012 年策定した RIDMP では、SAPP 加盟国内で電力マスタープランは 6 ヶ国のみ策定していることが公表されている（表 5.1-2 参照）。本表と比較すると、近年において電力マスタープランが整備されてきていることが分かる。

表 5.1-2 SADC 加盟国エネルギーポリシー・電力マスタープランの整備状況

Country	Energy policy/strategies	Energy master plan	Energy/electricity regulator
Angola			√
Botswana	Draft	√	In progress
DRC			
Lesotho			√
Malawi			√
Mauritius	√	√	
Mozambique	√	√	√
Namibia	√		√
Seychelles			
South Africa	√	√	√
Swaziland	√		
Tanzania	√		√
Zambia	√	√	√
Zimbabwe	√	√	√
SADC	√	Under development	√

Source : Regional Infrastructure Development Master Plan, Energy Sector Plan – SADC-DIS (2012)

(2) 収集した電力マスタープランの概観

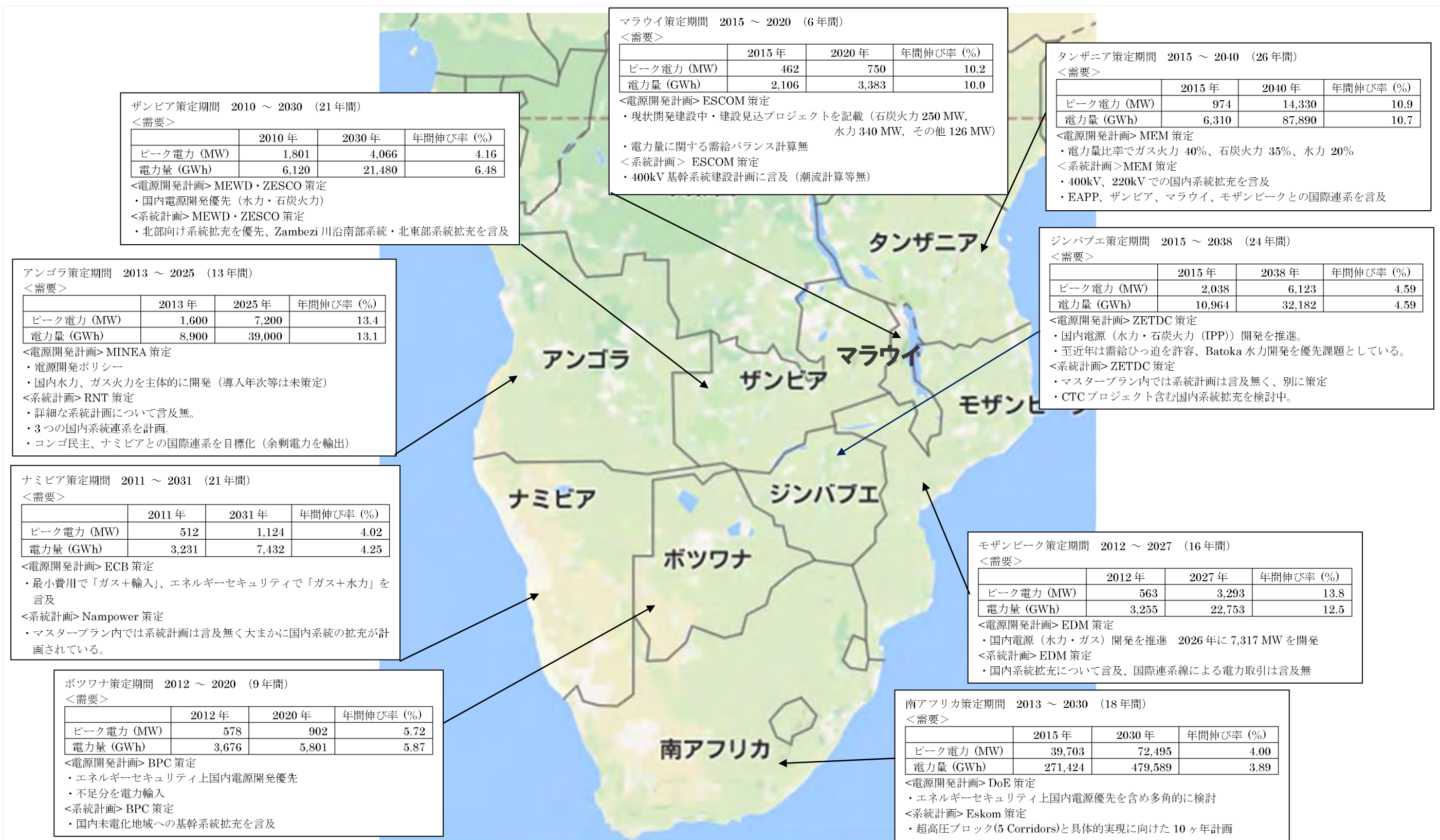
SAPP 加盟各国電力マスタープラン・電力開発関連情報の概観を図 5.1-1 に整理した。

この概観より、注目すべきことは、以下の点である。

- 電力マスタープランが存在しない、あるいは今後策定しようとしている一部の SAPP 加盟国はあるものの概ね各国電力マスタープランが存在する。
- 存在する電力マスタープランは、ジンバブエ・南アフリカ・マラウイ・タンザニア以外、策定から一定期間が経過してしまっている。
- 存在する電力マスタープランは、概ね国内一次エネルギーの活用による電源開発計画である。
- 存在する電力マスタープランは電源開発計画のみ言及しているものが多数であり、系統計画までを包含したものは少ない。

3.13 に示したように、SAPP 加盟国は各々電力系統の成熟度は異なるものの、連系して電力取引を活性化するために同調した電力マスタープランの策定、改定が必要である。特に今後の SAPP 全体としての電力マスタープランは、3～5 年程度の間にて定期的に更新されるべきと考える。この期間において、SAPP 各加盟国は、SAPP 全体としてマスタープラン策定に向けて、自国の電力需要想定、電源開発計画、系統計画等同一の成果を極力同時期に策定する必要がある。

SAPP 加盟国の電力マスタープランには、JICA 調査における電力マスタープラン調査にみられる電源開発計画や系統計画、電力ユーティリティの財務評価と電気料金までを見通した包括的な電力マスタープランは少ない。各国の電力マスタープランの策定ルールについても SAPP としてルール作りが必要である。



コンゴ民主、レソト、スワジランドは記載省略 Source : JICA 調査団

図 5.1-1 SAPP 加盟国電力マスタープラン・電力関連計画の概観

5.1.2 パワープール構築に向けた電力開発計画確認・分析

(1) 分析方針

国際連系線を整備し、電力取引を活性化させるパワープールを構築・形成するという目的に対し、本調査では、図 5.1-2 に示す方法に沿って検討を行う。

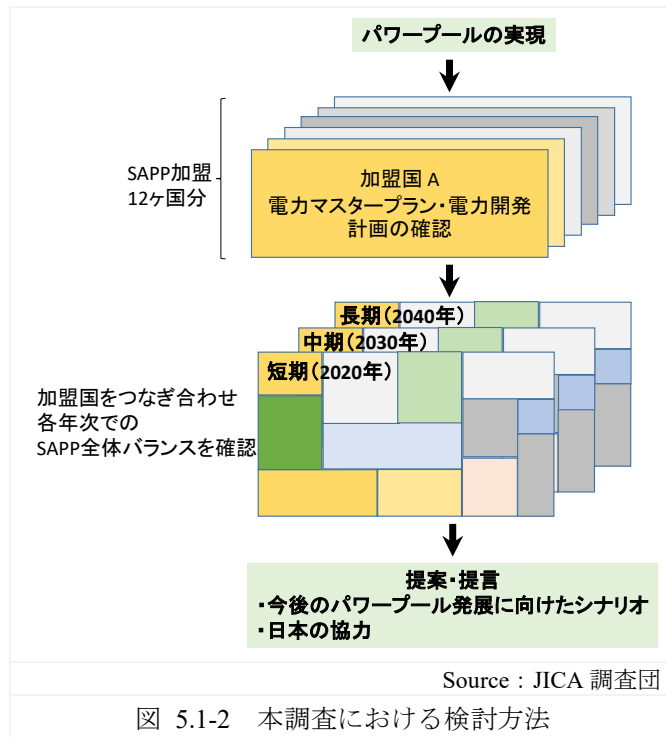


図 5.1-2 本調査における検討方法

① SAPP 加盟各国の電力開発計画の現状合わせ

SAPP 加盟 12 ヶ国各々の電源開発計画について、計画されている各電源開発プロジェクトの状況を確認する。また、電源開発計画に記載されていない電源開発プロジェクトの有無を確認する。これらをまとめ、現時点における最新の電源開発計画を整理する。

なお、適用する電力マスタープランや電力開発計画等 SAPP 加盟国政府もしくは当該国電力会社の承認を得た情報とする。

② SAPP 全体バランスの確認

①にて整理した各 SAPP 加盟国の電力マスタープラン・電力開発計画をつなぎ

合わせ、SAPP 全体としてのバランスを確認する。この検討から SAPP 全体の電力需給状況等が確認でき、電力取引の可能性を見出す。

(2) 分析方針に沿った具体的検討方法

図 5.1-2 に示すように SAPP 加盟国をつなぎ合わせる検討を行うためには、以下の検討手順が必要である。

- 手順-1 SAPP 全系で使用する長期的電力需要想定の設定
- 手順-2 SAPP 加盟各国の現状に合わせた電源開発計画を用いた需給バランスの確認

SAPP 加盟各国の電力マスタープランは策定期間も検討期間もばらばらである。よって、電力需要想定の間定期間もまちまちである。SAPP 全体のバランスを確認するために現在収集した電力需要想定から、SAPP として統一的な電力需要想定を検討する。

この電力需要想定に対して、現状の開発状況を加味した電源開発計画を重ね合わせ、SAPP 全体としての需給バランスを確認する。

(3) 電力需要想定分析

1) 電力需要想定分析方針

収集した情報の中で、SAPP 加盟各国の電力需要想定に活用できるものは、以下の3つである。なお、下記3つを活用できると定義づけた理由は、ピーク需要（MW）と発電電力量（GWh）が揃っていること、かつ長期的に想定されているためである。

- SAPP Pool Plan における各国電力需要想定
- 各国電力マスタープランレポート・開発関連計画における電力需要想定
- SAPP Annual Report に示される電力需要想定

これら電力需要想定には各々以下のような特徴がある。

SAPP Pool Plan における各国電力需要想定（2009 年公表）	
メリット	<ul style="list-style-type: none"> • 本 Plan 策定時に当時の電力需要想定に基づき各 SAPP 加盟国間にて十分討議され再策定されたものである。 • 各国の電力需要想定方法を確認の上、討議、再策定されたものであり、論理的である。
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> • 2009 年に策定されたものであり、他の電力需要想定の中で最も古い（現状とのかい離が最も大きい可能性がある）。 • 2025 年までの電力需要想定である。
各国電力マスタープランレポート・開発関連計画における電力需要想定	
メリット	<ul style="list-style-type: none"> • 論理的検討の上、電力需要想定が策定されたことが明記されている。 • 10 年以上の電力需要を策定している。
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> • 策定から 3-5 年程度経過しているものもあり、現状とのかい離している可能性がある。 • 一部のマスタープランでは 10 年以下の短中期的電力需要想定であり、2040 年まで想定されていない。
SAPP Annual Report に示される電力需要想定（2015 年公表）	
メリット	<ul style="list-style-type: none"> • 最新の状況を勘案した需要想定である。
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> • 2024 年までの電力需要想定である。 • 電力需要想定策定論理が不明である。

Source : JICA 調査団

採用すべき電力需要想定は、長期的に想定されていて、現状の電力需要実績傾向に合致しているものである。

表 5.1-3 に示す 3 つの電力需要想定には、策定された年次によって、以下の 2 パターンが存在する。一方は、電力マスタープランが他の 2 つに比べ最新である場合、もう一方は、電力マスタープランが SAPP Annual Report 発表より古く、かつ SAPP Pool Plan 発表より新しい場合である。

前者の場合、電力マスタープランの電力需要想定を採用することが正しいと判断できるが、後者の場合は、SAPP Annual Report 値がどちらの電力需要想定を継承しているか確認する必要がある。

この変遷（遷移）の関係を考慮し、採用すべき電力需要想定を決定する。

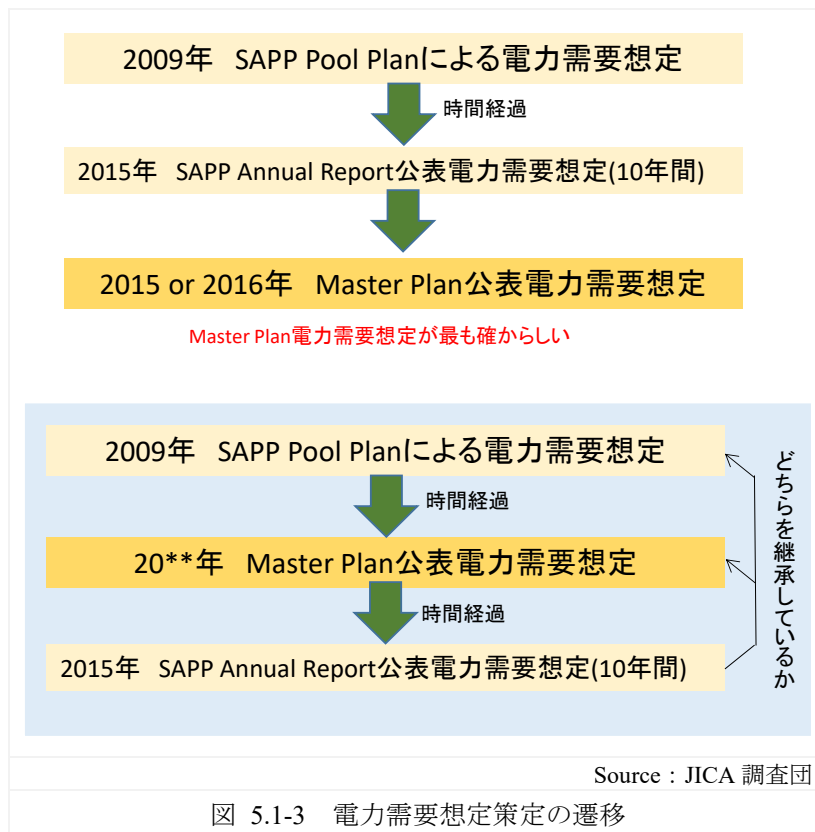


図 5.1-3 電力需要想定策定の遷移

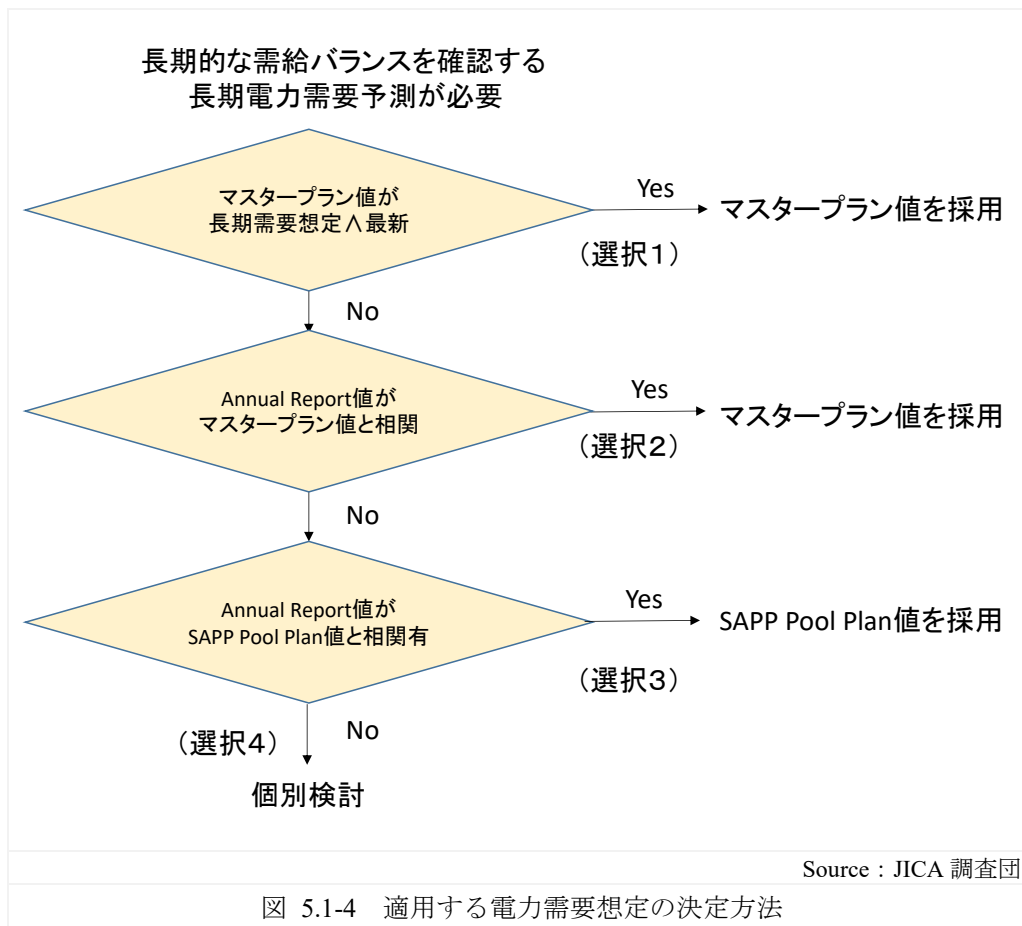
SAPP Annual Report の電力需要想定値（以後 Annual Report 値という）公表以降に電力マスタープランが発表されていれば、その電力需要想定値（以後、マスタープラン値という）が長期的なものであることを前提に最優先で採用する。

仮に電力マスタープラン値が Annual Report 値より古く SAPP Pool Plan 公表以後のもの、つまり 2009 年から 2015 年の間のものであった場合、最新の位置づけにある Annual Report 値がマスタープラン値と相関が認められれば、マスタープラン値を採用する。

Annual Report 値とマスタープラン値の相関がみられない場合、Annual Report 値と SAPP Pool Plan における電力需要想定値（以後、SAPP Pool Plan 値という）の相関を確認し、相関があれば SAPP Pool Plan 値を採用する。

いずれにもよりがたい場合は、個別に採用を検討する。

なお、本方法はピーク需要想定、発電電力量想定双方が同じ要件となる必要がある。



2) 電力需要想定比較

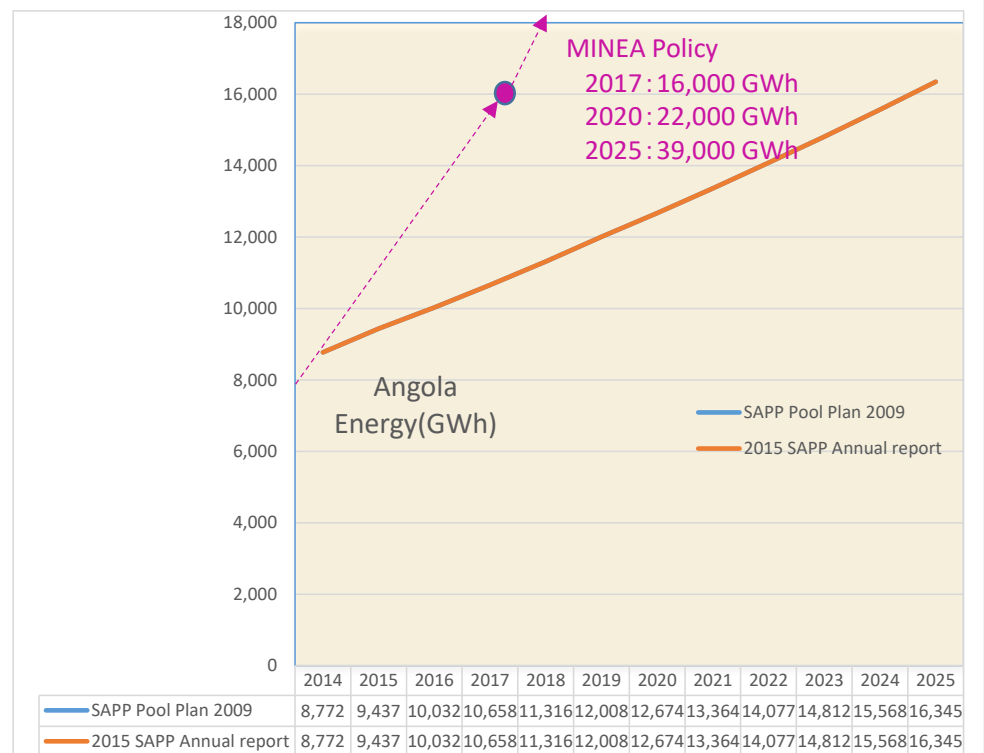
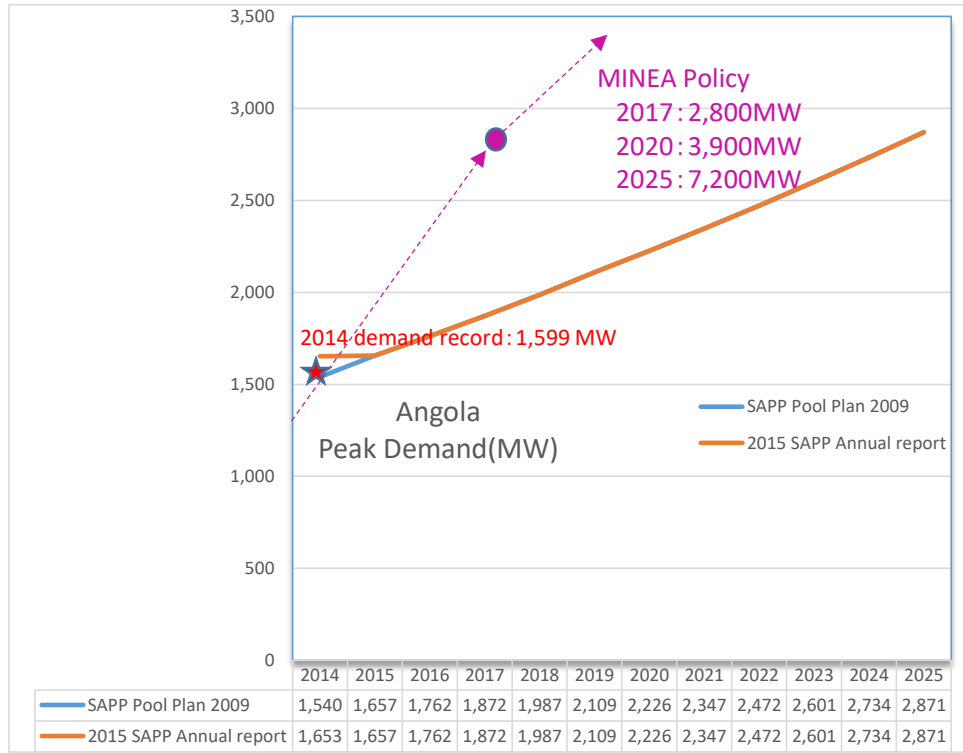
図 5.1-5～図 5.1-16 に SAPP 加盟各国電力需要想定と比較を示す。比較は SAPP Pool Plan の最終想定年次である 2025 年までとした。比較するマスタープランの結果は、基本ケースにて統一する⁸¹。

ここで、アンゴラの電力開発関連情報である Angola Energia 2025 における電力需要想定は、図 5.1-5 内に参考として掲載した。また、マラウイのミニ IRP も電力マスタープランに該当する情報ではあるものの、5 年間の短期電力需要想定という点から参考扱いとする。

各ピーク需要予測図中には、2014 年ピーク需要実績値も併記した。

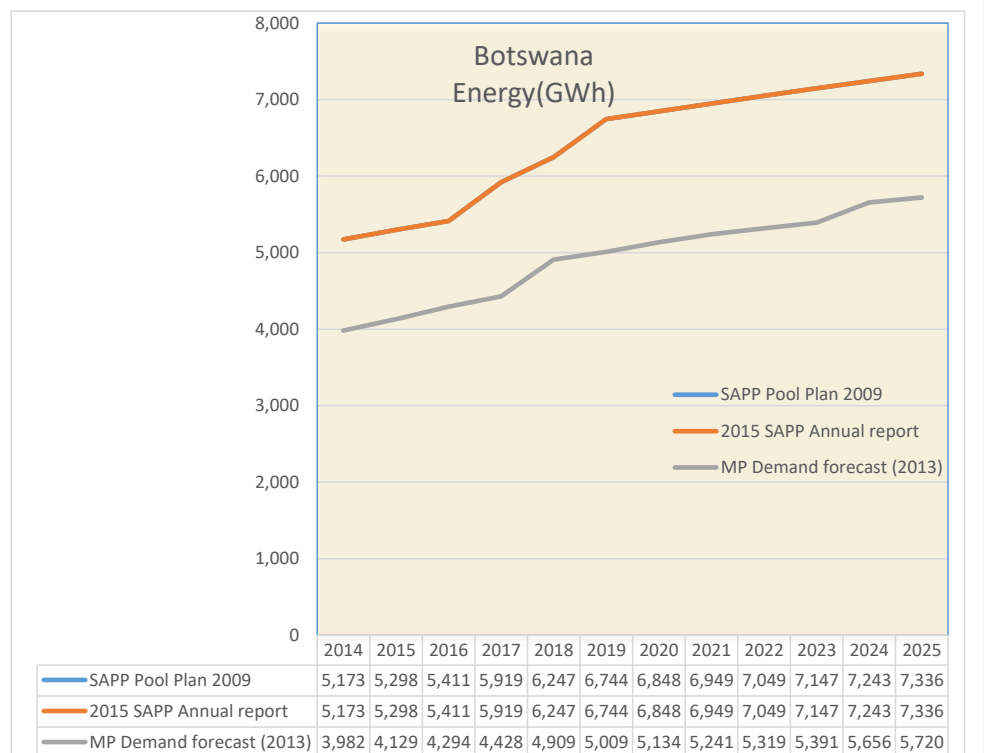
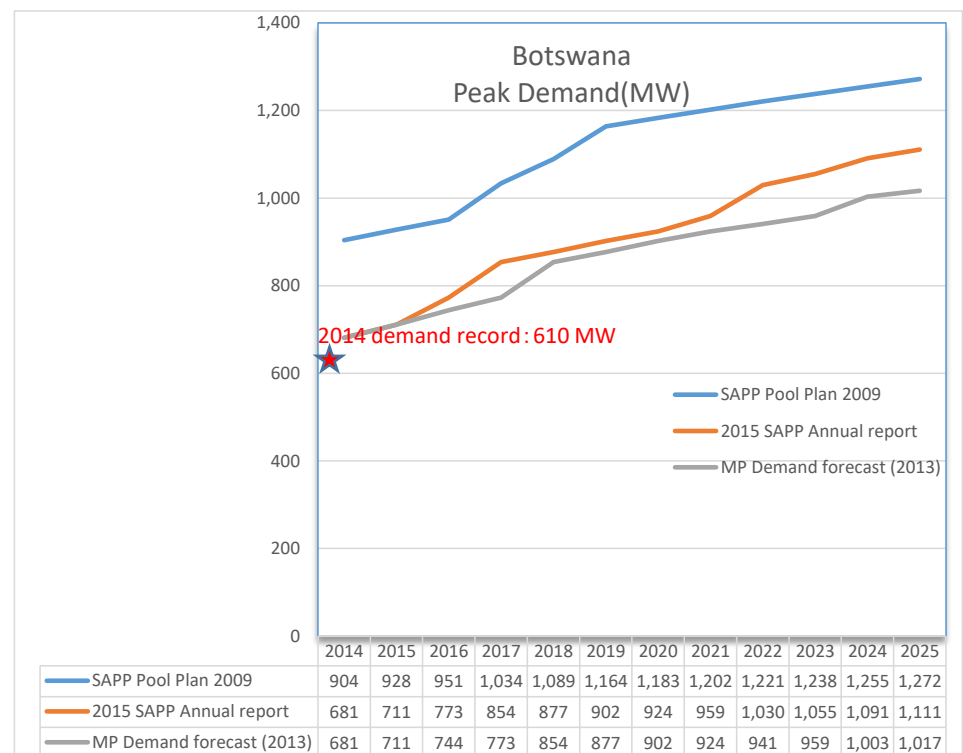
各々の比較に対する分析を表 5.1-4 に示す。

⁸¹ 各電力マスタープランでは、概ね電力需要高成長を想定した高ケース、景気低迷等のマイナス要因に基づく低成長を想定した低ケースおよび現状の成長が継続する基本ケースを具備している。SAPP Pool Plan 2009 においても、基本ケースを基に検討されている。



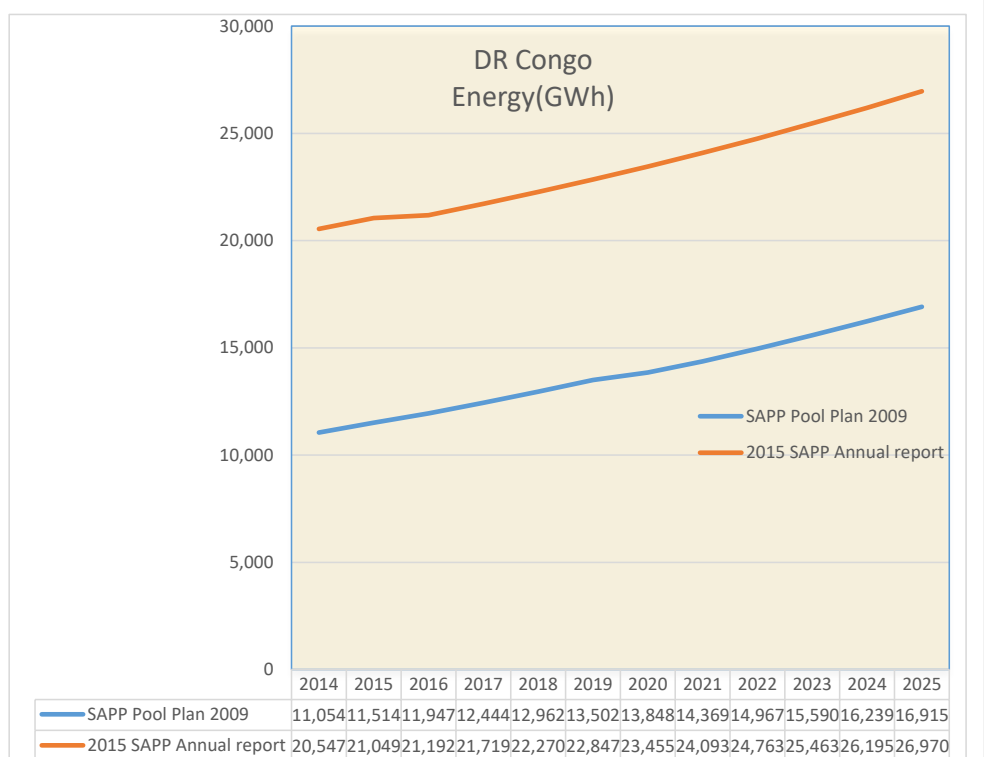
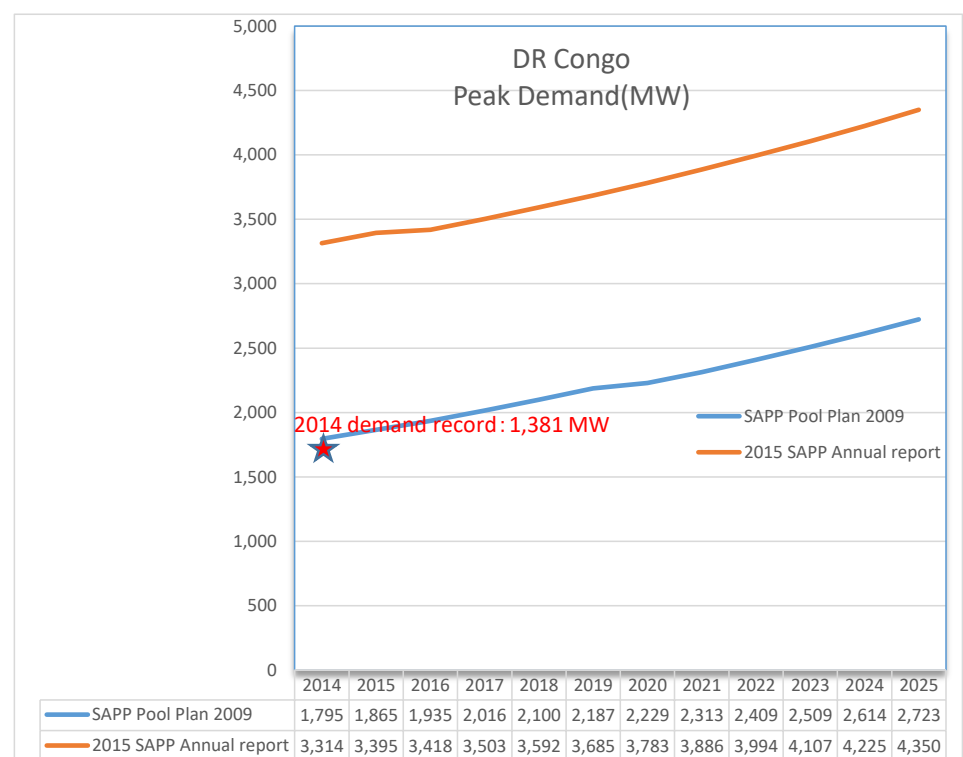
Source : JICA 調査団

図 5.1-5 電力需要想定比較 (アンゴラ) (電力・電力量)



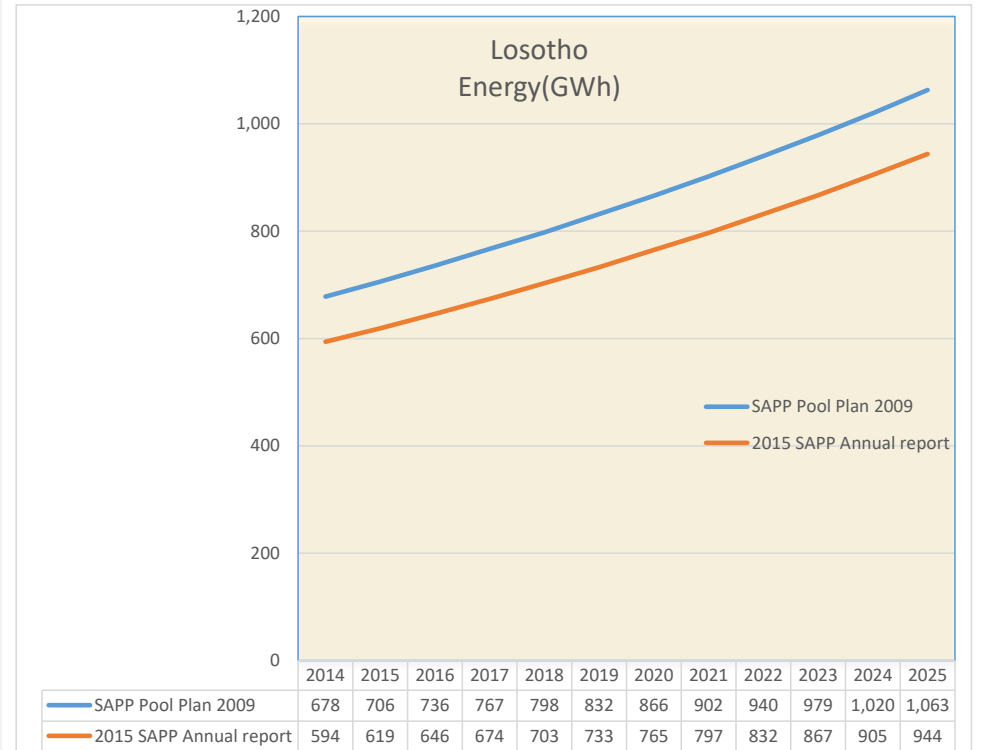
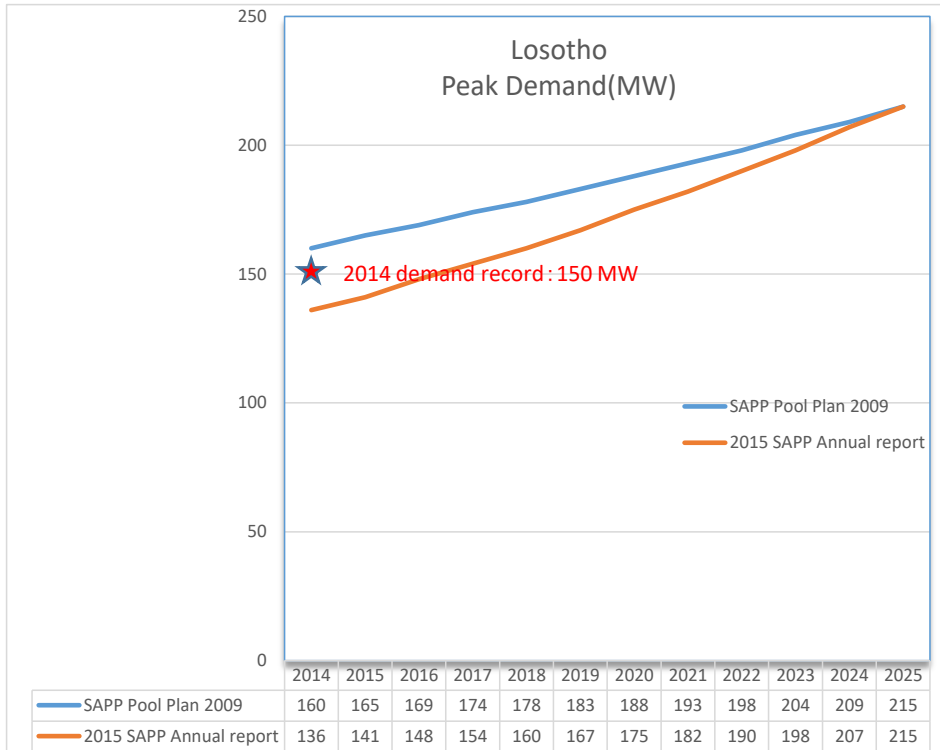
Source : JICA 調査団

図 5.1-6 電力需要想定比較 (ボツワナ) (電力・電力量)



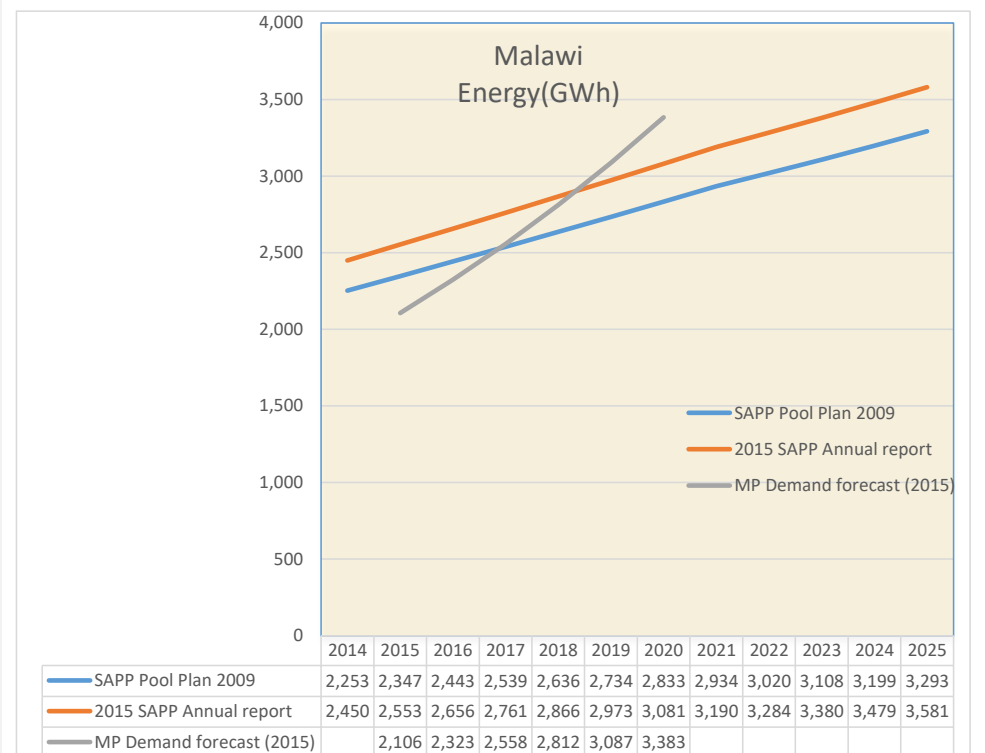
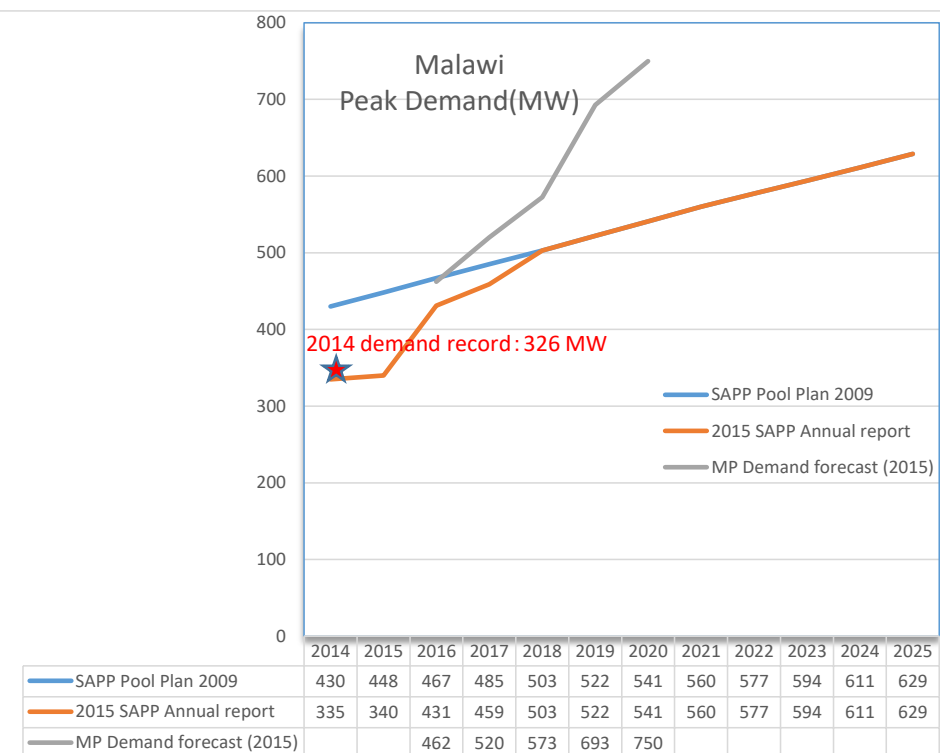
Source : JICA 調査団

図 5.1-7 電力需要想定比較 (コンゴ民主) (電力・電力量)



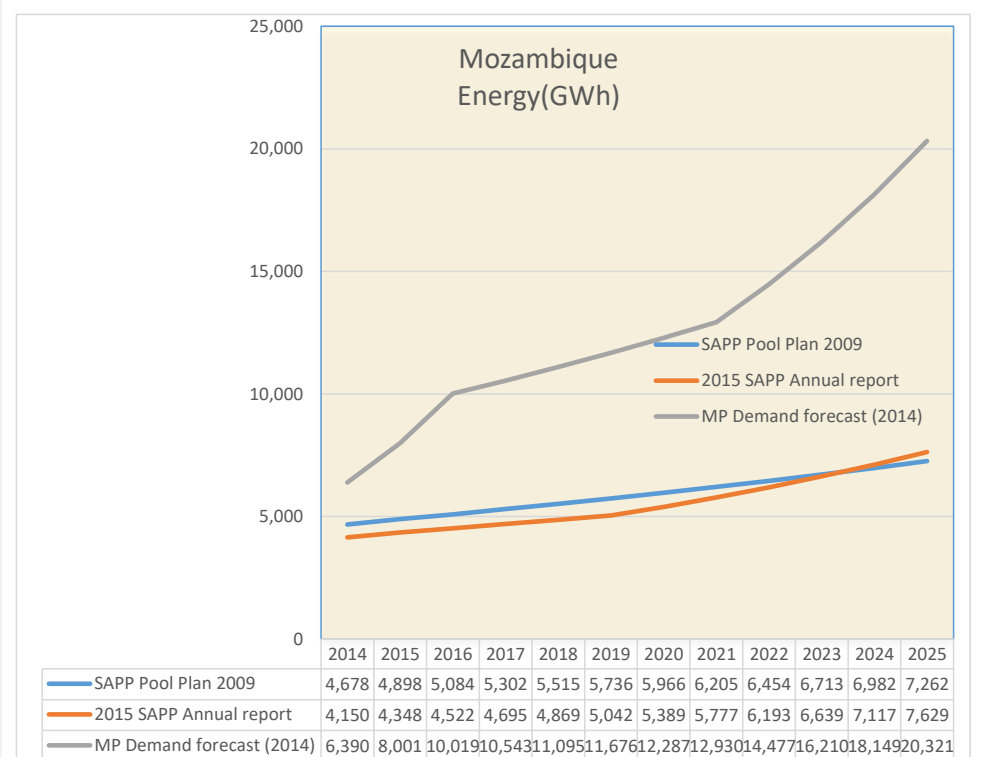
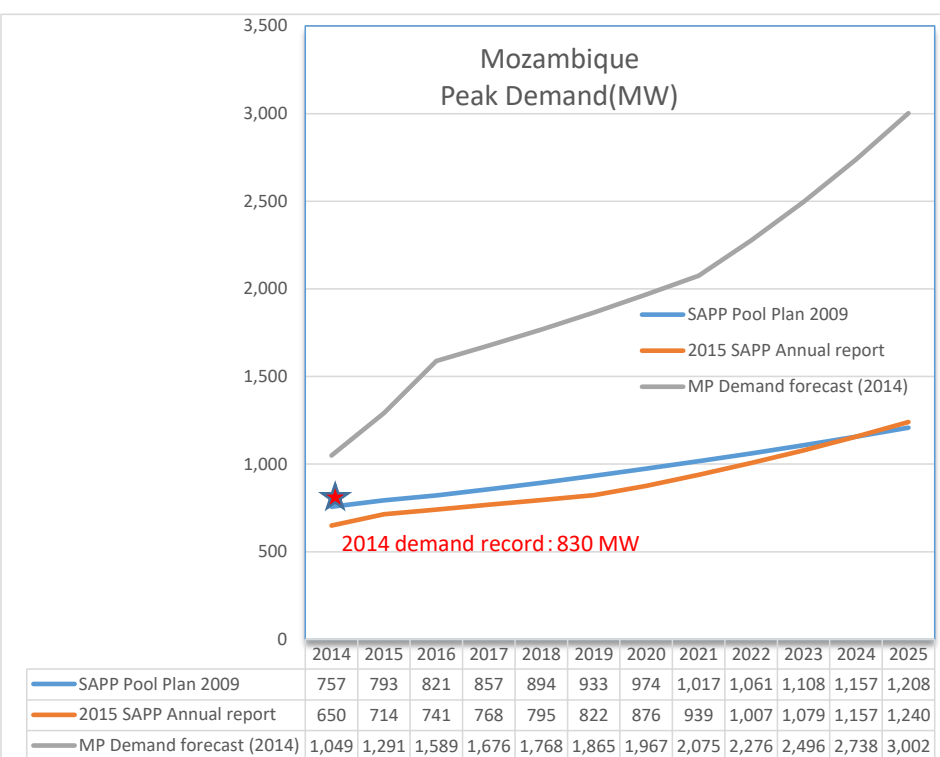
Source : JICA 調査団

図 5.1-8 電力需要想定比較 (レソト) (電力・電力量)



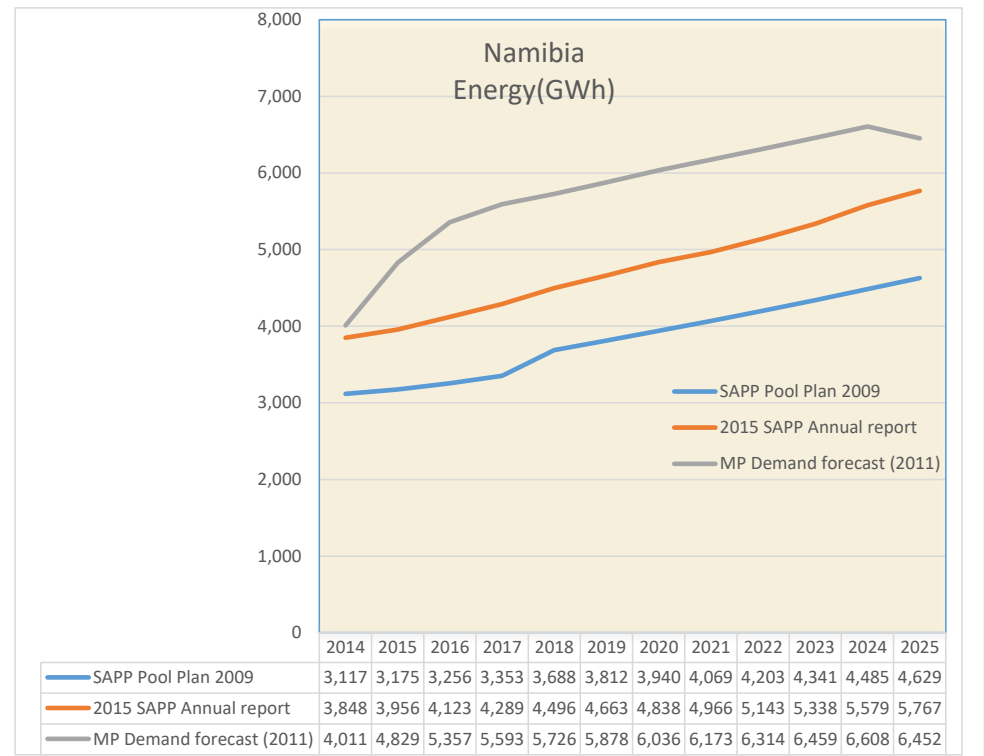
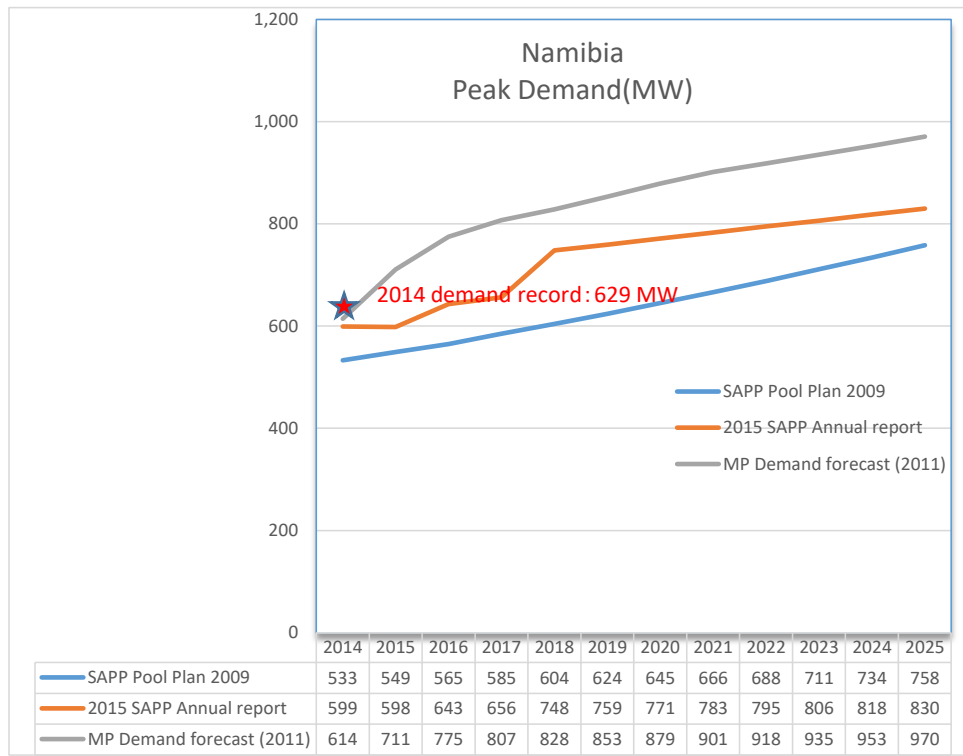
Source : JICA 調査団

図 5.1-9 電力需要想定比較 (マラウイ) (電力・電力量)



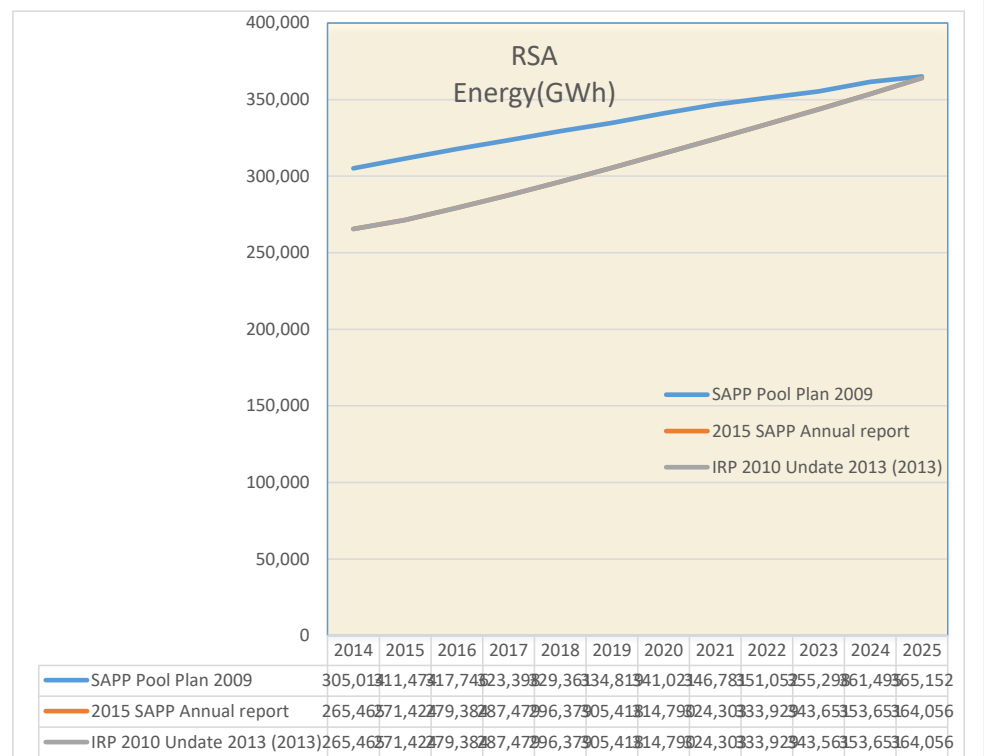
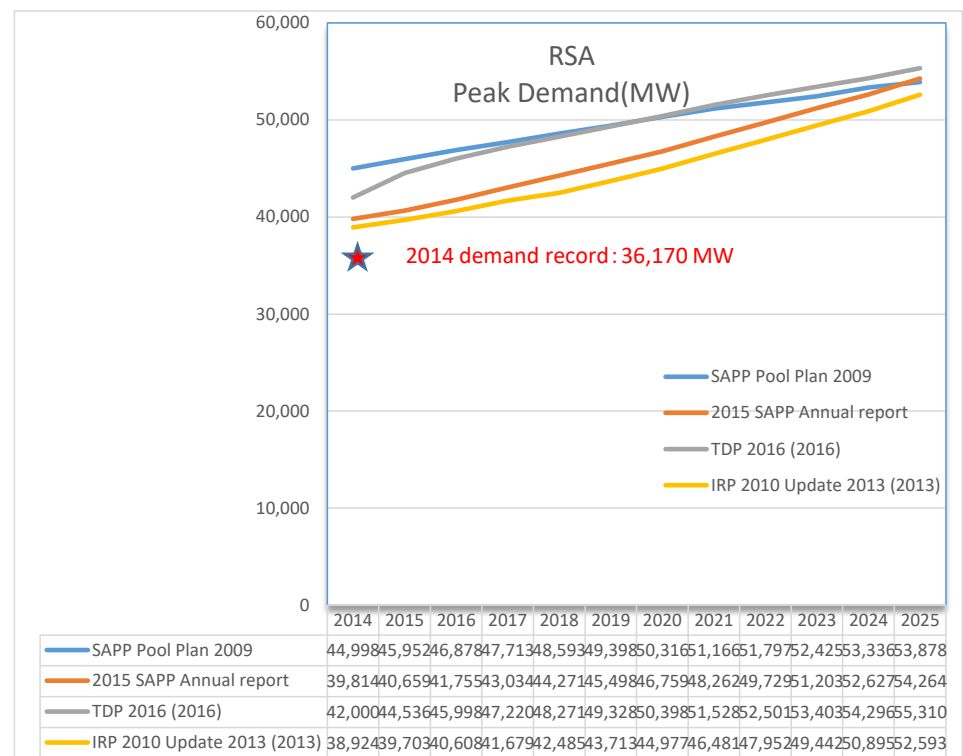
Source : JICA 調査団

図 5.1-10 電力需要想定比較 (モザンビーク) (電力・電力量)



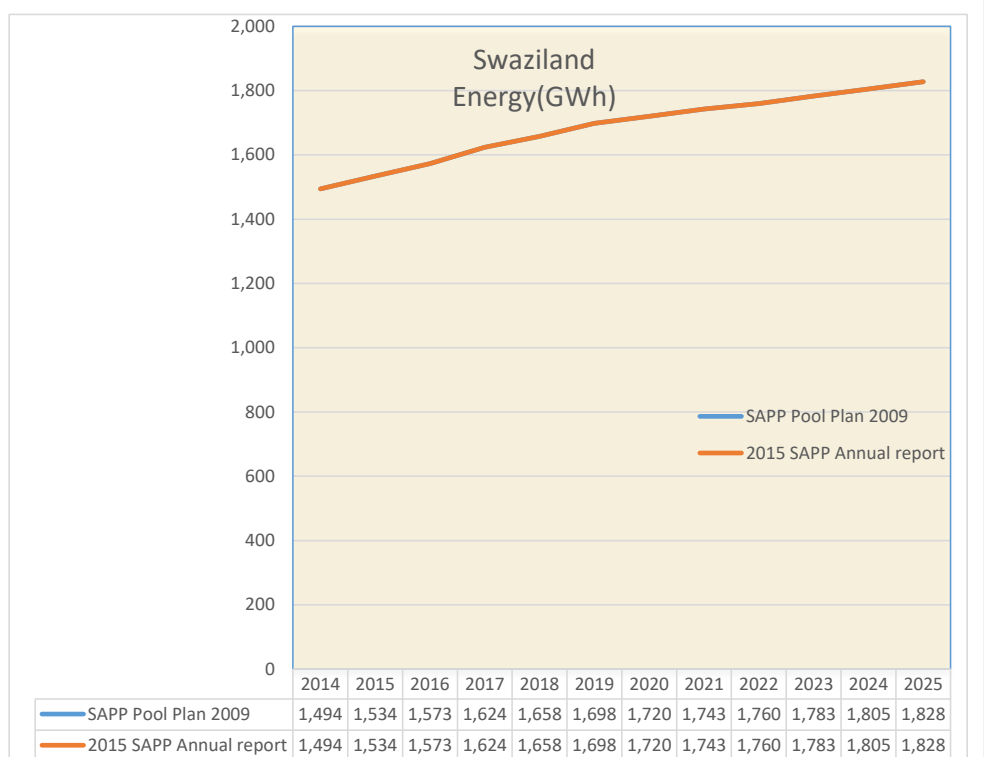
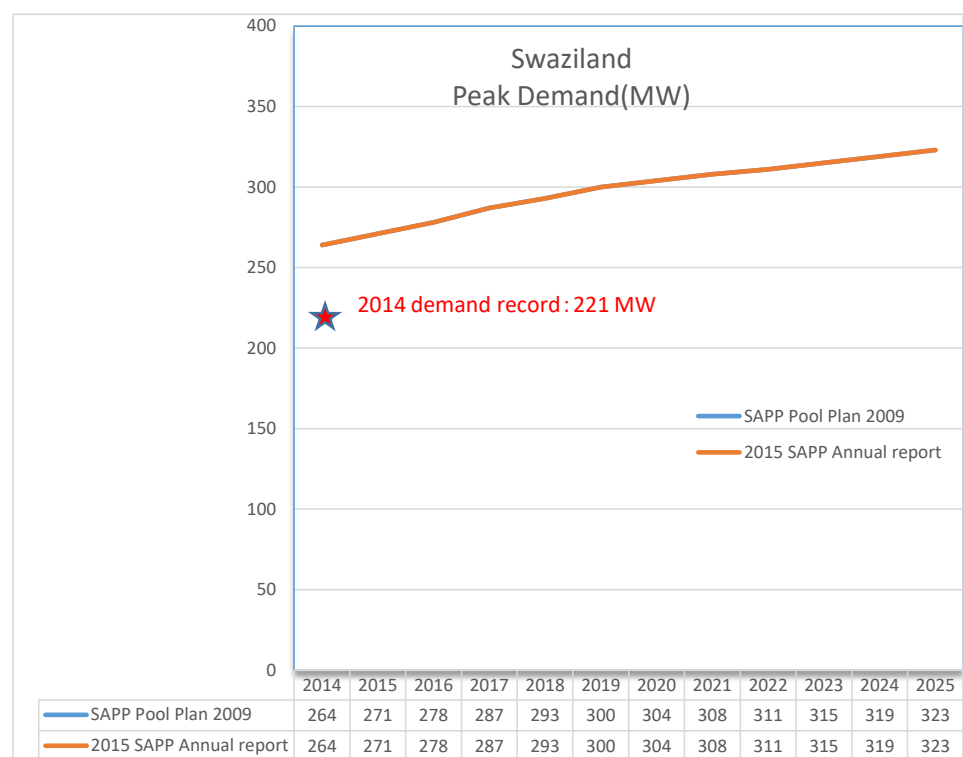
Source : JICA 調査団

図 5.1-11 電力需要想定比較 (ナミビア) (電力・電力量)



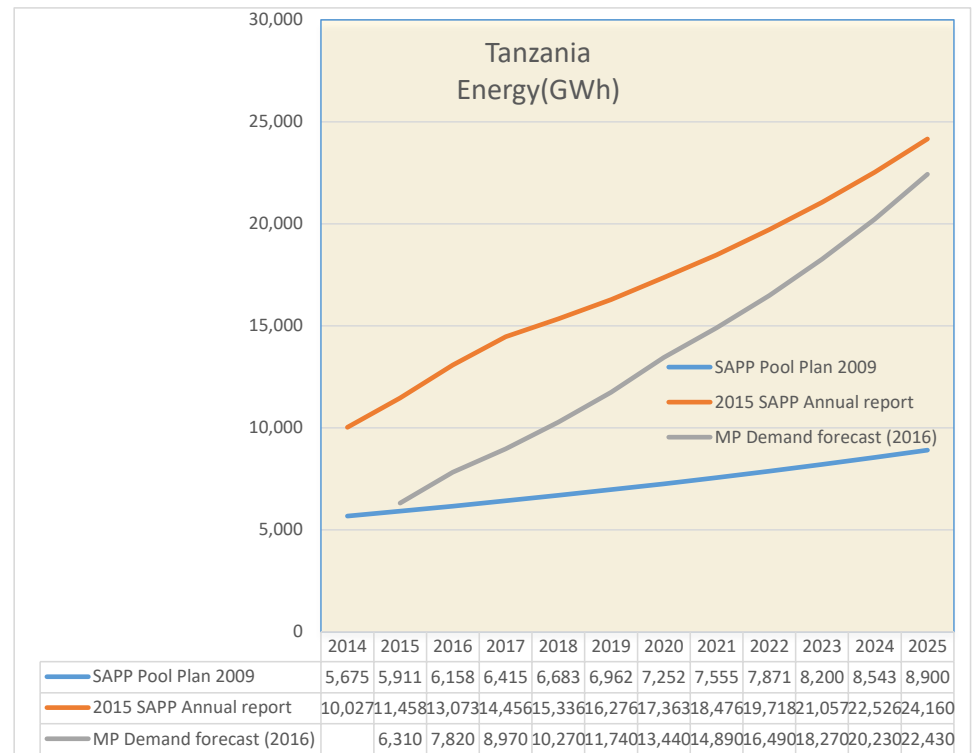
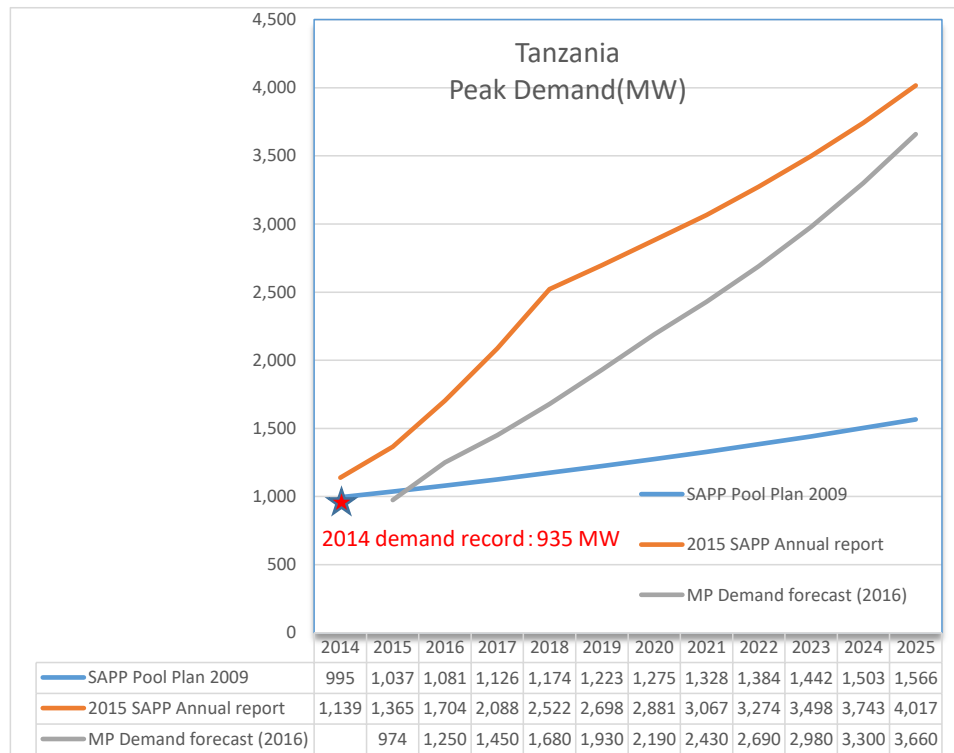
Source : JICA 調査団

図 5.1-12 電力需要想定比較 (南アフリカ) (電力・電力量)



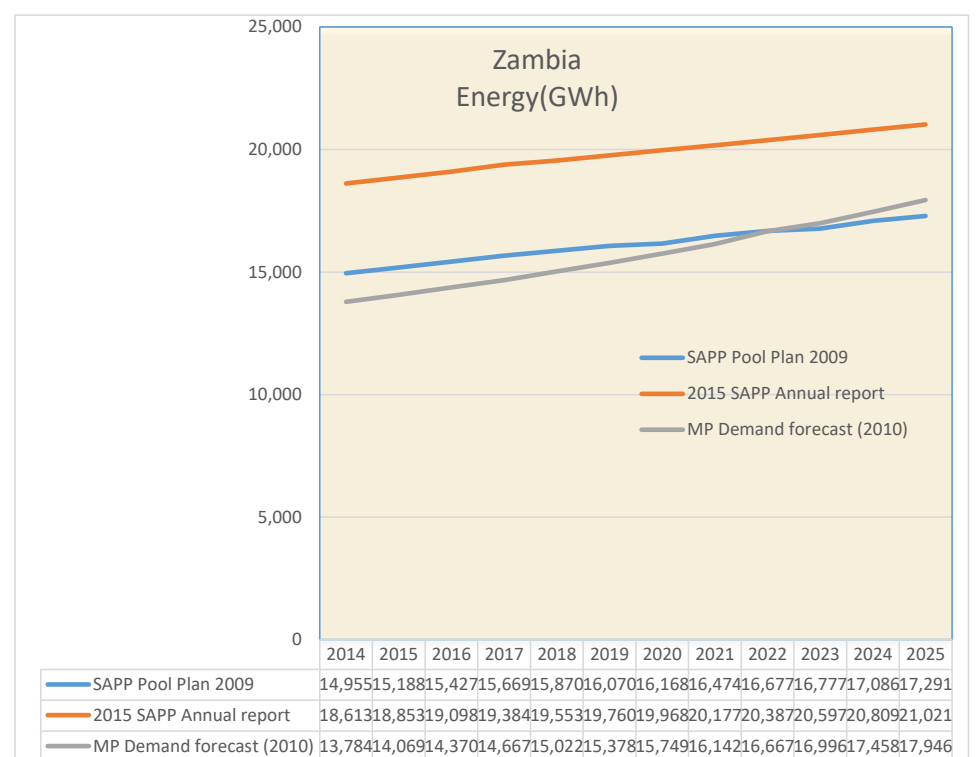
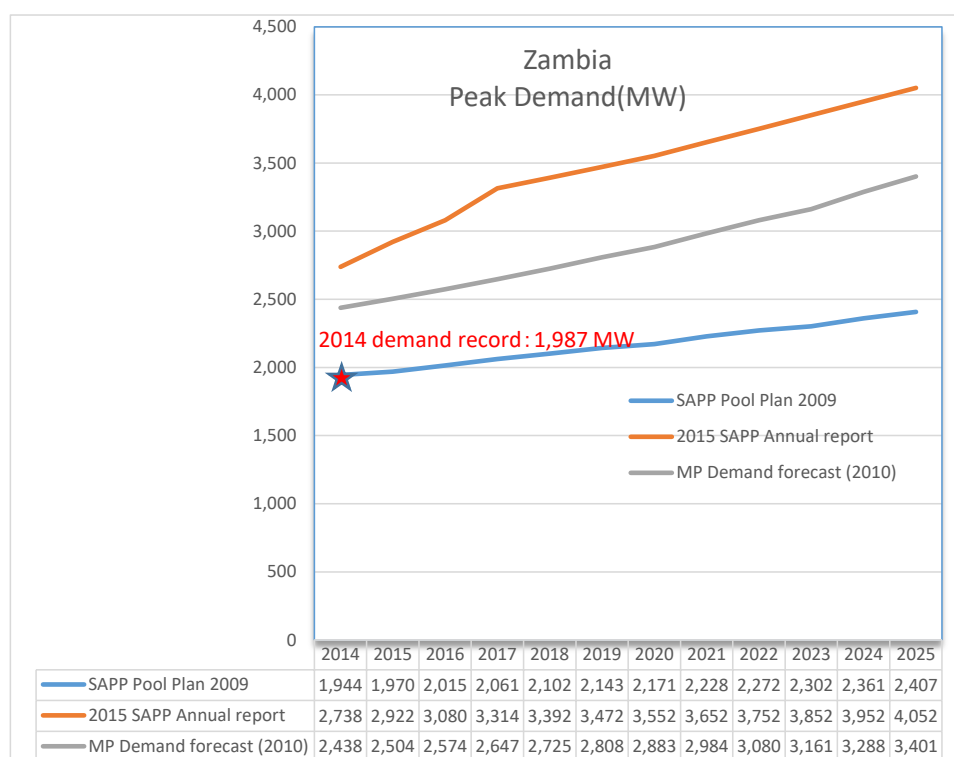
Source : JICA 調査団

図 5.1-13 電力需要想定比較 (スワジランド) (電力・電力量)



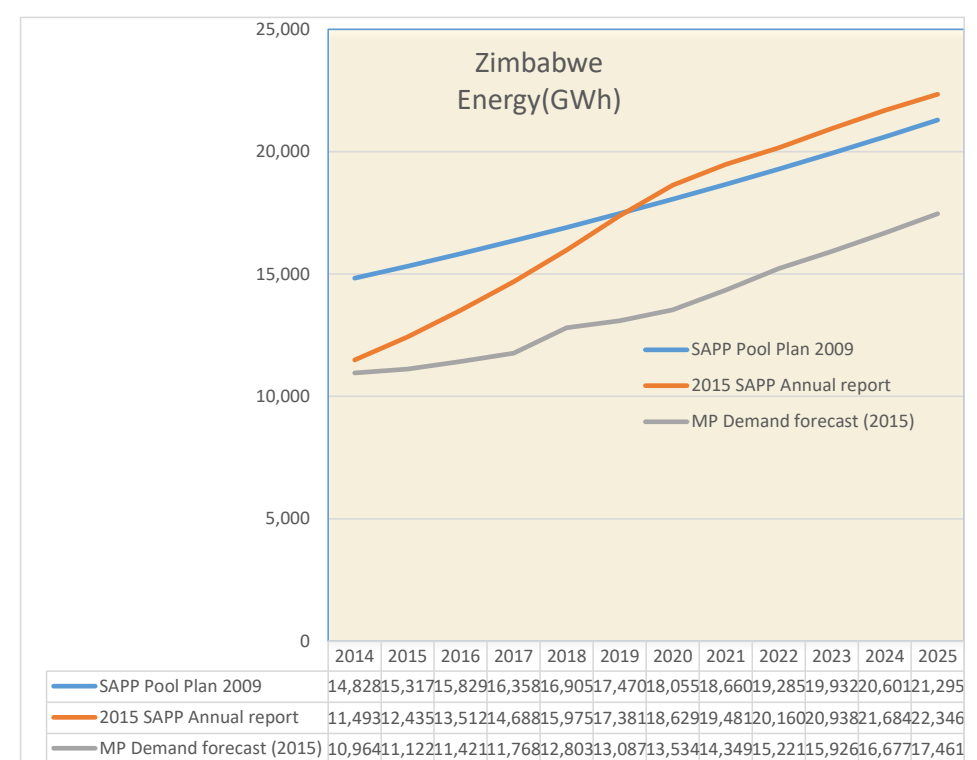
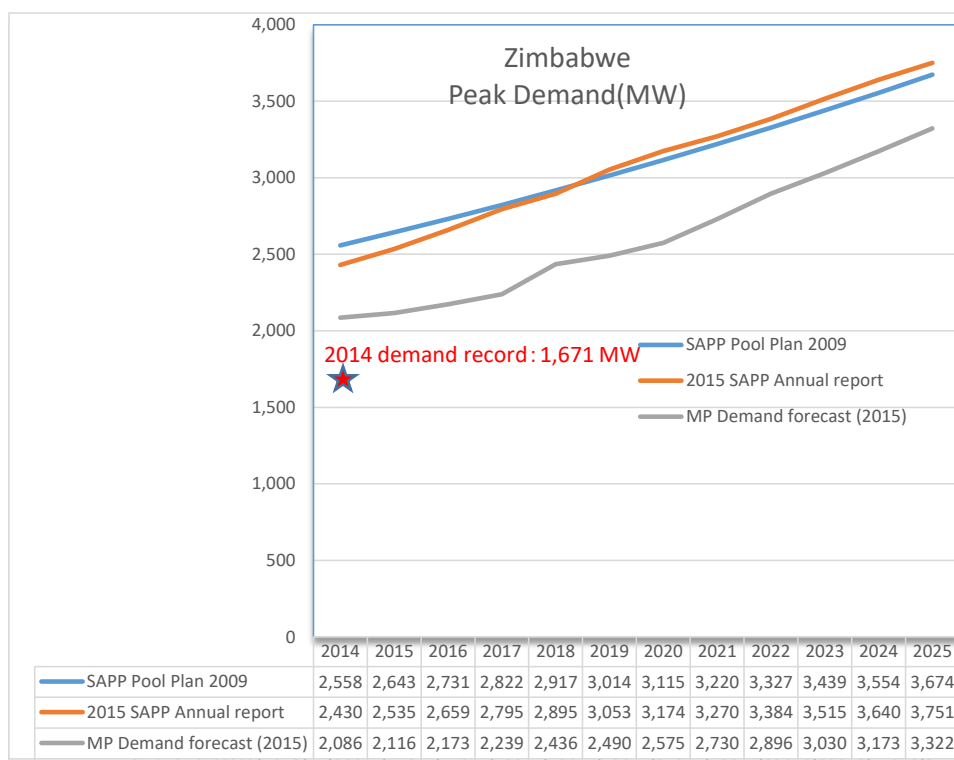
Source : JICA 調査団

図 5.1-14 電力需要想定比較 (タンザニア) (電力・電力量)



Source : JICA 調査団

図 5.1-15 電力需要想定比較 (ザンビア) (電力・電力量)



Source : JICA 調査団

図 5.1-16 電力需要想定比較 (ジンバブエ) (電力・電力量)

表 5.1-4 電力需要想定分析

国名	電力需要予測の遷移	ピーク需要予測 (MW) 分析	電力量予測 (GWh) 分析
アンゴラ	2009 SAPP Pool Plan ↓ 2015 SAPP Annual Report	SAPP Annual Report 値は SAPP Pool Plan 2009 と同値 (SAPP Annual Report 2014, 2013 においても同値)。 MINEA ポリシーは現状に対して野心的数値。	SAPP Annual Report 値は SAPP Pool Plan 2009 と同値 (SAPP Annual Report 2014, 2013 においても同値)。 MINEA ポリシーは現状に対して野心的数値。
ボツワナ	2009 SAPP Pool Plan ↓ 2013 Master Plan ↓ 2015 SAPP Annual Report	SAPP Pool Plan 値に対し、Master Plan 値は下方修正したが、SAPP Annual Report 値は上方修正を実施 (ただし、SAPP Pool Plan 値よりは需要減少を見込む)。	SAPP Pool Plan 値より Master Plan 値は 23% (1,200~1,600 GWh) 下方修正。その後 SAPP Annual Report 値は、SAPP Pool Plan 値へ回帰。
コンゴ民主	2009 SAPP Pool Plan ↓ 2015 SAPP Annual Report	SAPP Pool Plan 値に対して 1,500MW 程度上方修正 (コンゴ民主では電力需要予測を実施していないという現地情報に対して、この上方修正は理由不明)。	SAPP Pool Plan 値に対して 10,000 GWh 程度上方修正。(76%負荷率: 鉱業需要か)
レソト	2009 SAPP Pool Plan ↓ 2015 SAPP Annual Report	SAPP Annual Report 値は SAPP Pool Plan 2009 と同値 (SAPP Annual Report 2014, 2013 においても同値)。	SAPP Pool Plan 値に対し現状需要実績にあわせ 12~14%程度下方修正。
マラウイ	2009 SAPP Pool Plan ↓ 2015 SAPP Annual Report ↓ (2015 Mater Plan)	SAPP Pool Plan 値に沿うよう SAPP Annual Report 値は現状実績にて補正 (ミニ IRP の値は野心的な数値と推測)。	SAPP Pool Plan 値に沿うよう SAPP Annual Report 値は現状実績にて補正 (ミニ IRP の値は野心的な数値と推測)。
モザンビーク	2009 SAPP Pool Plan ↓ 2014 Master Plan ↓ 2015 SAPP Annual Report	SAPP Pool Plan 値に比べ、Master Plan 値は大幅に上方修正したが、SAPP Annual Report 値は、SAPP Pool Plan 値へ回帰。	SAPP Pool Plan 値に比べ、Master Plan 値は大幅に上方修正したが、SAPP Annual Report 値は、SAPP Pool Plan 値へ回帰。
ナミビア	2009 SAPP Pool Plan ↓ 2011 Master Plan ↓ 2015 SAPP Annual Report	SAPP Pool Plan 値に比べ、Master Plan 値は上方修正したが、SAPP Annual Report 値では下方修正を実施。ただし、SAPP Pool Plan 値よりは需要増大を見込む。	SAPP Pool Plan 値に比べ、Master Plan 値は上方修正したが、SAPP Annual Report 値では下方修正を実施。ただし、SAPP Pool Plan 値よりは需要増大を見込む。
南アフリカ	2009 SAPP Pool Plan ↓ 2013 IRP 2010 Update 2013 ↓ 2015 SAPP Annual Report ↓ 2016 TDP 2016 (ピーク需要のみ)	SAPP Pool Plan 値に対し、IRP 値、にて一旦下方修正したが、徐々に上方修正し、SAPP Pool Plan 値に合致してきている。	SAPP Pool Plan 値に対し、IRP 値は現状実績にあわせ下方修正。IRP 値と SAPP Annual Report 値は同値
スワジランド	2009 SAPP Pool Plan ↓ 2015 SAPP Annual Report	SAPP Annual Report 値は SAPP Pool Plan 2009 と同値 (SAPP Annual Report 2014, 2013 においても同値)。	SAPP Annual Report 値は SAPP Pool Plan 2009 と同値 (SAPP Annual Report 2014, 2013 においても同値)。
タンザニア	2009 SAPP Pool Plan ↓ 2015 SAPP Annual Report ↓ 2016 Master Plan	SAPP Annual Report 値、Master Plan 値は SAPP Pool Plan 値を大幅に上方修正。Master Plan 値は、より大きな需要伸び率を見込む。	SAPP Annual Report 値、Master Plan 値は SAPP Pool Plan 値を大幅に上方修正。Master Plan 値は、より大きな需要伸び率を見込む。
ザンビア	2009 SAPP Pool Plan ↓ 2010 Mater Plan ↓ 2015 SAPP Annual Report	電力需要想定策定の都度上方修正。ただし、2014 年ピーク需要実績値 (1,987MW) に対し、Master Plan 値で 400MW、SAPP Annual Report 値で 700MW の乖離有。	電力需要想定策定の都度上方修正。SAPP Annual Report 値は Master Plan 値に比べ 12~20%の上方修正を見込む。
ジンバブエ	2009 SAPP Pool Plan ↓ 2015 SAPP Annual Report ↓ 2015 Master Plan	SAPP Annual Report 値は、SAPP Pool Plan と相関有。Master Plan は SAPP Annual Report 値、SAPP Pool Plan 値に対して、下方修正。MP では不況による産業需要等の落ち込みによると解説。	SAPP Annual Report 値は、SAPP Pool Plan と相関有。Master Plan は SAPP Annual Report 値、SAPP Pool Plan 値に対して、下方修正。MP では不況による産業需要等の落ち込みによると解説。

Source : JICA 調査団

3) 需要実績確認

前述の電力需要想定と比較に加え、過去の電力需要実績と電力需要想定との相関をまとめた。

① 南アフリカ

南アフリカは、2014年実績で SAPP 系統における 78%の電力需要を占めている。また、TDP にて販売電力量の裏付けのもと、毎年ピーク需要想定を更新している。2015年10月発表された TDP 2016-2025 によれば、2014年における電力需要実績は 36GW 程だが、潜在的な需要も含めると 42GW であると報告されている。2014年における南アフリカの SAPP Pool Plan 電力需要想定値は、当該実績値の 36%増と乖離が著しく大きい。

南アフリカの SAPP Pool Plan 値と 2014年発表の TDP、2015年発表の TDP および SAPP Pool Plan における電力需要想定値を表 5.1-6 に示す。

SAPP Pool Plan 値は、結果として IRP 想定値、TDP 想定値と比べ野心的な値となっており、SAPP Pool Plan 値は現状に合致しない。

表 5.1-5 南アフリカにおける電力需要想定（ピーク電力）と実績

Schemes (MW)	2010	2011	2012	2013	2014
SAPP Pool Plan	41,524	43,283	45,125	47,085	49,116
実績	35,850	36,543	35,896	35,896	36,170
IRP 基本ケース	-	-	-	-	43,436
2014年 TDP	-	-	-	-	39,790
2015年 TDP 需要予想 (制約有)	-	-	-	-	36,000
2015年 TDP 需要予想 (制約無)	-	-	-	-	42,000

Source : SAPP Pool Plan 2009, TDP 2014 - 2023, TDP 2015 - 2024 等を基に JICA 調査団作成

② 南アフリカ以外の SAPP 加盟国

表 5.1-6 に南アフリカを除く 2010年から 2014年の過去 5年の SAPP Pool Plan 値と実績総需要値を比較した。電力マスタープランが存在する場合はあわせて当該予測総需要値も比較した。

電源開発が円滑に進まないことや経済停滞から電力需要が想定ほど増大しないことに加え、往々にして開発途上国では、野心的な発展を目標に掲げることから電力需要予測を大きく見積もることがある。この傾向が SAPP 加盟国においてもみられる。

アンゴラでは、ピーク需要実績値が SAPP Pool Plan 値を上回っている。同様に、モザンビークとナミビアでもピーク需要実績値が SAPP Pool Plan 値を上回っているが、電力マスタープラン値に迫るほどの上昇ではない。

また、タンザニアは 2016年12月に策定されたため、現状の電力需要実績を反映した電力需要想定となっていることが確認できる。

4) 採用する電力需要想定

表 5.1-4、前述のピーク需要実績値との相関分析に基づく、本調査において適用する電力需要想定選定結果を表 5.1-7 に示す。選定方法は図 5.1-4 の通りである。

表 5.1-7 では、選定理由に加えピーク需要実績値と相関分析において発見した注意点を記載した。特に注意すべき点は、アンゴラ、モザンビークの適用電力需要想定は現状に比べ下回った需要となる可能性がある。両国は、後述の供給力分析の際に注意を払って分析することとする。

以上より、採用する電力需要想定を表 5.1-8、表 5.1-9 のように決定した。

採用した電力需要想定は 2040 年までの電力需要を含んでいないため、採用した電力需要想定最終年を含む 5 年間の電力需要伸び率を用いて補完した。

表 5.1-6 SAPP Pool Plan 電力需要想定（ピーク電力）と実績との比較

Countries	Schemes	2010	20 11	2012	2013	2014	特記
アンゴラ	SAPP Pool Plan	1,114	1,217	1,320	1,426	1,540	実績が Pool Plan 値を超過
	ピーク 需要実績値	796	870	1,072	1,072	1,599	
ボツワナ	SAPP Pool Plan	737	795	817	864	904	
	電力マスタープラン	-	571	580	644	681	
	ピーク 需要実績値	553	542	578	578	610	
コンゴ民主	SAPP Pool Plan	1525	1588	1655	1,723	1795	
	ピーク 需要実績値	1,081	1,050	1,040	1,166	1,381	
レソト	SAPP Pool Plan	142	148	152	156	160	
	ピーク 需要実績値	121	125	129	129	150	
マラウイ	SAPP Pool Plan	306	376	394	412	430	
	ピーク 需要実績値	274	277	278	278	326	
モザン ビーク	SAPP Pool Plan	619	651	690	722	757	実績が Pool Plan 値を超過
	電力マスタープラン	-	563	693	1,049	1,291	
	ピーク 需要実績値	549	616	706	706	830	
ナミビア	SAPP Pool Plan	490	498	509	520	533	実績が Pool Plan 値を超過
	電力マスタープラン	512	526	563	614	711	
	ピーク 需要実績値	564	611	611	611	629	
スワジ ランド	SAPP Pool Plan	223	233	245	255	264	
	ピーク 需要実績値	204	200	205	205	221	
タンザニア	SAPP Pool Plan	844	879	916	955	995	PSMP2016 で は、2015 年ピー ク需要は 974MW (起算年)
	電力マスタープラン(*)	1,109	1,131	1,355	1,692	2,073	
	ピーク 需要実績値	883	890	890	890	935	
ザンビア	SAPP Pool Plan	1,773	1,860	1,894	1,919	1,994	
	電力マスタープラン	1,801	2,080	2,214	2,299	2,438	
	ピーク 需要実績値	1,483	1,562	1,681	1,681	1,987	
ジンバブエ	SAPP Pool Plan	2,281	2,345	2,414	2,484	2,558	
	電力マスタープラン	-	1,846	1,866	2,086	2,116	
	ピーク 需要実績値	1,836	1,836	2,029	1,546	1,671	

(*) タンザニア・電力マスタープラン値は、PSMP2012 を適用
Source : SAPP 資料等を基に JICA 調査団作成

表 5.1-7 電力需要想定を選定結果

国名	Candidates	採用電力需要想定 (合致選択 No.)	個別検討結果	注記 (ピーク需要実績分析からの観点)
アンゴラ	2009 SAPP Pool Plan (2015 SAPP Annual Report)	SAPP Pool Plan (選択 3)		2014 年ピーク需要実績が適用する Pool Plan 値ピーク需要想定を超過
ボツワナ	2009 SAPP Pool Plan 2013 Master Plan (2015 SAPP Annual Report)	SAPP Pool Plan (選択 4)	電力量分析は選択 2 だが、ピーク需要分析は選択 4。SAPP Annual Report 値のピーク需要値の伸びは SAPP Pool Plan 値に近づいていくため、SAPP Pool Plan 値を適用する。	
コンゴ民主	2009 SAPP Pool Plan (2015 SAPP Annual Report)	SAPP Pool Plan (選択 4)	コンゴ民主の電力需要想定として長期想定値が存在するものは SAPP Pool Plan 値しかないため、SAPP Pool Plan 値を適用する。	
レソト	2009 SAPP Pool Plan (2015 SAPP Annual Report)	SAPP Pool Plan (選択 3)		
マラウイ	2009 SAPP Pool Plan (2015 SAPP Annual Report)	SAPP Pool Plan (選択 3)		2014 年ピーク需要実績は適用する Pool Plan ピーク需要想定を 30% 下回る。
モザンビーク	2009 SAPP Pool Plan 2014 Master Plan (2015 SAPP Annual Report)	SAPP Pool Plan (選択 3)		2014 年ピーク需要実績は適用する Pool Plan ピーク需要想定を 10% 上回る。
ナミビア	2009 SAPP Pool Plan 2011 Master Plan (2015 SAPP Annual Report)	Master Plan (選択 4)	SAPP Annual Report 値は、SAPP Pool Plan 値と Master Plan 値の間。 SAPP Annual Report ピーク電力想定は SAPP Pool Plan 値に近づく傾向だが、同電力量想定は Master Plan 値に近づく傾向あり。 よって高めの需要想定である Master Plan 値を適用する。	
南アフリカ	2009 SAPP Pool Plan 2013 IRP 2010 Update 2013 (2015 SAPP Annual Report) 2016 TDP 2016 (ピーク需要のみ)	Master Plan (選択 1)		
スワジランド	2009 SAPP Pool Plan (2015 SAPP Annual Report)	SAPP Pool Plan (選択 3)		
タンザニア	2009 SAPP Pool Plan (2015 SAPP Annual Report) 2016 Master Plan	Master Plan (選択 1)		
ザンビア	2009 SAPP Pool Plan 2010 Mater Plan (2015 SAPP Annual Report)	Master Plan (選択 4)	SAPP Annual Report 値は、SAPP Pool Plan 値、Master Plan 値より高め。ただし、Master Plan 値ピーク電力想定は SAPP Annual Report 値の上昇勾配と近似、かつ Master Plan 値電力量想定は SAPP Annual Report 値へ近づく軌跡を持つため、Master Plan 値を適用する。	2014 年ピーク需要実績は、適用するピーク需要想定を 20% 下回る。
ジンバブエ	2009 SAPP Pool Plan (2015 SAPP Annual Report) 2015 Master Plan	Master Plan (選択 1)		2014 年ピーク需要実績は、適用するピーク需要想定を 20% 下回る。

Source : JICA 調査団

表 5.1-8 電力需要想定（ピーク需要）

Peak Demand	アンゴラ	ボツワナ	コンゴ民主	レソト	マラウイ	モザンビーク	ナミビア	南アフリカ	スワジランド	タンザニア	ザンビア	ジンバブエ	SAPP Total
2016	1,762	851	1,935	169	467	821	775	40,608	278	1,250	2,574	2,173	53,563
2017	1,872	1,034	2,016	174	485	857	807	41,679	287	1,450	2,647	2,239	55,547
2018	1,987	1,089	2,100	178	503	894	828	42,485	293	1,680	2,725	2,436	57,198
2019	2,109	1,164	2,187	183	522	933	853	43,713	300	1,930	2,808	2,490	59,192
2020	2,226	1,183	2,229	188	541	974	879	44,977	304	2,190	2,883	2,575	61,149
2021	2,347	1,202	2,313	193	560	1,017	901	46,481	308	2,430	2,984	2,730	63,466
2022	2,472	1,221	2,409	198	577	1,061	918	47,952	311	2,690	3,080	2,896	65,785
2023	2,601	1,238	2,509	204	594	1,108	935	49,442	315	2,980	3,161	3,030	68,117
2024	2,734	1,255	2,614	209	611	1,157	953	50,895	319	3,300	3,288	3,173	70,508
2025	2,871	1,272	2,723	215	629	1,208	970	52,593	323	3,660	3,401	3,322	73,187
2026	3,015	1,310	2,817	219	648	1,256	989	52,995	328	4,030	3,520	3,478	74,605
2027	3,165	1,348	2,915	224	668	1,305	1,014	54,745	333	4,430	3,646	3,642	77,435
2028	3,324	1,388	3,016	230	688	1,356	1,041	56,482	338	4,860	3,778	3,816	80,317
2029	3,490	1,429	3,121	235	708	1,410	1,068	58,547	343	5,340	3,918	3,997	83,606
2030	3,664	1,471	3,229	241	730	1,465	1,096	60,509	348	5,870	4,066	4,188	86,877
2031	3,847	1,514	3,341	247	752	1,523	1,124	62,159	354	6,450	4,214	4,389	89,914
2032	4,040	1,559	3,457	252	775	1,583	1,154	63,463	359	7,080	4,367	4,599	92,688
2033	4,242	1,605	3,577	259	798	1,646	1,184	64,969	364	7,770	4,526	4,822	95,762
2034	4,454	1,652	3,701	265	822	1,710	1,215	66,210	370	8,520	4,690	5,055	98,664
2035	4,677	1,701	3,830	271	847	1,778	1,246	67,414	376	9,350	4,861	5,301	101,652
2036	4,910	1,751	3,963	277	873	1,848	1,279	68,341	381	10,190	5,038	5,565	104,416
2037	5,156	1,803	4,100	284	899	1,921	1,312	69,621	387	11,100	5,221	5,837	107,641
2038	5,414	1,856	4,243	291	926	1,996	1,347	70,777	393	12,090	5,411	6,123	110,867
2039	5,684	1,911	4,390	298	954	2,075	1,382	71,736	399	13,160	5,608	6,423	114,020
2040	5,969	1,967	4,542	305	983	2,157	1,418	72,495	405	14,330	5,812	6,737	117,120
想定伸率	5.22%	3.55%	3.62%	2.49%	3.15%	4.11%	2.55%	2.44%	1.58%	10.7%	3.45%	4.83%	3.31%

Source : JICA 調査団

表 5.1-9 電力需要想定（電力量）

Net Energy	アンゴラ	ボツワナ	コンゴ民主	レソト	マラウイ	モザンビーク	ナミビア	南アフリカ	スワジランド	タンザニア	ザンビア	ジンバブエ	SAPP Total
2016	10,032	5,411	11,947	736	2,443	5,084	5,357	279,834	1,573	7,820	14,370	11,421	356,028
2017	10,658	5,919	12,444	767	2,539	5,302	5,593	287,479	1,624	8,970	14,667	11,768	367,730
2018	11,316	6,247	12,962	798	2,636	5,515	5,726	296,379	1,658	10,270	15,022	12,803	381,332
2019	12,008	6,744	13,502	832	2,734	5,736	5,878	305,418	1,698	11,740	15,378	13,087	394,755
2020	12,674	6,848	13,848	866	2,833	5,966	6,036	314,790	1,720	13,440	15,749	13,534	408,304
2021	13,364	6,949	14,369	902	2,934	6,205	6,173	324,303	1,743	14,890	16,142	14,349	422,323
2022	14,077	7,049	14,967	940	3,020	6,454	6,314	333,929	1,760	16,490	16,667	152,21	421,667
2023	14,812	7,147	15,590	979	3,108	6,713	6,459	343,561	1,783	18,270	16,996	15,926	451,344
2024	15,568	7,243	16,239	1,020	3,199	6,982	6,608	353,651	1,805	20,230	17,458	16,677	466,680
2025	16,345	7,336	16,915	1,063	3,293	7,262	6,452	364,056	1,828	22,430	17,946	17,461	482,387
2026	17,198	7,438	17,623	1,107	3,394	7,553	6,608	366,034	1,850	24,680	18,461	18,280	490,226
2027	18,096	7,541	18,360	1,154	3,497	7,856	6,769	376,611	1,873	27,140	19,006	19,142	507,045
2028	19,040	7,645	19,129	1,202	3,604	8,171	6,932	387,506	1,896	29,830	19,578	20,057	524,590
2029	20,034	7,751	19,929	1,252	3,714	8,449	7,097	398,408	1,919	32,780	20,184	21,008	542,525
2030	21,079	7,859	20,763	1,305	3,828	8,840	7,264	409,140	1,943	36,000	20,823	22,012	560,856
2031	22,179	7,968	21,632	1,359	3,945	9,194	7,433	418,001	1,967	39,540	21,452	23,069	577,739
2032	23,337	8,078	22,537	1,416	4,065	9,563	7,609	425,856	1,991	43,410	22,099	24,172	594,133
2033	24,555	8,190	23,480	1,476	4,189	9,946	7,790	433,743	2,015	47,640	22,766	25,345	611,135
2034	25,836	8,304	24,462	1,537	4,317	10,345	7,976	440,862	2,040	52,270	23,453	26,569	627,971
2035	27,185	8,419	25,486	1,602	4,449	10,760	8,165	447,926	2,065	57,340	24,161	27,862	645,420
2036	28,604	8,536	26,553	1,669	4,585	11,191	8,359	454,617	2,090	62,480	24,891	29,249	662,824
2037	30,096	8,654	27,664	1,738	4,725	11,640	8,558	461,389	2,116	68,060	25,642	30,679	680,961
2038	31,667	8,774	28,821	1,811	4,870	12,107	8,762	468,272	2,142	74,130	26,416	32,182	699,954
2039	33,320	8,895	30,027	1,887	5,018	12,592	8,970	472,960	2,168	80,720	27,213	33,756	717,526
2040	35,059	9,019	31,284	1,966	5,172	13,097	9,183	479,589	2,194	87,890	28,035	35,408	737,896
想定伸率	5.35%	2.15%	4.09%	4.18%	3.17%	4.02%	2.27%	2.27%	1.40%	10.6%	2.82%	4.83%	3.08%

Source : JICA 調査団

(4) SAPP 加盟国供給力分析

収集した電力マスタープランに掲載されている電源開発計画は、当該政府、電力会社が調査分析し策定されたものであり、信憑性が高い。電力マスタープランに掲載されている情報を基に現状の電源開発プロジェクト進捗（電力マスタープランに掲載されている電源開発プロジェクトの進捗ならびに電力マスタープラン策定以降の新規電源開発プロジェクト）を照らし合わせ、電源開発計画リストを作成した。SAPP 加盟各国毎の電源開発計画リストを表 5.1-11～表 5.1-22 に示す

現状の電源開発プロジェクトの進捗は、SAPP 事務局と SAPP 加盟各国電力ユーティリティからの情報、現地ニュース等を包括的に調査し決定している。

なお、SAPP 加盟国における電源開発は、火力案件、水力案件問わず IPP による開発が進み、今後の開発案件は IPP によるものが主体となっていた。そのため、SAPP 加盟各国の電源開発の状況は変化が激しく、各案件に関する情報を正確に見通すことが難しい状況になっている⁸²。

電源開発計画リスト策定における前提条件として、現状の相対電力取引契約は将来そのまま継続することとして算定している。これは、現状の電力取引による国際連系線の潮流は将来にわたって減少しない、即ち国際連系線を含む送電線設備を増強する前提に基づくためである。

また、電源開発計画リストに記載の各電源開発プロジェクトの導入年次は、各電源開発プロジェクト現状進捗に対し、表 5.1-10 の調整年を用いて導入年次を決定した。例えば FS 実施済み案件であるガス火力案件であれば、EIA 実施 (1 年) + 建設前期間 (2 年) + 建設期間 (2 年) = 5 年を導入までのリードタイムとし、現在の導入予定年次と照らし合わせ導入年次を調整している。

表 5.1-10 案件導入年次の調整方法

Pre-FS 実施期間	2 年
FS 実施期間	2 年
EIA 実施期間	1 年
建設前準備期間	2 年
建設期間	ガス火力 (2 年) 石炭火力 (3 年) 水力 (100MW 未満) (3 年) 水力 (100MW 以上) (5 年) 水力 (1,000MW 以上) (7 年)

Source : JICA 調査団

以下に各国の電源開発計画リストについて、解説する。

1) アンゴラ

表 5.1-11 にアンゴラに関する電源開発計画リストを示す。

2020 年までの建設中・建設見込プロジェクトとして、水力 5,959 MW (Cambambe II (720 MW), Caculo Cabaca (2,100 MW), Laúca (2,060 MW), Queve (774 MW), Jamba ia oma (78 MW), Jamba ia mina (227 MW))、ガス火力 720MW (Soyo I (720 MW)) を見込んだ。

⁸² 各国ユーティリティの中には、供給力としての電源を確定する作業において IPP 案件の進捗を危惧する状況が見られた。

2020年断面で8,370 MW（水力6,999 MW，ガス火力1,273 MW，ディーゼル98 MW）であり、2030年断面で8,859 MW（水力7,299 MW，ガス火力1,560 MW）であり緊急措置的なディーゼル発電は Angola Enegia2025 に基づき、アンゴラ国内の主要な系統連系が完了することを見込んで休止・廃止とした。2040年断面は2030年同様8,859 MW（水力7,299 MW，ガス1,560 MW）とした。

2) ボツワナ

表 5.1-12 にボツワナに関する電源開発計画リストを示す。

2020年までの建設中・建設見込プロジェクトとして、Solar 100 MW を2017年、石炭火力 Morupule B（5 & 6）300 MW と IPP Green Field 264 MW を2020年、2021年に予定している。また、BPC から、コンゴ民主からの電力輸入（Firm contract）は現在供給力に見込んでいないという情報により、この値はゼロとした。また、Opara 発電所は、2021年にディーゼル焚からガス火力発電へと転用されるとして電源種別を変更している。

2020年断面で1,332 MW（石炭942 MW，ディーゼル90 MW，輸入200 MW）、2030年断面で1,482 MW（石炭1,092 MW，ガス火力90 MW，輸入200 MW）を見込んでおり、2040年断面においても1,482 MW と状況は変わらない。

3) コンゴ民主

表 5.1-13 にコンゴ民主に関する電源開発計画リストを示す。

2020年までの建設中・建設見込プロジェクトとして、現在中国支援にて建設が進んでいる Busanga 水力（240 MW）が2020年を皮切りに順次導入されていくとした。Ruzizi 3 水力（147 MW）はコンゴ民主、ブルンジ、ルワンダ計3か国にて出力分配するため、2018年に49 MW を計上し、Western Kasai 州に位置する Katende 水力（64 MW）はインド支援にて開発を進められており、2020年に導入されると想定した。

2020年断面で2,674 MW（水力2,684 MW，輸入40 MW，輸出50 MW）であり、2030年断面では2,794 MW（水力2,804 MW，輸入40 MW，輸出50 MW）を見込んでおり、2040年断面において5,094 MW（水力7,604 MW，輸入40 MW，輸出2,550 MW）となる。2031年導入予定とした Inga 3 プロジェクトの出力4,800 MW の内、2,500 MW は南アフリカ向けに供給される⁸³。

また既存小水力として数多くの鉱山用自家発小水力が存在するが、系統接続されていないため本表への記載を除いた。

4) レソト

表 5.1-14 にレソトに関する電源開発計画リストを示す。

2020年までの建設中・建設見込プロジェクトとして、リストアップするプロジェクトは存在しない。

2020年断面で301 MW（水力227 MW，輸入74 MW）であり、2030年断面でも同様に301 MW（水力227 MW，輸入74 MW）を見込んでおり、2040年断面においても301 MW（水力227 MW，輸入74 MW）と状況は変わらない。

電源開発として前述の Highland Water Project、Kobong 揚水開発案件（1,200 MW）が知られているが、案件の進展に関する情報がなく、供給力から除外した。

⁸³ 現在公開審議中である南アフリカ IRP では2026年導入を想定されているが、現状の遅延状況を考慮して導入時期を2031年とした。

5) マラウイ

表 5.1-15 にマラウイに関する電源開発計画リストを示す。

2020 年までの建設中・建設見込プロジェクトとして、ミニ IRP にリストアップされた Nkula A – expansion (12 MW) を 2018 年、Chizuma (50 MW) と Tedzani – expansion (18 MW) を 2019 年、Kholombidzo (280 MW) を 2020 年に見込んだ。

2020 年断面で 670 MW (水力 629 MW, ディーゼル 41MW) であり、2030 年断面は 941 MW (水力 900 MW, ディーゼル 41MW) を見込んでおり、2040 年断面で 1,291 MW (水力 1,250 MW, ディーゼル 41MW) とした。

タンザニアとの国境河川である Songwe 川の開発調査は、AfDB、NEPAD より支援を受けている。ミニ IRP では 2022 年に Songwe (80MW) の導入と記載されているが、タンザニアの電力マスタープランである PSMP2016 では、Songwe 川開発は 2029 年となっている。よってリストでは Songwe 水力は 2029 年の導入とした。

石炭火力発電所建設の計画はあるものの、運用開始に至る正確な情報を得ることができなかったため、本表から除外した。また、ミニ IRP に記載されている Lweya 水力 (15 MW) についても詳細情報が得られなかったため、本表から除外した。

6) モザンビーク

表 5.1-16 にモザンビークに関する電源開発計画リストを示す。

モザンビークは、現在南部と中北部にて系統が分かれている。リストの作成に当たって、南部における電源開発計画と中北部における電源開発計画を分けて検討した。

2020 年までの建設中・建設見込プロジェクトとして、中北部は石炭火力 50 MW (Nacala (40 MW), JINDAL (10 MW⁸⁴)) 風力 60 MW を見込んでおり、南部はガス火力 165 MW (Kuvanniga (40 MW), CTM (125 MW)) を見込んだ。

2020 年断面で 1,152 MW (南部 736MW, 中北部 416 MW) であり、2030 年断面では Cahora Bassa 水力の下流に位置する Mpanda Nkuwa 水力 (1,500MW) をはじめとする Zambezi 川開発が進むと想定し、6,856 MW (南部 1,330 MW, 中北部 5,526 MW)、2040 年断面においても 6,856 MW と変わらない状況を想定した。

2030 年までに Tete 州の石炭火力開発案件、同地域 Zambezi 川水力開発案件が運用開始され、当該地域は電源密集地になることが想定されている。

多くの電源開発は IPP による開発を想定しているため、導入年次に不確実性を含む。そのため EDM では、重要なベース電源を担う Mpanda Nkuwa 水力案件を IPP から政府開発案件 (EDM と HCB による開発) に変更している。

モザンビーク政府は Sofara 州 Chemba で計画が進められている 2 つの水力発電所建設 Chemba1 (600MW)、および Chemba2 (400MW) を承認した。しかし全くの構想段階であり実現は難しいとの EDM の見解であった。

なお、モザンビーク北部の賦存天然ガスを活用したガス火力発電を将来導入する計画があるが、明確なプロジェクトが確認できないため、本表から除外した。

7) ナミビア

表 5.1-17 にナミビアに関する電源開発計画リストを示す。

⁸⁴ 自家発余剰電力分のみを計上

2020年までの建設中・建設見込プロジェクトとして、Kudu ガス火力（400 MW）が2020年の想定である。

2020年断面で1,047 MW（水力343 MW、石炭火力81 MW、ガス火力400 MW、ディーゼル23 MW、輸入200 MW）であり、2030年断面では1,486 MW（水力643 MW、石炭火力0 MW、ガス火力400 MW、ディーゼル243 MW、輸入200 MW）とし老朽石炭火力の廃止も見込んでいる。2040年断面では1,501 MW（水力643 MW、ガス火力400 MW、ディーゼル258 MW、輸入200 MW）とほぼ状況は変わらない。

既設設備である Van Eck 石炭火力（81 MW）は1974年に運開しており、50年を目途に廃止を想定した。Nampower は Paratus 発電所も所有しているが、沿岸地域の待機電源であるため供給力としては計上しない。同じく、IPP による風力設備として、Walvis Bay 風力（0.22 MW）および Diaz 風力（44 MW）も供給力として計上していない。

アンゴラとの国境に流れる Cunene 川に Baynes 水力発電計画があり、両国において水力発電所を建設する計画がある。南アフリカとの国境にも Orange 川が流れ、小水力のカスケード開発計画が Nampower と南アフリカ民間企業との間で開発計画があるが進捗はみられない。

8) 南アフリカ

表 5.1-18 に南アフリカに関する電源開発計画リストを示す。電力マスタープランである IRP には様々な電源開発シナリオが存在するが、REIPPPP による再生可能エネルギーの大量導入、現地ニュース等で見られる原子力導入への期待を考慮し、SO moderate⁸⁵ ケースによる電源開発シナリオを採用した。

2020年までの建設中・建設見込プロジェクトとして、Medupi 石炭火力2基（1,588 MW）、Coal Baseload 調達プログラムによる Greenfield 案件（250 MW）、コンバインドサイクルガス火力（474 MW）、オープンサイクルガス火力（120 MW）、REIPP 調達プログラムによる太陽光発電総量1,442 MW、CSP 総量300 MW を想定した。加えて、Ingula 揚水発電（1,332 MW）を計上した。

2020年断面で56,724 MW（水力664 MW、揚水発電2,732 MW、石炭40,091 MW、ガス4,398 MW、原子力1,940 MW、再生可能エネルギー3,123 MW、その他2,700 MW、輸入1,500 MW、輸出424 MW）である。

2030年断面も同様の方針で94,206 MW（水力664 MW、揚水発電2,732 MW、石炭45,527 MW、ガス18,084 MW、原子力8,340 MW、再生可能エネルギー17,143 MW、その他640 MW、輸入1,500 MW、輸出424 MW）を見込んでおり、2040年断面では116,585 MW（水力664 MW、揚水発電2,732 MW、石炭29,564 MW、ガス26,196 MW、原子力19,540 MW、再生可能エネルギー34,033 MW、その他280 MW、輸入4,000 MW、輸出424 MW）となる。長期的には石炭比率を減少させガス火力、再生可能エネルギーおよび原子力で代替する計画となっている。Inga 3 による電力輸入2,500 MW を2031年に導入を想定した。この Inga 3 による電力輸入を反映するために、IRP にて掲載されている Future Import（1,500 MW）は本リストには算入していない。

ケープタウン市が所有する Steenbras 揚水発電所（180 MW）はケープタウン市の電源バックアップを担っており、Eskom の管理外でもあるため供給力として計上しない。

⁸⁵ System Operator moderate ケース、系統運用者である Eskom の意見に基づく電源開発シナリオ

石炭火力発電所においても、IPP 所有の Kelvin 発電所 (214MW) および Tshwane 市所有の Rooiwal 発電所 (300MW) は老朽設備のため供給力として計上していない他、需要家の自家発からの余剰電力等も計上していない。

9) スワジランド

表 5.1-19 にスワジランドに関する電源開発計画リストを示す。

2020 年までの建設中・建設見込プロジェクトとして、リストアップするプロジェクトは存在しない。

自国の既設水力設備と隣国南アフリカ・Eskom およびモザンビーク EDM からの輸入で供給力を賄っている。豊富な石炭資源を活用した石炭火力発電建設のニュースはあるが詳細が不明なため、リストには算入していない。また再生可能エネルギー導入のニュースもあるが同様の理由から算入していない。水力発電に関する情報として、インド支援の Ngwempisi (120MW)、韓国支援の Lubombo (200MW) の情報があるがプロジェクト進捗が不明であり、リストからは割愛した。

2020 年断面の供給力は 360 MW (水力 60 MW, 輸入 300 MW) であり、2030 年断面でも同様に 360 MW (水力 60 MW, 輸入 300 MW) を見込んでいる。2040 年断面においても 360 MW (水力 60 MW, 輸入 300 MW) と状況は変わらない。

Ubombo Sugar (41 MW)、Royal Swaziland Sugar (64.5 MW) の自家発電設備があるが、本リストから除外した。

10) タンザニア

表 5.1-20 にタンザニアに関する電源開発計画リストを示す。

2020 年までの建設中・建設見込プロジェクトとして、ガス火力 1,025 MW (Kinyerezi I Extension (185 MW) 2017 年, Kinyerezi II (240 MW) 2018 年, Kinyerezi III (600 MW) 2020 年, Mtwara (300 MW) 2020 年, Somanga (240 MW))、石炭火力 400 MW (Kiwira (400 MW) 2019 年)、水力発電 147 MW (Rusumo (27 MW) 2019 年, Lower Kihansi Extension (120 MW) 2019 年)、風力発電 400 MW、太陽光発電 200 MW を見込む。

2020 年断面の供給力は 4,343MW (水力 712 MW, 石炭 400 MW, ガス 2,265 MW, 再生可能エネルギー 600 MW, ディーゼル 166 MW, 輸入 200 MW) を見込んでおり、EAPP からの電力輸入を想定している⁸⁶。2030 年断面では 8,671 MW (水力 1,588 MW, 石炭 2,800 MW, ガス 2,865 MW, 再生可能エネルギー 850 MW, ディーゼル 63 MW, 輸入 400 MW) を見込んでいる。2040 年断面においては 9,996 MW (水力 2,993 MW, 石炭 3,400 MW, ガス 2,290 MW, 再生可能エネルギー 850 MW, ディーゼル 63 MW 輸入 400 MW) とした。

PSMP2016 の電源開発計画に記載されている電源開発プロジェクトを基に電源開発計画リストを策定したが、Future gas-fired は、プロジェクト名が不明確であるため、本リストから除外した。

11) ザンビア

表 5.1-21 にザンビアに関する電源開発計画リストを示す。

2020 年までの建設中・建設見込プロジェクトとして、水力 941 MW (Kabompo Gorge (40 MW), Kafue Gorge Lower (750 MW), Lusiwasi Lower (74 MW), Luchenene (34 MW),

⁸⁶ 最大 400 MW を想定している (PSMP 2012 では 50MW)。

Mutinondo (43 MW))、石炭火力 600 MW (Maamba (600 MW))、太陽光発電 300 MW を見込んでいる。

2020 年断面の供給力は 4,098 MW (水力 3,388 MW, 石炭 600 MW, 再生可能エネルギー 300 MW, 輸出 190 MW) であり、2030 年断面では 6,735 MW (水力 6,025 MW, 石炭 600 MW, 再生可能エネルギー 300 MW, 輸出 190 MW) を見込んでいる。2040 年断面においては 7,035 MW (水力 6,025 MW, 石炭 600 MW, 再生可能エネルギー 600 MW, 輸出 190 MW) としている。

Maamba 火力発電所の第 1 フェーズが 2016 年に 300 MW で運転を開始した。その後の第 2 フェーズ 300MW は 2020 年にそれぞれ供給力として計上した。

ZESCO のディーゼル発電機や CEC 等においても電源を保有しているが、あくまで待機電源であるため供給力に計上しない。

Luapla 川の開発は、現在 SAPP PAU にて開発に関する検討を開始した。そのため 2025 年以降に Luapla 川案件である Mumbotuta Falls、Mambilima Falls I、Mambilima Falls II、Mambilima Falls V を供給力として計上した。

ザンビアにおける至近の水力開発案件である Kariba North Bank Expansion (2013 年) および Itezhi Tezhi (2015 年)、さらに工事着手した Kafe Gorge Lower の施工業者はいずれも SINOHYDRO である。

12) ジンバブエ

表 5.1-35 にジンバブエに関する電源開発計画リストを示す。

2020 年までの建設中・建設見込プロジェクトとして、水力 330 MW (Kariba South extension (300 MW) Gairezi (30 MW))、石炭火力 600 MW (Hwange 7-8(600 MW)) を見込んでいる。

2020 年断面の供給力は 4,241 MW (水力 1,101 MW, 石炭 3,140 MW, 輸入 150 MW, 輸出 150 MW) であり、2030 年断面では 6,574 MW (水力 1,914 MW, 石炭 4,360 MW, ガス 300 MW, 輸入 150 MW, 輸出 150 MW) を見込んでいる。2040 年断面においても同様に 6,574MW (水力 1,914 MW, 石炭 4,360 MW, ガス 300 MW, 輸入 150 MW, 輸出 150 MW) としている。

ZPC 既設供給力は Kariba South 水力を除けば老朽石炭火力であり、インド資本においてリハビリが進行中である。最大の発電設備である Hwange 1-6 (920 MW) の供給力としての投入は 2022 年を見込んだ。

表 5.1-12 電源開発計画検討リスト (容量算定 MW) ボツワナ

Botswana																										
Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)	Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
						Demand[MW]	1,183	1,202	1,221	1,238	1,255	1,272	1,310	1,348	1,388	1,429	1,471	1,514	1,559	1,605	1,652	1,701	1,751	1,803	1,856	1,911
					Existing																					
Thermal																										
T001	Botswana	BPC	Morepule A	132	4x33MW	132	132	132	132																	
T002	Botswana	BPC	Morepule B	600	4x150MW	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528	528
T003	Botswana	BPC	Orapa(OCGT)	90		90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Import																										
			Eskom, firm	150	2008-2012	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
			EDM, firm	50	2007annually	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
			SNEL, firm	50	2009continuous																					
			ZESCO, non-firm	100	2014annually																					
					Expected Y																					
Thermal																										
T101	Botswana	BPC	Morepule-B phase2(5&6) Coal fired	300	2020, 2021	150	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
T102	IPP Greenfield		Coal fired	264	2020, 2021	132	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264	264
Solar																										
S101	PV - Unknown	-		100	2017	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
					Total Capacity	1,332	1,614	1,614	1,614	1,482	1,482	1,482	1,482	1,482	1,482	1,482	1,482	1,482	1,482	1,482	1,482	1,482	1,482	1,482	1,482	1,482
					Hydropower	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					Coal-fired	942	1,224	1,224	1,224	1,092	1,092	1,092	1,092	1,092	1,092	1,092	1,092	1,092	1,092	1,092	1,092	1,092	1,092	1,092	1,092	1,092
					Gas-fired	0	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
					RE(PV, Wind etc.)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
					Diesel and else	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					Import	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
					Export	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					Surplus/Deficit	149	412	393	376	227	210	172	134	94	53	11	-32	-77	-123	-170	-219	-269	-321	-374	-429	-485

Source : JICA 調査団

表 5.1-14 電源開発計画検討リスト (容量算定 MW) レソト

Lethoto																										
Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)	Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
						Demand [MW]	188	193	198	204	209	214	219	224	230	235	241	247	252	259	265	271	277	284	291	298
	Existing				Existing																					
Hydro																										
H001	Lesotho	LHWP	Muela	72	3x24MW	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
H002	Lesotho	LEC	Mant-Sonyane	2	1.5MW,0.5MW	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Import																										
		No.3	Eskom Firm	24	2005 indefinite	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
		No.17	EDM Firm	50	2008 annually	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	Planning				Planning																					
Hydro																										
H101	Lesotho	LHWP	Kobong PS	1,200																						
H102	Lesotho	LHWP	Muela II	73	2012	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73
H103	Lesotho	LHWP	Oxbow	80	2017	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
					Total Capacity	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301	301
					Hydropower	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227
					Coal-fired	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					Gas-fired	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					RE(PV, Wind etc.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					Diesel and else	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					Import	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
					Export	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					Surplus/Deficit	113	108	103	97	92	87	82	77	71	66	60	54	49	42	36	30	24	17	10	3	-4

Source : JICA 調査団

表 5.1-15 電源開発計画検討リスト (容量算定 MW) マラウイ

Malawi						2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040				
Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)	Year	Demand[MW]	541	560	577	594	611	629	648	668	688	708	730	752	775	798	822	847	873	899	926	954	983			
Existing						Existing																								
Hydro																														
H001	Malawi	ESCOM	Nkula A	24	3x8MW	Installed	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24			
H002	Malawi	ESCOM	Nkula B	100	5x20MW	351	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100			
H003	Malawi	ESCOM	Tedzani 1	20	2x10MW		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20			
H004	Malawi	ESCOM	Tedzani 2	20	2x10MW		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20			
H005	Malawi	ESCOM	Tedzani 3	52.7	2x26.5MW		53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53			
H006	Malawi	ESCOM	Kapichira Phase1	64	2x32.4MW		64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64			
H007	Malawi	ESCOM	Kapichira Phase2	64	2x32.4MW		64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64			
H008	Malawi	ESCOM	Wowwe	4.35	3x1.45MW		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4			
Thermal																														
T001	Malawi	ESCOM	Lilongwe	20	Diesel		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20			
T002	Malawi	ESCOM	Mzuzu	6	Diesel		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6			
T003	Malawi	ESCOM	Blantyre	15	Diesel		15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15			
Planning						Planning																								
Hydro																														
H101	Malawi	ESCOM	Nkula A - expansion	12	1x12MW	2018	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12			
H102	Malawi	ESCOM	Tedzani - expansion	18	1x18MW	2019	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18			
H104	Malawi	ESCOM	Kholombidzo	280		2020	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200			
H106	Malawi	IPP	Mboongozi	40		2022			41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41			
H108	Malawi		Chizuma	50		2019	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50			
H111	Malawi		Lower Fufu	100-150		2026						140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140				
H117	Malawi		Mpatamanga	350		2035																	350	350	350	350	350			
H123	Malawi		Songwe	65-340		2022 -> 2029										90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90			
Total Capacity							670	670	711	711	711	711	851	851	851	941	941	941	941	941	941	941	1,291	1,291	1,291	1,291	1,291			
Hydropower							629	629	670	670	670	670	810	810	810	900	900	900	900	900	900	900	900	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250		
Coal-fired							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gas-fired							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
RE(PV, Wind etc.)							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Diesel and else							41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Import							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export							0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Surplus/Deficit							129	110	134	117	100	82	203	183	163	233	211	189	166	143	119	444	418	392	365	337	308	308	308	

Source : JICA 調査団

表 5.1-17 電源開発計画検討リスト (容量算定 MW) ナミビア

Namibia						2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)	Demand[MW]	879	901	918	935	953	970	989	1,014	1,041	1,068	1,096	1,124	1,154	1,184	1,215	1,246	1,279	1,312	1,347	1,382	1,418
					Existing																					
Hydro					Existing																					
H001	Namibia	Nampower	Ruacana	343	3x80MW, 92MW	343	343	343	343	343	343	343	343	343	343	343	343	343	343	343	343	343	343	343	343	343
Thermal																										
T001	Namibia	Nampower	Anixas	22.5	1x22.5MW	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
T002	Namibia	Nampower	Van Eck	81		81	81	81	81																	
Import																										
			ZESA → (Firm)	150		150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
			ZESCO → (Firm)	50		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
					Planning																					
Hydro					Planning																					
H101	Namibia	Nampower	Baynes	300	2x71MW, 3x156.75MW							300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Thermal																										
T102	Namibia	Nampower	Kudu Gas-fired	400		400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
		Nampower	Diesel				20	40	60	120	140	160	180	200	220	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235
					Total Capacity	1,047	1,047	1,067	1,087	1,107	1,086	1,406	1,426	1,446	1,466	1,486	1,501	1,501	1,501	1,501	1,501	1,501	1,501	1,501	1,501	1,501
					Hydropower	343	343	343	343	343	343	643	643	643	643	643	643	643	643	643	643	643	643	643	643	643
					Coal-fired	81	81	81	81	81	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					Gas-fired	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
					RE(PV, Wind etc.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					Diesel and else	23	23	43	63	83	143	163	183	203	223	243	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258
					Import	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
					Export	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					Surplus/Deficit	168	146	149	152	154	116	417	412	405	398	390	377	347	317	286	255	222	189	154	119	83

Source : JICA 調査団

電源開発計画検討リスト (容量算定 MW) 南アフリカ 続き 1

Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)	Year	Demand [MW]																			
						2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Nuc																									
N001	RSA	Eskom	Koeberg Nuc	1,940		1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	1,940	
Wind																									
W001	RSA	Eskom	Klipheuwel	3		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
W002	RSA	Eskom	Sere	100		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
					Planning																				
Hydro																									
H001	RSA	Eskom	Ingula PS	1,332	4x333MW Pump Turbines	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332	1,332		
Thermal					(Coal Baseload IPP Programme:2500MW, 2021)																				
T101	RSA	Eskom	Medupi Coal fired	4,764	6x794MW	1,588	1,588	3,176	3,176	3,176	4,764	4,764	4,764	4,764	4,764	4,764	4,764	4,764	4,764	4,764	4,764	4,764	4,764		
T102	RSA	Eskom	Kusile Coal fired	4,800	6x800MW		800	1,600	3,200	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800		
			Future Coal fired			250	250	1,000	1,600	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200	2,700	2,700	2,700	3,700	4,450	5,200	5,950	5,950	6,700		
					(Gas to Power Programme:3126MW, IRP 3910MW)																				
T104	RSA	IPP	CCGT	2,370		474	711	711	711	711	711	711	1,185	1,422	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370		
T105	RSA	IPP	Peak OCGT	3,126				805	1,610	1,610	2,415	2,415	2,415	3,105	3,910	3,910	3,910	3,910	3,910	3,910	3,910	3,910	3,910		
			Future OCGT			120	480	480	480	480	480	1,320	3,000	4,680	5,160	5,160	5,280	6,360	6,360	7,320	7,320	8,040	11,040		
			Future CCGT						710	710	2,840	2,840	2,840	2,840	2,840	2,840	2,840	2,840	2,840	2,840	2,840	2,840	3,550		
Nuc																									
T106	RSA		Future Nuclear									3,200	3,200	4,800	6,400	6,400	6,400	8,000	8,000	9,600	11,200	12,800	14,400		
Solar (towards 1450MW)																									
S101	RSA	IPP	PV total(Upcoming Window)	1,665	Window 1-3:2010MW	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	160		
			Future PV			350	840	1,400	2,190	3,050	3,980	4,980	5,980	6,980	7,980	8,980	9,980	10,980	11,980	12,980	13,980	14,980	18,980		
CSP (towards 1000MW IRP objective)																									
C101		IPP	CSP total	300		300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300		
			Future CSP			0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,600	3,700	4,900	5,000	5,000	5,600	5,600	6,100	6,400		
Wind (towards 1850MW)																									
W101		IPP	Wind total	1,300	1850-1030	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	370						
			Future Wind			0	0	0	0	320	640	1,190	1,510	1,830	2,470	2,790	3,430	4,070	4,710	5,350	5,990	6,310	6,950		
Other																									
			Cogeneration etc.			2,700	2,700	2,700	2,700	2,700	2,700	640	640	640	640	640	640	640	640	640	280	280	280		
Import																									
		SNEL	Inga3	2,500	2026→2031												2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500	2,500		
		No.1	HCB (Cahorra Bassa)-Firm	1,150	1998-2030	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150		
		No.5	HCB (Cahorra Bassa)-Firm	250	2008-2014	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250		
		No.23	EDM Firm	100		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100		
		No.22	EDM Firm As Available																						
		No.31	ZESA Non Firm As Available																						
		No.21	ZESCO Non Firm As Available																						
			Future Import - Reference					1,125	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500		

Source : JICA 調査団

表 5.1-22 電源開発計画検討リスト (容量算定 MW) ジンバブエ

Zimbabwe																													
Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)		Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040		
						Demand[MW]	2,575	2,730	2,896	3,030	3,173	3,322	3,478	3,642	3,816	3,997	4,188	4,389	4,599	4,822	5,055	5,301	5,565	5,837	6,123	6,423	6,737		
	Existing					Existing																							
Hydro																													
H001	Zimbabwe	ZPC	Kariba South	750	6x125MW		750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	
H002	Zimbabwe	IPP(Nyangani Renewable Energy)	Pungwe A	2.7			3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3		
H003	Zimbabwe	IPP(Nyangani Renewable Energy)	Pungwe B	15.25			15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15		
H004	Zimbabwe	IPP(Nyangani Renewable Energy)	Duru	2.2			2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
H005	Zimbabwe	IPP(Nyangani Renewable Energy)	Nyamhingura	1.1			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
Thermal																													
T001	Zimbabwe	ZPC	Hwange1-6	920	4x120, 2x220MW ->700				920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	
T002	Zimbabwe	ZPC	Munyati	100	-> 20		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
T003	Zimbabwe	ZPC	Bulawayo	90	3x30MW -> 20		90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	
T004	Zimbabwe	ZPC	Harare	120	1x20MW, 2x30MW -> 30		120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	
Export																													
		Nampower (Firm)		-150	though Cprivi link		-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	
		Eskom (Non Firm)	As Available																										
Import																													
		→ HCB (Firm)		100			100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
		→ SNEL (Firm)		50			50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
		→ HCB (Non Firm)	As Available																										
		→ EDM (Non Firm)		50																									
		→ ZESCO (Non Firm)		200																									
		→ SNEL (Non Firm)		50																									
		→ Eskom (Non Firm)	As Available																										
Planning																													
Hydro																													
H101	Zimbabwe	SPC(ZPC has developed SPV)	Kariba South Ext	300	2x150		300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
H104	Zimbabwe	ZPC	Batoka Gorge	1200	4x300MW (4x300MW)					1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	
H105	Zimbabwe	Private Company owned by Zim.Gov.	Gairezi	30	2x15MW		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	
H107	Zimbabwe	IPP	Tsanga	3.3												3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
H108	Zimbabwe	IPP	Osborne	3												3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
H110	Zimbabwe	IPP	Manyuchi	1.4												1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
H111	Zimbabwe	IPP	Duru	2.3												2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
H112	Zimbabwe	IPP	Siya	0.9												1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
H113	Zimbabwe	IPP	Mutirikwi	1.4												1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	

Source : JICA 調査団

電源開発計画検討リスト (容量算定 MW) ジンバブエ ー続き

Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)		Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
						Demand[MW]	2,575	2,730	2,896	3,030	3,173	3,322	3,478	3,642	3,816	3,997	4,188	4,389	4,599	4,822	5,055	5,301	5,565	5,837	6,123	6,423	6,737	
Thermal																												
T101	Zimbabwe	ZPC	Hwange7-8 Coal fired	600	2x300MW		600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
T102	Zimbabwe	ZPC/ Private	Lupane Coal fired	300	2x150MW							300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	
T103	Zimbabwe	Rio Zim	Gokwe North (Sengwa) Coal fired	1200	4x300MW							300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	
T104	Zimbabwe	IPP	Lususu Coal fired	600	2x300MW		600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	
T105	Zimbabwe	Co-Ash Resources	Waste coal fired	250			250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	
T106	Zimbabwe	CASECO	CASECO Coal fired	600	2x300MW		600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	
T107	Zimbabwe	Southern Energy	Southern Energy Coal fired	660	2x330MW		660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	
T108	Zimbabwe	ZPC	ZPC Diesel	120			120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	
						Total Capacity	4,241	4,241	5,161	5,161	6,361	6,961	6,961	6,961	6,961	6,961	6,574	6,574	6,574	6,574	6,574	6,574	6,574	6,574	6,574	6,574	6,574	
						Hydropower	1,101	1,101	1,101	1,101	2,301	2,301	2,301	2,301	2,301	2,301	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	1,914	
						Coal-fired	3,020	3,020	3,940	3,940	3,940	4,540	4,540	4,540	4,540	4,540	4,540	4,540	4,540	4,540	4,540	4,540	4,540	4,540	4,540	4,540	4,540	
						Gas-fired	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
						RE(PV, Wind etc.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
						Diesel and else	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	
						Import	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	
						Export	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	-150	
						Surplus/Deficit	1,666	1,511	2,265	2,131	3,188	3,639	3,483	3,319	3,145	2,964	2,386	2,185	1,975	1,752	1,519	1,273	1,009	737	451	151	-163	

Source : JICA 調査団

(5) SAPP 需給バランス分析

これまでに決定した電力需要想定、電源開発計画リストに基づく供給力から、SAPP 加盟各国の需給バランスを確認した。需給バランスは、電力、電力量ともに比較を行った。

1) 発電容量に関する分析

表 5.1-11～表 5.1-22 各表最下段に、発電容量に対し電力需要想定 (MW) を差し引いた値を記載している。

これらの結果を 2020 年、2030 年、2040 年各々について図 5.1-17～図 5.1-19 に SAPP 全体の需給バランスとして示す。

各円グラフは、当該国系統の総発電容量を示すが、モザンビークは南部と中北部系統が連系していないため、当該系統毎に円グラフを示している。円グラフ外円は各系統における供給容量、内円には外円に示す供給容量中当該エリア向け供給力と電力輸出に占める割合を示している（現状電力輸出のない系統は外円のみを表示した）。

円グラフ上部のタイトルには、当該エリア向け供給力と需要想定値を示し、色は予備力の大小を示している。なお、電力需要想定分析において、アンゴラとモザンビークは、電力需要実績の点から、電力需要想定以上の将来需要となる可能性があるため、予備力の判定を他の系統と変更している。

また参考として、既存国際連系線の送電容量と現在構想、検討されている国際連系線プロジェクトを付記した。

図 5.1-17 のとおり、2020 年までの建設中・建設見込プロジェクトがスケジュール通りに導入されれば、モザンビーク北部以外はピーク需要を賅うだけの発電容量を持つこととなる。

いずれの国も国内資源を利用した供給力による運用を目指しており、SAPP 北部方面各国は、水力電源の比重が高い。一方で SAPP 南部方面各国は石炭火力電源の比重が高い。積極的な電力輸出を担うプレイヤーはモザンビーク北部に位置する HCB であり、モザンビーク北部の高い電力輸出割合は、Songo (モザンビーク) - Apollo (南ア) - MOTRACO 系統 (南アフリカ→スワジランド→モザンビーク) を経てモザンビークへ流れ込んでいる⁸⁷。モザンビーク南部の電力輸入量は、500MW であり、この電力の調達ルートは、スワジランドとの国際連系線 (1,300 MW) と南アフリカとの国際連系線 (210 MW) であり、いずれの送電線が故障してもピーク需要に対し供給支障となる可能性がある。

また、当該線路に係るスワジランドも発電容量 360MW に対し、ピーク需要が 304MW であり、余力がない。

ボツワナは、発電容量 1,332MW に対し、ピーク需要想定は 1,183MW であるものの、ピーク電力発生時間帯が点灯帯であることを加味すると、再生可能エネルギー100MW を発電容量から差し引く必要があり、正味の対応発電容量は 1,232MW となる。この値は予備力として 4%程度を確保できるのみとなり、実質的には予備力がない。ただし、ボツワナは南アフリカとの国際連系線 (容量 1,250 MW) とジンバブエとの国際連系線 (容量 950MW) を整備しており、各隣接国は潤沢な予備力を持ち合わせるため、継続的な需給ひっ迫の状態は回避できると考えられる。

⁸⁷ アルミ精錬会社である MOZAL へ 950MW、HCB→EDM へ 300MW 融通している。ただし、MOZAL の電力消費は、南アフリカの電力需要に算入している。

2030年の発電容量ベース需給バランス（図 5.1-18）では、ボツワナ、スワジランドが依然として電力収支が合わない状況である。また、コンゴ民主においても Inga 3 の導入時期を 2031 年と設定した影響が見られ、需給ひっ迫状態となる。

ポジティブな状況として、モザンビーク北部の発電容量がピーク需要に対し約 8 倍となる。これは、Mpanda Nkuwa 水力（1,500 MW）や Cahora Bassa Norte 水力（1,245 MW）等の水力電源開発を見込んでいるためであり、これら水力電源からの電力を SAPP へ提供する必要がある。モザンビーク北部の国際連系線は、南アフリカへの HVDC（容量 1,500 MW）とジンバブエ向け（700 MW）のみであり、これ以外にも電力輸送を分散させる送電線が必要である。

また、アンゴラも発電容量がピーク需要に対し 2.5 倍程度となる。水力ポテンシャルやガス火力のポテンシャルが大きいことに起因する。国際連系線を持たないアンゴラは 2030 年までには国内余剰電力を SAPP 系統へ提供する必要がある。

2040年の発電容量ベース需給バランス（図 5.1-19）では、将来導入すべき電源プロジェクトが不定なこともあり、ピーク需要を賄う発電容量を算定することが難しい状況となっているが、コンゴ民主における Inga 3 発電電力の供給ルート確保が課題となる。

また、各系統における国内エネルギーを用いた電源比率も確定され、表 5.1-23 に示すように一電源種が過半数を超えない電源ミックスを目指す SAPP 加盟国が現れる。

表 5.1-23 一電源種別が過半数を超えない電源ミックス国（2040年）

国名	電源比率
タンザニア	水力 30%, 石炭火力 34%, ガス火力 23%, その他 13%
モザンビーク (南部+中北部)	水力 47%, 石炭火力 31%, ガス火力 16%, その他 6%
ナミビア	水力 43%, ガス火力 27%, その他 30%
南アフリカ	石炭火力 25%, ガス火力 22%, 原子力 17%, その他 36%

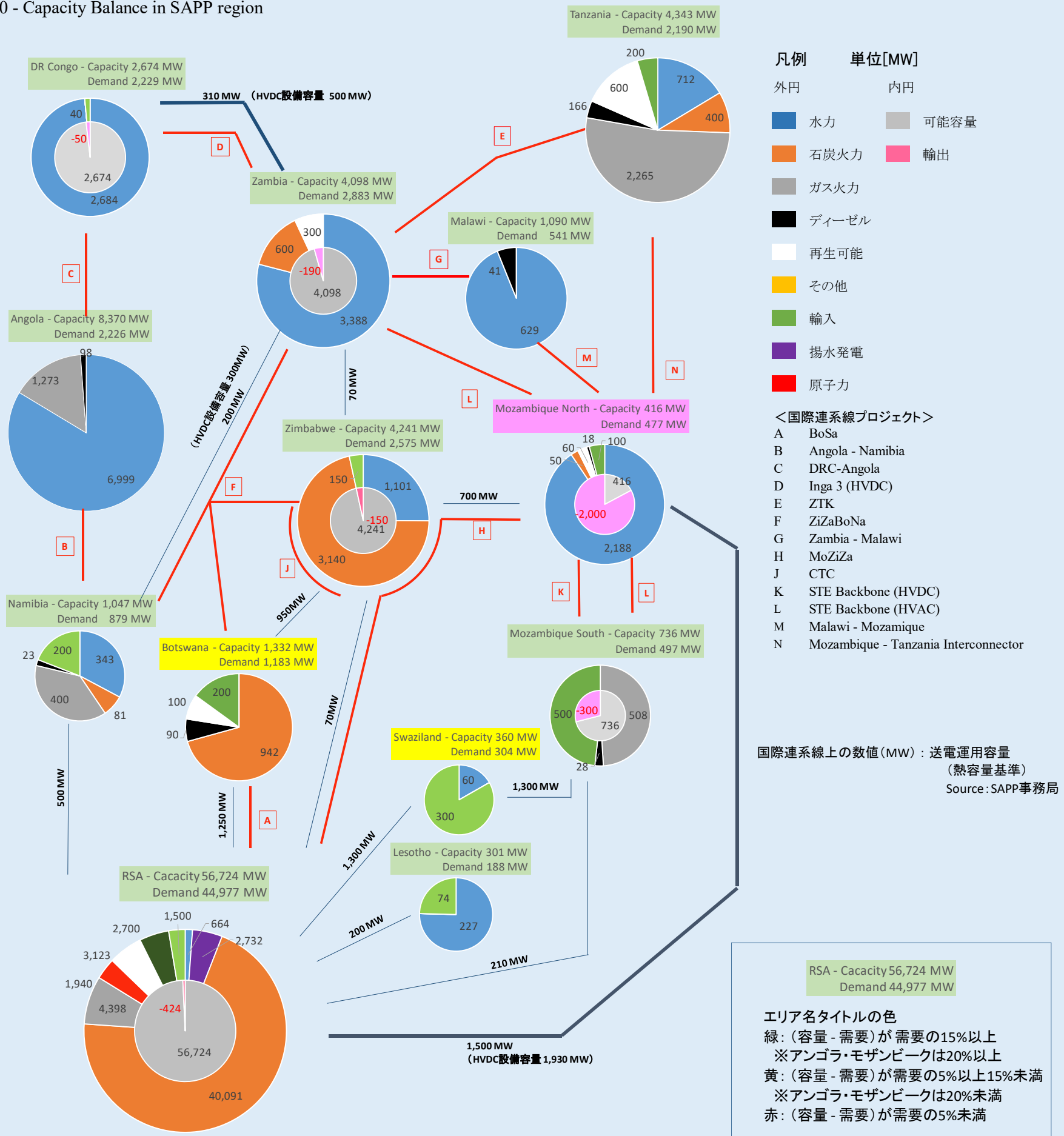
Source : JICA 調査団

前述の通り、発電容量各年次の余剰電力（予備力）は太陽光等の再生可能エネルギーを含んでの値であることに留意が必要である。各国の日負荷曲線を考慮すると、依然として点灯帯（19時 - 21時）にピークを記録することが予想される。よって、ピーク需要発生時間帯における実質的な発電容量は、再生可能エネルギーの容量は差し引いて分析している。

電源開発は様々な理由により遅延するリスクを含んでいる。南アフリカは原子力の積極的導入が他の SAPP 加盟国と電源構成という点で異なっており、水力、火力、再生可能エネルギー等の開発を遅延させる要件（環境社会配慮等）に加え、原子力導入に向けた国家レベルでのコンセンサスが必要であるという電源開発遅延要件がある⁸⁸。

⁸⁸ 2014年大統領一般教書演説にて 9,600MW の原子力導入を発表され、2016年12月14日付官報で 9.6GW New Nuclear Build Programme として、IRP に記載される原子力発電の導入を電力規制法に則り実施していくと公表された。

2020 - Capacity Balance in SAPP region

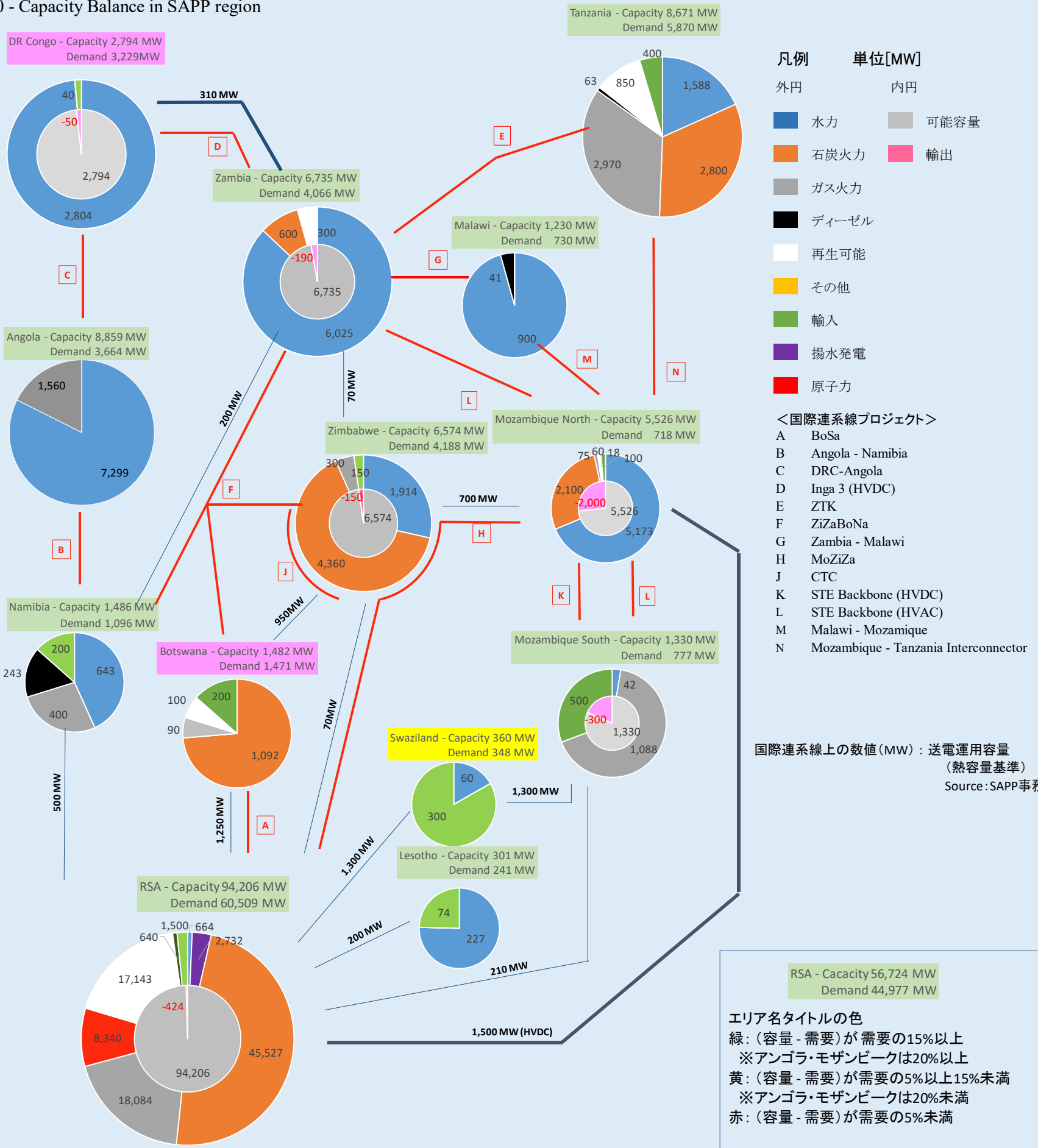


5-42

Source : JICA 調査団

図 5.1-17 需給バランス分析 (2020年時点 電力)

2030 - Capacity Balance in SAPP region



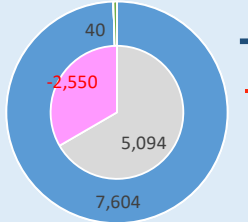
5-43

Source : JICA 調査団

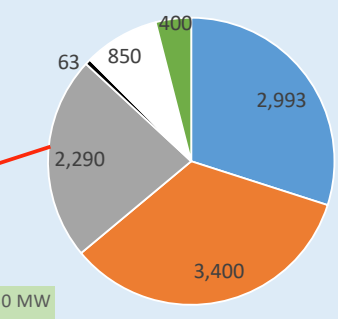
図 5.1-18 需給バランス分析 (2030年時点 電力)

2040 - Capacity Balance in SAPP region

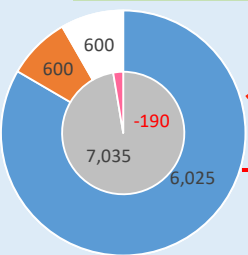
DR Congo - Capacity 5,094 MW
Demand 4,552 MW



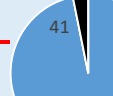
Tanzania - Capacity 9,996 MW
Demand 14,330 MW



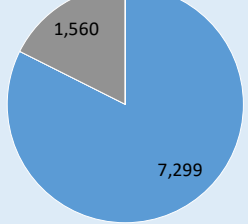
Zambia - Capacity 7,035 MW
Demand 5,812 MW



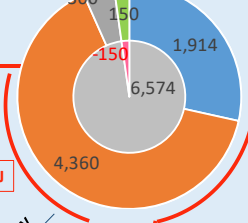
Malawi - Capacity 1,230 MW
Demand 983 MW



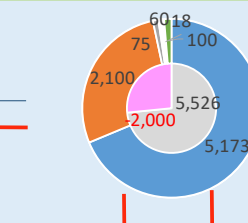
Angola - Capacity 8,859 MW
Demand 5,969 MW



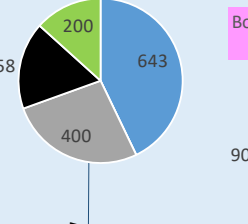
Zimbabwe - Capacity 6,574 MW
Demand 6,737 MW



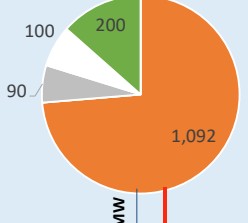
Mozambique North - Capacity 5,526 MW
Demand 1,057 MW



Namibia - Capacity 1,501 MW
Demand 1,418 MW



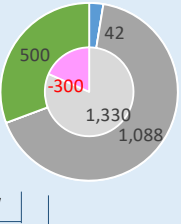
Botswana - Capacity 1,482 MW
Demand 1,967 MW



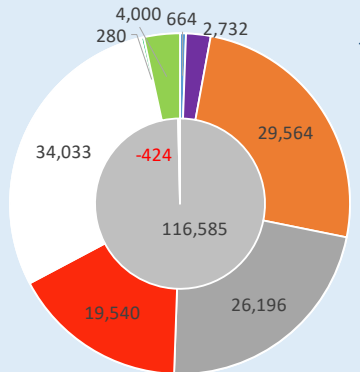
Swaziland - Capacity 360 MW
Demand 405 MW



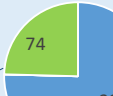
Mozambique South - Capacity 1,330 MW
Demand 1,100 MW



RSA - Capacity 116,585 MW
Demand 72,495 MW



Lesotho - Capacity 301 MW
Demand 305 MW



- 凡例 単位[MW]
- | 外円 | 内円 |
|-------|------|
| 水力 | 可能容量 |
| 石炭火力 | 輸出 |
| ガス火力 | |
| ディーゼル | |
| 再生可能 | |
| その他 | |
| 輸入 | |
| 揚水発電 | |
| 原子力 | |

- <国際連系線プロジェクト>
- A BoSa
 - B Angola - Namibia
 - C DRC-Angola
 - D Inga 3 (HVDC)
 - E ZTK
 - F ZiZaBoNa
 - G Zambia - Malawi
 - H MoZiZa
 - J CTC
 - K STE Backbone (HVDC)
 - L STE Backbone (HVAC)
 - M Malawi - Mozambique
 - N Mozambique - Tanzania Interconnector

国際連系線上の数値(MW) : 送電運用容量
(熱容量基準)
Source : SAPP事務局

RSA - Capacity 56,724 MW
Demand 44,977 MW

エリア名タイトルの色
 緑: (容量 - 需要)が需要の15%以上
 ※アンゴラ・モザンビークは20%以上
 黄: (容量 - 需要)が需要の5%以上15%未満
 ※アンゴラ・モザンビークは20%未満
 赤: (容量 - 需要)が需要の5%未満

図 5.1-19 需給バランス分析 (2040年時点 電力)

2) 発電電力量に関する分析

表 5.1-11～表 5.1-22 に記載の電源に基づく発電電力量を表 5.1-24～表 5.1-35 に示す。

これらの結果を 2020 年、2030 年、2040 年各々について図 5.1-20～図 5.1-22 に SAPP 全体の需給バランスとして示す。

各円グラフは、当該国系統の総発電電力量⁸⁹を示すが、モザンビークは南部と中北部系統が連系していないため、当該系統毎に円グラフを示している。円グラフ外円は各系統における発電電力量、内円には外円に示す発電電力量中当該エリア向け電力量と電力輸出の割合を示している（現状電力輸出のない系統は外円のみを表示した）。

円グラフ上部のタイトルには、当該エリア向け発電電力量と需要想定値を示し、色は予備力の多少を示している。なお、電力需要想定分析において、アンゴラとモザンビークは、電力需要実績の点から、電力需要想定以上の将来需要となる可能性があるため、予備力の判定を他の系統と変更している。

2020 年における電力量需給バランスを見ると、南アフリカが需給ひっ迫である。これは、発電容量の観点からは潤沢であったが、揚水発電、再生可能エネルギー電源、ピーク対応用ガス火力による発電電力量の影響と考えられる。つまり 2020 年までの短期的将来においては、南アフリカは電力量に寄与する電力輸入、つまりベース・ミドルロードの電力輸入が必要となる。

同様にナミビアの予備力が不足しており、電力輸入に占める電力量に比率を上げる検討、つまり現存の国際連系線にて調達できる電源を探す必要がある。

2030 年における電力量需給バランスを見ると、発電容量の分析同様、2031 年 Inga 3 導入の影響からコンゴ民主にて需給ひっ迫が見られる。

2040 年における電力量需給バランスでは、モザンビーク南部、ナミビアといった SAPP 南部およびタンザニア、コンゴ民主といった SAPP 北部にて需給ひっ迫となった。

⁸⁹ 水力電源は平水時運用、火力電源に関しても平常時運用として 80%の稼働率にて算定した。

表 5.1-25 電源開発計画検討リスト (電力量算定 Wh) ボツワナ

Botswana																													
Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)	Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040			
					Demand[GWh]	6,848	6,949	7,049	7,147	7,243	7,336	7,438	7,541	7,645	7,751	7,859	7,968	8,078	8,190	8,304	8,419	8,536	8,654	8,774	8,895	9,019			
Existing					Existing																								
Thermal																													
T001	Botswana	BPC	Morupule A	132	4x33MW	925	925	925	925	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
T002	Botswana	BPC	Morupule B	600	4x150MW	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700		
T003	Botswana	BPC	Orapa (OCGT)	90		473	473	473	473	473	473	473	473	473	473	473	473	473	473	473	473	473	473	473	473	473	473		
Import																													
			Eskom, firm	150	2008-2012	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117		
			EDM, firm	50	2007 annually	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372		
			SNEL, firm	50	2009 continuous																								
			ZESCO, non-firm	100	2014 annually																								
Planning					Expected Y	Planning																							
Thermal																													
T101	Botswana	BPC	Morupule-B phase2 (5&6) Coal fired	300	2020, 2021	1,051	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102		
T102	IPP Greenfield		Coal fired	264	2020, 2021	925	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850		
Solar																													
S101	PV-Unknow			100	2017	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175		
Total generated						8,739	10,715	10,715	10,715	9,790	9,790	9,790	9,790	9,790	9,790	9,790	9,790	9,790	9,790	9,790	9,790	9,790	9,790	9,790	9,790	9,790	9,790		
Hydropower						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Coal-fired						6,602	8,578	8,578	8,578	7,653	7,653	7,653	7,653	7,653	7,653	7,653	7,653	7,653	7,653	7,653	7,653	7,653	7,653	7,653	7,653	7,653	7,653		
Gas-fired						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
RE(PV, Wind etc.)						175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	
Diesel and else						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Import						1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	
Export						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Surplus/Deficit						1,891	3,766	3,666	3,568	2,547	2,454	2,352	2,249	2,145	2,039	1,931	1,822	1,712	1,600	1,486	1,371	1,254	1,136	1,016	895	771			

Source : JICA 調査団

表 5.1-27 電源開発計画検討リスト (電力量算定 Wh) レソト

Lethoto																											
Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)	Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
						Demand [GWh]	866	902	940	979	1,020	1,063	1,107	1,154	1,202	1,252	1,305	1,359	1,416	1,476	1,537	1,602	1,669	1,738	1,811	1,887	1,966
	Existing				Existing																						
Hydro																											
H001	Lesotho	LHWP	Muela	72	3x24MW	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410
H002	Lesotho	LEC	Mant-Sonyane	2	1.5MW,0.5MW	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
Import																											
			Eskom Firm	24	2005indefinite	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	
			EDM Firm	50	2008annually	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	
	Planning				Planning																						
Hydro																											
H101	Lesotho	LHWP	Kobong Pumped storage	1,200																							
H102	Lesotho	LHWP	Muela II	73	2012	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	
H103	Lesotho	LHWP	Oxbow	80	2017	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	
					Total generated	1,465	1,465	1,465	1,465	1,465	1,465	1,465	1,465	1,465	1,465	1,465	1,465	1,465	1,465	1,465	1,465	1,465	1,465	1,465	1,465	1,465	
					Hydropower	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	
					Coal-fired	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
					Gas-fired	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
					RE(PV, Wind etc.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
					Diesel and else	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
					Import	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	
					Export	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
					Surplus/Deficit	599	563	525	486	445	402	358	311	263	213	160	106	49	-11	-72	-137	-204	-273	-346	-422	-501	

Source : JICA 調査団

表 5.1-30 電源開発計画検討リスト (電力量算定 Wh) ナミビア

Namibia						2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040		
Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)		Demand[GWh]	6,036	6,173	6,314	6,459	6,608	6,452	6,608	6,769	6,932	7,097	7,264	7,433	7,609	7,790	7,976	8,165	8,359	8,558	8,762	8,970	9,183	
	Existing			470.5	Existing																							
Hydro																												
H001	Namibia	Nampower	Ruacana	343	3x80MW, 92MW		1,803	1,803	1,803	1,803	1,803	1,803	1,803	1,803	1,803	1,803	1,803	1,803	1,803	1,803	1,803	1,803	1,803	1,803	1,803	1,803	1,803	
Thermal																												
T001	Namibia	Nampower	Anixas	22.5	1x22.5MW		118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	
T002	Namibia	Nampower	Van Eck	81			355	355	355	355	355																	
Import																												
	ZESA → (Firm)			150			1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	
	ZESCO → (Firm)			50			372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	
	Planning				Planning																							
Hydro																												
H101	Namibia/Angola	Nampower	Baynes	300	2x71MW, 3x156.75MW								1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	
Thermal																												
T102	Namibia	Nampower	Kudu Gas fired	400			2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	
		Nampower	Diesel						88	175	263	526	613	701	788	876	964	1,029	1,029	1,029	1,029	1,029	1,029	1,029	1,029	1,029	1,029	
						Total generated	6,568	6,568	6,656	6,743	6,831	6,739	8,551	8,638	8,726	8,813	8,901	8,967	8,967	8,967	8,967	8,967	8,967	8,967	8,967	8,967	8,967	
						Hydropower	1,803	1,803	1,803	1,803	1,803	1,803	3,527	3,527	3,527	3,527	3,527	3,527	3,527	3,527	3,527	3,527	3,527	3,527	3,527	3,527	3,527	3,527
						Coal-fired	355	355	355	355	355	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
						Gas-fired	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803
						RE(PV, Wind etc.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
						Diesel and else	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118
						Import	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489
						Export	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
						Surplus/Deficit	532	395	342	284	223	287	1,943	1,869	1,794	1,716	1,637	1,534	1,358	1,177	991	802	608	409	205	-3	-216	

Source : JICA 調査団

電源開発計画検討リスト (電力量算定 Wh) 南アフリカー続き 1

Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)	Year	Year																			
						Demand[GWh]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Nuc																									
N001	RSA	Eskom	Koeberg Nuc	1,940		14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445
Wind																									
W001	RSA	Eskom	Klipheuwel	3																					
W002	RSA	Eskom	Sere	100		175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175
Planning																									
Hydro																									
H001	RSA	Eskom	Ingula PS	1,332	4x333MW Pump Turbines	972	972	972	972	972	972	972	972	972	972	972	972	972	972	972	972	972	972	972	972
Thermal (Coal Baseload IPP Programme:2500MW, 2021)-from Botswana refer to Botswana																									
T101	RSA	Eskom	Medupi Coal fired	4,764	6x794MW	11,129	11,129	22,257	22,257	22,257	33,386	33,386	33,386	33,386	33,386	33,386	33,386	33,386	33,386	33,386	33,386	33,386	33,386	33,386	33,386
T102	RSA	Eskom	Kusile Coal fired	4,800	6x800MW		5,606	11,213	22,426	33,638	33,638	33,638	33,638	33,638	33,638	33,638	33,638	33,638	33,638	33,638	33,638	33,638	33,638	33,638	33,638
(Gas to Power Programme:3126MW, IRP 3910MW)																									
T104	RSA	IPP	CCGT	2,370		3,114	4,671	4,671	4,671	4,671	4,671	4,671	4,671	7,785	9,343	15,571	15,571	15,571	15,571	15,571	15,571	15,571	15,571	15,571	
T105	RSA	IPP	Peak OCGT	3,126				4,231	8,462	8,462	12,693	12,693	12,693	16,320	20,551	20,551	20,551	20,551	20,551	20,551	20,551	20,551	20,551	20,551	
Future OCGT																									
Future CCGT																									
T106	RSA		Future Nuclear			0	0	0	0	0	23,827	23,827	35,741	47,654	47,654	47,654	59,568	59,568	71,482	83,395	95,309	107,222	107,222	119,136	131,050
Solar (towards 1450MW)																									
S101	RSA	IPP	PV total(Upcoming Window)	1,665	Window 1-3:2010MW	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875	1,875
Future PV																									
CSP (towards 1000MW IRP objective)																									
C101		IPP	CSP total	300		1,577	1,577	1,577	1,577	1,577	1,577	1,577	1,577	1,577	1,577	1,577	1,577	1,577	1,577	1,577	1,577	1,577	1,577	1,577	1,577
Future CSP																									
Wind (towards 1850MW)																									
W101		IPP	Wind total	1,300	1850-1030	2,278	2,278	2,278	2,278	2,278	2,278	2,278	2,278	2,278	2,278	2,278	2,278	2,278	2,278	648					
Future Wind																									
Other																									
Cogeneration etc.																									
Import																									
		SNEL	Inga3	2,500	2,026																				
			HCB (Cahorra Bassa)-Firm	1,150	1998-2030	8,563	8,563	8,563	8,563	8,563	8,563	8,563	8,563	8,563	8,563	8,563	8,563	8,563	8,563	8,563	8,563	8,563	8,563	8,563	8,563
			HCB (Cahorra Bassa)-Firm	250	2008-2014	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862
			EDM Firm	100		745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745
EDM Firm As Available																									
ZESA NonFirm As Available																									
ZESCO Non Firm As Available																									
Future Import - Reference																									
								8,377	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169

Source : JICA 調査団

電源開発計画検討リスト (電力量算定 Wh) 南アフリカー続き 2

Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)	Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
					Demand[GWh]	314,790	324,303	333,929	343,561	353,651	364,056	366,034	376,611	387,506	398,408	409,140	418,001	425,856	433,743	440,862	447,926	454,617	461,389	468,272	472,960	479,589	
Export																											
		→ SEC Firm		-250		-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	
		→ LEC Firm		-24		-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	
		→ BPC Firm		-150		-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	
		→ Nampower Non Firm		-350																							
		→ ZESCO Non Firm		-300																							
		→ ZESA Non Firm		-300																							
					Total	309,445	316,363	341,569	365,269	379,869	431,229	428,561	449,641	477,462	485,186	496,156	520,389	535,227	543,749	560,181	564,580	550,840	584,678	587,063	582,481	596,998	
					Hydropower	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875	875
					Pumped storage	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	
					Coal-fired	245,083	247,693	267,687	281,108	293,640	300,758	298,177	296,201	294,225	290,765	281,038	266,553	266,534	259,743	257,971	245,079	214,589	222,493	210,652	193,438	193,790	
					Gas-fired	23,057	26,506	30,738	39,633	39,633	57,858	62,274	71,104	86,675	94,986	99,703	100,334	106,010	106,010	111,056	111,056	114,840	135,273	135,273	135,273	145,233	
					RE(PV, Wind etc.)	6,517	7,376	8,357	9,741	11,808	13,998	16,714	19,027	21,339	24,213	40,191	48,846	58,026	61,425	62,669	68,048	70,360	75,862	78,174	78,893	83,097	
					Diesel and else	9,461	9,461	9,461	9,461	9,461	9,461	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	981	981	981	981	981	
					Nuclear	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	38,272	38,272	50,186	62,100	62,100	62,100	74,013	74,013	85,927	97,840	109,754	121,668	121,668	133,581	145,495	145,495	
					Import	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	
					Export	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157		
					Surplus/Deficit	-5,345	-7,940	7,640	21,708	26,218	67,173	62,527	73,030	89,956	86,778	87,016	102,388	109,371	110,006	119,319	116,654	96,223	123,289	118,791	109,521	117,409	

Source : JICA 調査団

表 5.1-32 電源開発計画検討リスト (電力量算定 Wh) スワジランド

Swaziland																											
Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)	Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
						Demand[GWh]	1,720	1,743	1,760	1,783	1,805	1,828	1,850	1,873	1,896	1,919	1,943	1,967	1,991	2,015	2,040	2,065	2,090	2,116	2,142	2,168	2,194
	Existing			69.4	Existing																						
Hydro																											
H001	Swaziland	SEC	Maguga	19.8	2x9.9MW	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
H002	Swaziland	SEC	Edwaleni	15	4x2.5MW, 1x5.0MW	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
H003	Swaziland	SEC	Ezulwini	20	2x10.0MW																						
H004	Swaziland	SEC	Maguduza	5.6	1x5.6MW																						
	Import																										
			Eskom → (Firm)	250	2000-2025	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862
			Eskom → (Firm)	50	2003annually	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372
	Planning				Planning																						
-	-	-	-	-		-	-	-																			
					Total	2,419	2,419	2,419	2,419	2,419	2,419	2,419	2,419	2,419	2,419	2,419	2,419	2,419	2,419	2,419	2,419	2,419	2,419	2,419	2,419	2,419	2,419
					Hydropower	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185
					Coal-fired	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					Gas-fired	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					RE(PV, Wind etc.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					Diesel and else	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					Import	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234
					Export	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					Surplus/Deficit	699	676	659	636	614	591	569	546	523	500	476	452	428	404	379	354	329	303	277	251	225	225

Source : JICA 調査団

表 5.1-35 電源開発計画検討リスト (電力量算定 Wh) ジンバブエ

Zimbabwe																												
Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)		Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
						Demand[GWh]	13,534	14,349	15,221	15,926	16,677	17,461	18,280	19,142	20,057	21,008	22,012	23,069	24,172	25,345	26,569	27,862	29,249	30,679	32,182	33,756	35,408	
		Existing		2001.25		Existing																						
Hydro																												
H001	Zimbabwe	ZPC	Kariba South	750	6x125MW		4,982	4,982	4,982	4,982	4,982	4,982	4,982	4,982	4,982	4,982	4,982	4,982	4,982	4,982	4,982	4,982	4,982	4,982	4,982	4,982	4,982	4,982
H002	Zimbabwe	IPP(Nyangani Renewable Energy)	Pungwe A	2.7																								
H003	Zimbabwe	IPP(Nyangani Renewable Energy)	Pungwe B	15.25																								
H004	Zimbabwe	IPP(Nyangani Renewable Energy)	Duru	2.2																								
H005	Zimbabwe	IPP(Nyangani Renewable Energy)	Nyamhingura	1.1																								
Thermal																												
T001	Zimbabwe	ZPC	Hwange1-6	920	4x120, 2x220MW -> 700				3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827
T002	Zimbabwe	ZPC	Munyati	100	-> 20		394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394
T003	Zimbabwe	ZPC	Bulawayo	90	3x30MW -> 20		394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394
T004	Zimbabwe	ZPC	Harare	120	1x20MW, 2x30MW -> 30		307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307
Export																												
		Nampower (Firm)		-150	though Cprivi link		-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117
		Eskom (Non Firm)	As Available																									
Import																												
		→ HCB (Firm)		100			745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745
		→ SNEL (Firm)		50			372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372
		→ HCB (Non Firm)	As Available																									
		→ EDM (Non Firm)		50																								
		→ ZESCO (Non Firm)		200																								
		→ SNEL (Non Firm)		50																								
		→ Eskom (Non Firm)	As Available																									
Planning																												
Hydro																												
H101	Zimbabwe	SPC(ZPC has developed SPV)	Kariba South Exte	300	2x150		1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183
H104	Zimbabwe	ZPC	Batoka Gorge	1200	4x300MW (4x300MW)				6,097	6,097	6,097	6,097	6,097	6,097	6,097	6,097	6,097	6,097	6,097	6,097	6,097	6,097	6,097	6,097	6,097	6,097	6,097	6,097
H105	Zimbabwe	Private Company owned by Zim.Gov.	Gairezi	30	2x15MW		158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158
H107	Zimbabwe	IPP	Tsanga	3.3																								
H108	Zimbabwe	IPP	Osborne	3																								
H110	Zimbabwe	IPP	Manyuchi	1.4																								
H111	Zimbabwe	IPP	Duru	2.3																								
H112	Zimbabwe	IPP	Siya	0.9																								
H113	Zimbabwe	IPP	Mutirikwi	1.4																								

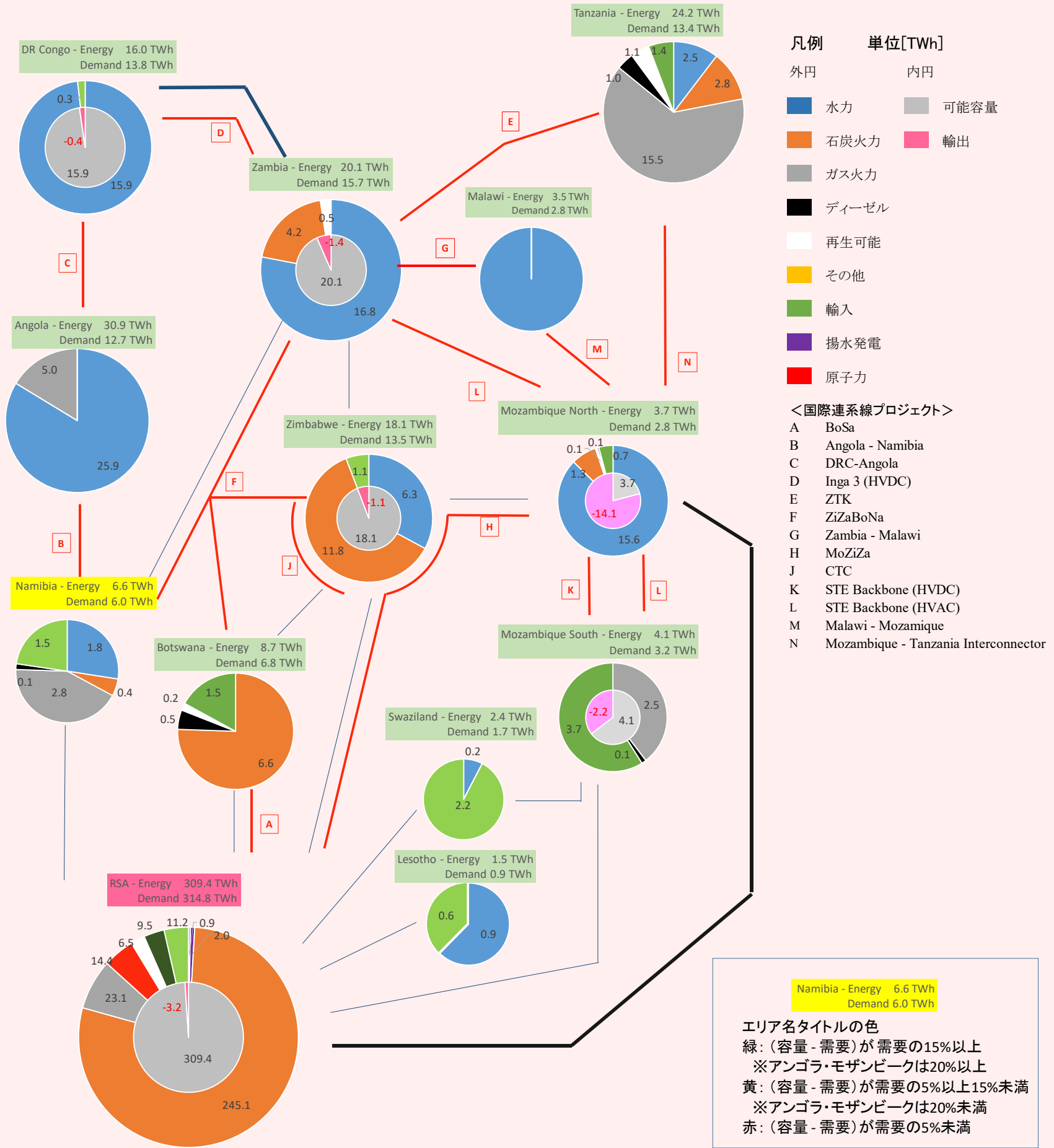
Source : JICA 調査団

電源開発計画検討リスト (電力量算定 Wh) ジンバブエ -続き

Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)		Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040		
						Demand[GWh]	13,534	14,349	15,221	15,926	16,677	17,461	18,280	19,142	20,057	21,008	22,012	23,069	24,172	25,345	26,569	27,862	29,249	30,679	32,182	33,756	35,408		
Thermal																													
T101	Zimbabwe	ZPC	Hwange7-8 Coal fired	600	2x300MW		2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628		
T102	Zimbabwe	ZPC/ Private	Lupane Coal fired	300	2x150MW							1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314		
T103	Zimbabwe	Rio Zim	Gokwe North (Sengwa) Coal fired	1200	4x300MW							1,314	1,314	2,628	2,628	3,942	3,942	5,256	5,256	5,256	5,256	5,256	5,256	5,256	5,256	5,256	5,256		
T104	Zimbabwe	IPP	Lususu Coal fired	600	2x300MW		1,314	1,314	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628		
T105	Zimbabwe	Co-Ash Resources	Waste coal fired	250			1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095		
T106	Zimbabwe	CASECO	CASECO Coal fired	600	2x300MW		1,577	1,577	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154		
T107	Zimbabwe	Southern Energy	Southern Energy Coal fired	660	2x330MW		3,469	3,469	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938		
T108	Zimbabwe	ZPC	ZPC Diesel	120																									
Total						17,500	17,500	33,784	33,784	33,784	36,412	36,412	37,726	37,726	39,040	39,040	40,354	40,354	40,354	40,354	40,354	40,354	40,354	40,354	40,354	40,354	40,354		
Hydropower						6,323	6,323	12,420	12,420	12,420	12,420	12,420	12,420	12,420	12,420	12,420	12,420	12,420	12,420	12,420	12,420	12,420	12,420	12,420	12,420	12,420	12,420	12,420	
Coal-fired						11,178	11,178	21,365	21,365	21,365	23,993	23,993	25,307	25,307	26,621	26,621	27,935	27,935	27,935	27,935	27,935	27,935	27,935	27,935	27,935	27,935	27,935	27,935	
Gas-fired						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
RE(PV, Wind etc.)						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Diesel and else						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Import						1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117
Export						-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117
Surplus/Deficit						3,966	3,151	18,563	17,858	17,107	18,951	18,132	18,584	17,669	18,032	17,028	17,285	16,182	15,009	13,785	12,492	11,105	9,675	8,172	6,598	4,946			

Source : JICA 調査団

2020 - Energy Balance in SAPP region

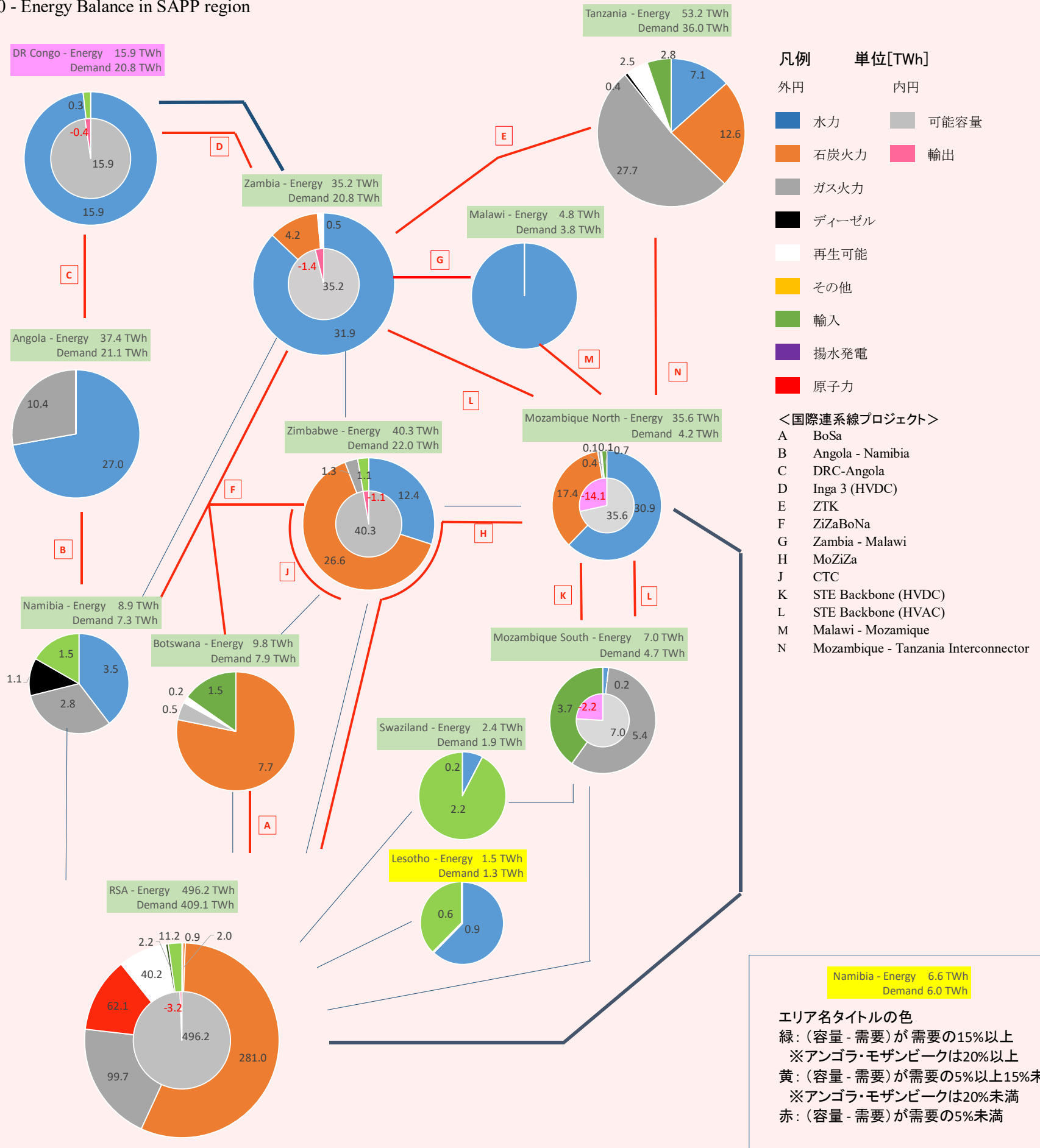


5-63

Source : JICA 調査団

図 5.1-20 需給バランス分析 (2020年時点 電力量)

2030 - Energy Balance in SAPP region

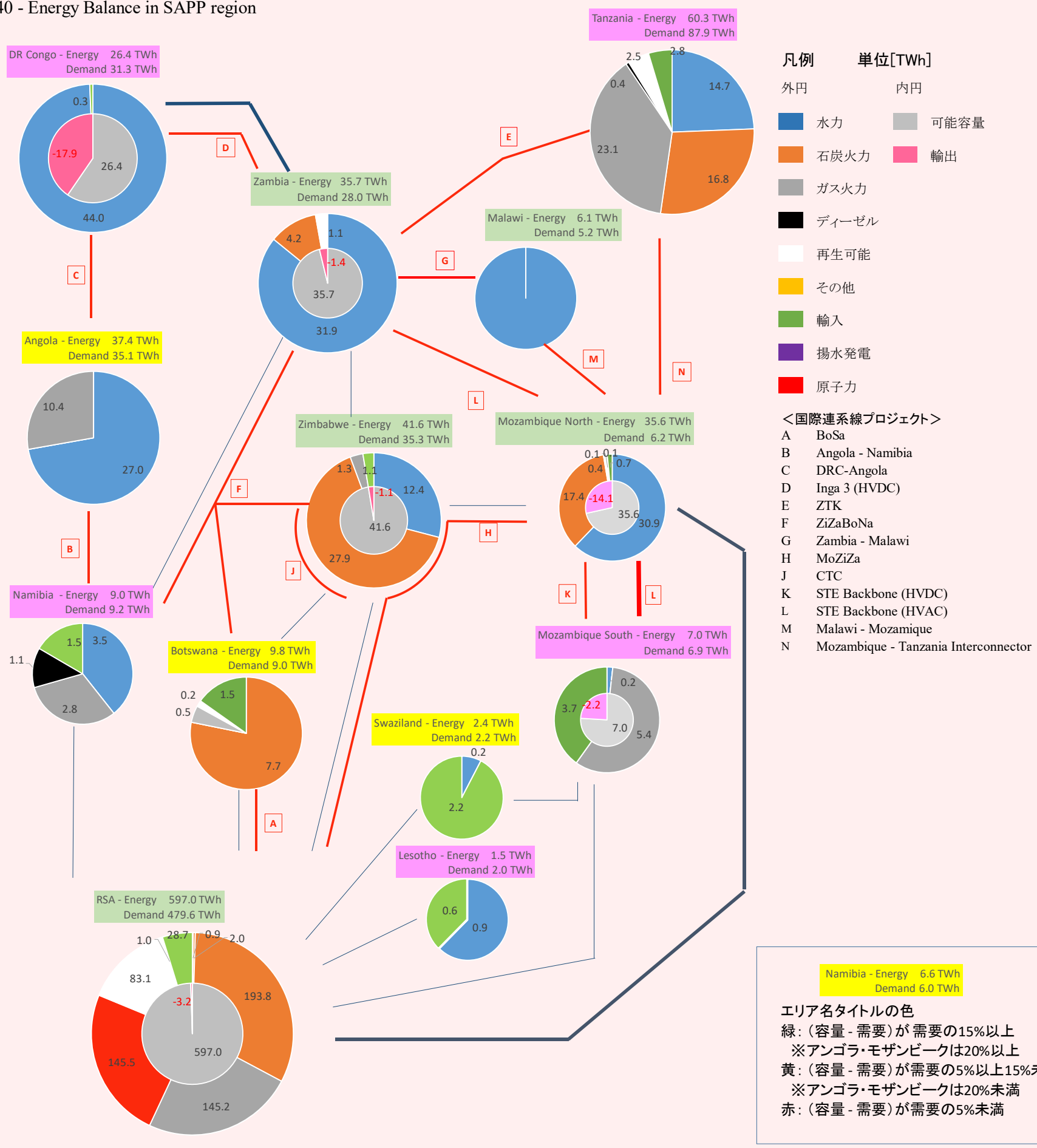


5-64

Source : JICA 調査団

図 5.1-21 需給バランス分析 (2030年時点 電力量)

2040 - Energy Balance in SAPP region



5-65

Source : JICA 調査団

図 5.1-22 需給バランス分析 (2040年時点 電力量)

3) 水力偏重による渇水時バランス分析

図 5.1-17～図 5.1-19 に表されるように、SAPP 北部地域の系統は水力電源発電容量の比率が高い。また、各系統の水力電源の一発電所当たりの発電容量も大きいことから、渇水による出力低下の危険性は大きい⁹⁰。SAPP Pool Plan 2009 では、渇水時の水力電源の稼働率は平水時の 66%、Zambezi 川流域の大規模水力電源に限っては平水時の 78%の稼働率として検討しているが、本調査では全ての水力電源の稼働率を 60%とした場合を試算した。

各国の結果を表 5.1-36～表 5.1-46 に示す。また、前述同様、SAPP 全体の発電電力量需給バランスを図 5.1-24～図 5.1-26 に示す。

本図の見方には、注意を要する。図 5.1-23 に示すように SAPP 加盟国に現存、開発する水力発電所は幾つかの水系に分かれており、全てが同時期に渇水になるとは考えにくい。ただし、SAPP 内における大規模水力発電所は、いずれも Zambezi 川、Congo 川の大流量河川に開発されており、その他の中規模水力発電所も概ね大流量河川の支流域に存在している。よって、一度大流量河川が渇水となった場合の影響は大きく、かつ当該流域の貯水を回復するには年単位での時間を要す。

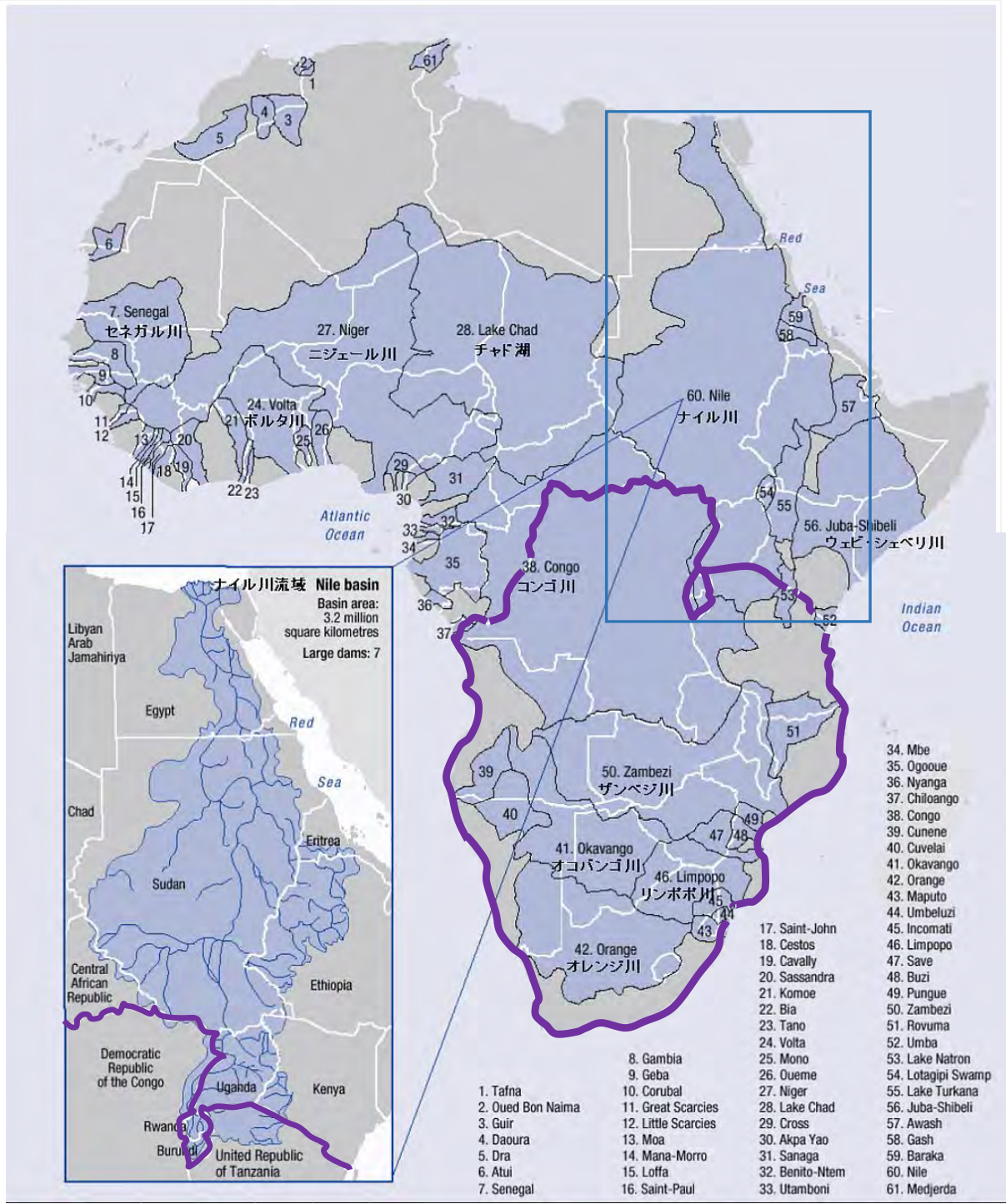
なお、表 5.1-37 のコンゴ民主渇水時電力量算定において、Inga 3 発電電力 2,500 MW 相当発電電力量満量を電力輸出するとコンゴ民主での Inga 3 からの発電電力量取り分がなくなるため、総発生電力量のうち容量比相当分 (2,500 MW / 4,800 MW) が南アフリカへの電力輸出量とした。表 5.1-42 の南アフリカ渇水時電力量はこれに倣い電力輸入量を算入している。

図 5.1-24 に示す 2020 年時点でコンゴ民主、ザンビア、マラウイ、モザンビーク北部が需給ひっ迫状態となる。コンゴ民主は Congo 川流域、ザンビア、マラウイ、モザンビーク北部は Zambezi 川流域である。

図 5.1-25 に示す 2030 年時点で 2020 年同様コンゴ民主、マラウイ、ザンビアが渇水の影響を引き続き受ける。

図 5.1-26 に示す 2040 年時点ではアンゴラにおいても渇水の影響を受ける。

⁹⁰ 現況において Zambezi 川流域の貯水率は劇的に低下し、ザンビア等では需給ひっ迫の状態である。



Source : UNDP 人間開発計画書 (2006) を基に調査団作成

図 5.1-23 アフリカの河川流域

表 5.1-36 電源開発計画検討リスト (湧水時電力量算定 Wh) アンゴラ

Angola																															
Lot	Country declared	Utility	Project name(Pool Plan)(Latest info.)	Capacity(MW)	Drought Case			Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040		
					Drought 60%	Pool P2009 GWh	Dry Year GWh	Demand[GWh]	12,674	13,364	14,077	14,812	15,568	16,345	17,198	18,096	19,040	20,034	21,079	22,179	23,337	24,555	25,836	27,185	28,604	30,096	31,667	33,320	35,059		
Existing					1745.9	Existing																									
Hydro																															
H001	Angola	PRODEL	Mabubas(18MW)(25.6MW)	26																											
H002	Angola	PRODEL	Cambambe(180MW)(960MW)	260																											
H003	Angola	PRODEL	Capanda(260MW)(520MW)	520																											
H004	Angola	PRODEL	Matala(16MW)(40.8MW)	42																											
H005	Angola	PRODEL	Luachimo(36MW)-Lunda Norte	8.4																											
H006	Angola	PRODEL	Chicapa(34MW)-Lunda Sul	16																											
H007	Angola	PRODEL	Biópio(8MW)(14.6MW)	14.6																											
H008	Angola	PRODEL	Lomaum(0MW)(50+160MW)	65																											
H009	Angola	PRODEL	Gove(-)(57.6MW)	60																											
Thermal																															
T001	Angola	PRODEL	Luanda	148																											
T003	Angola	PRODEL	Benguela-New	60																											
T004	Angola		GTG	128																											
T005	Angola		CD CFL	60																											
T006	Angola		CT Quartéis	15																											
T007	Angola		CT Viana	50																											
T008	Angola		CT Cimangola	96																											
T009	Angola		CT Mabor ou Cazenga	56																											
T010	Angola		CD Luanda Norte(Dundo)	0.8																											
T011	Angola		CD Lunda Sul(Saurimo)	2.1																											
T012	Angola		CD Moxico(Luena)	12.5																											
T014	Angola		CD Lunda Norte(Dundo)	15																											
T015	Angola		CD Luda Sul	7.5																											
Planning																															
Hydro																															
H101	Angola	-	Cambambe2	720	2017																										
H102	Angola	-	Caculo Cabaca	2100	2020																										
H103	Angola	-	Laúca	2060	2018																										
H104	Angola		Queve	774	2020																										
H105	Angola	IPP	Jamba ia oma	78	2020																										
H106	Angola	IPP	Jamba ia mina	227	2020																										
H107	Angola/Namibia	-	Baynes (by Namibia)	300	2026																										
Thermal																															
T101	Angola	PRODEL	Soyo I - Gas fired	720	2018																										
T102	Angola	IPP	Soyo II (2A, 2B) - Gas fired	720	2022																										
T103	Angola	PRODEL	Boavista 1 (Benguela) - Gas fired, relocate	80	2026																										
T104	Angola	PRODEL	Boavista 2 (Namibe) - Gas fired, relocate	40	2026																										
Total								20,565	20,565	25,611	25,611	25,611	25,926	27,109	27,109	27,109	27,109	27,109	27,109	27,109	27,109	27,109	27,109	27,109	27,109	27,109	27,109	27,109			
Hydropower								15,519	15,519	15,519	15,519	15,519	15,519	16,701	16,701	16,701	16,701	16,701	16,701	16,701	16,701	16,701	16,701	16,701	16,701	16,701	16,701	16,701	16,701	16,701	
Coal-fired								0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Gas-fired								5,046	5,046	10,092	10,092	10,092	10,407	10,407	10,407	10,407	10,407	10,407	10,407	10,407	10,407	10,407	10,407	10,407	10,407	10,407	10,407	10,407	10,407	10,407	
RE(PV, Wind etc.)								0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Diesel and else								0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Import								0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Export								0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Surplus/Deficit								7,891	7,201	11,534	10,799	10,043	9,581	9,911	9,013	8,069	7,075	6,030	4,930	3,772	2,554	1,273	-76	-1,495	-2,987	-4,558	-6,211	-7,950			

Source : JICA 調査団

表 5.1-38 電源開発計画検討リスト (渇水時電力量算定 Wh) レソト

Lethoto	Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)	Drought Case			Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
						Drought 60%	Pool 2009 GWh	Dry Year GWh																							Demand [GWh]
				Existing	148				Existing	866	902	940	979	1,020	1,063	1,107	1,154	1,202	1,252	1,305	1,359	1,416	1,476	1,537	1,602	1,669	1,738	1,811	1,887	1,966	
	Hydro																														
	H001	Lesotho	LHWP	Muela	72	3x24MW	246	410	271	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	
	H002	Lesotho	LEC	Mant-Sonyane	2	1.5MW,0.5MW	0	4	3																						
	Import																														
			No.3	Eskom Firm	24	2005indefinite				179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	
			No.17	EDM Firm	50	2008annually				372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	
	Planning																														
	Hydro																														
	H101	Lesotho	LHWP	Kobong Pumped Storage	1,200																										
	H102	Lesotho	LHWP	Muela II	73	2012	54	90	59	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
	H103	Lesotho	LHWP	Oxbow	80	2017	246	410	271	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246
									Total	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	
									Hydropower	914	604	0	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546	546	
									Coal-fired	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
									Gas-fired	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
									RE(PV, Wind etc.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
									Diesel and else	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
									Import	0	0	0	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	551	
									Export	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
									Surplus/Deficit	231	195	157	118	77	34	-10	-57	-105	-155	-208	-262	-319	-379	-440	-505	-572	-641	-714	-790	-869	

Source : JICA 調査団

表 5.1-39 電源開発計画検討リスト (渇水時電力量算定 Wh) マラウイ

Malawi					Drought Case			Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)	Drought 60%	Pool Plan 2009 GWh	Dry Year GWh	Demand[GWh]	2,833	2,934	3,020	3,108	3,199	3,293	3,394	3,497	3,604	3,714	3,828	3,945	4,065	4,189	4,317	4,449	4,585	4,725	4,870	5,018	5,172	
	Existing			390.05			Existing																							
Hydro																														
H001	Malawi	Escom	Nkula A	24	3x8MW	67	112	74	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	
H002	Malawi	Escom	Nkula B	100	5x20MW	174	290	191	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	
H003	Malawi	Escom	Tedzani 1	20	2x10MW	153	255	169	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	
H004	Malawi	Escom	Tedzani 2	20	2x10MW				153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	
H005	Malawi	Escom	Tedzani 3	52.7	2x26.5MW	154	256	169	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	154	
H006	Malawi	Escom	Kapichira Phase1	64	2x32.4MW	281	469	310	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	
H007	Malawi	Escom	Kapichira Phase2	64	2x32.4MW	128	213	141	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	128	
H008	Malawi	Escom	Wowwe	4.35	3x1.45MW	5	9	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Thermal																														
T001	Malawi	Escom	Lilongwe	20					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
T002	Malawi	Escom	Mzuzu	6					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
T003	Malawi	Escom	Blantyre	15					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Planning																														
Hydro																														
H101	Malawi	Escom	Nkula A - expansion	12	1x12MW				2018	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	
H102	Malawi	Escom	Tedzani - expansion	18	1x18MW				2019	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	
H104	Malawi	Escom	Kholombidzo	280		745	1242		2020	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	
H106	Malawi	IPP	Mbongozi	40		119	198		2022		119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	119	
H108	Malawi		Chizuma	50					2019	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	
H111	Malawi		Lower Fufu	100-150		500	834		2026						500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	
H117	Malawi		Mpatamanga	310		745	1242		2035																					
H123	Malawi		Songwe	65-340	90MW	210	350		2022 → 2029																					
						0																								
								Total		2,073	2,073	2,192	2,192	2,192	2,192	2,693	2,693	2,693	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	3,648	3,648	3,648	3,648	3,648	
								Hydropower		2,073	2,073	2,192	2,192	2,192	2,192	2,693	2,693	2,693	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	2,903	3,648	3,648	3,648	3,648	3,648	
								Coal-fired		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
								Gas-fired		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
								RE(PV, Wind etc.)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
								Diesel and else		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
								Import		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
								Export		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
								Surplus/Deficit		-760	-861	-828	-916	-1,007	-1,101	-701	-804	-911	-811	-925	-1,042	-1,162	-1,286	-1,414	-801	-937	-1,077	-1,222	-1,370	-1,524

Source : JICA 調査団

表 5.1-41 電源開発計画検討リスト (渇水時電力量算定 Wh) ナミビア

Namibia																														
Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)		Drought Case			Demand[GWh]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
						Drought 60%	Pool P2009 GWh	Dry Year GWh		6,036	6,173	6,314	6,459	6,608	6,452	6,608	6,769	6,932	7,097	7,264	7,433	7,609	7,790	7,976	8,165	8,359	8,558	8,762	8,970	9,183
	Existing			470.5				Existing																						
Hydro																														
H001	Namibia	Nampower	Ruacana	343	3x80MW, 92MW	837	1395	921	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	837	
Thermal																														
T001	Namibia	Nampower	Anixas	22.5	1x22.5MW				118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	
T002	Namibia	Nampower	Van Eck	81					355	355	355	355	355																	
Import																														
	No.24 ZESA → (Firm)			150					1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	
	No.25 ZESCO → (Firm)			50					372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	
	Planning																													
Hydro																														
H101	Namibia/Angola	Nampower	Baynes	300	2x71MW, 3x156.75MW	1034	1724	1138							1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	
Thermal																														
T102	Namibia	Nampower	Kudu Gas fire	400					2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	
		Nampower	Diesel								88	175	263	526	613	701	788	876	964	1,029	1,029	1,029	1,029	1,029	1,029	1,029	1,029	1,029	1,029	
									Total	5,602	5,602	5,690	5,778	5,865	5,773	6,895	6,983	7,070	7,158	7,246	7,311	7,311	7,311	7,311	7,311	7,311	7,311	7,311	7,311	
									Hydropower	837	837	837	837	837	837	1,871	1,871	1,871	1,871	1,871	1,871	1,871	1,871	1,871	1,871	1,871	1,871	1,871	1,871	
									Coal-fired	355	355	355	355	355	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
									Gas-fired	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	
									RE(PV, Wind etc.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
									Diesel and else	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118	118		
									Import	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489	1,489		
									Export	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
									Surplus/Deficit	-434	-571	-624	-681	-743	-679	287	214	138	61	-18	-122	-298	-479	-665	-854	-1,048	-1,247	-1,451	-1,659	-1,872

Source : JICA 調査団

表 5.1-42 電源開発計画検討リスト (湯水時電力量算定 Wh) 南アフリカ

RSA					Drought Case		Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040			
Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)	Drought 60%	Pool P2009 GWh	Dry Year GWh	Demand[GWh]	314,790	324,303	333,929	343,561	353,651	364,056	366,034	376,611	387,506	398,408	409,140	418,001	425,856	433,743	440,862	447,926	454,617	461,389	468,272	472,960	479,589		
Existing								Existing																							
Hydro																															
H001	RSA	Eskom	Drakensberg PS	1,000	4x250MW	N/A	N/A		730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	
H002	RSA	Eskom	Palmiet PS	400	2x200MW	N/A	N/A		292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	292	
H003	RSA	Eskom	Gariep	360	4x90MW	240	400	264	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240		
H004	RSA	Eskom	Vanderkloof	240	2x120MW	240	400	264	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240		
H005	RSA	Private	Friedenham	3		15	25	17	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15			
H006	RSA	Eskom	First Falls	6	2x3MW																										
H007	RSA	Eskom	Second Falls	11	2x5.5MW																										
H008	RSA	Eskom	Ncora	2	2x0.4MW,1 x 1.3MW																										
H009	RSA	Eskom	Colley Wobbeles	42	3x14MW	30	50	33	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30		
H010	RSA	Capetown Ci	Steenbras PS	180																											
					664																										
Thermal																															
T001	RSA	Eskom	Arnot	2,352	270, 390, 396, 400				14,422	14,422	14,422	14,422	14,422	14,422	14,422	14,422	14,422	14,422	14,422	14,422	14,422	14,422	14,422	9,986	9,986	7,989	7,989	5,992	3,995	3,995	1,997
T002	RSA	Eskom	Camden-RTS	1,561	3x200, 196, 2x195, 190, 185				6,990	3,995	1,997																				
T003	RSA	Eskom	Duvha	3,600	6x600				22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	15,111	12,089	9,067	3,022					
T004	RSA	Eskom	Grootvlei-RTS	1,200	6x200				7,358	7,358	7,358	7,358	7,358	7,358	4,941	3,953	1,976														
T005	RSA	Eskom	Hendrina	1,893	5x200, 2x195, 2x170, 168				11,608	11,608	11,608	11,608	11,608	11,608	11,608	11,608	11,608	11,608	11,608	8,846	7,863	6,880	5,897	4,914	2,949	983					
T006	RSA	Eskom	Kendal	4,116	6x686				25,239	25,239	25,239	25,239	25,239	25,239	25,239	25,239	25,239	25,239	25,239	25,239	25,239	25,239	25,239	25,239	25,239	25,239	25,239	25,239	25,239	25,239	
T007	RSA	Eskom	Komati-RTS	990	4x100, 90, 4x125				6,071	6,071	6,071	6,071	3,185	1,593																	
T008	RSA	Eskom	Kriel	3,000	6x500				18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396	18,396		
T009	RSA	Eskom	Majuba	4,110	3x657, 3x713				25,203	25,203	25,203	25,203	25,203	25,203	25,203	25,203	25,203	25,203	25,203	25,203	25,203	25,203	25,203	25,203	25,203	25,203	25,203	25,203	25,203	25,203	
T010	RSA	Eskom	Matla	3,600	6x600				22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	22,075	15,111	15,111	9,067	6,044	3,022				
T011	RSA	Eskom	Tutuka	3,654	6x609				22,406	22,406	22,406	22,406	22,406	22,406	22,406	22,406	22,406	22,406	22,406	22,406	22,406	22,406	22,406	22,406	22,406	22,406	22,406	22,406	22,406	22,406	
T012	RSA	Eskom	Lethabo	3,708	6x618				22,737	22,737	22,737	22,737	22,737	22,737	22,737	22,737	22,737	22,737	22,737	22,737	22,737	22,737	22,737	22,737	22,737	22,737	22,737	22,737	22,737	22,737	
T013	RSA	Eskom	Matimba	3,990	6x665				24,467	24,467	24,467	24,467	24,467	24,467	24,467	24,467	24,467	24,467	24,467	24,467	24,467	24,467	24,467	24,467	24,467	24,467	24,467	24,467	24,467	24,467	
T014	RSA	Aldwych Inte	Kelvin (Coal	214																											
T015	RSA	Sasol	Secunda (Coal	600	10x60MW				3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	
T016	RSA	City of Tshw	Pretoria West (Coal	180																											
T017	RSA	City of Tshw	Rooiwal (Coal	300																											
T018	RSA	Eskom	Acacia OCGT	171					899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	
T019	RSA	Eskom	Port Rex OCGT	171					899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	899	
T020	RSA	Eskom	Ankerlig OCGT	1,338					7,033	7,033	7,033	7,033	7,033	7,033	7,033	7,033	7,033	7,033	7,033	7,033	7,033	7,033	7,033	7,033	7,033	7,033	7,033	7,033	7,033	7,033	
T021	RSA	Eskom	Gourikwa OCGT	746					3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	3,921	
T022	RSA	Sasol	Secunda OCGT(CCGT)	180	2x90MW				946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946	180	180	180	180	180	180	180	180	180	
T023	RSA	Sasol	Sasolburg OCGT	175					920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	175	175	175	175	175	175	175	175	175	
T024	RSA	IPSA	Newcastle cogeneration CCGT	18																											
T025	RSA	ENGIE, Leg	Dedisa Peaking OCGT	335					1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174	1,174		
T026	RSA	ENGIE, Leg	Avon Peaking OCGT	670	670MW(4U nits)				3,522	3,522	3,522	3,522	3,522	3,522	3,522	3,522	3,522	3,522	3,522	3,522	3,522	3,522	3,522	3,522	3,522	3,522	3,522	3,522	3,522	3,522	

Source : JICA 調査団

電源開発計画検討リスト (渇水時電力量算定 Wh) 南アフリカ -続き2

Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)	Drought Case			Year	Demand[GWh]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
					Drought 60%	Pool P2009 GWh	Dry Year GWh			314,790	324,303	333,929	343,561	353,651	364,056	366,034	376,611	387,506	398,408	409,140	418,001	425,856	433,743	440,862	447,926	454,617	461,389	468,272	472,960	479,589
Export																														
			→ SEC Firm	-250					-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862	-1,862		
			→ LEC Firm	-24					-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179	-179		
			→ BPC Firm	-150					-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117		
			→ Nampower Non Firm	-350																										
			→ ZESCO Non Firm	-300																										
			→ ZESA Non Firm	-300																										
			Total						309,095	316,013	341,219	364,919	379,519	430,879	428,211	449,291	477,112	484,836	495,806	511,279	526,117	534,639	551,071	555,470	541,730	575,568	577,953	573,371	587,888	
			Hydropower	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525		
			Pumped storage	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994	1,994		
			Coal-fired	245,083	247,693	267,687	281,108	293,640	300,758	298,177	296,201	294,225	290,765	281,038	266,553	266,534	259,743	257,971	245,079	214,589	222,493	210,652	193,438	193,790						
			Gas-fired	23,057	26,506	30,738	39,633	39,633	57,858	62,274	71,104	86,675	94,986	99,703	100,334	106,010	106,010	111,056	111,056	114,840	135,273	135,273	135,273	145,233						
			RE(PV, Wind etc.)	6,517	7,376	8,357	9,741	11,808	13,998	16,714	19,027	21,339	24,213	40,191	48,846	58,026	61,425	62,669	68,048	70,360	75,862	78,174	78,893	83,097						
			Diesel and else	9,461	9,461	9,461	9,461	9,461	9,461	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	981	981	981	981	
			Nuclear	14,445	14,445	14,445	14,445	14,445	38,272	38,272	50,186	62,100	62,100	74,013	74,013	85,927	97,840	109,754	121,668	121,668	133,581	145,495	145,495							
			Import	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	11,169	
			Export	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	-3,157	
			Surplus/Deficit	-5,695	-8,290	7,290	21,358	25,868	66,823	62,177	72,680	89,606	86,428	86,666	93,278	100,261	100,896	110,209	107,544	87,113	114,179	109,681	100,411	108,299						

Source : JICA 調査団

表 5.1-43 電源開発計画検討リスト (渇水時電力量算定 Wh) スワジランド

Swaziland																														
Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)	Drought Case			Year	Demand[GWh]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
					Drought 60%	Pool P2009 GWh	Dry Year GWh			1,720	1,743	1,760	1,783	1,805	1,828	1,850	1,873	1,896	1,919	1,943	1,967	1,991	2,015	2,040	2,065	2,090	2,116	2,142	2,168	2,194
			Existing	69.4				Existing																						
Hydro																														
H001	Swaziland	SEC	Maguga	19.8	2x9.9MW	46.2	77	51	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	
H002	Swaziland	SEC	Edwaleni	15	4x2.5MW, 1x5.0MW	75	125	83	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	
H003	Swaziland	SEC	Ezulwini	20	2x10.0MW																									
H004	Swaziland	SEC	Magduza	5.6	1x5.6MW																									
			Import																											
			Eskom → (Firm)	250	2000-2025				1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	1,862	
			EDM → (Firm)	50	2003annually				372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	
			Planning					Planning																						
-	-	-	-	-																										
			Total						2,369	2,369	2,369	2,369	2,369	2,369	2,369	2,369	2,369	2,369	2,369	2,369	2,369	2,369	2,369	2,369	2,369	2,369	2,369	2,369		
			Hydropower	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135		
			Coal-fired	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		
			Gas-fired	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		
			RE(PV, Wind etc.)	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		
			Diesel and else	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		
			Import	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234	2,234		
			Export	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		
			Surplus/Deficit	649	626	609	586	564	541	519	496	473	450	426	402	378	354	329	304	279	253	227	201	175						

Source : JICA 調査団

表 5.1-44 電源開発計画検討リスト (湯水時電力量算定 Wh) タンザニア

Tanzania																															
Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)		Drought Case			Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
						Drought 60%	PSMP GWh	Dry Year GWh																							Demand[GWh]
	Existing							Existing																							
	Hydro																														
H001	Tanzania	Tanesco	Pangani	68	2x34MW	151	251		151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	151	
H002	Tanzania	Tanesco	Hale	21	2x10.5MW	31	52		31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	
H003	Tanzania	Tanesco	Nyumba Ya Mungu	8	2x4MW	16	27		16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	
H004	Tanzania	Tanesco	Kidatu	204	4x50MW	536	893		536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	536	
H005	Tanzania	Tanesco	Mtera	80	2x40MW	207	345		207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	
H006	Tanzania	Tanesco	Lower Kihansi	180	3x60MW	416	694		416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	
H007	Tanzania	Tanesco	Mwenga	4		10	17		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
H008	Tanzania	Private	Kikuletwa	1																											
H009	Tanzania	Tanesco	Uwenba	1		2	3		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
	Thermal																														
T001	Tanzania	Tanesco	Ubungo I	102	12x10.2MW	655	655		655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	
T002	Tanzania	Tanesco	Tegeta GT	45		282	282		282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	282	
T003	Tanzania	Tanesco	Ubungo II	105	35x5MW	655	655		655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	
T004	Tanzania	Tanesco	Mtwara	18		126	126		126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	
T005	Tanzania	Tanesco	Nyakato(Mwanza)-Diesel	63		375	375		375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	
T006	Tanzania	Tanesco	Kinyerezi I	150		1,034	1,034		1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	
T007	Tanzania	Tanesco	Somanga	8																											
T011	Tanzania	Songas Power	Songas II	120		721	721		721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	721	
T012	Tanzania	Songas Power	Songas I	42		251	251		251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	
T013	Tanzania	Songas Power	Songas III	40		242	242		242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	
T014	Tanzania	IPTL	TagetaIPTL-Diesel	103		595	595		595	595	595	595	595	595	595	595	595	595	595	595	595	595	595	595	595	595	595	595	595	595	
			TPC (Biomass)	17																											
			TANWAT (Biomass)	3																											
T015	Tanzania	Dangote Industries Tanzania	Dangote Industries Tanzania	75																											
		IPP	Somanba Fungu (GT)	210		1,472	1,472		1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	1,472	
		IPP	Somanba Fungu (CC)	110		771	771		771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771	771
	Planning																														
	Hydro																														
H101	Tanzania		Kakono	87	53 -> 87MW	344	573										344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	
H102	Tanzania	Tanesco	Rusumo Falls	27		101	169		101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101	
H104	Tanzania	Tanesco	Stiegler's phase1*	300	3000																										
H105	Tanzania	Tanesco	Stiegler's phase2*	600	1																										
H106	Tanzania	Tanesco	Stiegler's phase3*	1,200																											
H107	Tanzania		Mpanga	160	144->160MW	478	796														796	796	796	796	796	796	796	796	796	796	
H108	Tanzania	Tanesco	Taveta-Mnyera	84	145->83.9MW	242	404													242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	
H109	Tanzania	Tanesco	Ruhudji	358		1,200	2,000														1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	
H110	Tanzania		Masigira	118		398	664														398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	
H111	Tanzania	Tanesco	Rumakali-520MW	222		792	1,320															792	792	792	792	792	792	792	792	792	
H112	Tanzania	Tanesco	Songwe (Manolo)-177.9MW	88		412	686											412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	412	
			Songwe (Bupigu)-29.4MW	34																											
			Songwe (Sofre)-158.9MW	80		352	587																	352	352	352	352	352	352	352	
			Malagarasi	45		112	187			112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	
			Mnyera Ruaha	60		175	291											175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	
			Mnyera Pumbwe	123		355	592														355	355	355	355	355	355	355	355	355	355	
			Mnyera Kwanini	144		416	694														416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	
			Mnyera Kisingo	120		346	577														346	346	346	346	346	346	346	346	346	346	
			Mnyera Mnyera	137		397	662														397	397	397	397	397	397	397	397	397	397	

Source : JICA 調査団

電源開発計画検討リスト (湧水時電力量算定 Wh) タンザニア - 続き

Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)	Drought Case			Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040				
					Drought 60%	PSMP GWh	Dry Year GWh																							Demand[GWh]			
		Tanesco	Lower Kihansi Extension	120				2019	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41			
		SPP (IPP)	EA Power SPP	10	manage to delay	26	44					26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26			
		SPP (IPP)	Darakuta SPP	0																													
		SPP (IPP)	Mapenbasi SPP	10	manage to delay	26	44					26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26			
			Upper Kihansi	47		202	336																	202	202	202	202	202	202	202			
			Kikonge	300		761	1,268																761	761	761	761	761	761	761	761			
			Iringa - Nginayo	52		158	263							158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158			
			Iringa - Ibosa	36		112	186							112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112			
Thermal																																	
T101	Tanzania	Tanesco	Kinyerezi I Extension Gas fired	185				2017	1,297	1,297	1,297	1,297	1,297	1,297	1,297	1,297	1,297	1,297	1,297	1,297	1,297	1,297	1,297	1,297	1,297	1,297	1,297	1,297	1,297	1,297			
T102	Tanzania	STAMICO	Kiwira coal fired phase1	400	seeking JV partner in 2014			2019	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803			
T103	Tanzania	STAMICO	Kiwira coal fired phase2	600													4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205			
T104	Tanzania	Tanesco	Kinyerezi III phase 1,2 Gas fired	600				2020	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205			
T105	Tanzania	Tanesco	Kinyerezi IV Gas fired	330													2,313	2,313	2,313	2,313	2,313	2,313	2,313	2,313	2,313	2,313	2,313	2,313	2,313	2,313			
T106	Tanzania	Tanesco	Kinyerezi II Gas fired	240				2018	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682			
T107	Tanzania	Sichuan Hongdi	Mchuchuma coal fired phase 1	150 x n						1,051	3,154	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205			
T108	Tanzania	Sichuan Hongdi	Mchuchuma coal fired phase 2	200 x n										4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205			
			Ngaka I coal fired	600								4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205			
			Ngaka II coal fired	600																			4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205			
T109	Tanzania	Tanesco	Mtwara(CCGT) Gas fired	300				2020	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102			
		Tanesco	Somanga(CCGT) Gas fired	240										1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682				
		PPP	Somanga(CCGT) Gas fired	300										2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102	2,102				
			Zinga(Bagamoyo)(CCGT) Gas fired	200										1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402				
Solar																																	
			Dodoma	50				2019	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88			
			Kishapu - Sinyanga	150				2020	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263	263			
Wind																																	
			Singida	50				2018	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88			
			Singida	75				2018	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131			
			Makambako	100				2019	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175			
			Singida-Extension	50				2019	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131			
			Singida	100				2020	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175			
			Singida -Extension	50						88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88	88			
Geothermal																																	
			Future project											701	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402	1,402				
Import																																	
			PSMP - EAPP					2019	1,402	1,402	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803			
Total Energy																																	
									23,232	24,371	27,280	32,589	32,450	32,430	41,147	42,111	46,902	47,434	50,345	50,832	52,430	53,222	58,742	57,708	57,708	54,729	54,729	54,729	54,729				
									Hydropower	1,512	1,512	1,512	1,565	1,677	1,677	1,946	2,290	2,876	3,690	4,287	5,430	7,028	7,820	9,135	9,135	9,135	9,135	9,135	9,135	9,135	9,135	9,135	9,135
									Coal-fired	2,803	3,854	5,957	11,213	11,213	11,213	15,418	15,418	19,623	19,623	19,623	19,623	19,623	23,827	23,827	23,827	23,827	23,827	23,827	23,827	23,827	23,827		
									Gas-fired	15,494	15,494	15,494	15,494	15,243	14,522	18,065	18,685	18,685	18,403	20,716	20,061	20,061	20,061	20,061	19,027	19,027	16,049	16,049	16,049	16,049	16,049		
									RE(PV, Wind etc.)	1,051	1,139	1,139	1,139	1,139	1,840	2,540	2,540	2,540	2,540	2,540	2,540	2,540	2,540	2,540	2,540	2,540	2,540	2,540	2,540	2,540	2,540	2,540	
									Diesel and else	970	970	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	
									Import	1,402	1,402	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	2,803	
									Export	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
									Surplus/Deficit	9,792	9,481	10,790	14,319	12,220	10,000	16,467	14,971	17,072	14,654	14,345	11,292	9,020	5,582	6,472	368	-4,772	-13,331	-19,401	-25,991	-33,161			

表 5.1-45 電源開発計画検討リスト (渇水時電力量算定 Wh) ザンビア

Zambia	Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)	Drought Case			Year	2020-2040																			
						Drought 60%	Pool P2009 GWh	Dry Year GWh		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
	Existing						Existing																						
Hydro																													
H001	Zambia	ZESCO	Kariba North	720	4x180MW	2400	4000	3137		2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	
H002	Zambia	Kariba North Bank Extension Power Corporation Limited	Kariba North Bank Extension	360		709.8	1183	928																					
H003	Zambia	ZESCO	Kafue Gorge	990	6x165MW		5256	4122		5,251	5,251	5,251	5,251	5,251	5,251	5,251	5,251	5,251	5,251	5,251	5,251	5,251	5,251	5,251	5,251	5,251	5,251	5,251	
H004	Zambia	ZESCO	Victoria Fall A	8	2MW,2x3MW		662	437		662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	
H005	Zambia	ZESCO	Victoria Fall B	60	6x10MW																								
H006	Zambia	ZESCO	Victoria Fall C	40	4x10MW																								
H007	Zambia	ZESCO	Lusiwasi Upper	12			125	82																					
H008	Zambia	ZESCO	Lunzua	14.8	0.75MW					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H009	Zambia	ZESCO	Musonda Falls	10	5MW					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H010	Zambia	ZESCO	Chishimba Falls	15	6MW					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H011	Zambia	ZESCO	Shiwa Ngandu	1						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H012	Zambia	LHPC	Lunsemfwa	25						99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99	99		
H013	Zambia	LHPC	Mulungushi	31						122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122	122		
H014	Zambia	SPC: ITPC (Itezhi Tezhi Power Corporation)(ZESCO &TATA)	Itezhi Tezhi	120	2x60MW		676	446		676	676	676	676	676	676	676	676	676	676	676	676	676	676	676	676	676	676		
Export																													
		SNEL (KCC) (Firm)		-40						-298	-298	-298	-298	-298	-298	-298	-298	-298	-298	-298	-298	-298	-298	-298	-298	-298	-298		
		EDM (Firm)		-100						-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745		
		Nampower (Firm)		-50						-372	-372	-372	-372	-372	-372	-372	-372	-372	-372	-372	-372	-372	-372	-372	-372	-372	-372		
		BPC (Non Firm)		-100																									
		SNEL (Non Firm)		-100																									
		Eskom (Non Firm)		-300																									
		ZESA (Non Firm)		-200																									
Import																													
		EDM → (Non Firm A	100MW from EDM																										
		ZESCO → (Non Firm)		300																									
	Planning						Planning																						
Hydro																													
H103	Zambia	ZRA	Batoka Gorge	1200	(2400MW)		3,658	6,097	4,782					3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658		
H104	Zambia	CEC&TATA	Kabompo Gorge	40	2x17MW					158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158	158		
H105	Zambia	ZESCO	Kafue Gorge Lower	750	4x187.5MW	1,800	3,000	2,330		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
H106	Zambia	ZESCO	Lusiwasi Lower	74	86MW		175	292		175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175		
H107	Zambia	Power Min	Luchenene	34	1x30MW		80	134				80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80		
H108	Zambia	Power Min	Mutinondo	43	1x40MW		102	170				102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102		
H109	Zambia	Lunzua Power Autho	Kabwelumbe	96				880	581			227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227		
H110	Zambia	Lunzua Power Autho	Kundabwika	151			227	378				357	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357	357		
H111	Zambia	GRZ/DRC	Mumbotuta Falls	490			357	595						1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159	1,159			
H112	Zambia	GRZ/DRC	Mambilima Falls I	126			1,159	1,932						298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298	298		
H113	Zambia	GRZ/DRC	Mambilima Falls II	202			298	497						478	478	478	478	478	478	478	478	478	478	478	478	478	478		
H114	Zambia	GRZ/DRC	Mambilima Falls V	372			478	796						880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880		
H118	Zambia	Western Power company	Ngonye falls	40	40-60MW		95	158		95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95		
Thermal																													
T101	Zambia	MCL	Maamba Coal fired	600	2x300MW					4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205		
Solar																													
S101	Zambia	IDC	n/a	300						526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526		
									Total	13,000	13,000	13,766	13,766	17,425	20,239	20,239	20,239	20,239	20,239	20,239	20,239	20,239	20,239	20,239	20,239	20,239	20,765		
									Hydropower	9,684	9,684	10,451	10,451	14,109	16,923	16,923	16,923	16,923	16,923	16,923	16,923	16,923	16,923	16,923	16,923	16,923	16,923		
									Coal-fired	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205	4,205			
									Gas-fired	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
									RE(PV, Wind etc.)	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	1,051			
									Diesel and else	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
									Import	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
									Export	-1,415	-1,415	-1,415	-1,415	-1,415	-1,415	-1,415	-1,415	-1,415	-1,415	-1,415	-1,415	-1,415	-1,415	-1,415	-1,415				
									Surplus/Deficit	-2,749	-3,142	-2,901	-3,230	-33	2,293	1,778	1,233	661	55	-584	-1,213	-1,860	-2,527	-3,214	-3,922	-4,652			

Source : JICA 調査団

表 5.1-46 電源開発計画検討リスト (渇水時電力量算定 Wh) ジンバブエ

Zimbabwe																														
Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)		Drought Case			Year	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
						Drought 60%	Pool P2009	Dry Year GWh																						
Existing						Existing																								
Hydro																														
H001	Zimbabwe	ZPC	Kariba South	750	6x125MW	2,400	4,000	3,137	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	2,400	
H002	Zimbabwe	IPP(Nyangani Renewable Energy)	Pungwe A	2.7																										
H003	Zimbabwe	IPP(Nyangani Renewable Energy)	Pungwe B	15.25																										
H004	Zimbabwe	IPP(Nyangani Renewable Energy)	Duru	2.2																										
H005	Zimbabwe	IPP(Nyangani Renewable Energy)	Nyamhingura	1.1																										
Thermal																														
T001	Zimbabwe	ZPC	Hwange1-6	920	4x120, 2x220MW -> 700						3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	3,827	
T002	Zimbabwe	ZPC	Munyati	100	-> 20				394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394
T003	Zimbabwe	ZPC	Bulawayo	90	3x30MW -> 20				394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394	394
T004	Zimbabwe	ZPC	Harare	120	1x20MW, 2x30MW -> 30				307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307	307
Export																														
		Nampower (Firm)		-150	though Cprivi link				-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117
		Eskom (Non Firm)		As Available																										
Import																														
		→ HCB (Firm)		100					745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745	745
		→ SNEL (Firm)		50					372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372	372
		→ HCB (Non Firm)		As Available																										
		→ EDM (Non Firm)		50																										
		→ ZESCO (Non Firm)		200																										
		→ SNEL (Non Firm)		50																										
		→ Eskom (Non Firm)		As Available																										
Planning																														
Hydro																														
H101	Zimbabwe	SPC(ZPC has developed SPV)	Kariba South	300	2x150	710	1,183	928	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H104	Zimbabwe	ZPC	Batoka Gorge	1200	4x300MW (4x300MW)	3,658	6,097	4,782			3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658	3,658
H105	Zimbabwe	Private Company owned by Zim.Gov.	Gairezi	30	2x15MW	95	158		95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
H107	Zimbabwe	IPP	Tsanga	3.3																										
H108	Zimbabwe	IPP	Osborne	3																										
H110	Zimbabwe	IPP	Manyuchi	1.4																										
H111	Zimbabwe	IPP	Duru	2.3																										
H112	Zimbabwe	IPP	Siya	0.9																										
H113	Zimbabwe	IPP	Mutirikwi	1.4																										

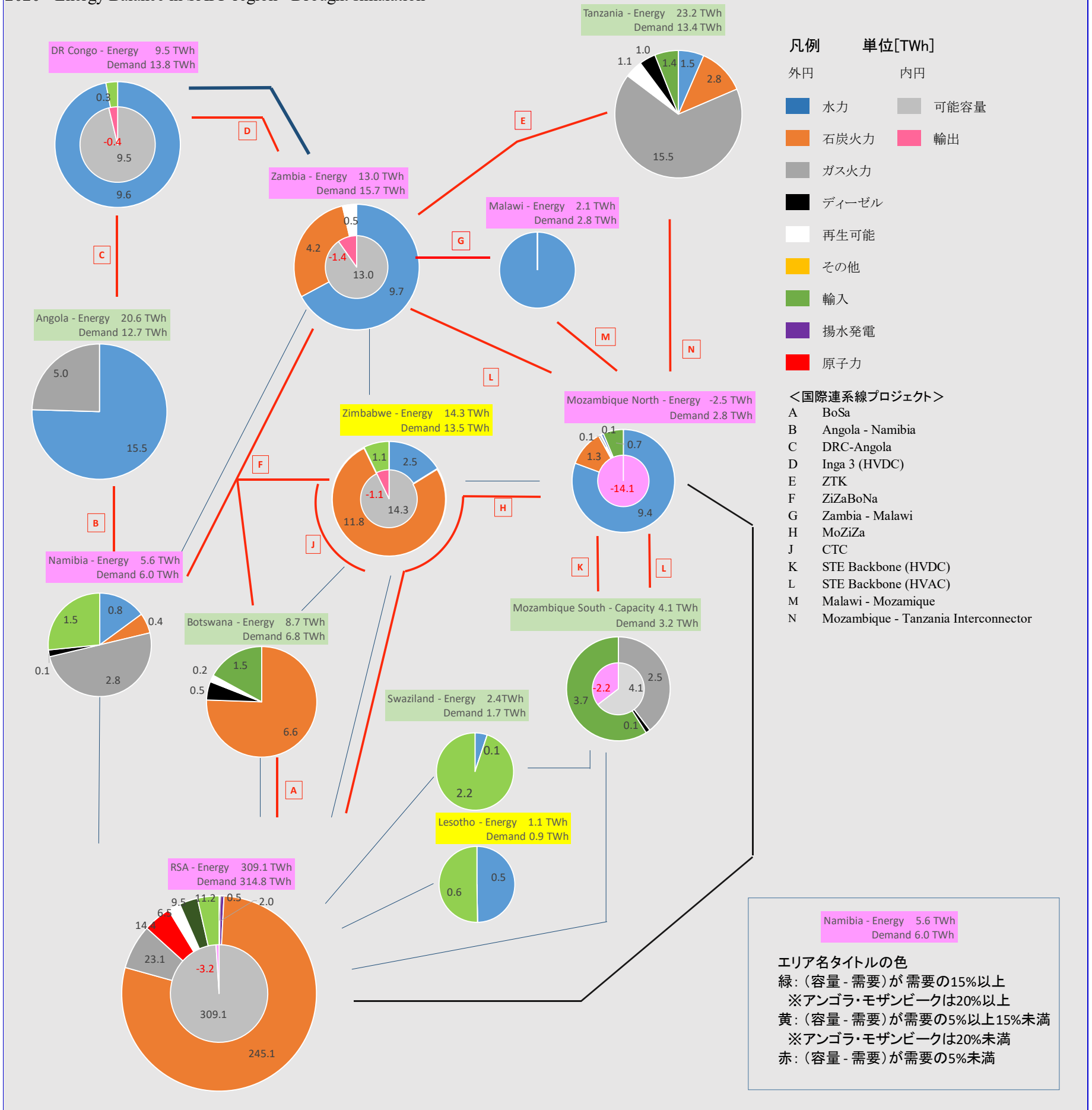
Source : JICA 調査団

電源開発計画検討リスト (渇水時電力量算定 Wh) ジンバブエ -続き

Lot	Country declared	Utility	Project name	Capacity (MW)		Drought Case			Year Demand[GWh]	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
						Drought 60%	POOR P2009 GWh	Dry Year GWh																						
Thermal																														
T101	Zimbabwe	ZPC	Hwange7-8 Coal fired	600	2x300MW				2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	
T102	Zimbabwe	ZPC/ Private	Lupane Coal fired	300	2x150MW									1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314	1,314		
T103	Zimbabwe	Rio Zim	Gokwe North (Sengwa) Coal fired	1200	4x300MW									1,314	1,314	2,628	2,628	3,942	3,942	5,256	5,256	5,256	5,256	5,256	5,256	5,256	5,256	5,256		
T104	Zimbabwe	IPP	Lususu Coal fired	600	2x300MW				1,314	1,314	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	2,628	
T105	Zimbabwe	Co-Ash Resources	Waste coal fired	250					1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	1,095	
T106	Zimbabwe	CASECO	CASECO Coal fired	600	2x300MW				1,577	1,577	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	3,154	
T107	Zimbabwe	Southern Energy	Southern Energy Coal fired	660	2x330MW				3,469	3,469	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	6,938	
T108	Zimbabwe	ZPC	ZPC Diesel	120																										
									Total	13,672	13,672	27,517	27,517	27,517	30,145	30,145	31,459	31,459	32,773	32,773	34,087	34,087	34,087	34,087	34,087	34,087	34,087	34,087	34,087	
									Hydropower	2,495	2,495	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	6,153	
									Coal-fired	11,178	11,178	21,365	21,365	21,365	23,993	23,993	25,307	25,307	26,621	26,621	27,935	27,935	27,935	27,935	27,935	27,935	27,935	27,935	27,935	
									Gas-fired	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
									RE(PV, Wind etc.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
									Diesel and else	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
									Import	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117	1,117		
									Export	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117	-1,117			
									Surplus/Deficit	138	-677	12,296	11,591	10,840	12,684	11,865	12,317	11,402	11,765	10,761	11,018	9,915	8,742	7,518	6,225	4,838	3,408	1,905	331	-1,321

Source : JICA 調査団

2020 - Energy Balance in SAPP region - Drought simulation

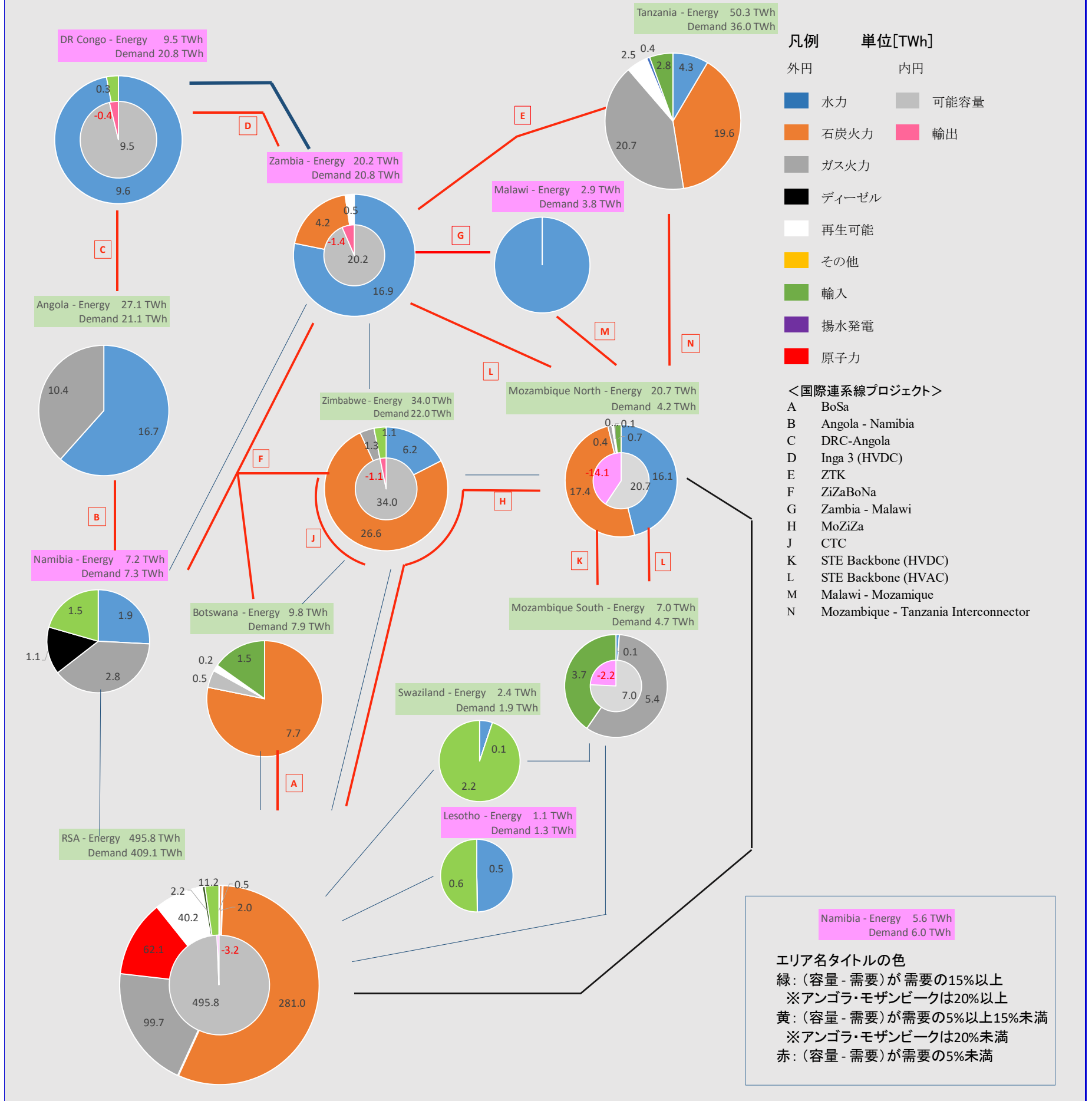


Source : JICA 調査団

図 5.1-24 需給バランス分析 電力量 (2020年時点 渇水時)

2030- Energy Balance in SAPP region - Drought simulation

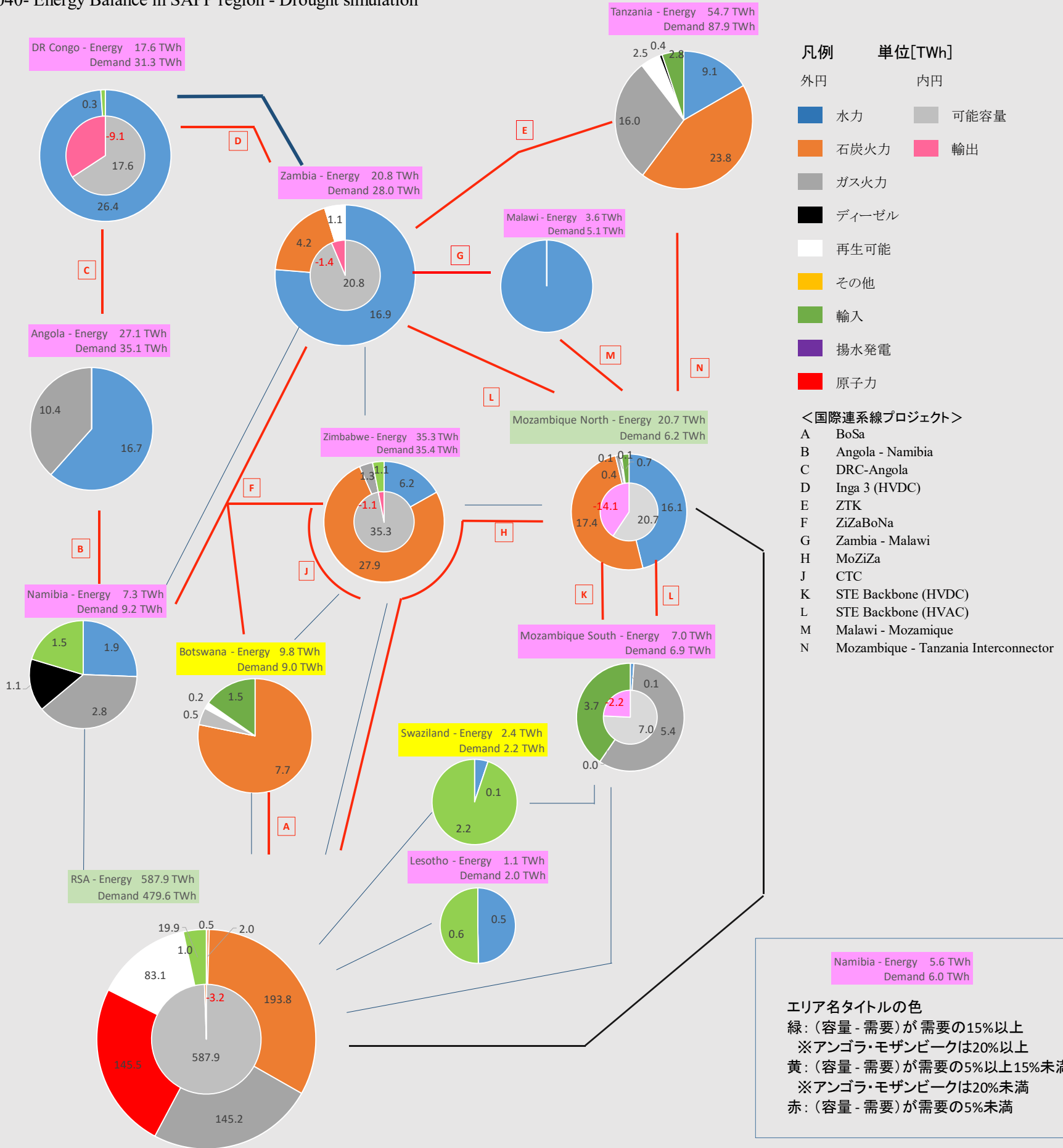
5-84



Source : JICA 調査団

図 5.1-25 需給バランス分析 電力量 (2030年時点 渇水時)

2040- Energy Balance in SAPP region - Drought simulation



5-85

Source : JICA 調査団

図 5.1-26 需給バランス分析 電力量 (2040年時点 渇水時)

5.1.3 系統計画分析

5.1.2 の電源開発計画リストの結果に基づき、SAPP 加盟各国の国内系統について分析した。前項までに電力需要想定と電源導入年次を想定したが、国内系統における負荷分布等潮流解析計算を行うに十分な情報がないため、ここでは電源導入年次において当該電源からの電力を首都等の大需要点に送電することが可能かという点で系統計画を分析した。なお、現時点にて送電線種が未確定かつ電力取引量も未定な国際連系線もあり、この国際連系線に接続する国内送電線の仕様も明らかでない送電区間は、基本的には国際連系線と同一の電線種⁹¹を適用することとして潮流上問題ないことを確認している。

今回は将来系統の負荷分布や各地の正確な系統構成、発電機の運転体制想定が不明である中、潮流方向と潮流量のみを送電容量の観点から確認したのみである。今後は前述の条件を明らかにし詳細な解析が必要である。

図 5.1-27～図 5.1-65 に SAPP 加盟各国毎の系統計画図を示す。

系統図は、一国当たり 2016 年末現在、2020 年時点想定、2030 年時点想定、2040 年時点想定 の 4 断面⁹²で構成される。将来想定年次における点線で示される送電線は、当該年次までに新設されるべき送電線である。

本図に示す国内送電線の新設・延伸計画に合わせ、国際連系線も記載した。

各国の系統計画の概要を説明する。

1) アンゴラ

図 5.1-27 から図 5.1-30 に系統計画を示す。

Cambambe II をはじめとする Kwanza 川開発による水力電源と Soyo I ガス火力の導入に向け、2020 年までに北部系統の拡充が必要である。

2030 年までには、中部、南部との系統連系を進め、Baynes 水力電源開発を含めたナミビアとの国際連系線の開発を見込む。

2040 年までには、北西（内陸）部の系統拡充と Inga を経由し Cabinda 地域との連系を見込んだ。

2) ボツワナ

図 5.1-31 から図 5.1-34 に系統計画を示す。

現状の系統は、首都 Gaborone を経由し、ジンバブエと南アフリカを連系する基幹送電線にて形成されており、国内全域に基幹系統は整備されていない。

2020 年までに BoSa プロジェクトによって、南アフリカとの連系が強化されると見込んだ。

2030 年までには、国内基幹系統の整備が進む。これにより、ZiZaBoNa 送電線との接続が可能となり、SAPP 南部と SAPP 北部の連系が強化される。

2040 年までに主要な基幹送電線の建設はない。ただし、BoSa プロジェクトは 500kV 設計であり、400kV から 500kV へ昇圧するための関連プロジェクトが発生する可能性がある。

3) コンゴ民主

図 5.1-35 から図 5.1-38 に系統計画を示す。

⁹¹ Bison 4 導体或いは Tern 4 導体（熱容量換算 1,600MW）が主に採用されている。

⁹² 南アフリカを除く

コンゴ民主の系統の現状系統は、Inga 1、Inga 2 を含む Congo 川下流域と首都 Kinshasa と隣国コンゴ共和国首都 Brazzaville を囲む需要点の超高圧系統と Inga 1、Inga 2 からコッパーベルト地域を含むカタンガ州のコンゴ民主南部までの±500kV HVDC が主要な系統である。Kivu 州等の国境付近には、国境河川の共同開発から水力発電所が点在し、同発電所からの電力を輸送する系統が一部みられる。

コンゴ民主における電源開発、特に水力電源の開発は未確定であり、系統拡充の順位も不確定である。よって、本図では Inga 3 とアンゴラとの連系について記載した。

Inga 3 の開発に伴い、2030 年までに HVDC がザンビアとの国境まで建設される。なお、Inga 3 発電容量のうち南アフリカへの輸出容量を除いた 2,300MW のうち鉱業需要家向け 1,300 MW は概ねカタンガ州へ向けられると想定し、この電力は南アフリカ向けと同じく HVDC によって送電されると考えた。つまり、HVDC は 3,800MW の送電容量⁹³が必要である。

アンゴラとの連系は 2040 年までに実施されると見込んだ。

4) マラウイ

図 5.1-39 から図 5.1-42 に系統計画を示す。

2020 年代前半、モザンビークとの国際連系線を 400kV にて Phombeya まで敷設すると見込み、これに伴い、国内基幹系統の 400kV 昇圧化を見込んだ。

タンザニアとの連系も Songwe 開発に同調すると想定し、2020 年代後半に導入を見込んでいく。

ザンビアとの連系線は、他の国際連系線と比べ最も遅れると想定した。

なお、Phombeya からモザンビーク・Nacala 方面への 2nd Malawi – Mozambique Interconnector の構想もあるとのことであったが、SAPP 事務局において認識されていないため、除外した。

5) モザンビーク

図 5.1-43 から図 5.1-46 に系統計画を示す。

現状系統は、南部と北部・中部は連系されていない。

2020 年までに南部系統は Temane まで北部延伸し、北部系統は、石炭火力 IPP 向けの電源線が推進されると見込んだ。

2020 年代前半は、Caia – Namiaro 400kV 基幹送電線による北部系統増強と中部地域までの 400kV 延伸、マラウイとの国際連系を見込む。2020 年半ばから後半には、北部地域水力電源の開発に伴い、国内系統連系の整備とジンバブエ向け連系が強化されると見込んだ。よって、2030 年までには、Malawi – Mozambique Interconnector によるマラウイとの連系、STE バックボーンプロジェクト (HVAC)、MoZiZa プロジェクトによるジンバブエとの連系、Zambia – Mozambique Interconnector によるザンビアとの連系が完成すると考える。

STE バックボーンプロジェクト (HVDC) は、2020 年代後半と 2040 年までの間に二回線整備されるとした。

6) ナミビア

図 5.1-47 から図 5.1-50 に系統計画を示す。

⁹³ 現在建設中である HVDC の送電容量は、8,000 MW (DC±800kV、両端子 AC 電圧 500kV : 中国) であり、両端子 AC 電圧 400kV ではインドにて 8,000 MW (4×2,000MW DC±800kV、両端子 AC 電圧 400kV) が商業運転中である。

現状系統は、Ruacana 水力による発電電力を Walvis Bay の沿岸部からの発電電力、南アフリカからの電力輸入の 3 方向潮流がナミビア中心部へ流れ込む系統である。

2020 年時点では、Kudu ガス火力による電源線開発と 400kV 基幹送電線のナミビア北部への延伸を見込んだ。また 2020 年代には、Ruacana までの 400kV 基幹送電線の延伸と Baynes 水力電源へのアクセスを見込んでいる。

ZiZaBoNa プロジェクトにおけるナミビア国内 HVDC は現在送電容量 300MW であり、SAPP 北部方面の電源開発が進んだ場合 600MW へと増強する構想があるが、本図からは除外した。

7) 南アフリカ

図 5.1-51 から図 5.1-53 に系統計画を示す。

TDP2016 に示される系統計画に則り、記載した。765kV 基幹送電線の二回線化が 2020 年前後で完了し、BoSa プロジェクトと同期して北部方面の 400kV 化を 2020 年前半に見込んだ。

原子力、ガス火力導入に向けた南部沿岸の 400kV 基幹送電線整備は、2020 年代半ばの想定である。

8) タンザニア

図 5.1-54 から図 5.1-57 に系統計画を示す。

現在国内基幹系統を 400kV 化に向けて建設工事中のタンザニアでは、2020 年までに、国内基幹系統が完成する見込みとした。これに続き、ZTK プロジェクトであるケニアとの連系線、ザンビアとの連系線およびモザンビークとの連系線が 2020 年前半から 2020 年半ばに完成すると見込んだ。

また、マラウイとの連系線は、Songwe 水力の開発と同調して建設されると見込み、2020 年代後半に導入を想定した。

9) ザンビア

図 5.1-58 図 5.1-54 から図 5.1-61 に系統増強の変遷を示す。

2016 年、首都 Lusaka から Itzhi Tezhi 水力を経由してザンビア北部コッパーベルト地域 Lumwana までの 330kV 送電線を整備した。

2020 年代前半にザンビア側 ZTK プロジェクトを見込み、2020 年代半ばに Batoka 水力、Maamba 石炭火力を連系するためザンビア南部基幹送電線を見込んだ。更に 2020 年代後半は ZiZaBoNa プロジェクトに伴うナミビア向け、ジンバブエ向け送電線を見込んだ。

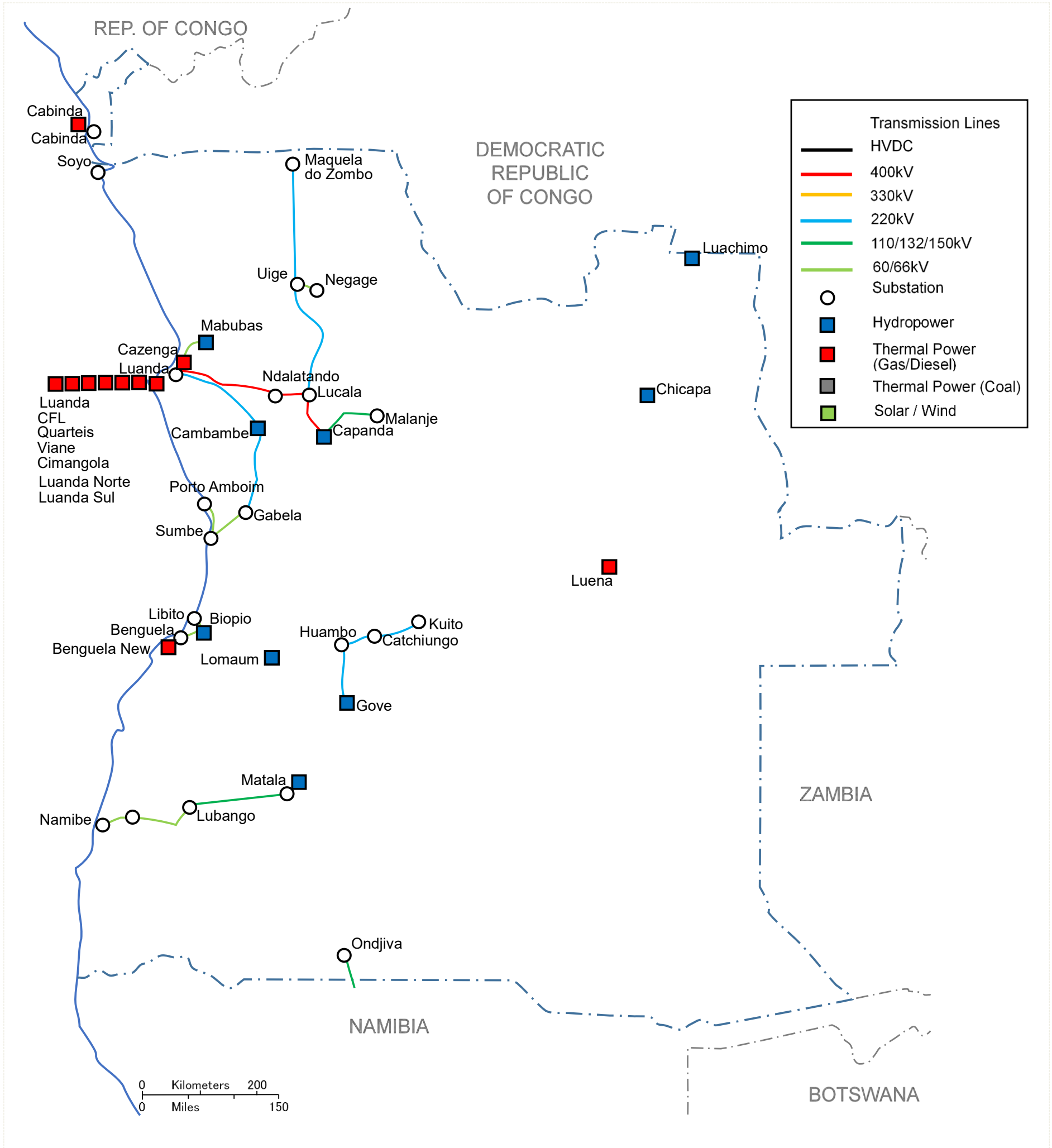
Luapula 川開発による国内北東部系統の拡充は、同じく 2020 年代半ばを見込んでいる。

10) ジンバブエ

図 5.1-62 から図 5.1-65 に系統増強の変遷を示す。

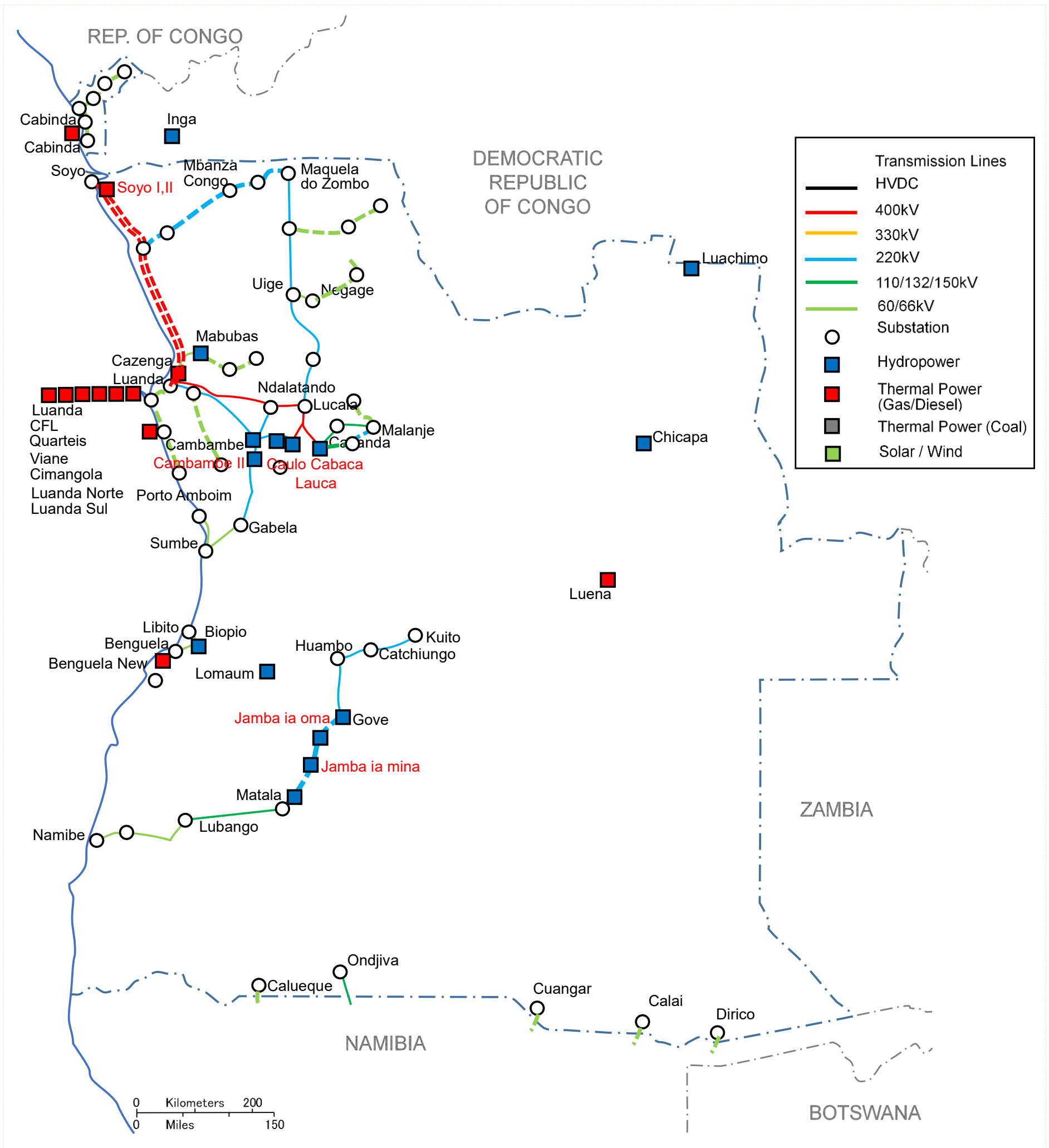
IPP による石炭火力の導入を至近年に予定しており、当該電力を需要地へ送電する基幹送電線の建設が急務であり、2020 年時点の系統として、ジンバブエ西部から需要地までの 400kV の基幹系統整備を見込んだ。

2030 年時点では、MoZiSa プロジェクトによるモザンビークとの連系、南アフリカとの連系を見込んだ。



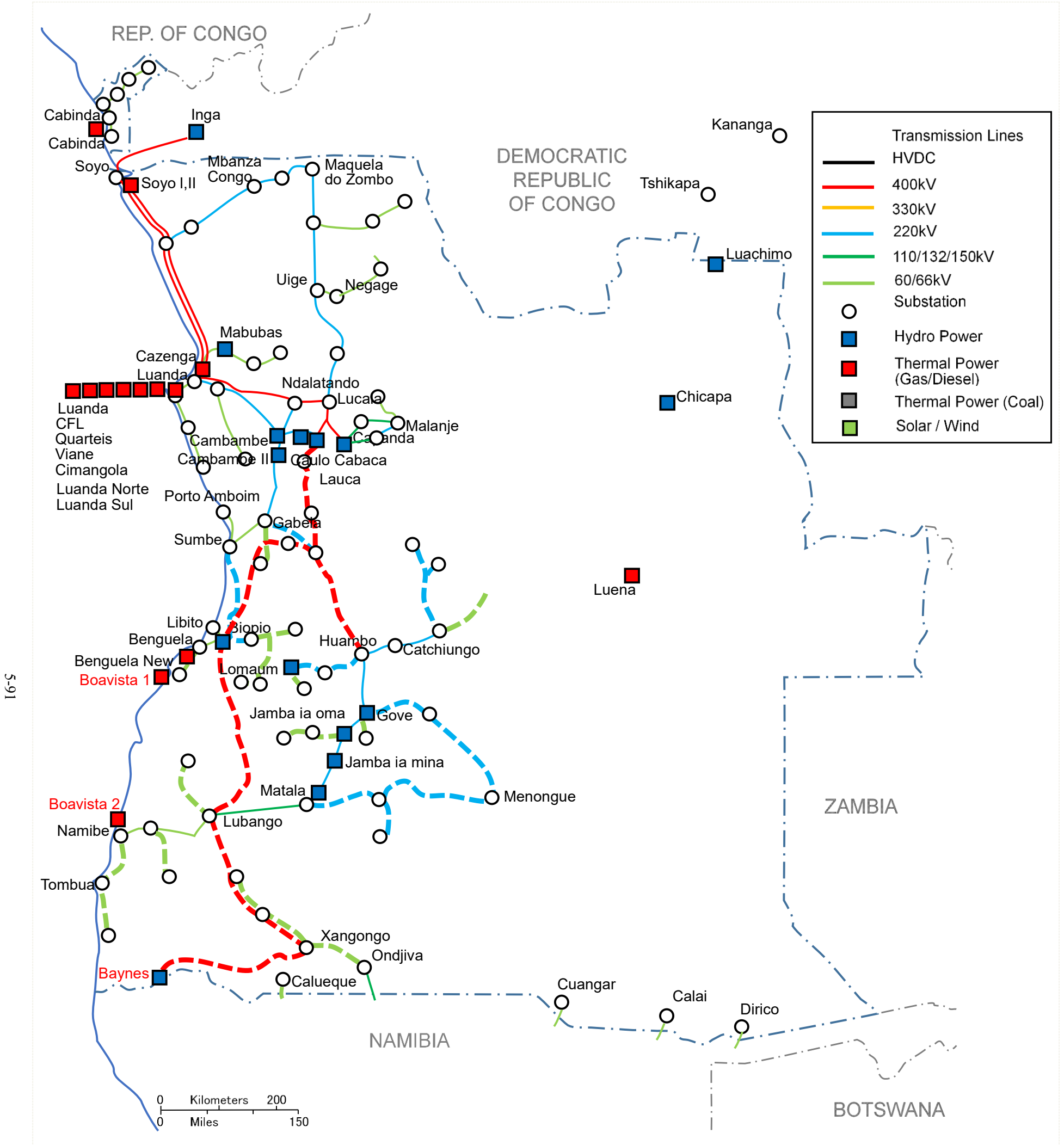
Source : JICA 調査団

図 5.1-27 系統計画 (アンゴラ 既設)



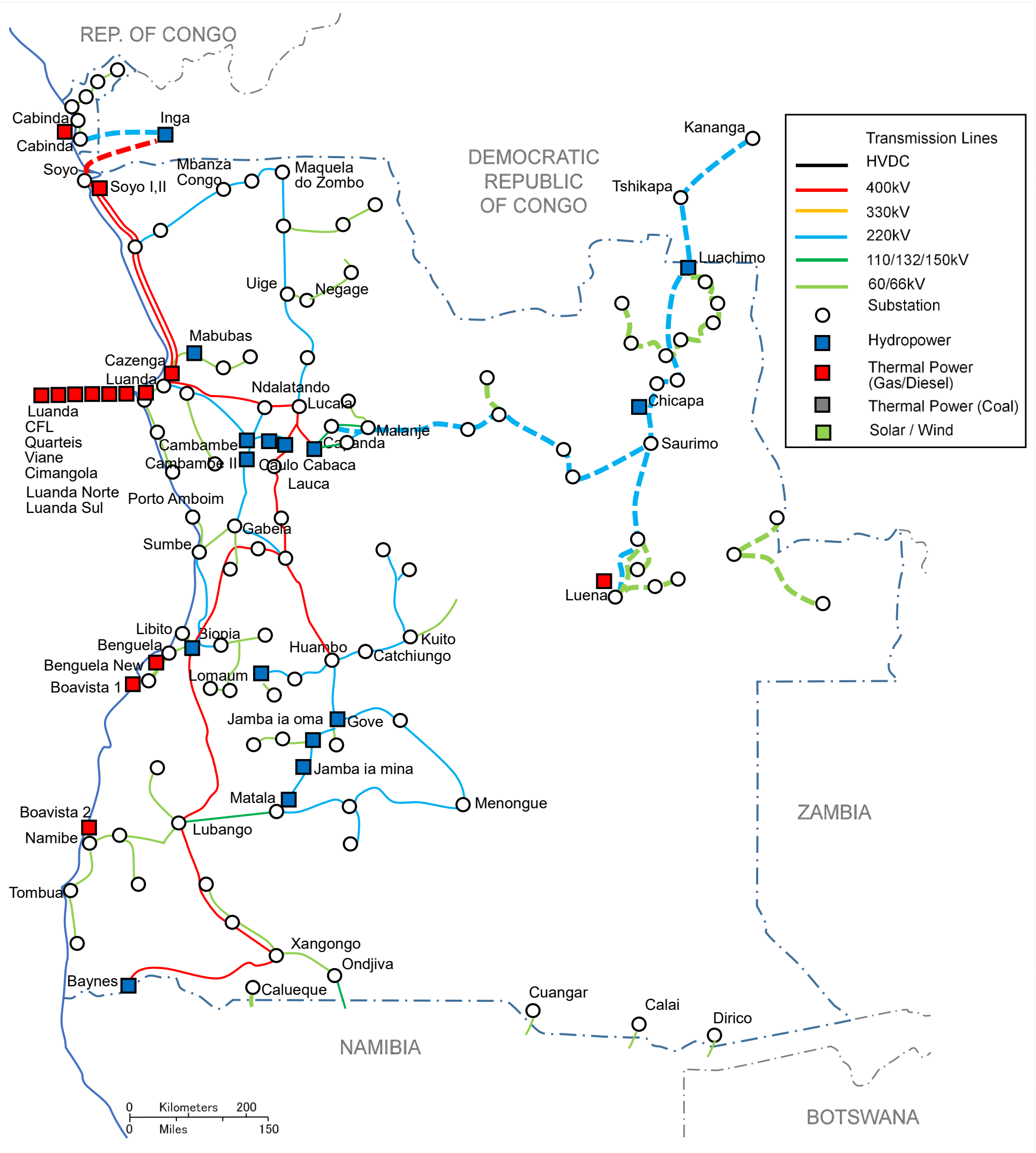
Source : JICA 調査団

図 5.1-28 系統計画 (アンゴラ 2020年)



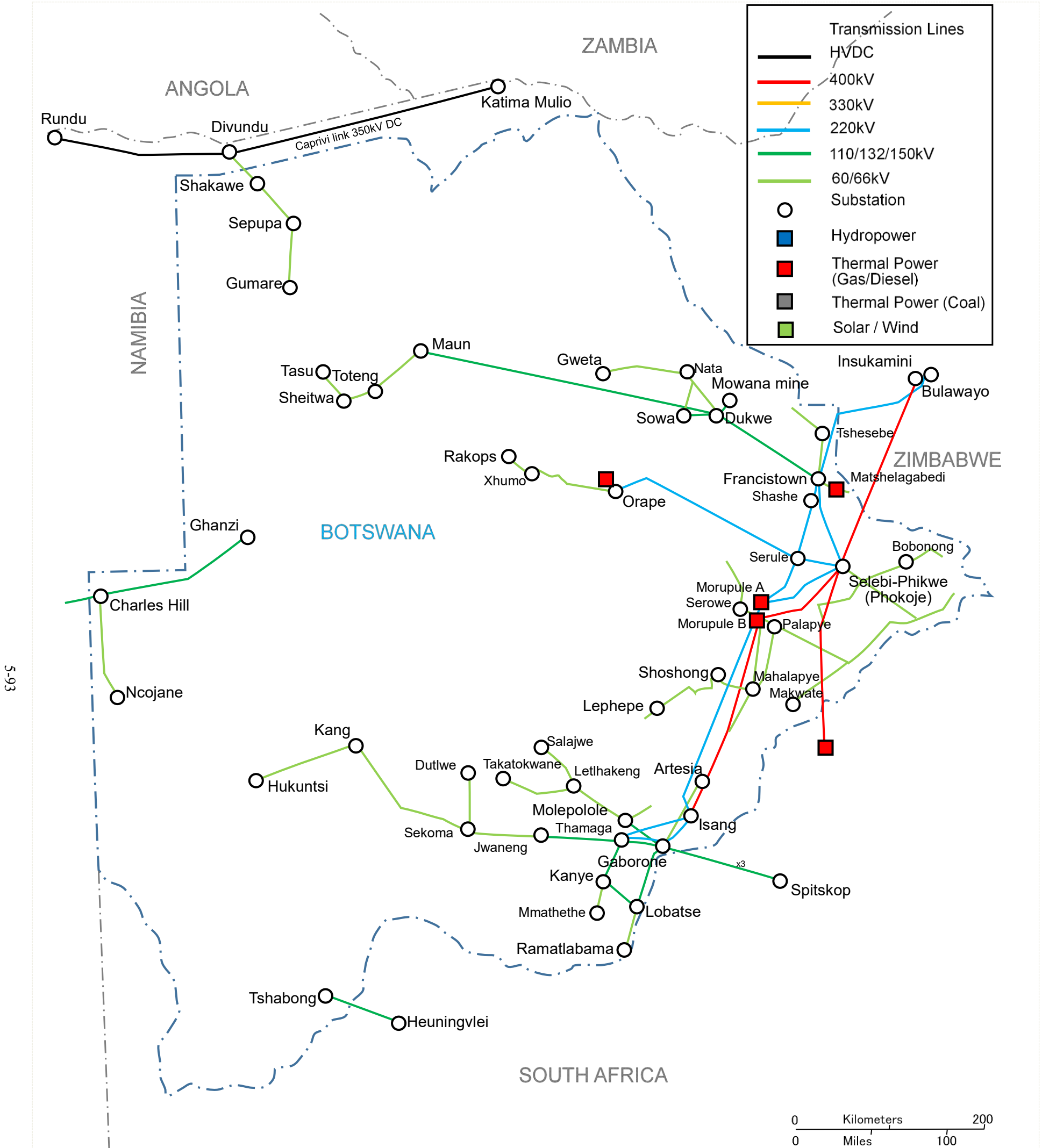
Source : JICA 調査団

図 5.1-29 系統計画 (アンゴラ 2030年)



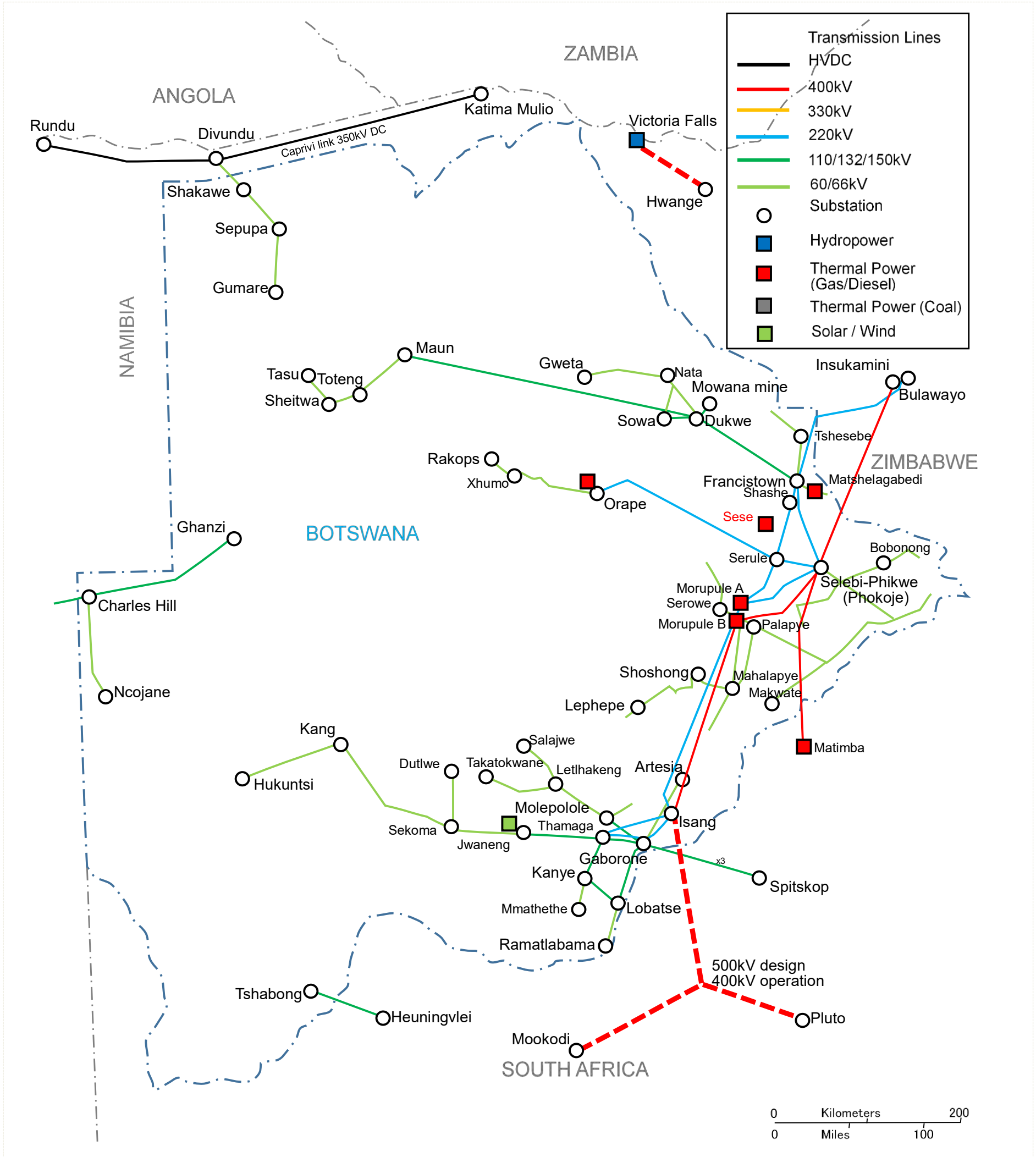
Source : JICA 調査団

図 5.1-30 系統計画 (アンゴラ 2040年)



5-93

図 5.1-31 系統計画 (ボツワナ 既設)



Source : JICA 調査団

図 5.1-32 系統計画 (ボツワナ 2020年)

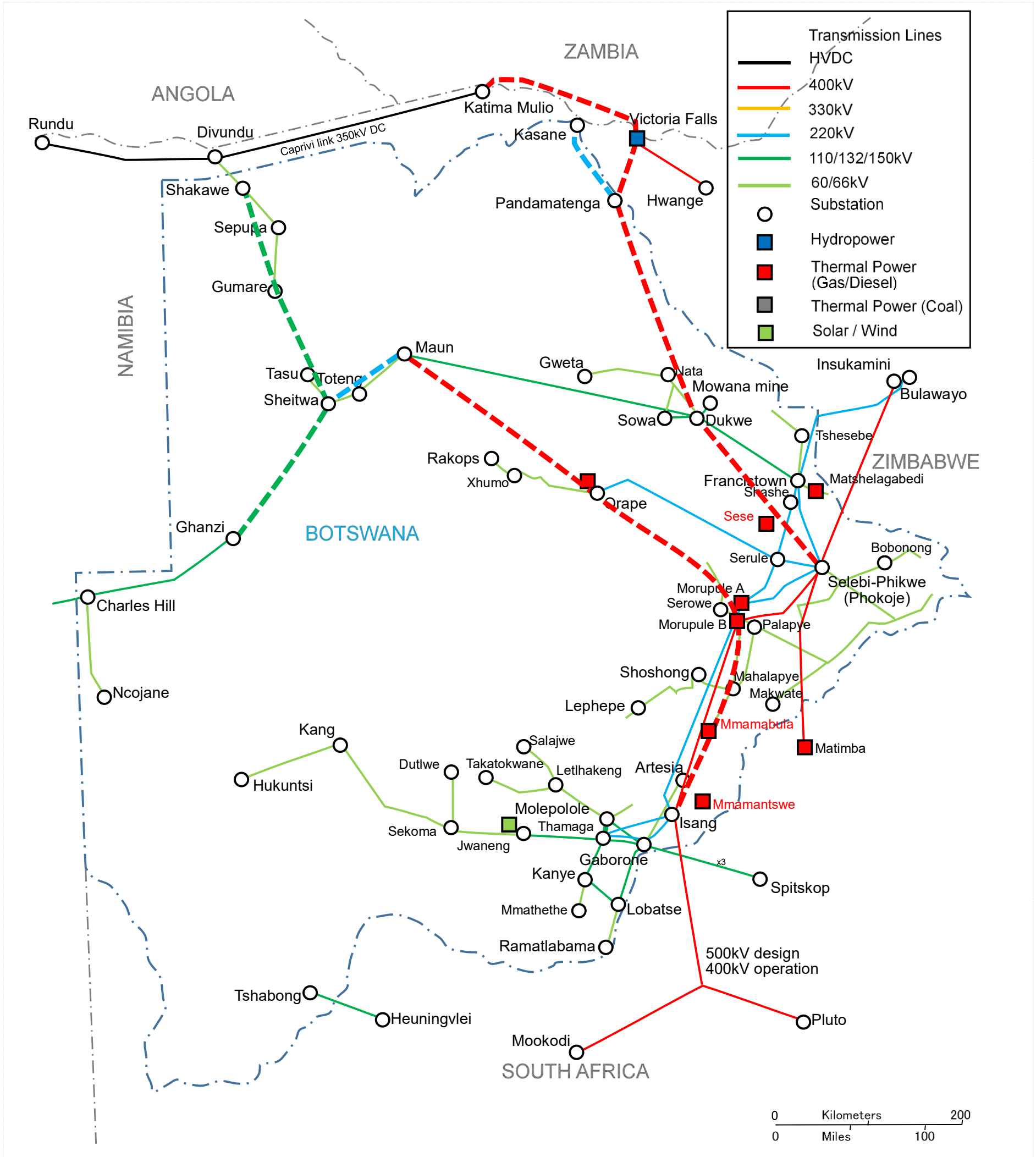


図 5.1-33 系統計画 (ボツワナ 2030年)

Source : JICA 調査団

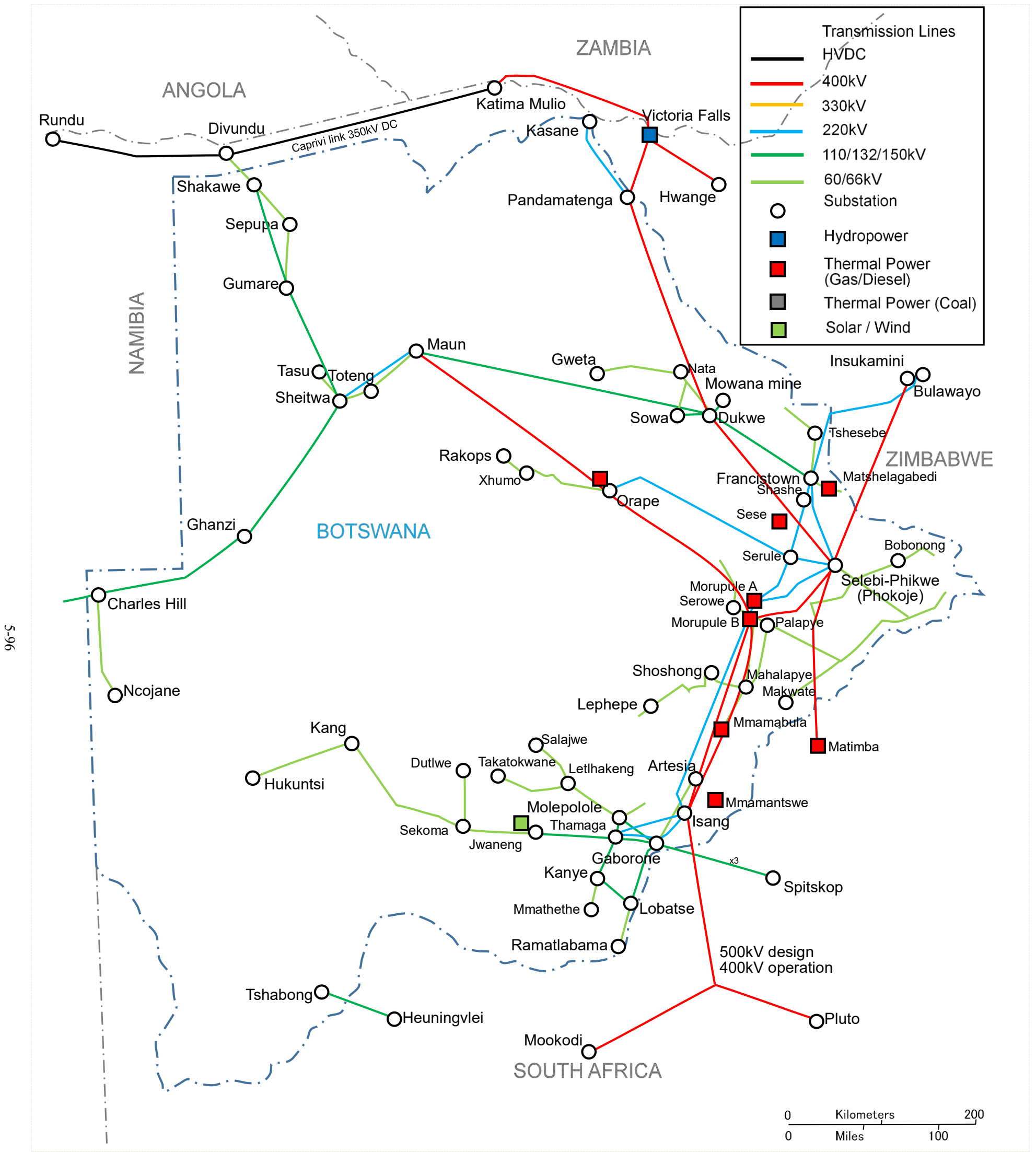
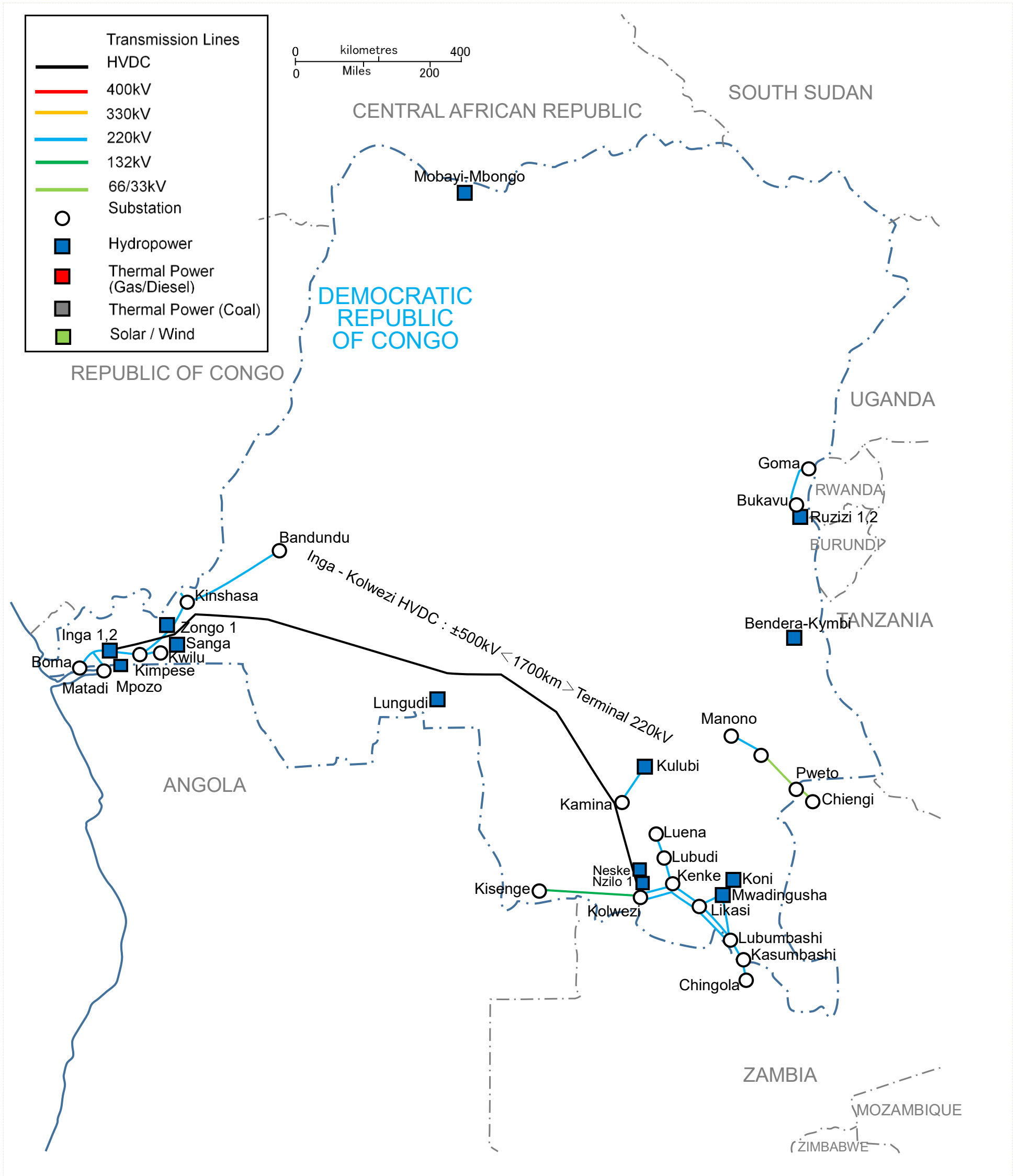
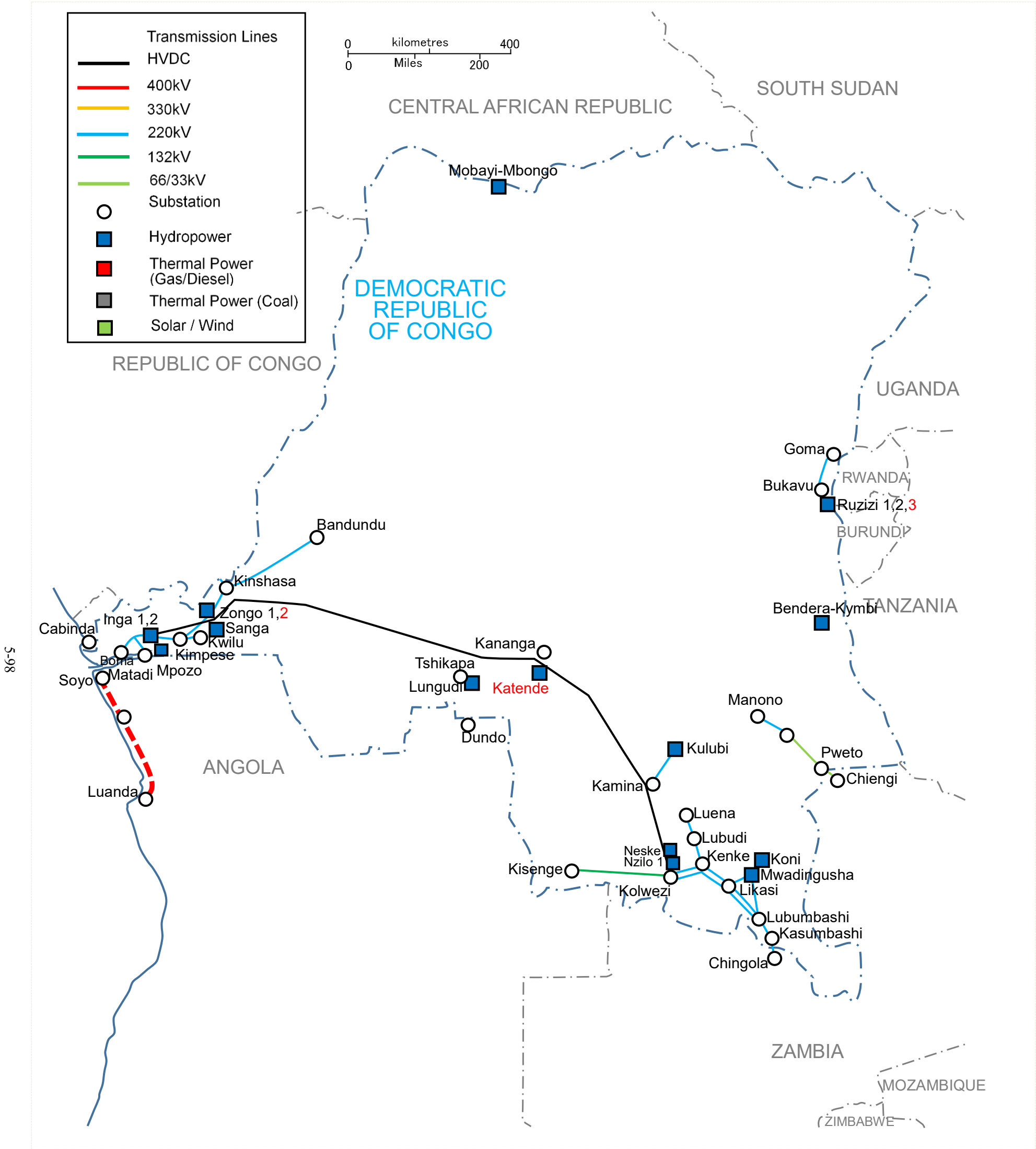


図 5.1-34 系統計画 (ボツワナ 2040年)



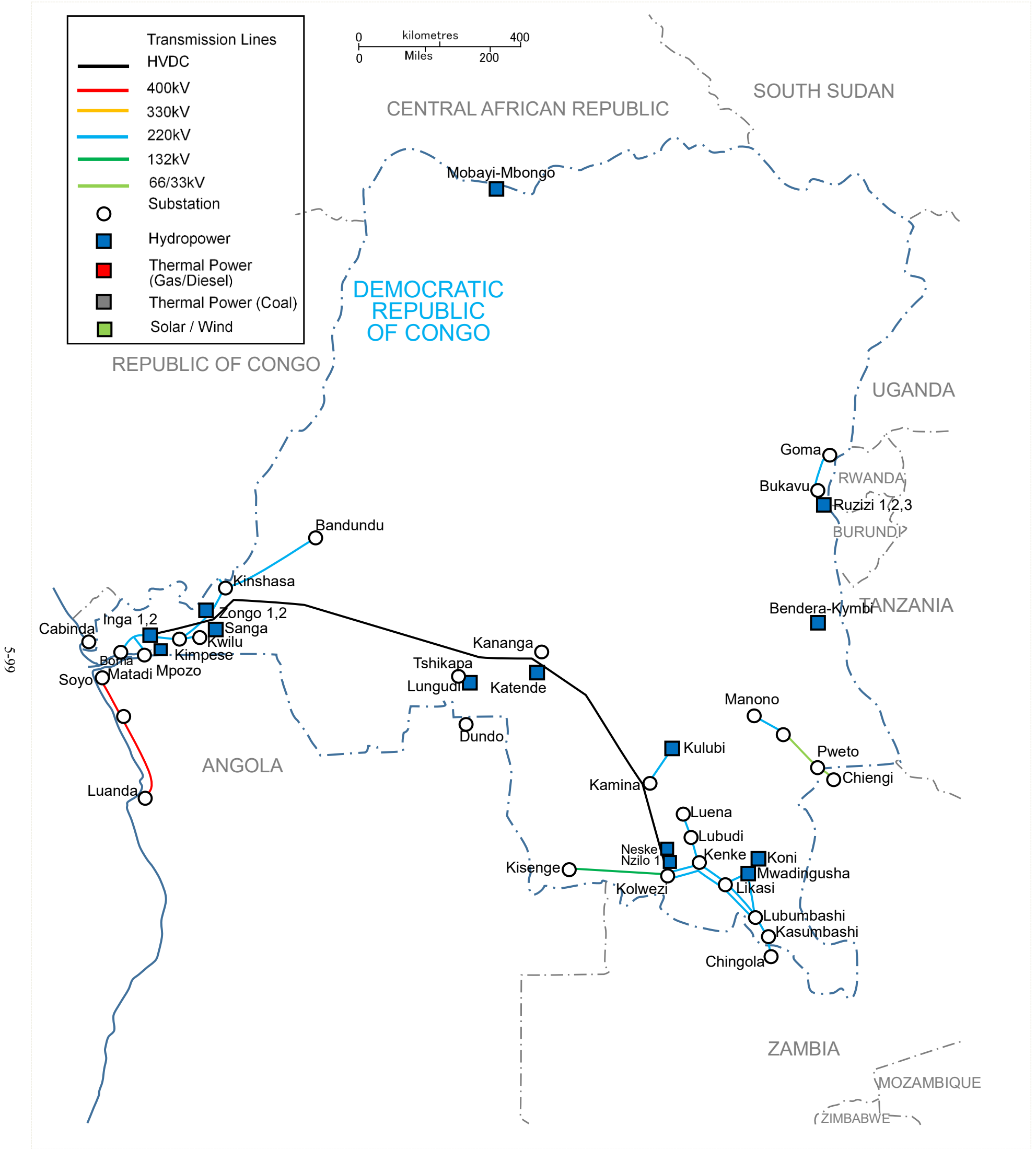
Source : JICA 調査団

図 5.1-35 系統計画 (コンゴ民主 既設)



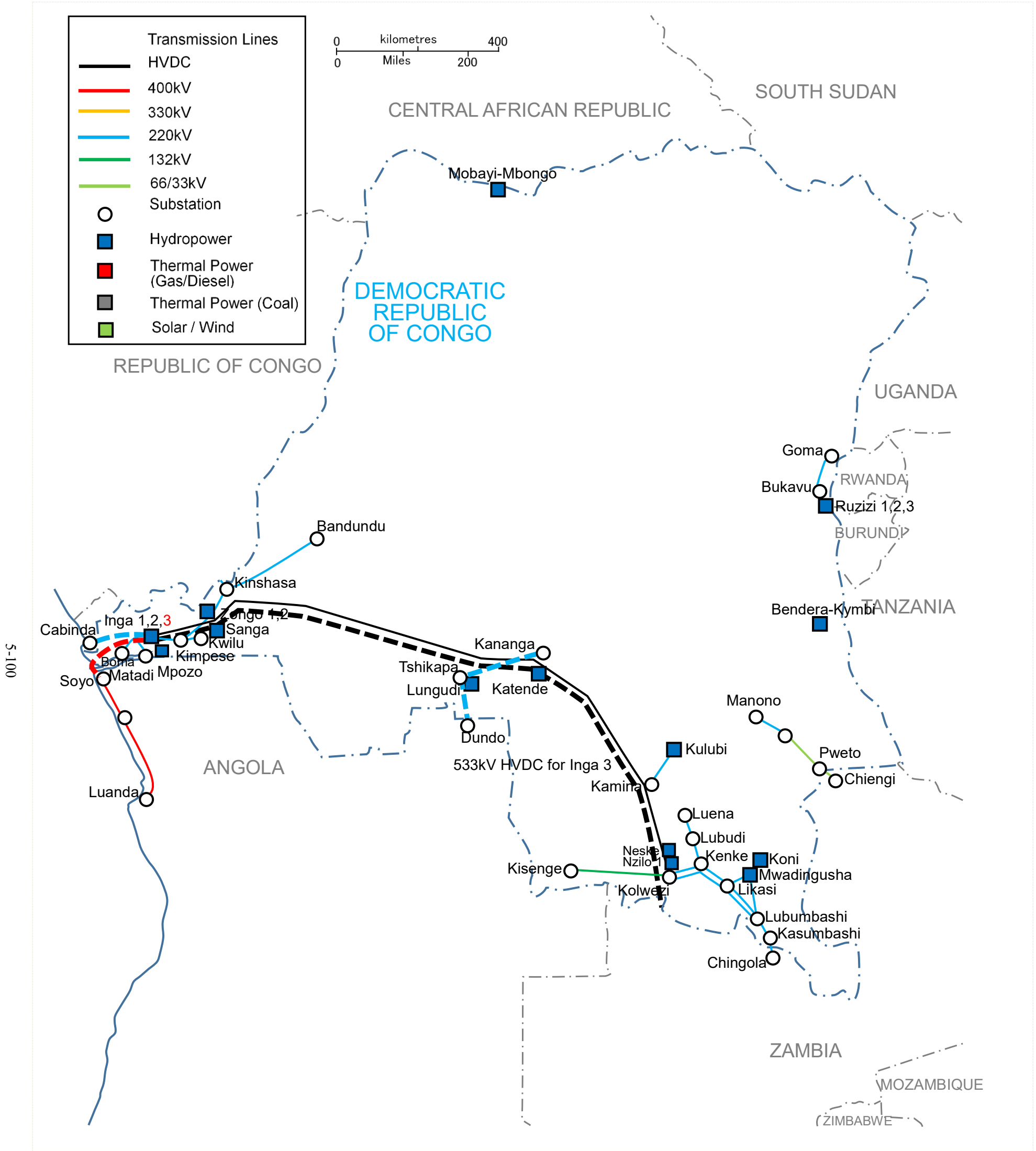
Source : JICA 調査団

図 5.1-36 系統計画 (コンゴ民主 2020 年)



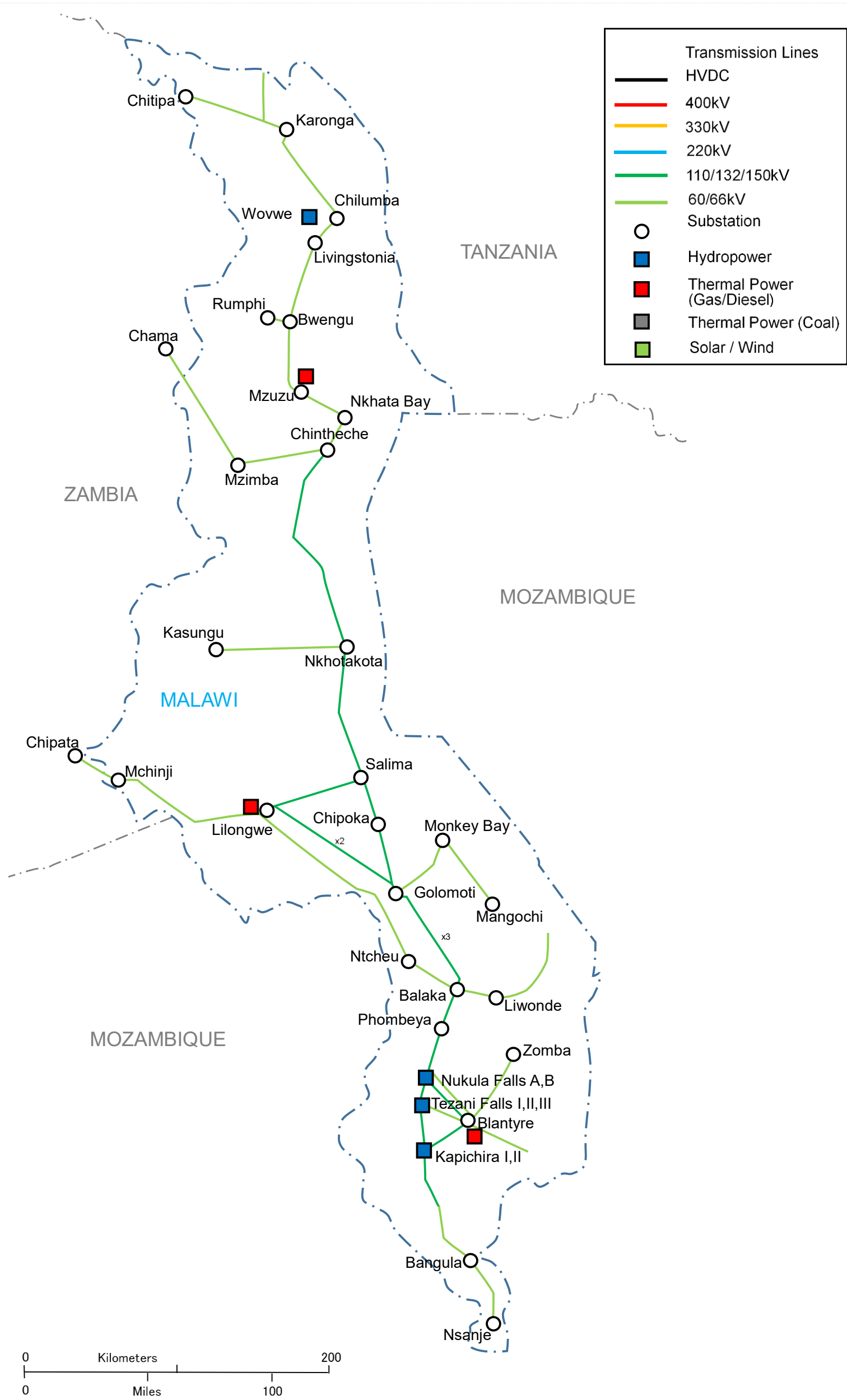
Source : JICA 調査団

図 5.1-37 系統計画 (コンゴ民主 2030 年)



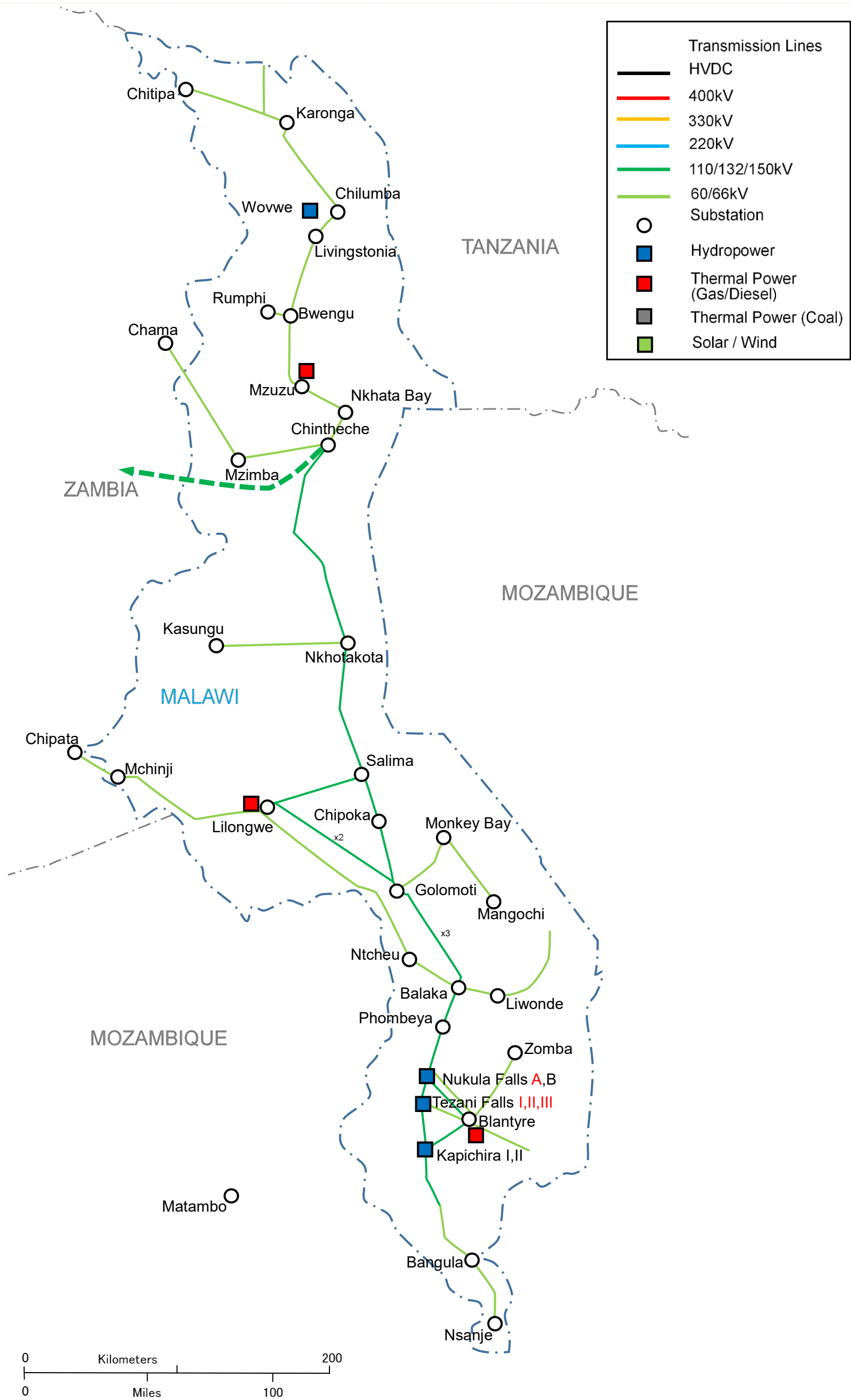
Source : JICA 調査団

図 5.1-38 系統計画 (コンゴ民主 2040年)



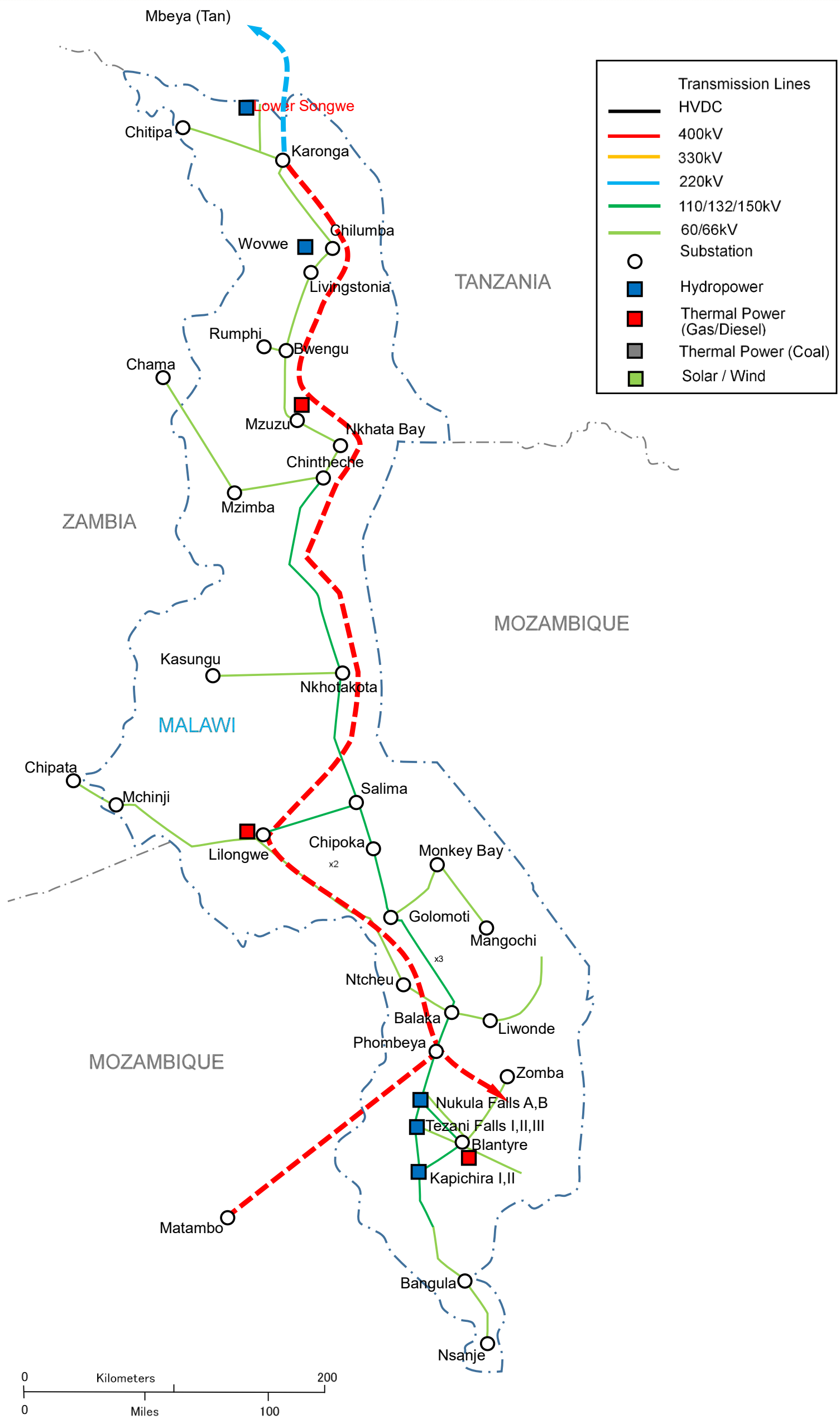
Source : JICA 調査団

図 5.1-39 系統計画 (マラウイ 既設)



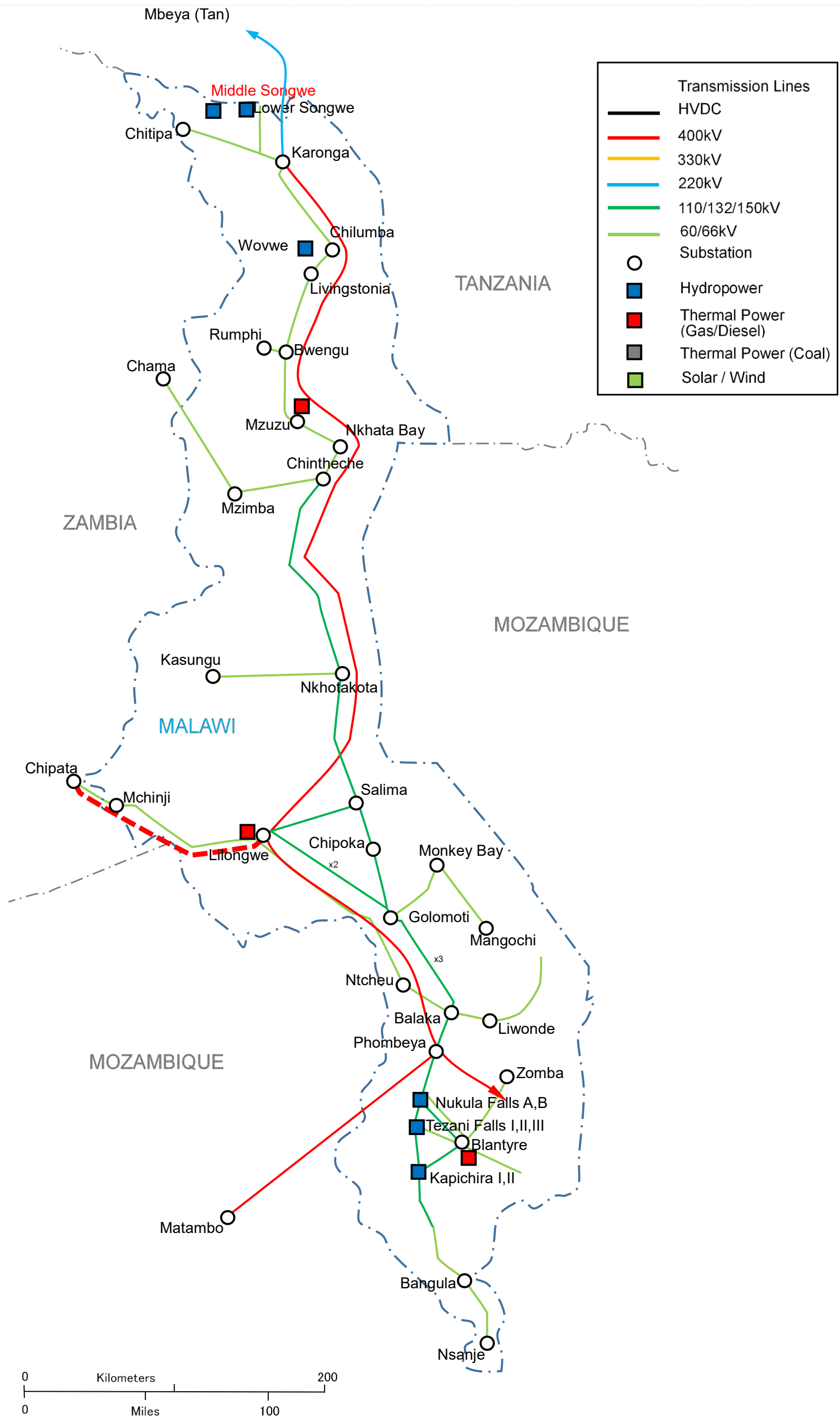
Source : JICA 調査団

図 5.1-40 系統計画 (マラウイ 2020年)



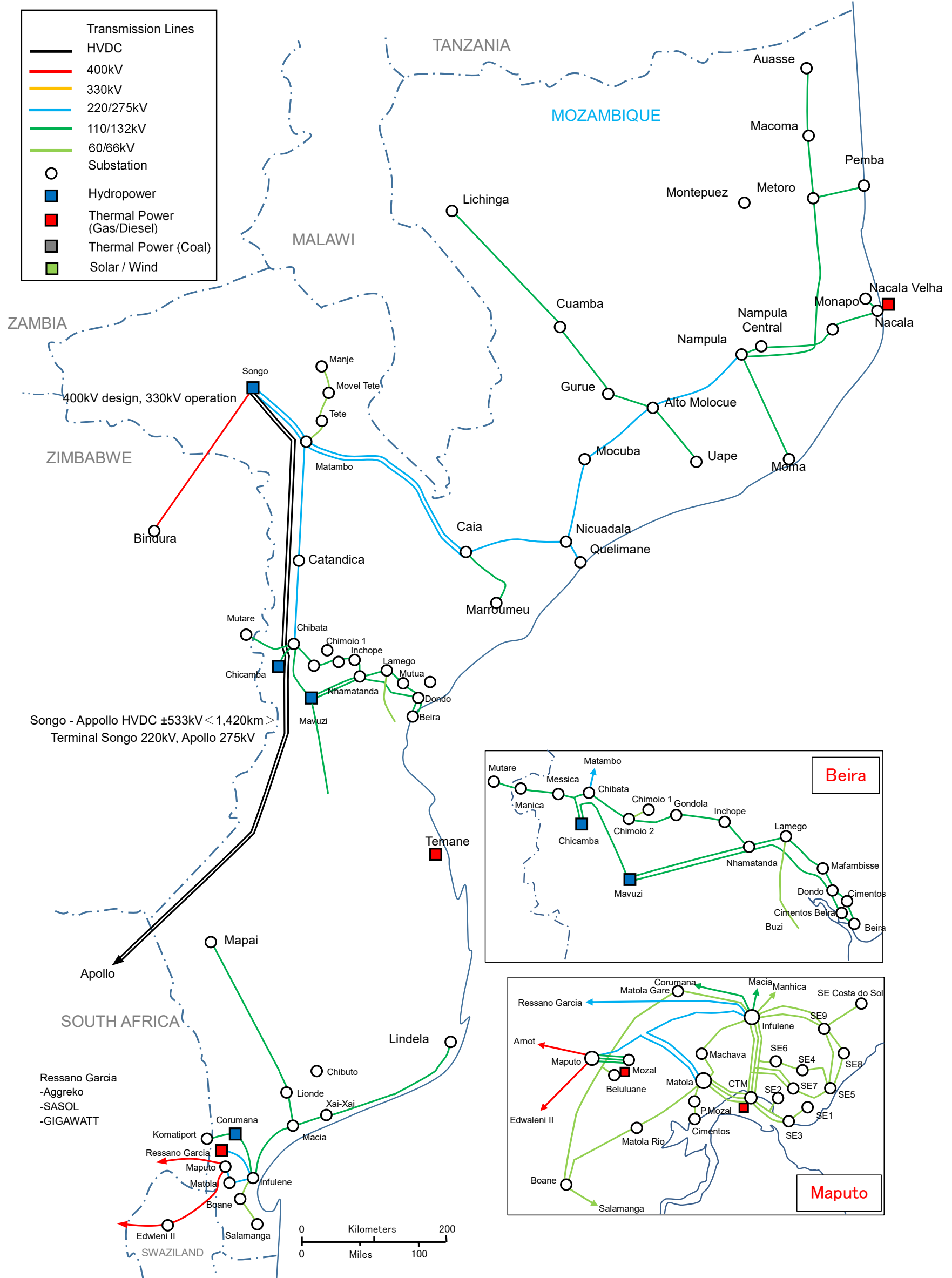
Source : JICA 調査団

図 5.1-41 系統計画 (マラウイ 2030 年)



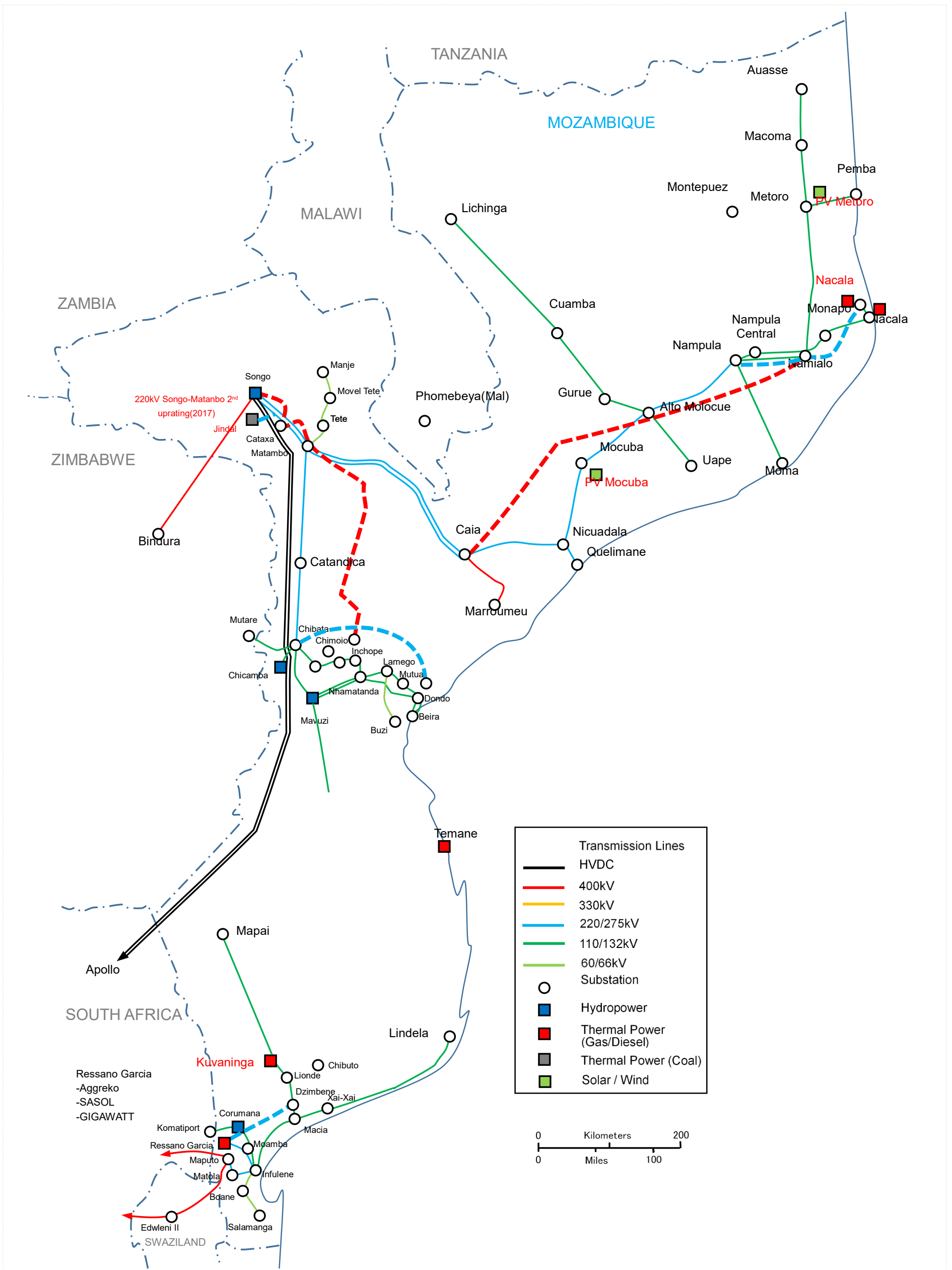
Source : JICA 調査団

図 5.1-42 系統計画 (マラウイ 2040年)



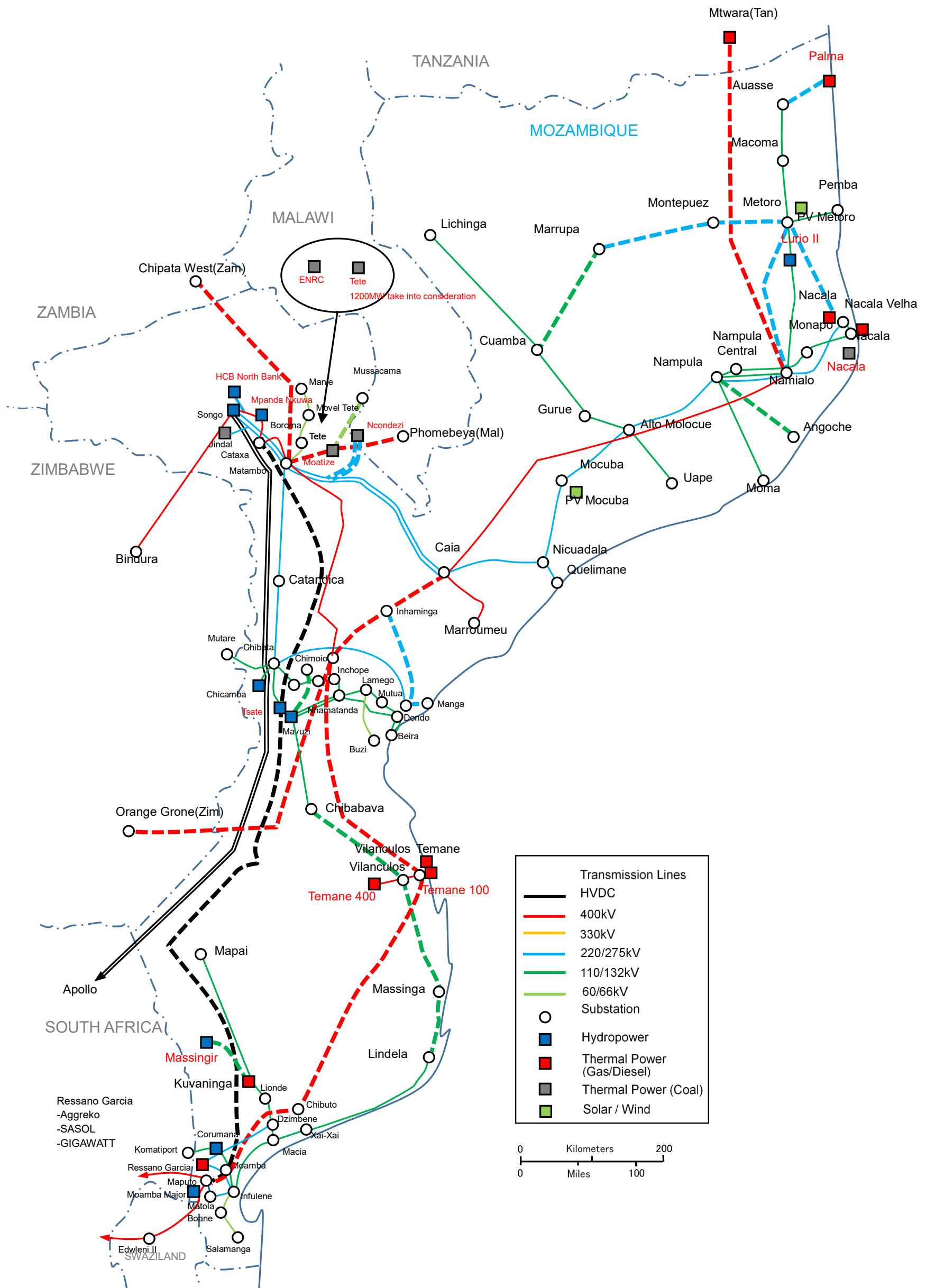
Source : JICA 調査団

図 5.1-43 系統計画 (モザンビーク 既設)



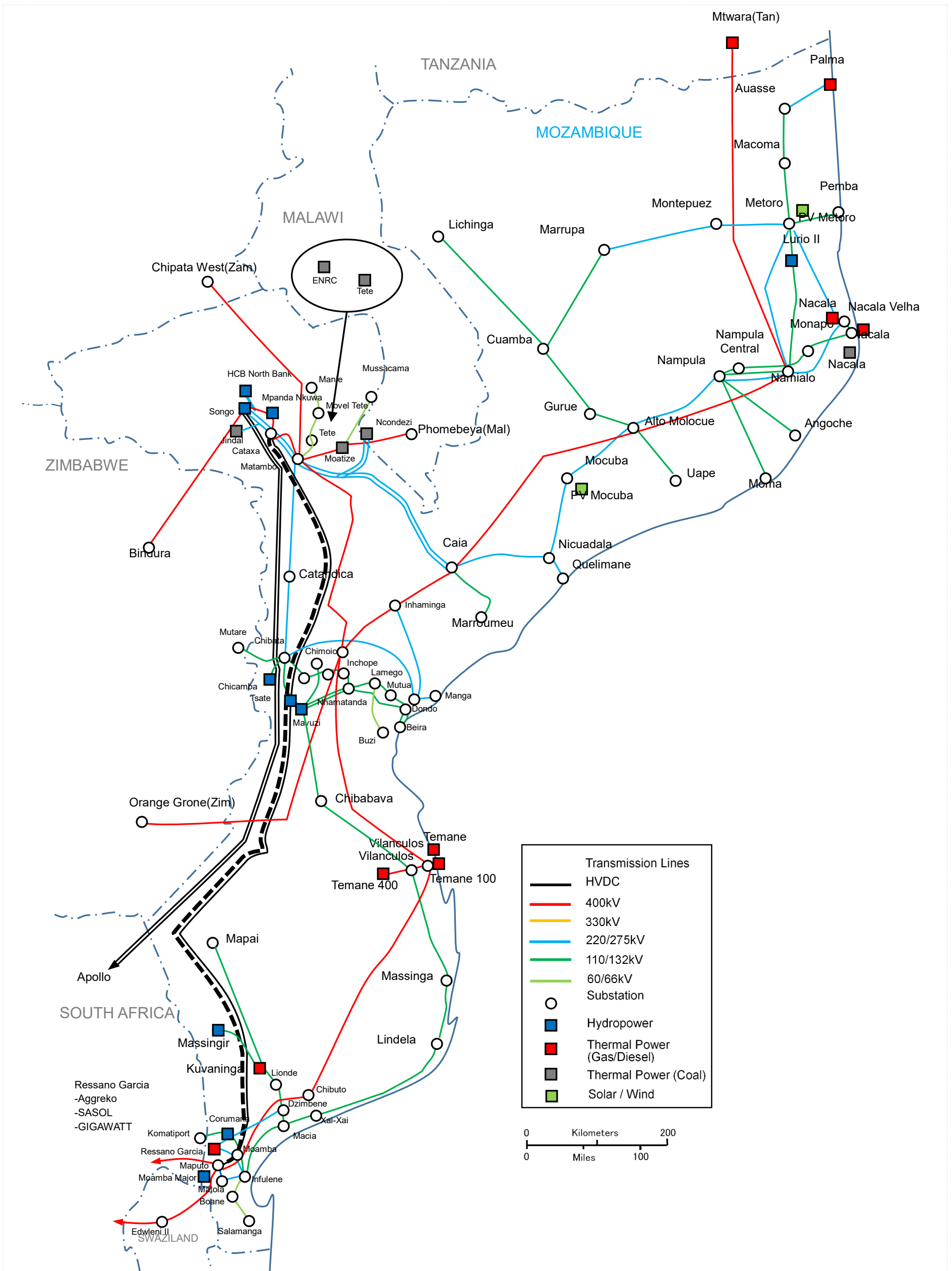
Source : JICA 調査団

図 5.1-44 系統計画 (モザンビーク 2020 年)



Source : JICA 調査団

図 5.1-45 系統計画 (モザンビーク 2030年)



Source : JICA 調査団

図 5.1-46 系統計画 (モザンビーク 2040年)

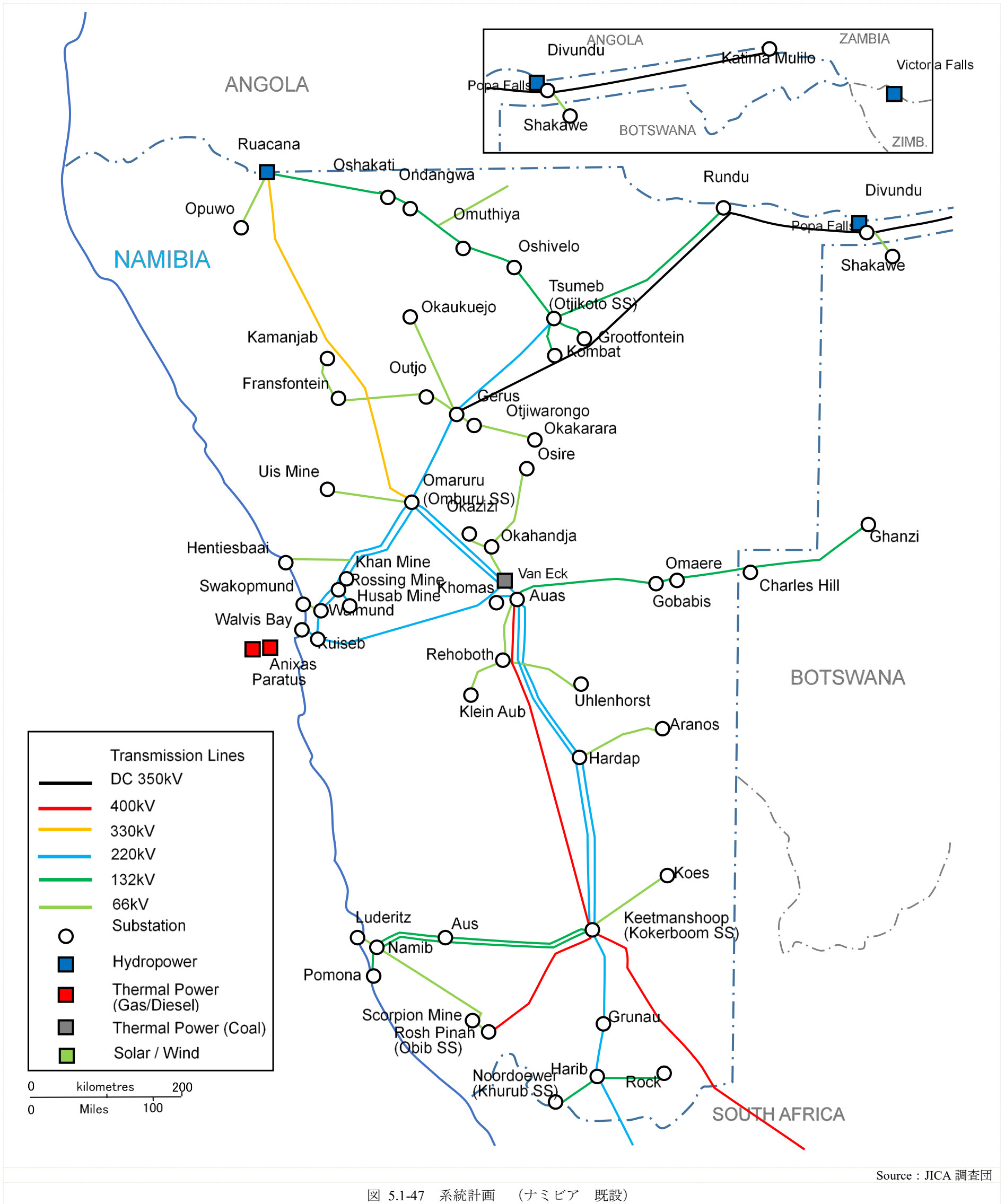
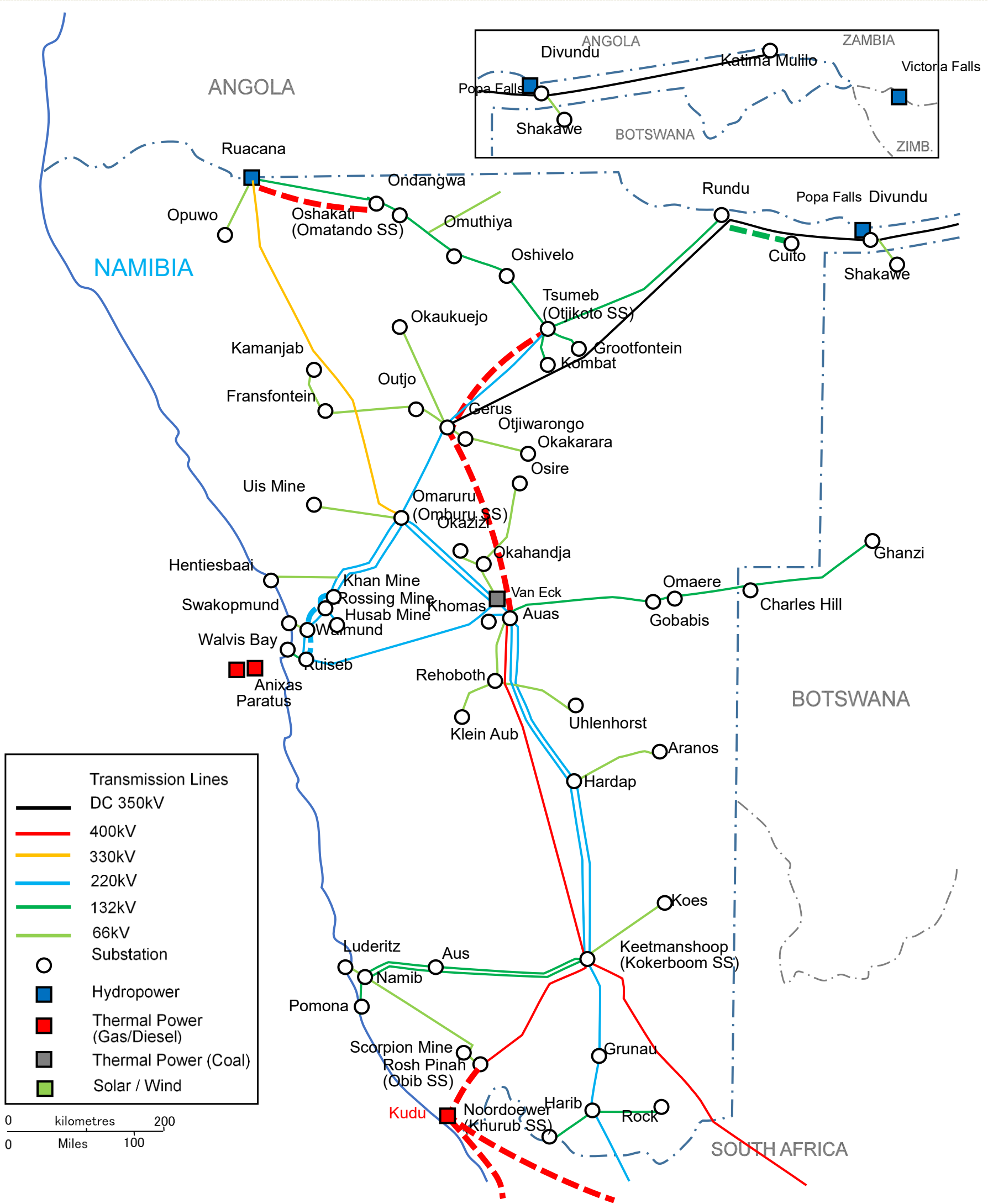
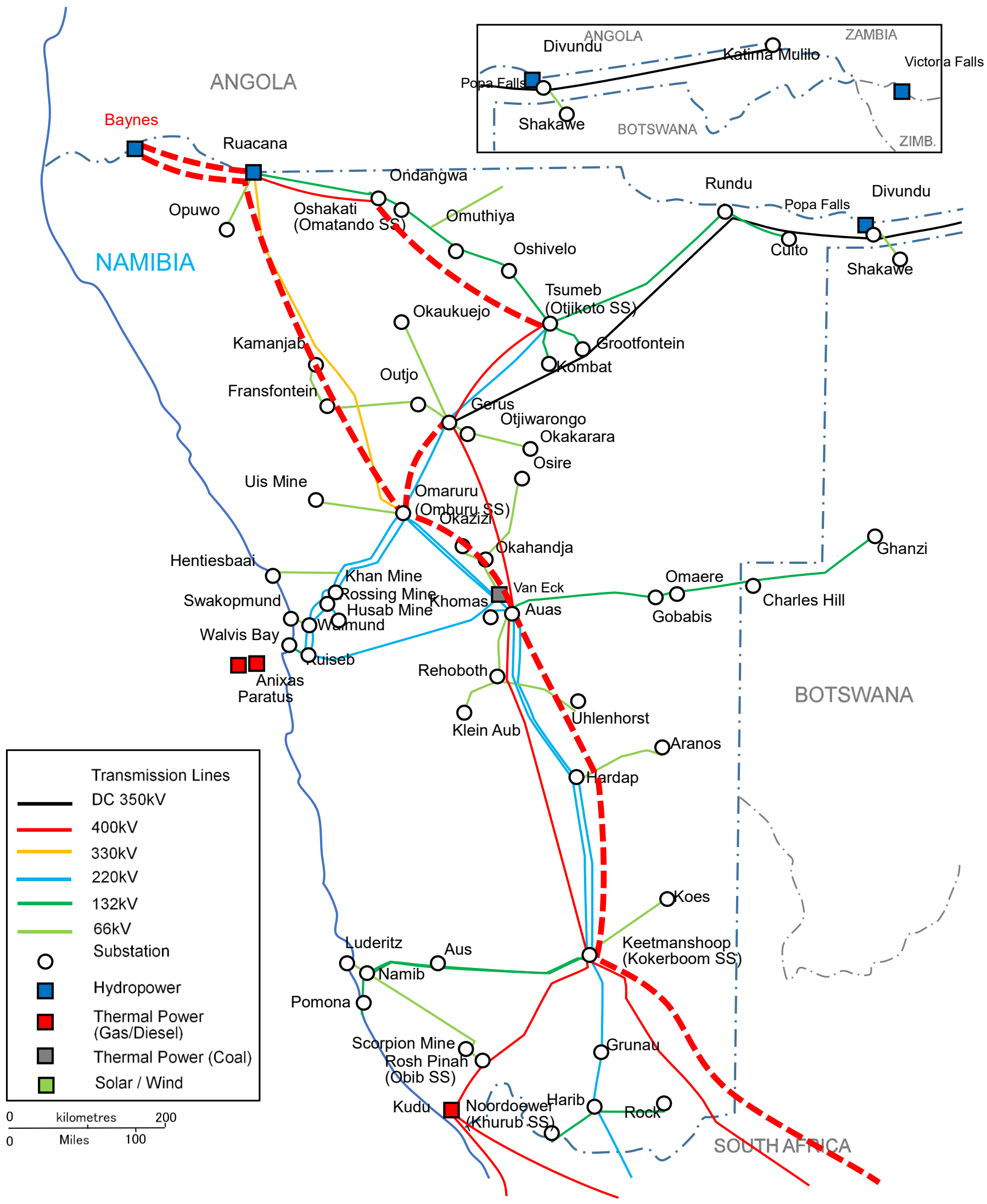


図 5.1-47 系統計画 (ナミビア 既設)



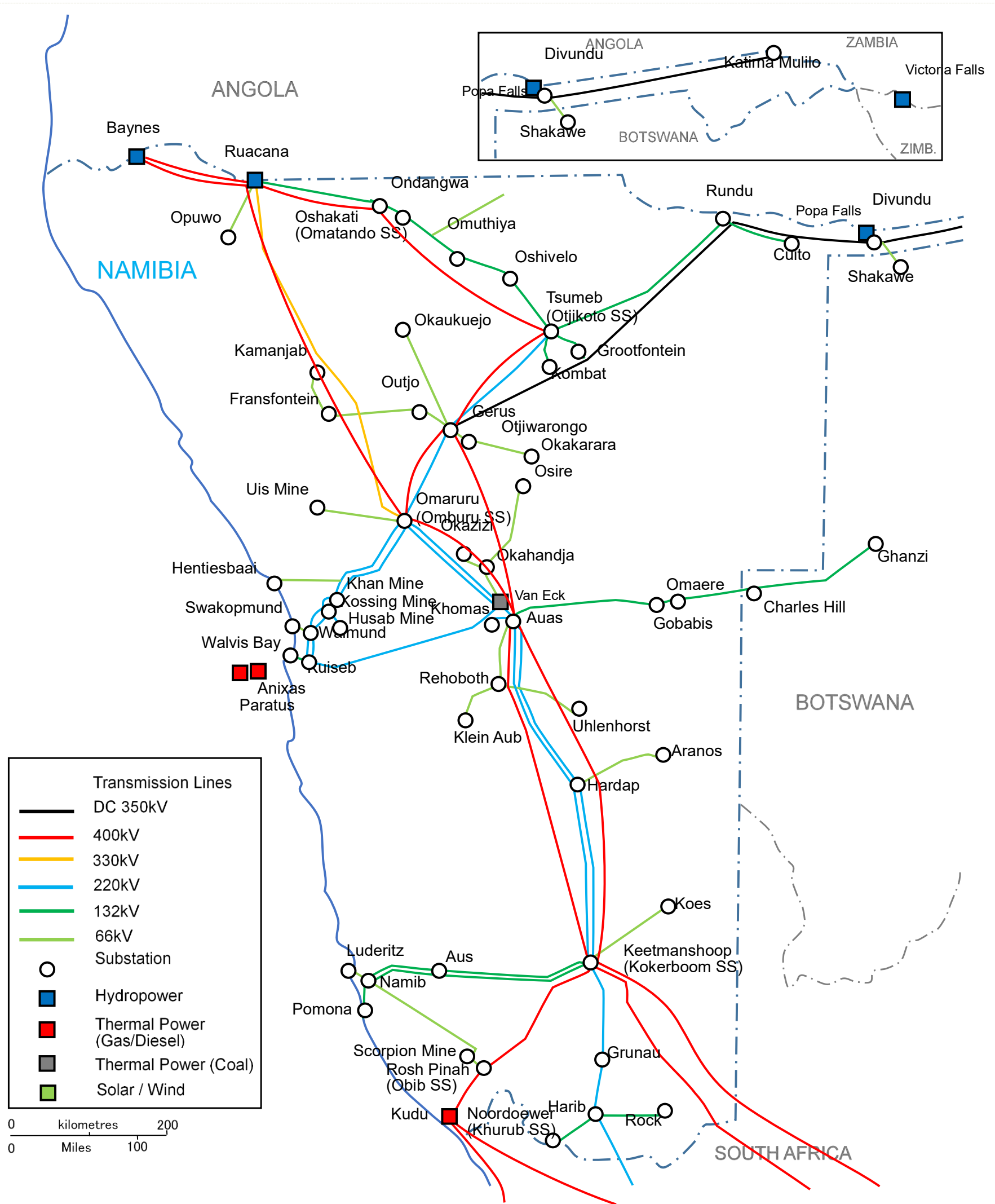
Source : JICA 調査団

図 5.1-48 系統計画 (ナミビア 2020年)



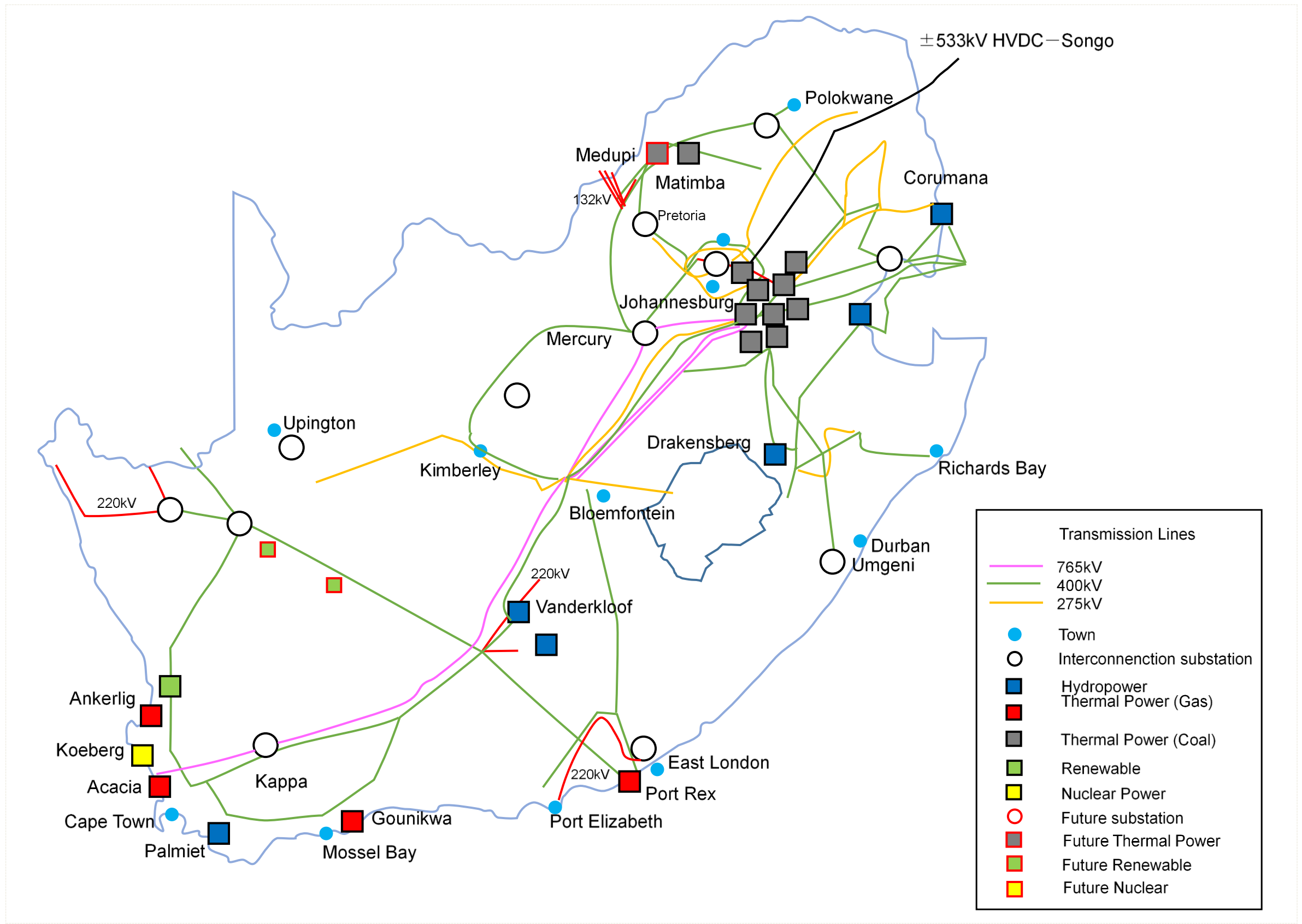
Source : JICA 調査団

図 5.1-49 系統計画 (ナミビア 2030 年)



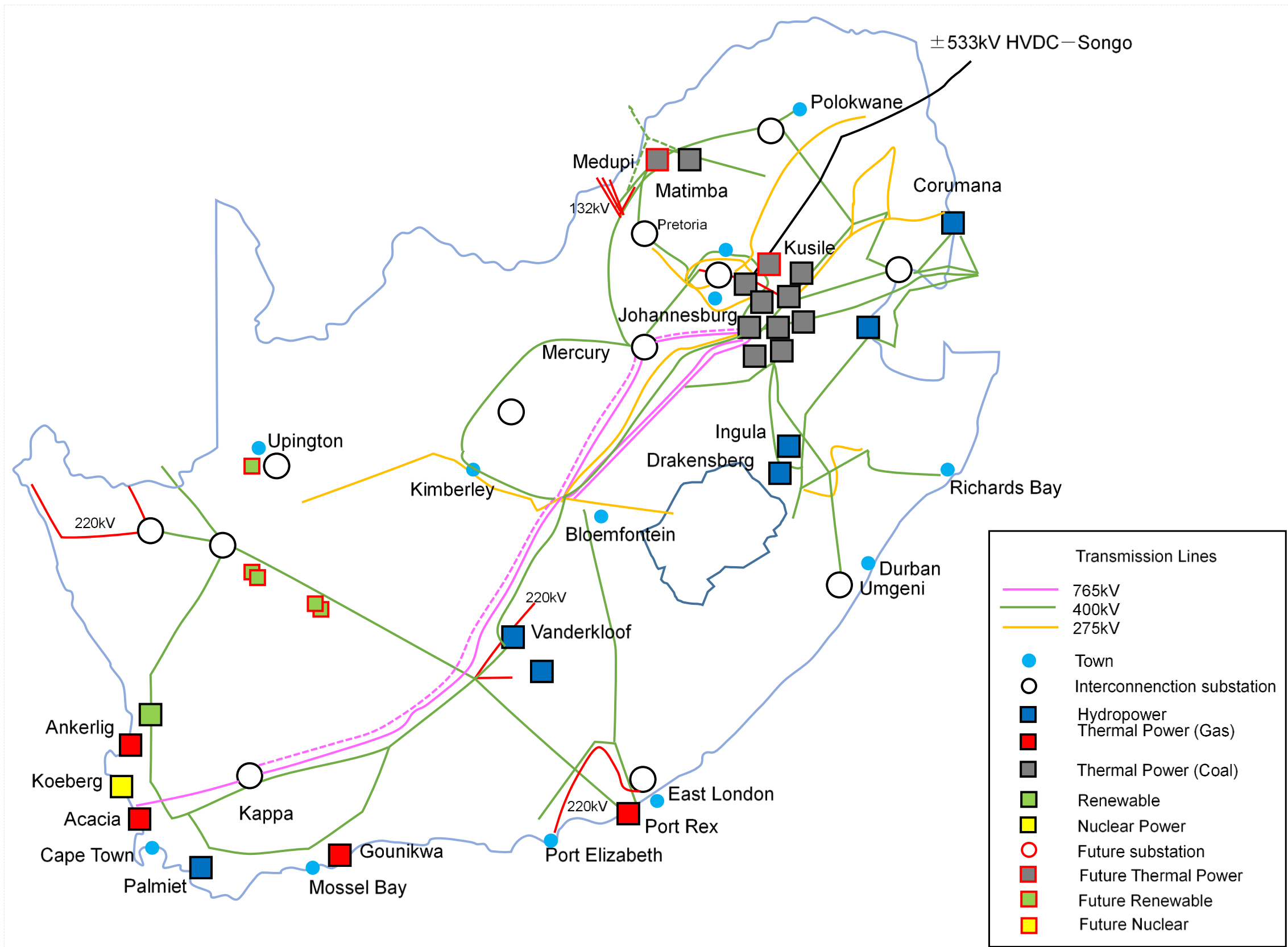
Source : JICA 調査団

図 5.1-50 系統計画 (ナミビア 2040年)



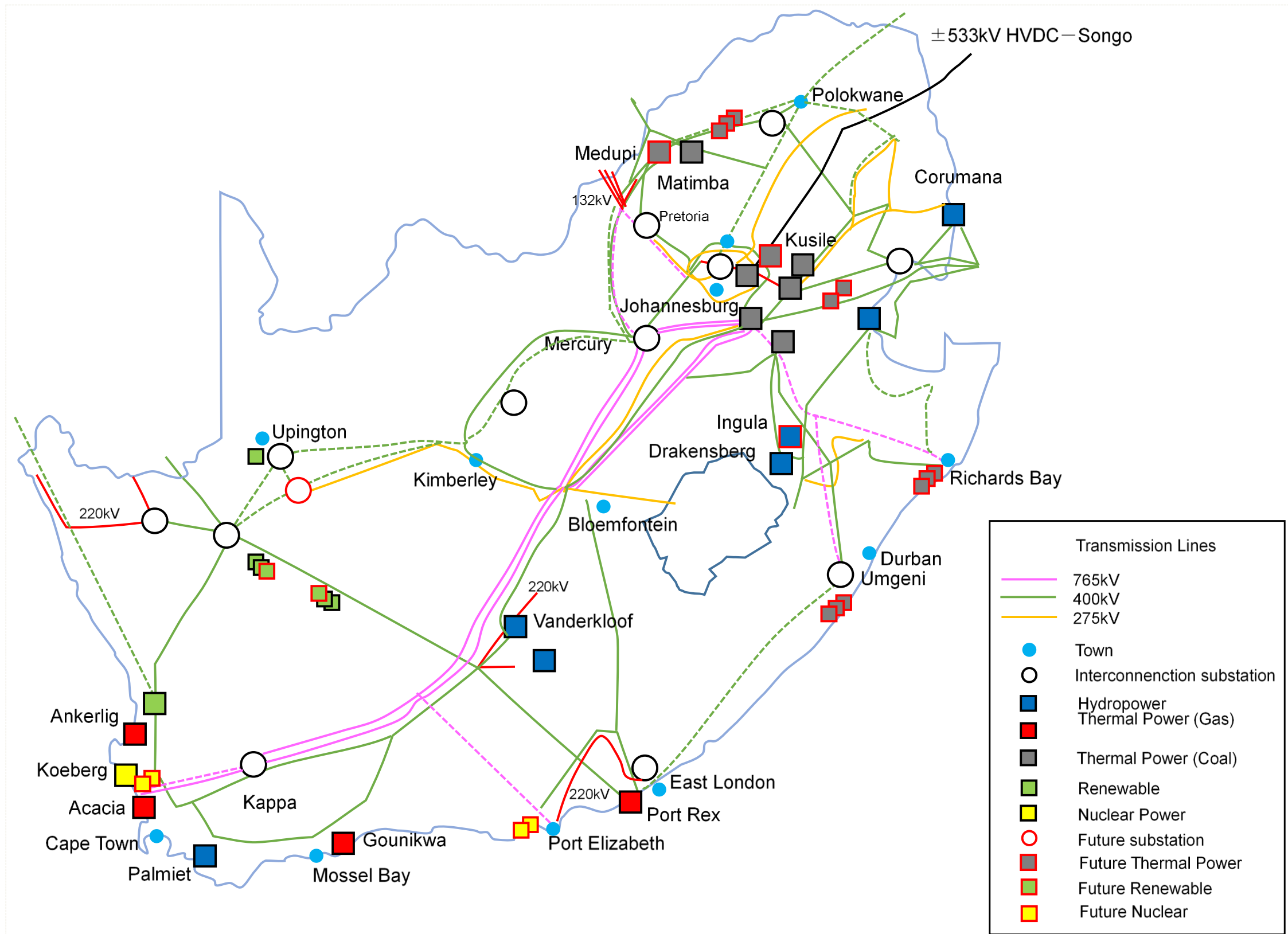
Source : JICA 調査団

図 5.1-51 系統計画 (南アフリカ 既設)



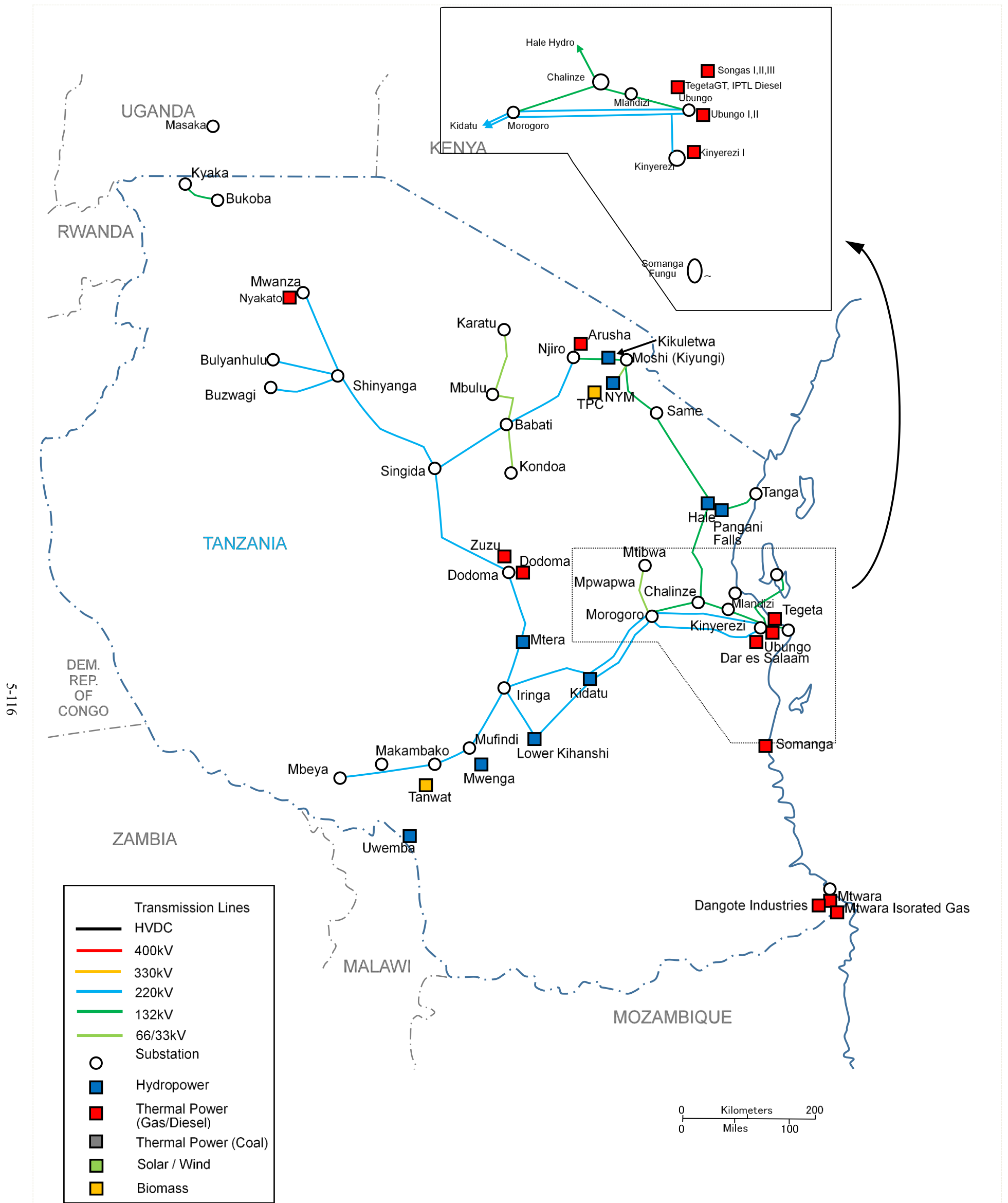
Source : JICA 調査団

図 5.1-52 系統計画 (南アフリカ 2020年)



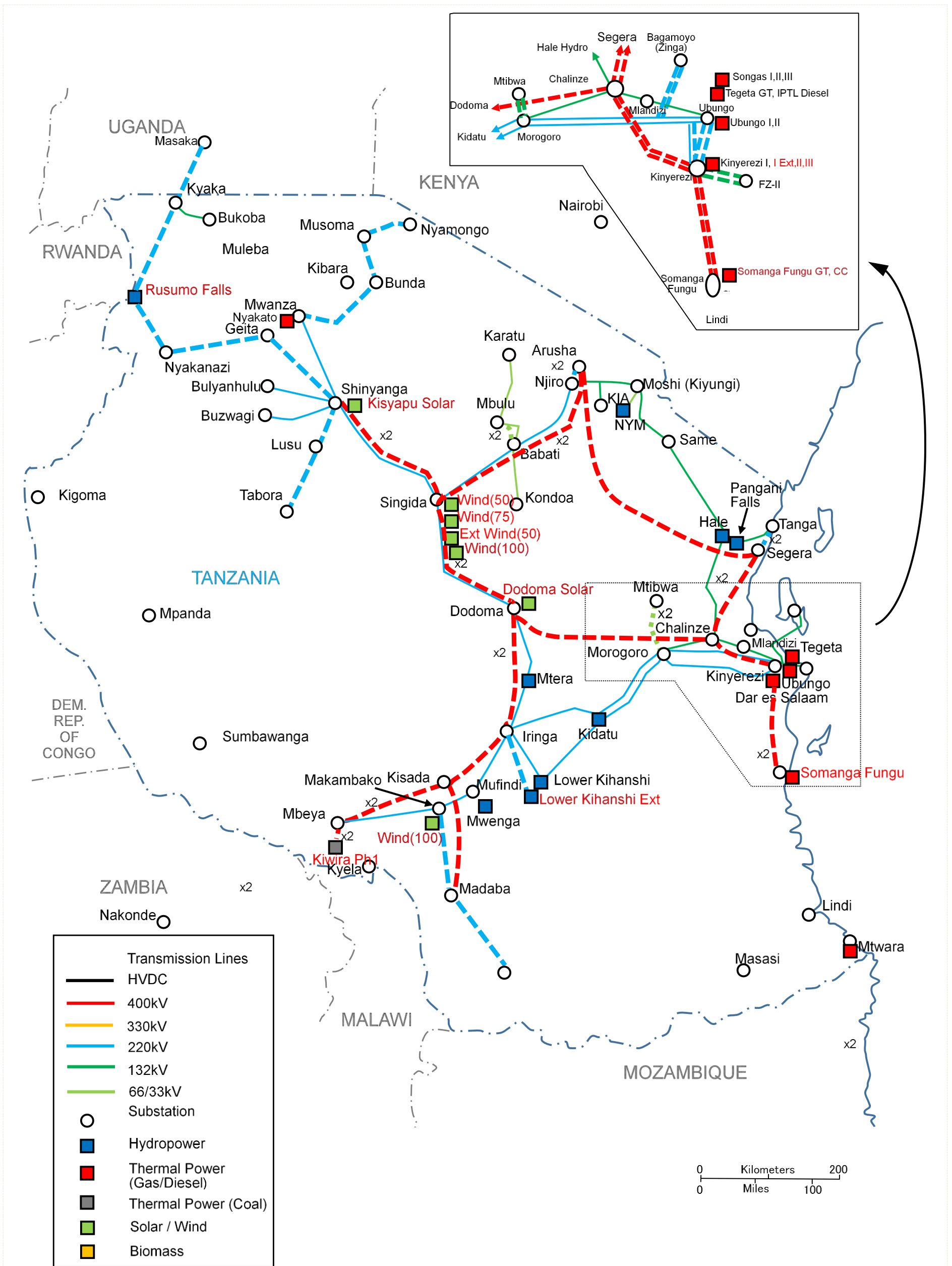
Source : JICA 調査団

図 5.1-53 系統計画 (南アフリカ 2030 年以降)



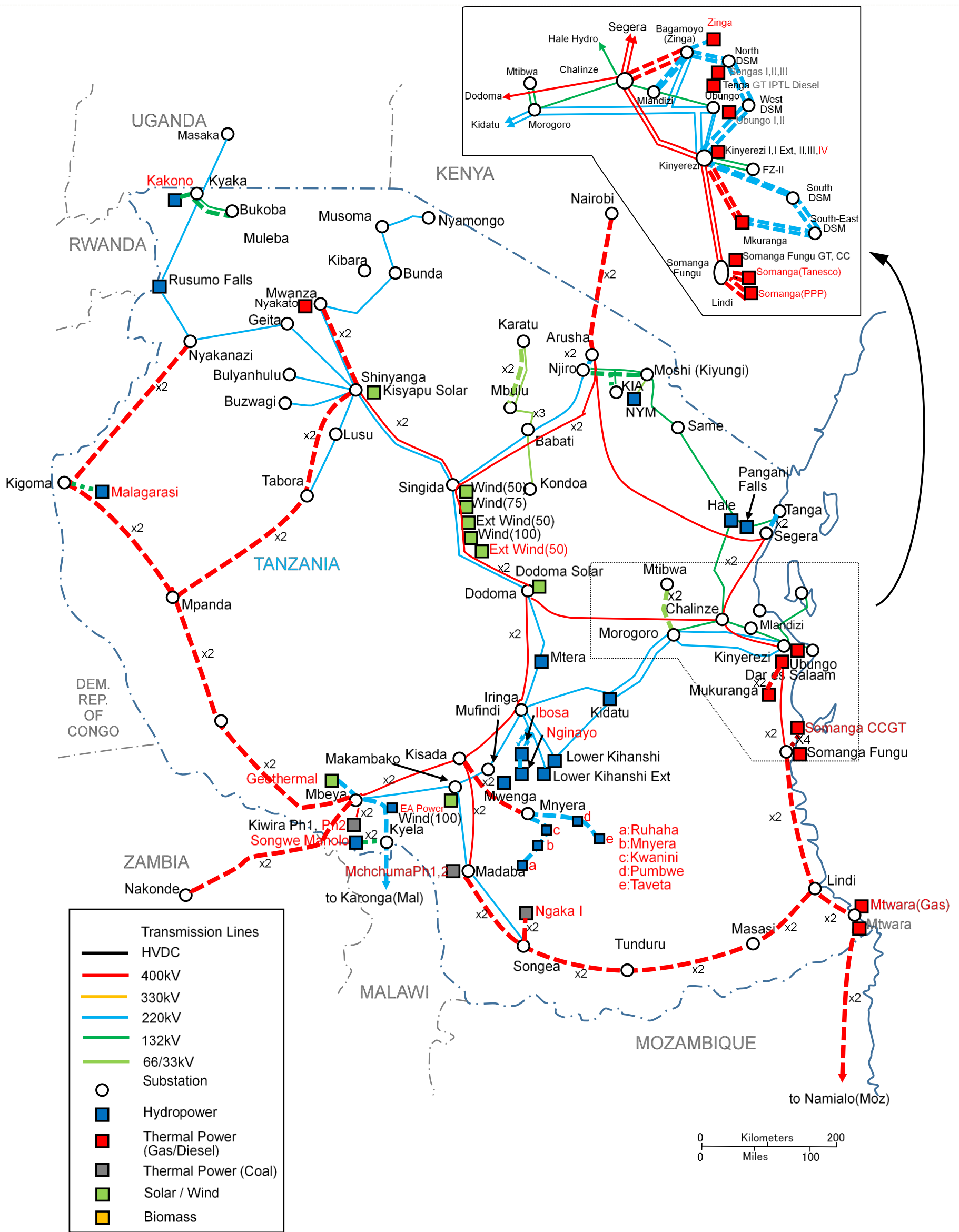
Source : JICA 調査団

図 5.1-54 系統計画 (タンザニア 既設)



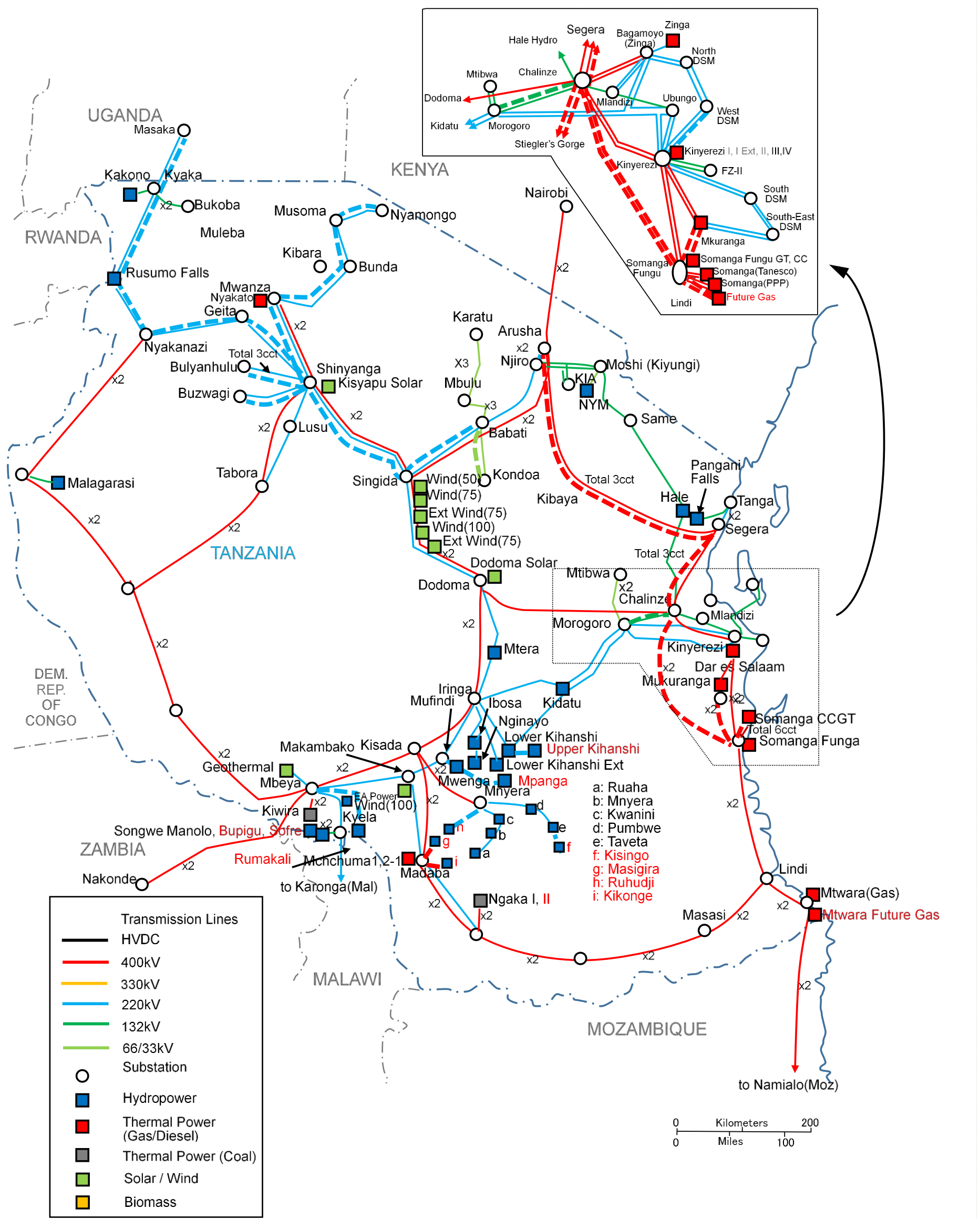
Source : JICA 調査団

図 5.1-55 系統計画 (タンザニア 2020年)



Source : JICA 調査団

図 5.1-56 系統計画 (タンザニア 2030年)



Source : JICA 調査団

図 5.1-57 系統計画 (タンザニア 2040年)

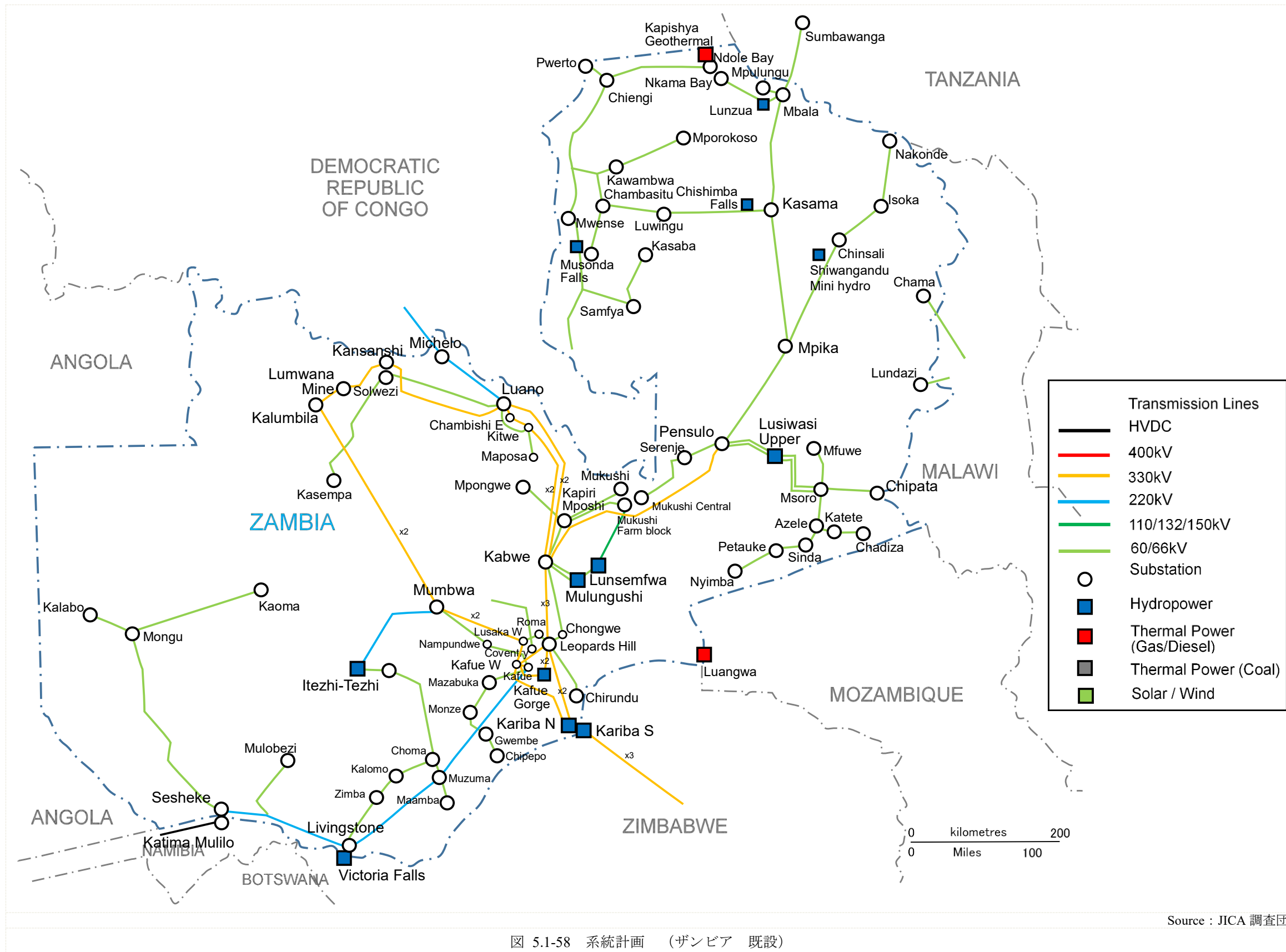
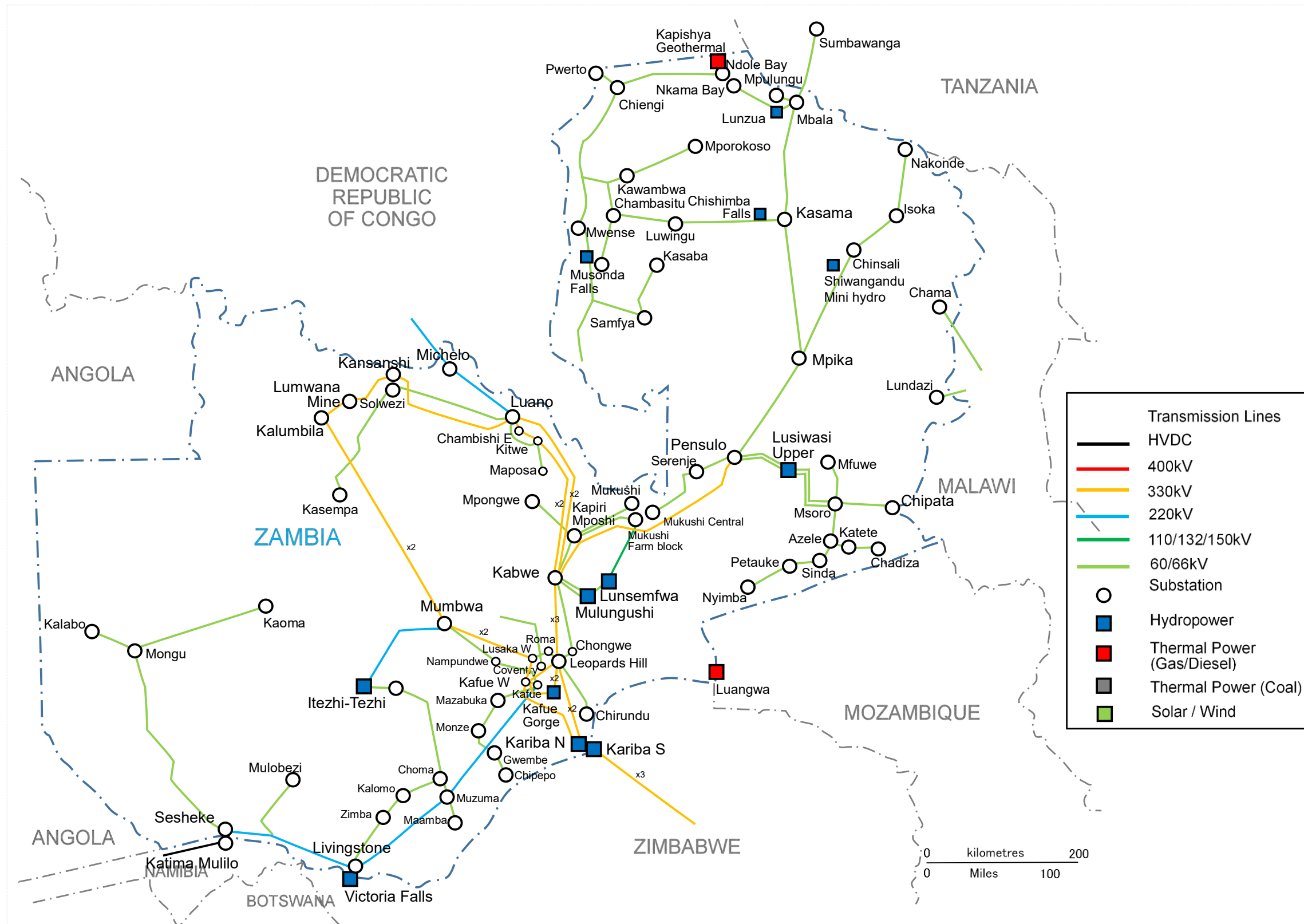
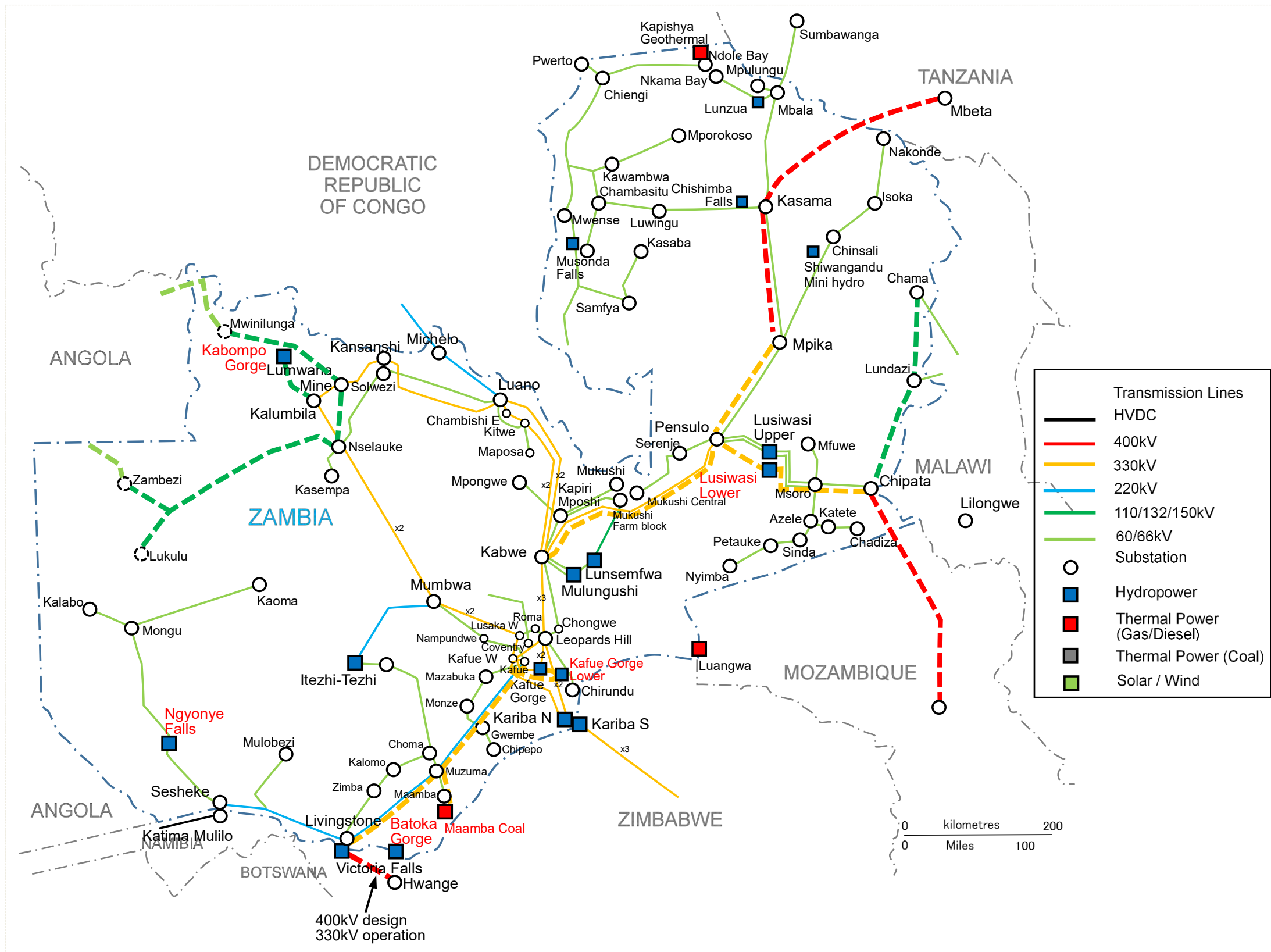


図 5.1-58 系統計画 (ザンビア 既設)



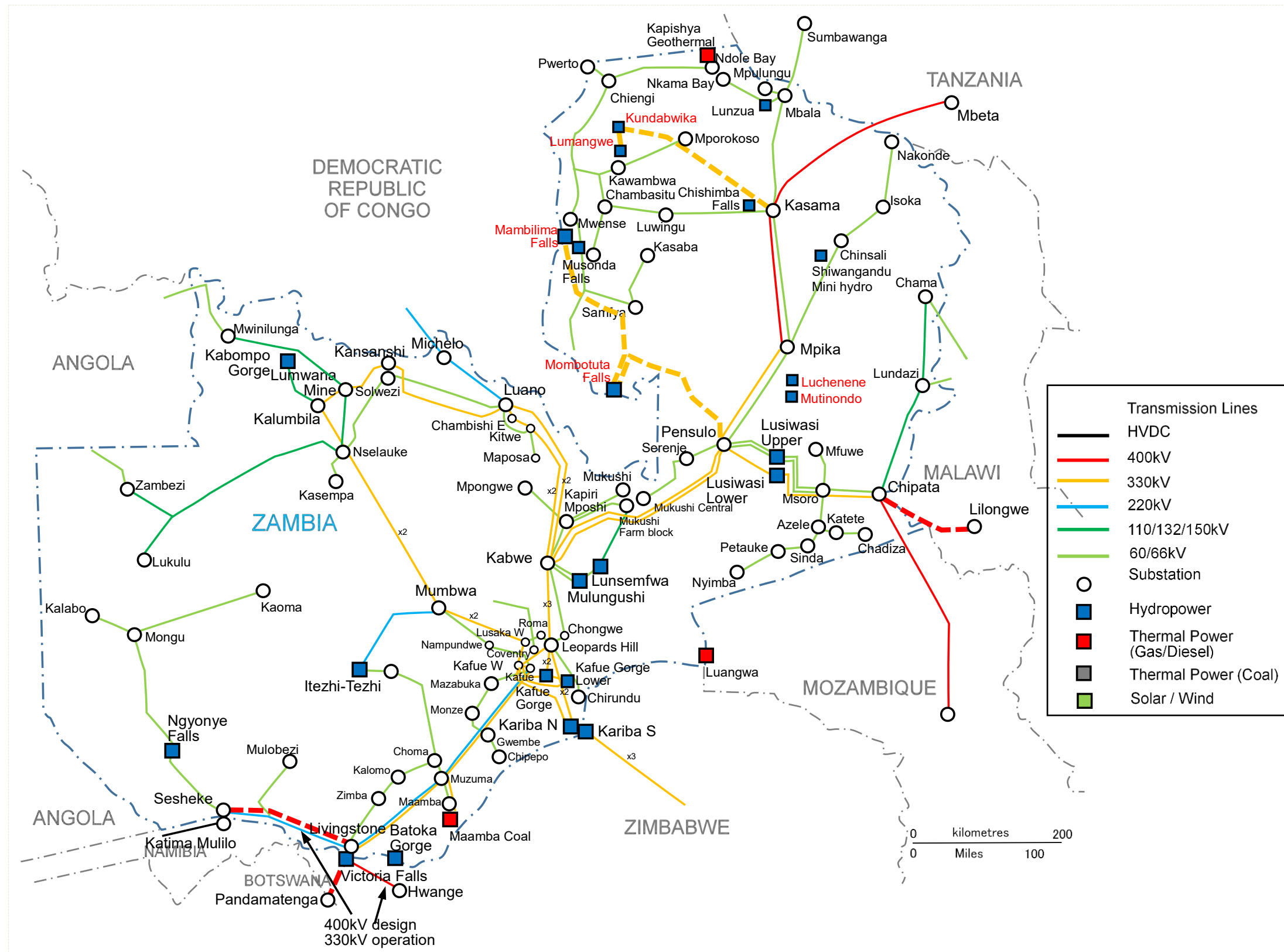
Source : JICA 調査団

図 5.1-59 系統計画 (ザンビア 2020年)



Source : JICA 調査団

図 5.1-60 系統計画 (ザンビア 2030年)



Source : JICA 調査団

図 5.1-61 系統計画 (ザンビア 2040年)

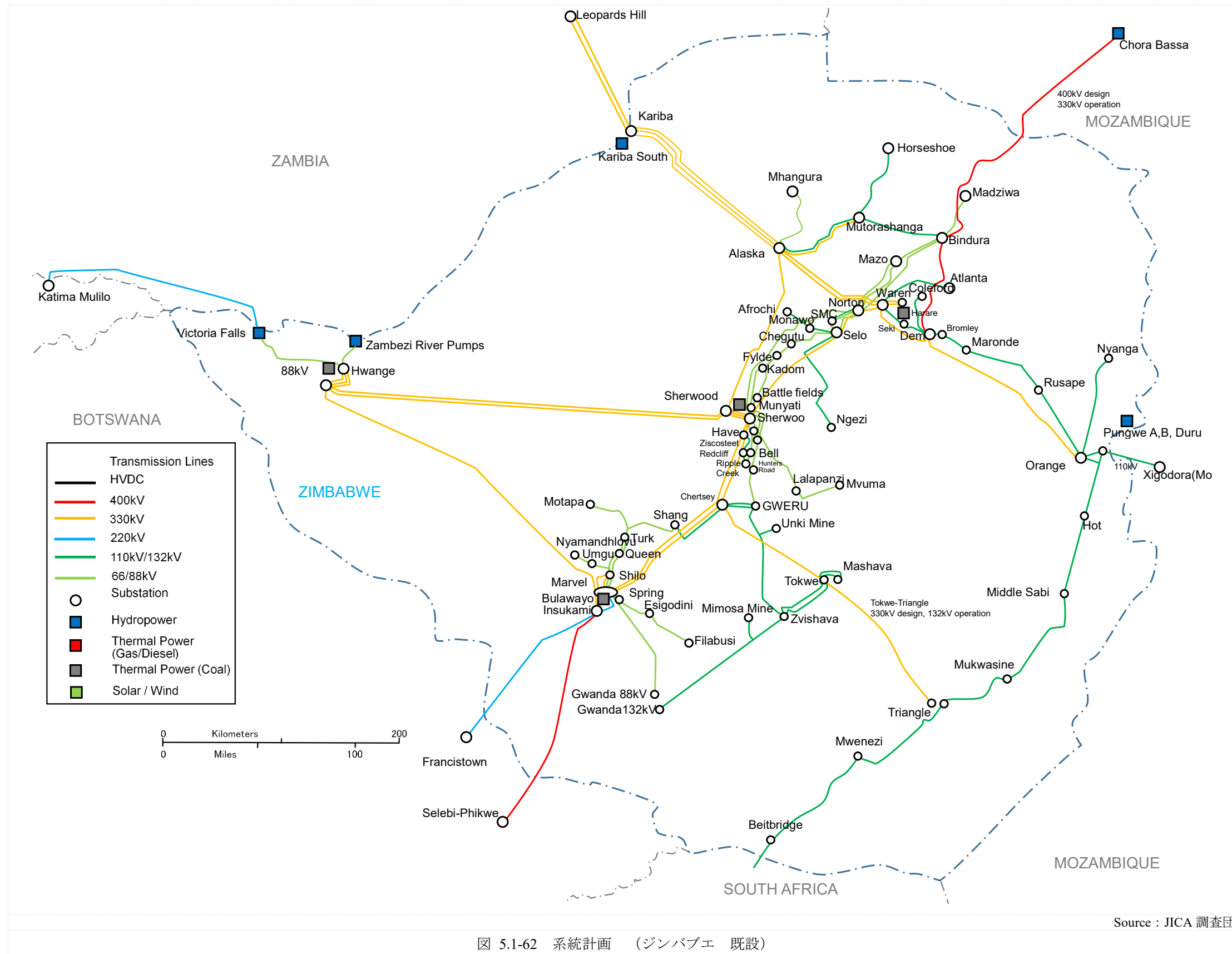
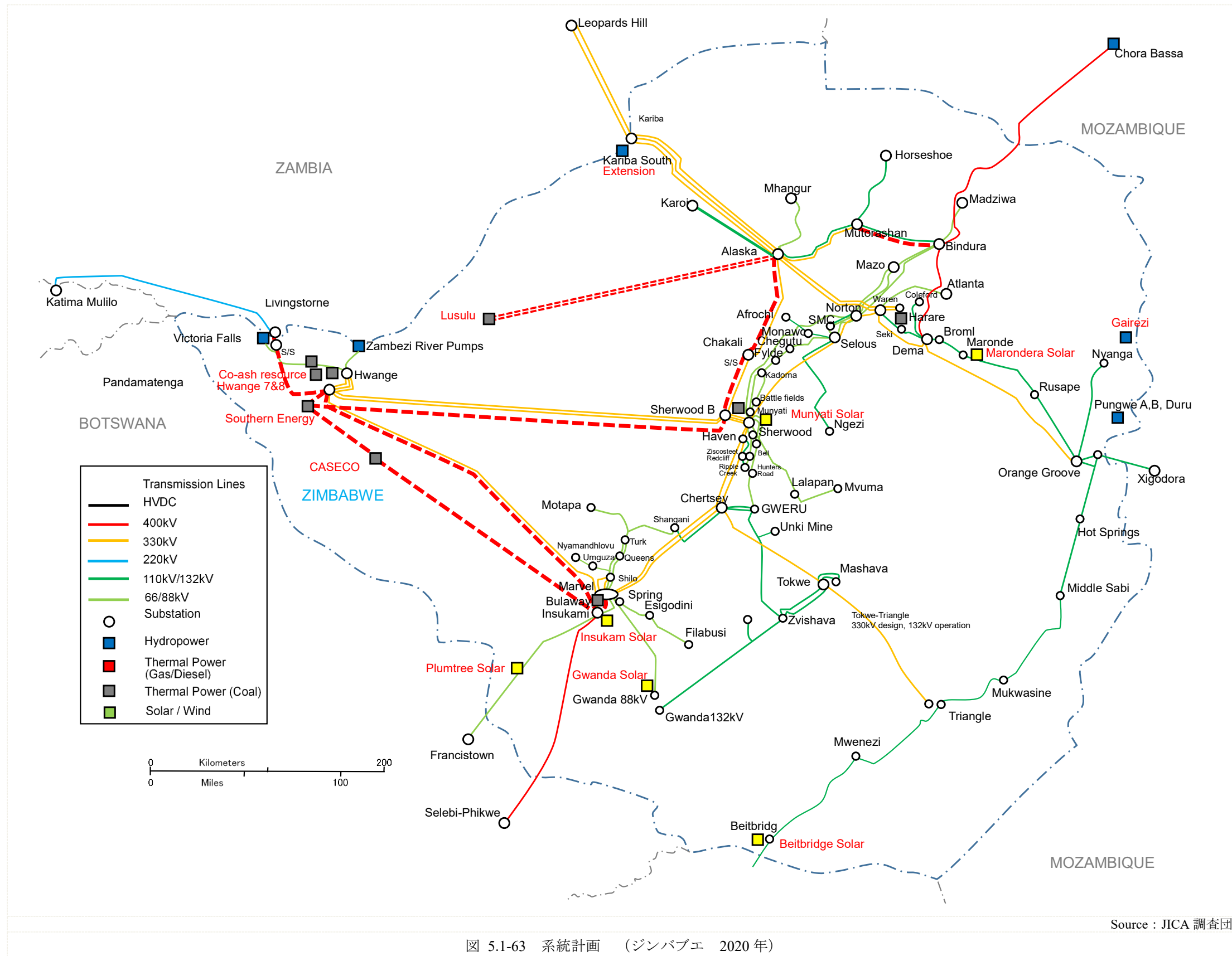
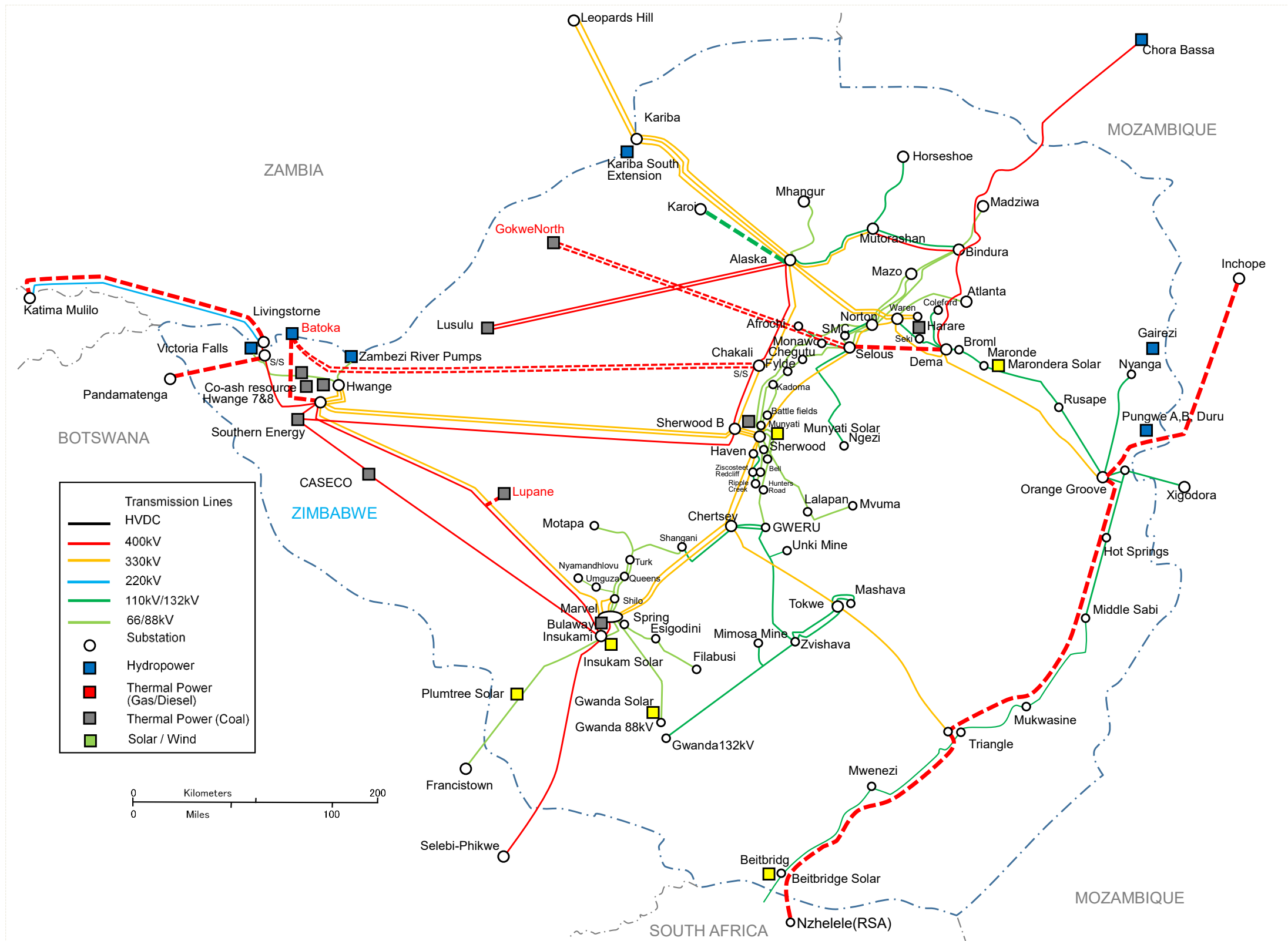


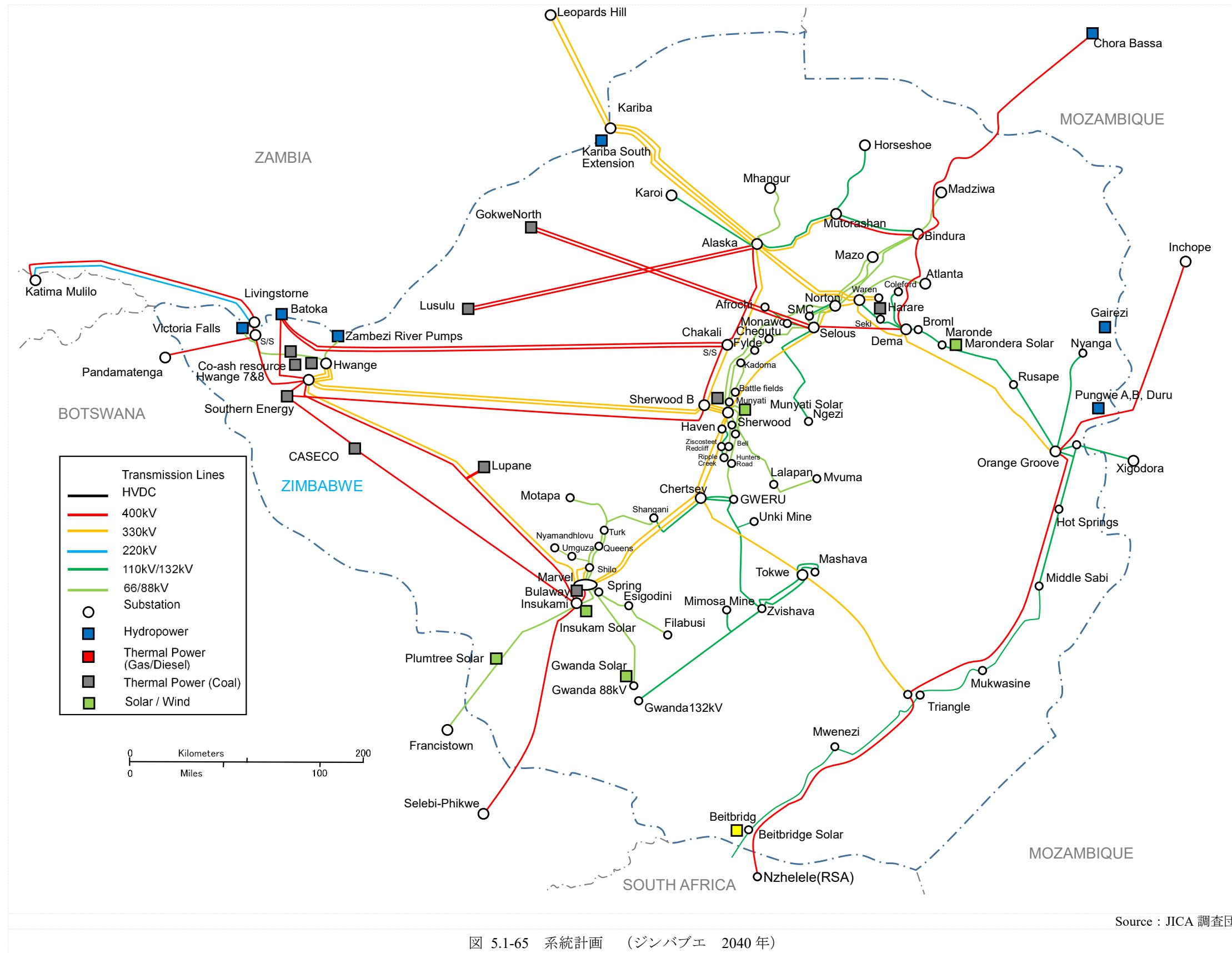
図 5.1-62 系統計画 (ジンバブエ 既設)





Source : JICA 調査団

図 5.1-64 系統計画 (ジンバブエ 2030年)



5.1.4 国際連系の観点による分析

(1) 需給バランスから見た連系

5.1.2 にまとめた SAPP 内需給バランスから、不足ピーク需要を補完し合うグループ、また不足発電電力量を補完し合うグループを表 5.1-47～表 5.1-49 にまとめた。各表について国際連系の観点から解説する。

1) ピーク需要対応の連系グルーピング

表 5.1-47 および図 5.1-66～図 5.1-68 に示す通り、モザンビーク北部、スワジランド、ボツワナに対して既設国際連系線⁹⁴を通じて各々近隣国から補完される。2030 年、2040 年においても既設国際連系線を用いた融通にて問題ない。

2) 電力量対応の連系線使用グルーピング

表 5.1-48 および図 5.1-69～図 5.1-71 に、2020 年、2030 年、2040 年各年次における発電電力量不足エリアに対し、補完するエリアをグループとして示す。

グループの設定方法は、不足エリアに対して隣接エリアの余剰にて補完することを前提とし、各エリア余剰電力量のうちエリア需要の 10%を差し引いた正味余剰が、電力量不足エリアの電力需要 110%を満たすようにグルーピングした。

2020 年における南アフリカは、エリア発電電力量が 309.4TWh に対し、需要 314.8TWh の 110%である 340.34TWh が必要確保量であり、36.88TWh を SAPP 加盟国から集める必要がある。この場合、南アフリカは広域に余剰電力量を集める必要があり、潮流が重畳するボツワナとの連系線は強化する必要がある。

電源開発が円滑に進んだ場合の 2030 年では需給逼迫エリアは限定的となるが、2040 年における電力量を補完し合うグループは増え、膨大な余剰電力量を持つ南アフリカを中心としたグループと、モザンビーク・タンザニア・ザンビアを束ねたグループが相互に補完し合うグループの形成が必要と考える。

3) 渇水時電力量対応の連系線使用グルーピング

表 5.1-49 および図 5.1-72、図 5.1-73 に、2030 年、2040 年次における渇水想定に対する補完するエリアをグループとして示す。

2030 年におけるグルーピングとして、前述同様、モザンビーク・タンザニア・ザンビアを束ねたグループは一体とした需給調整が必要と考えられる。またナミビアに関して、西部地域の一体となった需給調整が必要と考えられる。

2040 年におけるグルーピングでは、2030 年のグルーピングがより鮮明化し、モザンビーク北部の安定した電力を SAPP 北部地域で調整することが必須となる。

また、図示していないものの南アフリカの余剰電力を SAPP 広域に提供するためのインフラ整備が必要と考えられる。

⁹⁴ 既存国際連系線送電容量と現状の電力輸出入量から判断する。ただし、110%の供給力確保は本検討上の目標であり、確保できないケースもある。

表 5.1-47 発電容量グルーピング

2020年時点			2030年時点			2040年時点		
No.	必要エリア	被連系エリア	No.	必要エリア	被連系エリア	No.	必要エリア	被連系エリア
2020-1	モザンビーク北部	ジンバブエ	2030-1	コンゴ民主	ザンビア	2040-1	コンゴ民主	ザンビア
2020-2	スワジランド	モザンビーク南部	2030-2	スワジランド	モザンビーク南部	2040-2	スワジランド	モザンビーク南部
2020-3	ボツワナ	南アフリカ	2030-3	ボツワナ	南アフリカ	2040-3	ボツワナ	南アフリカ

Source : JICA 調査団

表 5.1-48 電力量グルーピング

2020年時点			2030年時点			2040年時点		
No.	必要エリア	被連系エリア	No.	必要エリア	被連系エリア	No.	必要エリア	被連系エリア
2020-1	南アフリカ	ボツワナ ジンバブエ ザンビア	2030-1	コンゴ民主	ザンビア	2040-1	コンゴ民主	ザンビア
2020-2	ナミビア	ザンビア				2040-2	ナミビア	南アフリカ
						2040-3	ボツワナ	南アフリカ or ジンバブエ or ザンビア
						2040-4	タンザニア	ザンビア モザンビーク北部
						2040-5	モザンビーク南部	モザンビーク北部
						2040-6	スワジランド	南アフリカ
						2040-7	レソト	南アフリカ

Source : JICA 調査団

表 5.1-49 渇水想定電力量 グルーピング

2030 年時点			2040 年時点		
No.	必要エリア	被連系エリア	No.	必要エリア	被連系エリア
2030-1	ザンビア	タンザニア or ジンバブエ or モザンビーク北部	2040-1	ザンビア	モザンビーク北部
2030-2	マラウイ	モザンビーク北部	2040-2	マラウイ	モザンビーク北部
2030-3	コンゴ民主	アンゴラ	2040-3	タンザニア	モザンビーク北部
			2040-4	モザンビーク南部	モザンビーク北部

Source : JICA 調査団

2020 - Capacity Balance in SAPP region

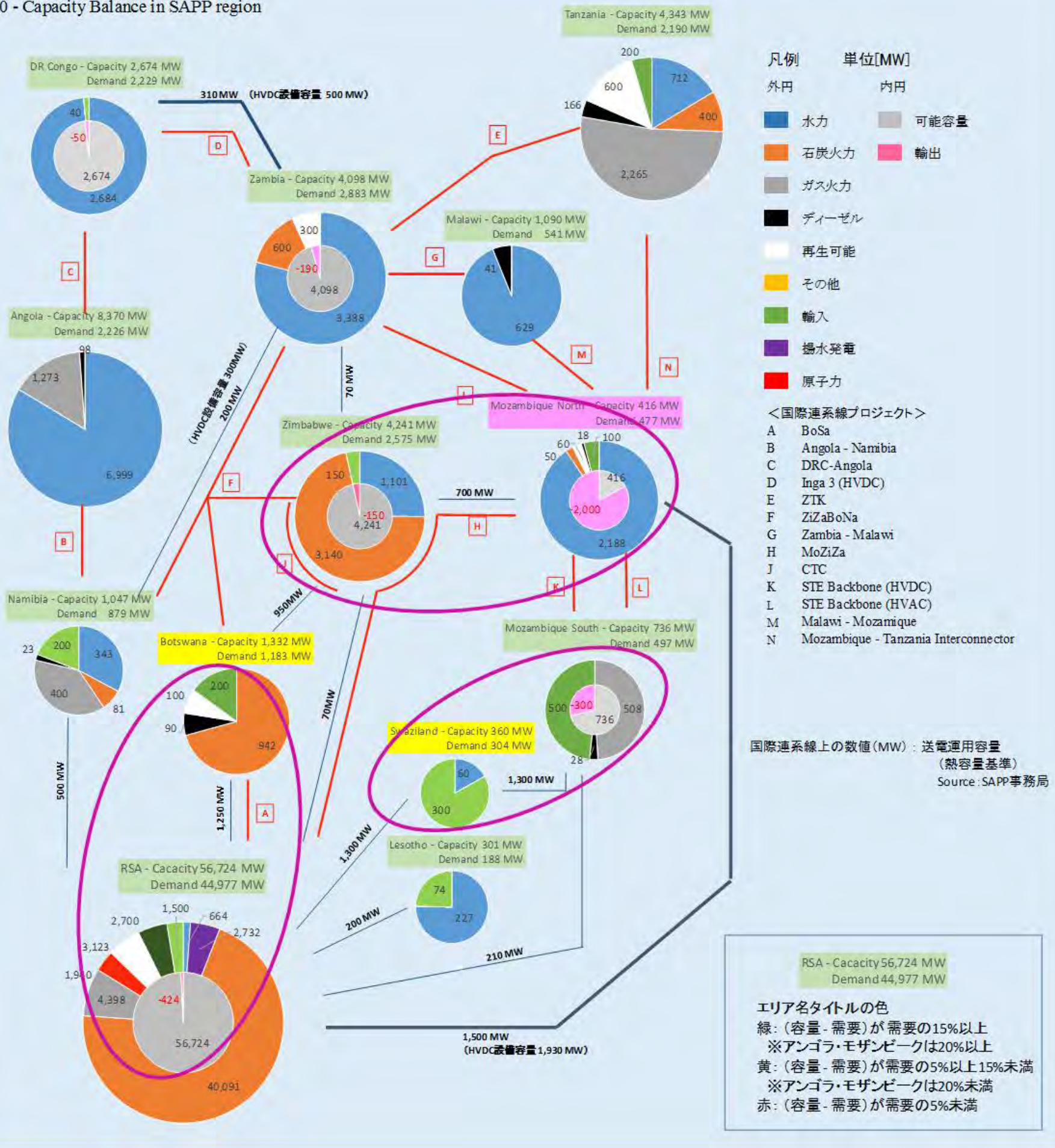


図 5.1-66 2020 年発電容量からの見たグルーピング

2030 - Capacity Balance in SAPP region

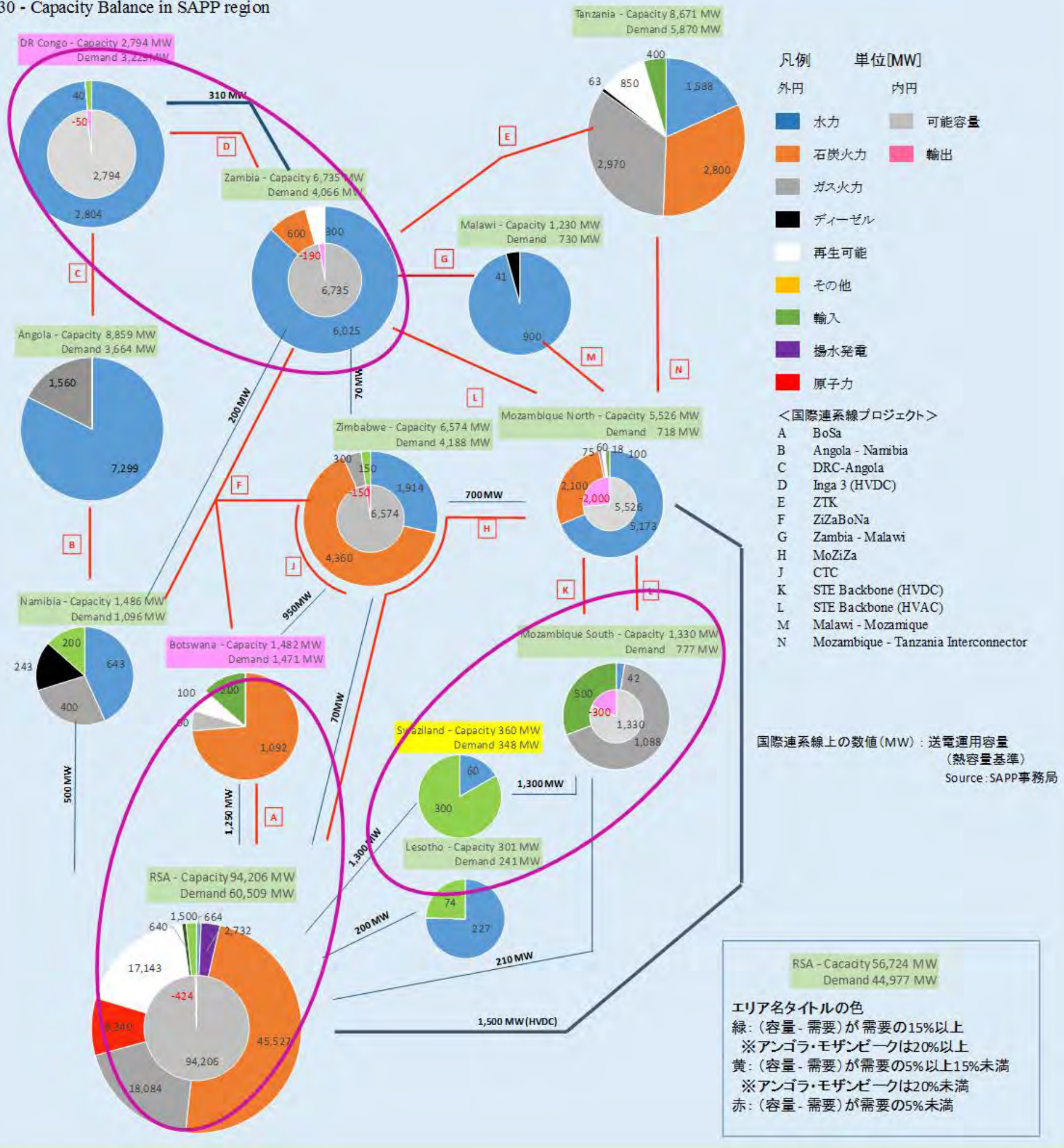
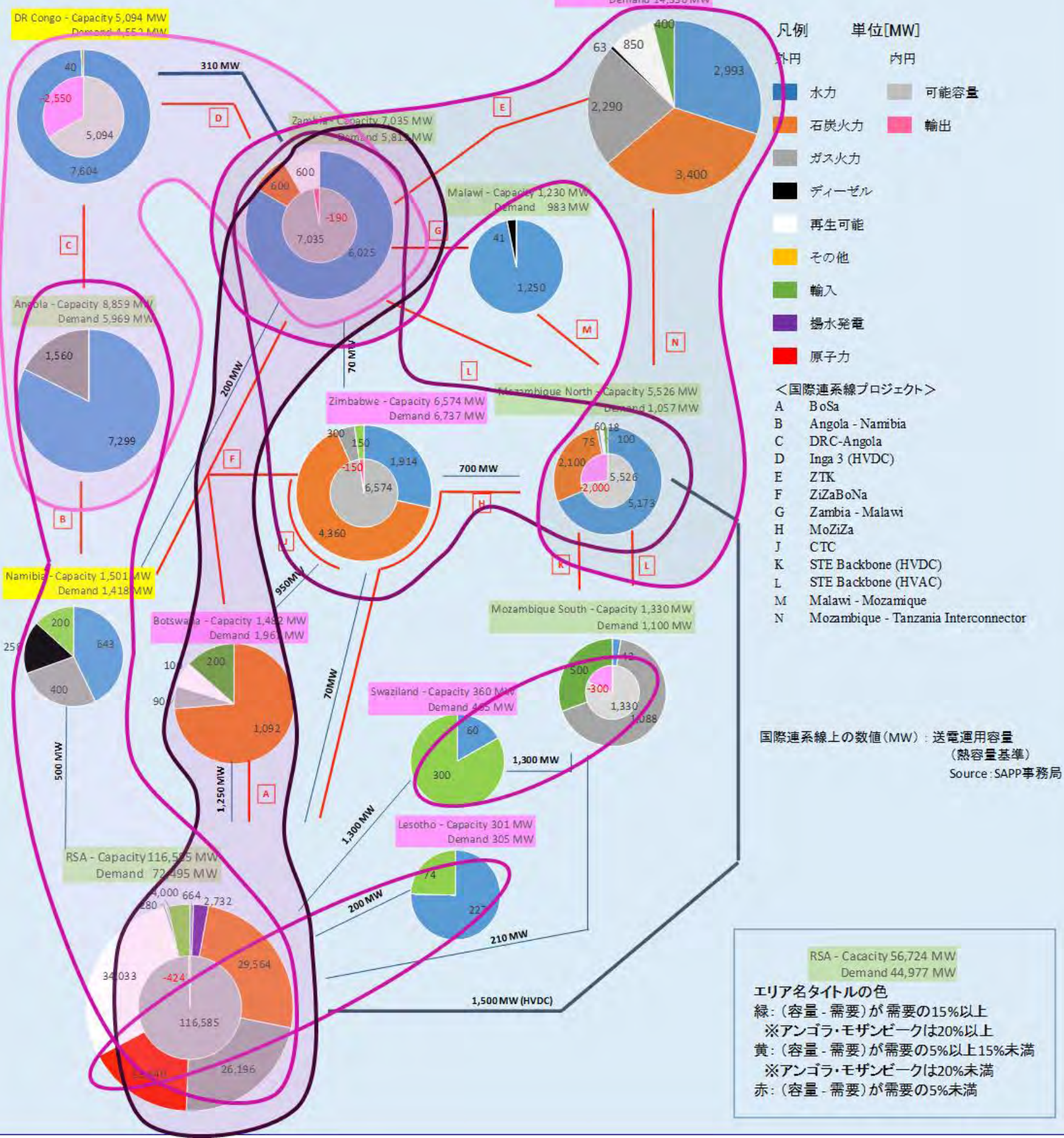


図 5.1-67 2030年発電容量からの見たグルーピング

Source : JICA 調査団

2040 - Capacity Balance in SAPP region

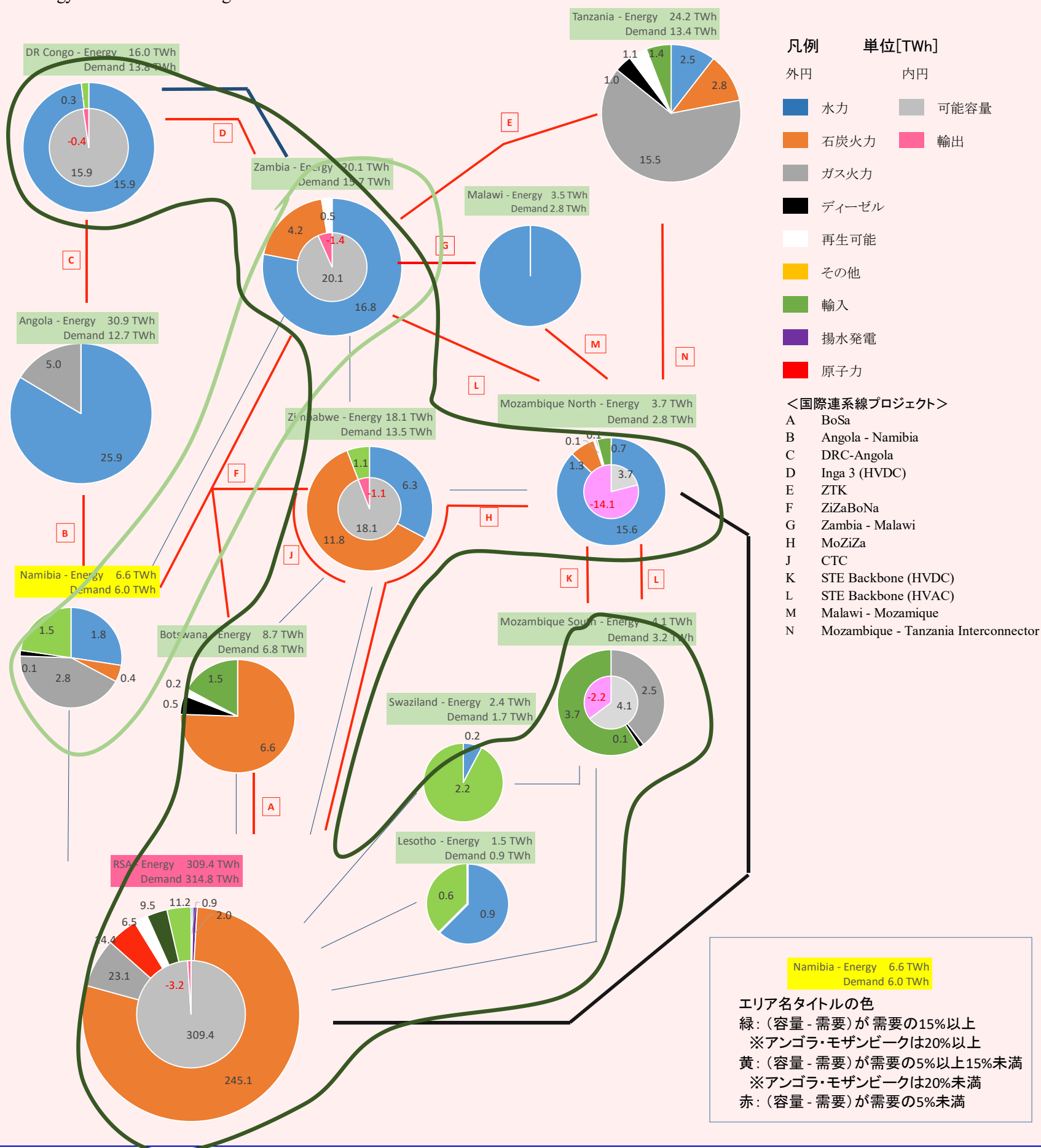


S-133

Source : JICA 調査団

図 5.1-68 2040年発電容量からの見たグルーピング

2020 - Energy Balance in SAPP region

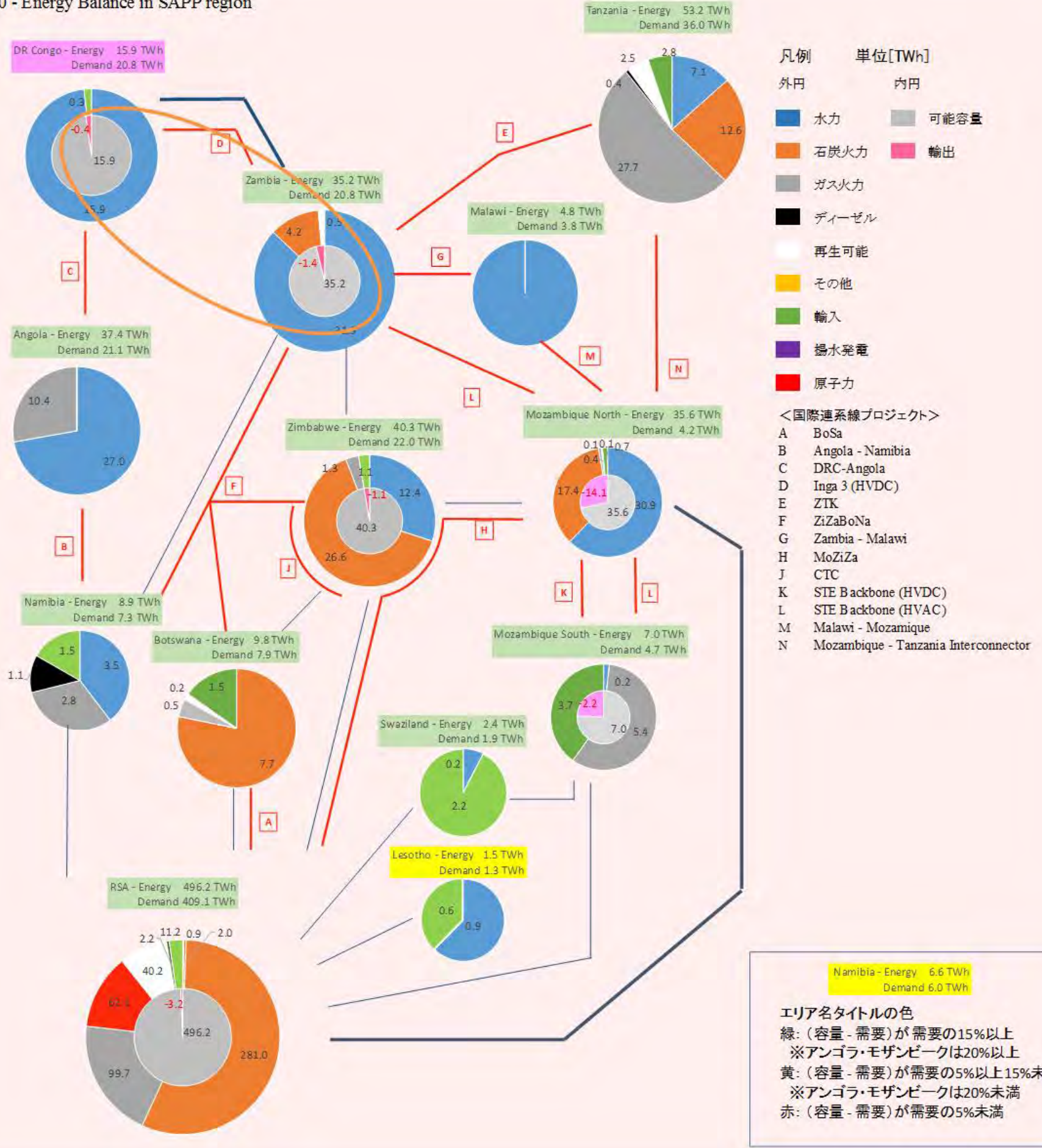


5-134

Source : JICA 調査団

図 5.1-69 2020年発電電力量からの見たグルーピング

2030 - Energy Balance in SAPP region



5-135

Source : JICA 調査団

図 5.1-70 2030年発電電力量からの見たグルーピング

2040 - Energy Balance in SAPP region

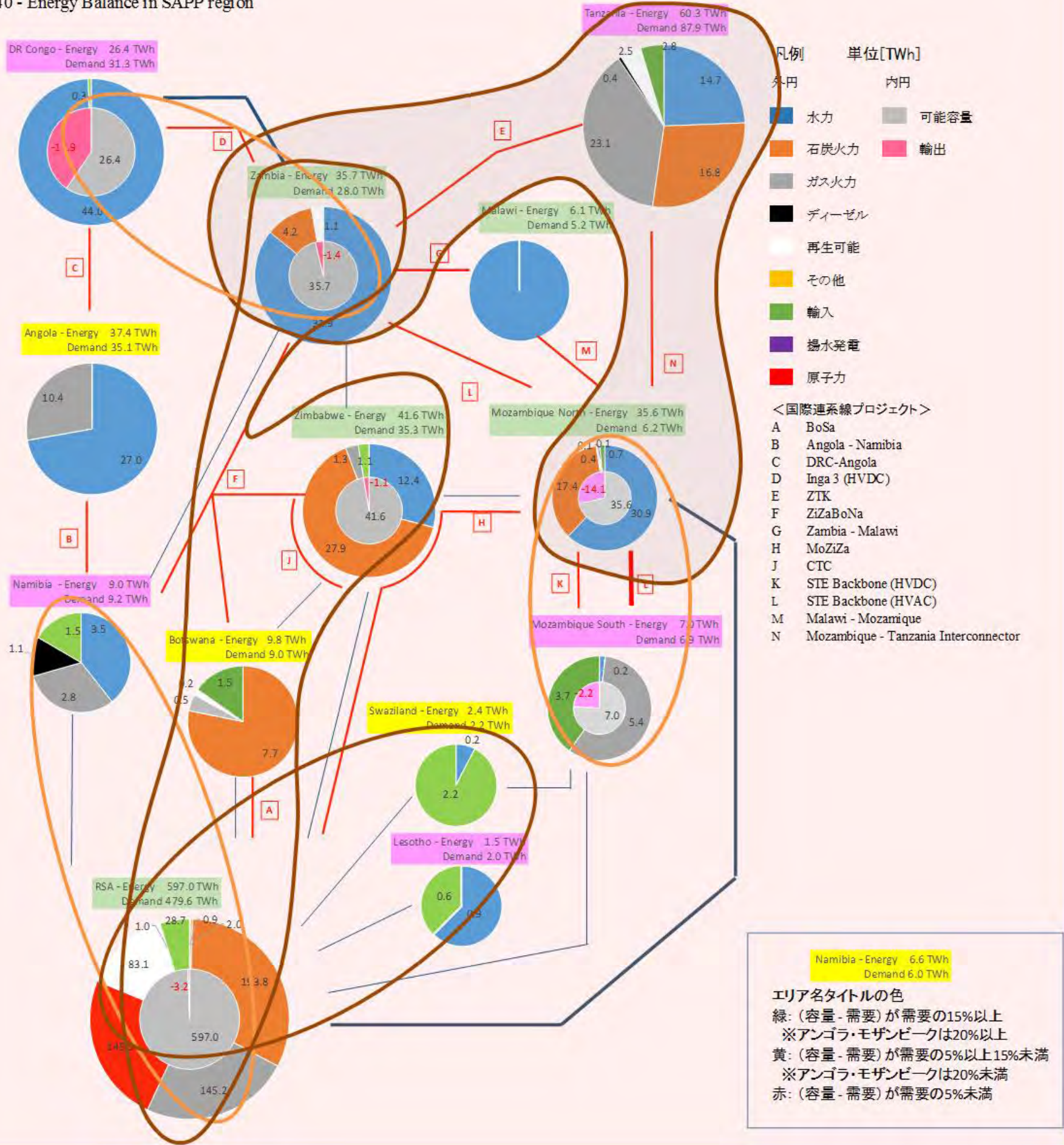
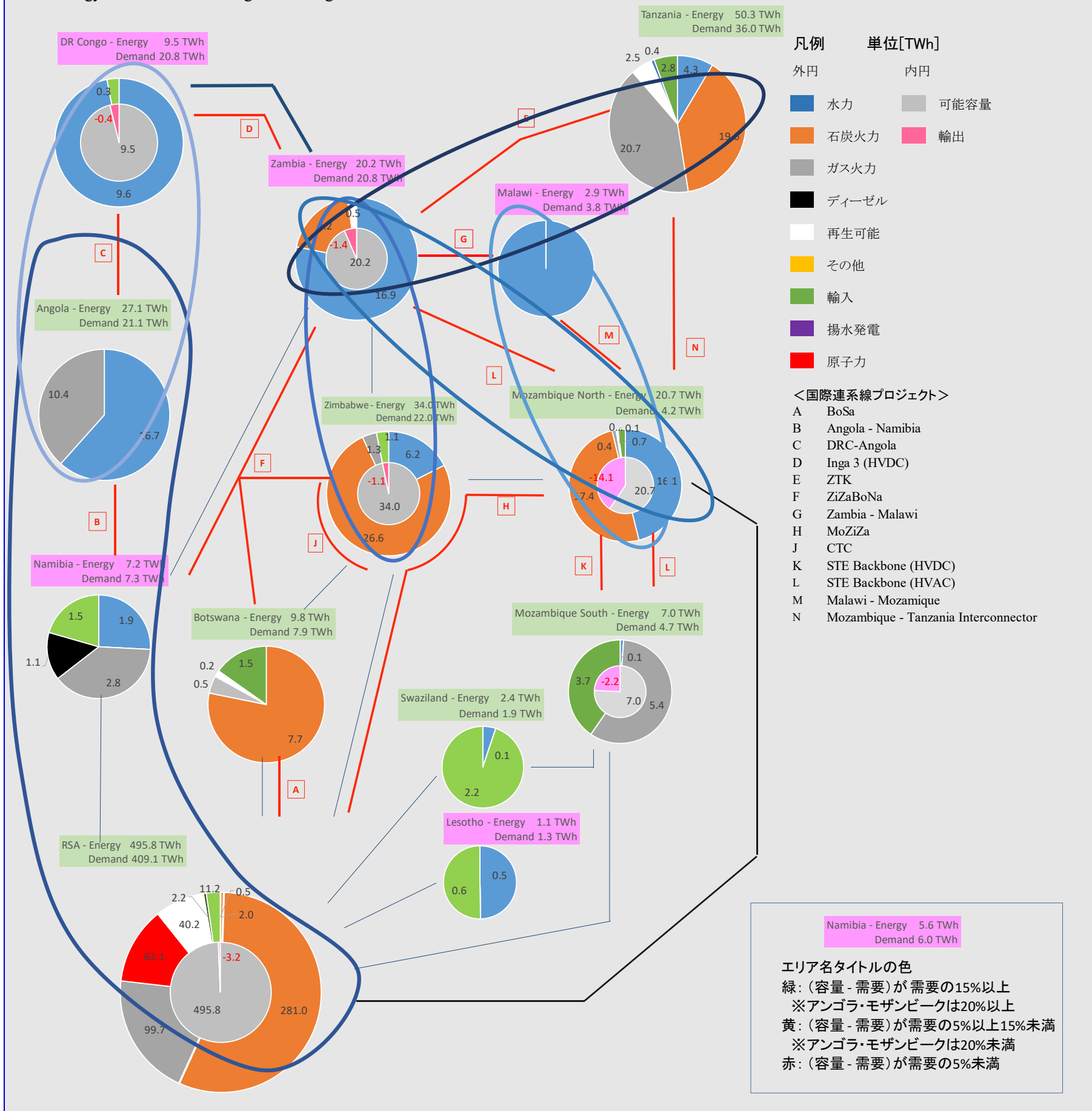


図 5.1-71 2040年発電電力量からの見たグルーピング

2030- Energy Balance in SAPP region - Drought simulation

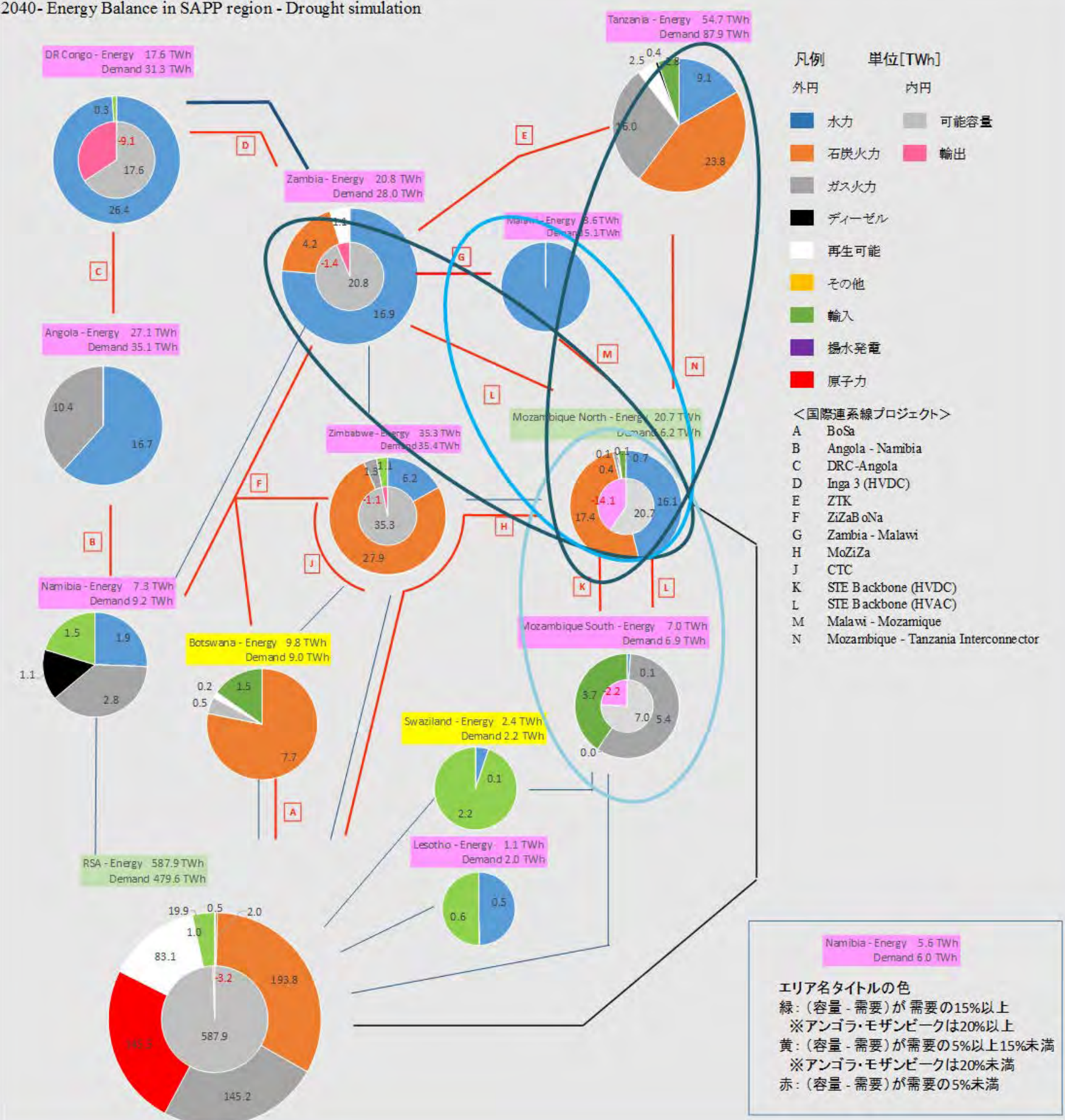


5-137

Source : JICA 調査団

図 5.1-72 2030年渇水時発電電力量からの見たグルーピング

2040- Energy Balance in SAPP region - Drought simulation



S-138

Source : JICA 調査団

図 5.1-73 2040年渇水時発電電力量からの見たグルーピング

(2) 国際連系線開発の順序と優先順位

第2章において、国際連系線に関する SAPP 優先開発プロジェクトは以下の3点の目的から開発されると示した。

- 電力取引における混雑を解消する（送電可能容量を増大させる）ため
- 未連系国との系統連系（SAPP 全体としての系統容量の増大と電力取引活性化）のため
- 新たな電源開発による系統アクセスのため

いずれも重要な目的であるが、今回、以下の検討順位にて国際連系線開発順位を現状のプロジェクト進捗と照らし合わせ設定した。

検討順位1：電力取引における混雑を解消する（送電可能容量を増大させる）ため

検討順位2：新たな電源開発による系統アクセスのため

検討順位3：未連系国との系統連系（SAPP 全体としての系統容量の増大と電力取引活性化）のため

現在混雑が発生している国際連系線の開発は喫緊の課題であり、早急に対応が必要である。よって、本要件を最重要課題とする。

次に電源開発に伴う国際連系線の同時開発は、電力取引上基本的な要件であり、取引活性化に資する。この実現時期を電源導入時期を基に精査し優先的に導入時期を設定した。

最後の検討として、未連系国との国際連系、特に電源開発と協調しない国際連系線は、当該連系線に融通対象となる電源開発と同調するとした。

この視点に基づき、各国際連系線プロジェクトと開発電源の関連から連系線開発の順序を整理し図 5.1-74 に示す。なお、本図には、SAPP 加盟各国の 2020 年までの短期、2030 年までの中期、2040 年までの長期的展望と、系統拡充に関する想定時期等上記優先順位に関連するイベントも付記した。

1) 2020 年までの短期的計画

最も早く建設に移行する連系線プロジェクトは、BoSa プロジェクトであり、表 5.1-48 に記載したとおり、南アフリカの喫緊の電力量不足を補完する役目を果たす。

2) 2030 年までの中期的計画

電源開発と協調した連系線開発を明言されている Zambia – Mozambique Interconnector と STE バックボーン Project および Angola – Namibia Interconnector は、検討順位2に合致し Tete 石炭火力電源、Mpanda Nkuwa 水力電源、Baynes 水力電源の開発時期にて各々の開発時期を決定している。

2026 年の導入を想定している Baynes 水力は、Angola – Namibia 国際連系線導入以前にアンゴラとナミビア両国の国内系統整備が課題となる。また前述の需給バランスから見て、2030 年代に建設されることで有効に活用される。

Zambia – Mozambique Interconnector も、Tete 石炭火力（2022 年）との協調開発により、モザンビーク北部とザンビアが広域需給バランスを検討できるエリアとなり、STE バックボーンプロジェクトも、Mpanda Nkuwa（2024 年）との協調開発によりモザンビーク北部とモザンビーク南部が広域需給バランスを検討できるエリアとなる。

モザンビーク北部に関連して、Malawi – Mozambique Interconnector、MoZiSa Project、Tanzania – Mozambique Interconnector⁹⁵といった国際連系線プロジェクトが多数存在するが、いずれも各連系線にて取引する電源は明確には決定していない。大規模電源開発による発電電力の一部を送電することを想定し、かつ現状のプロジェクト検討スピードを考慮し導入時期を決定した。

ZiZaBoNa プロジェクト (Phase 2) は SAPP 北部地域の豊富な余剰電力を背景にした自由な電力取引を実現するための連系線であり、大規模電源開発の導入或いは導入以降の完成が現実的である。よって、この大規模電源開発に当たる Batoka Gorge 水力やジンバブエ・Gokwe North 石炭火力が導入される時期に当連系線の導入とした。なお、ZiZaBoNa プロジェクトの完全実現には、ボツワナ国内系統の整備、ジンバブエ国内系統 (CTC) の整備が必要である。

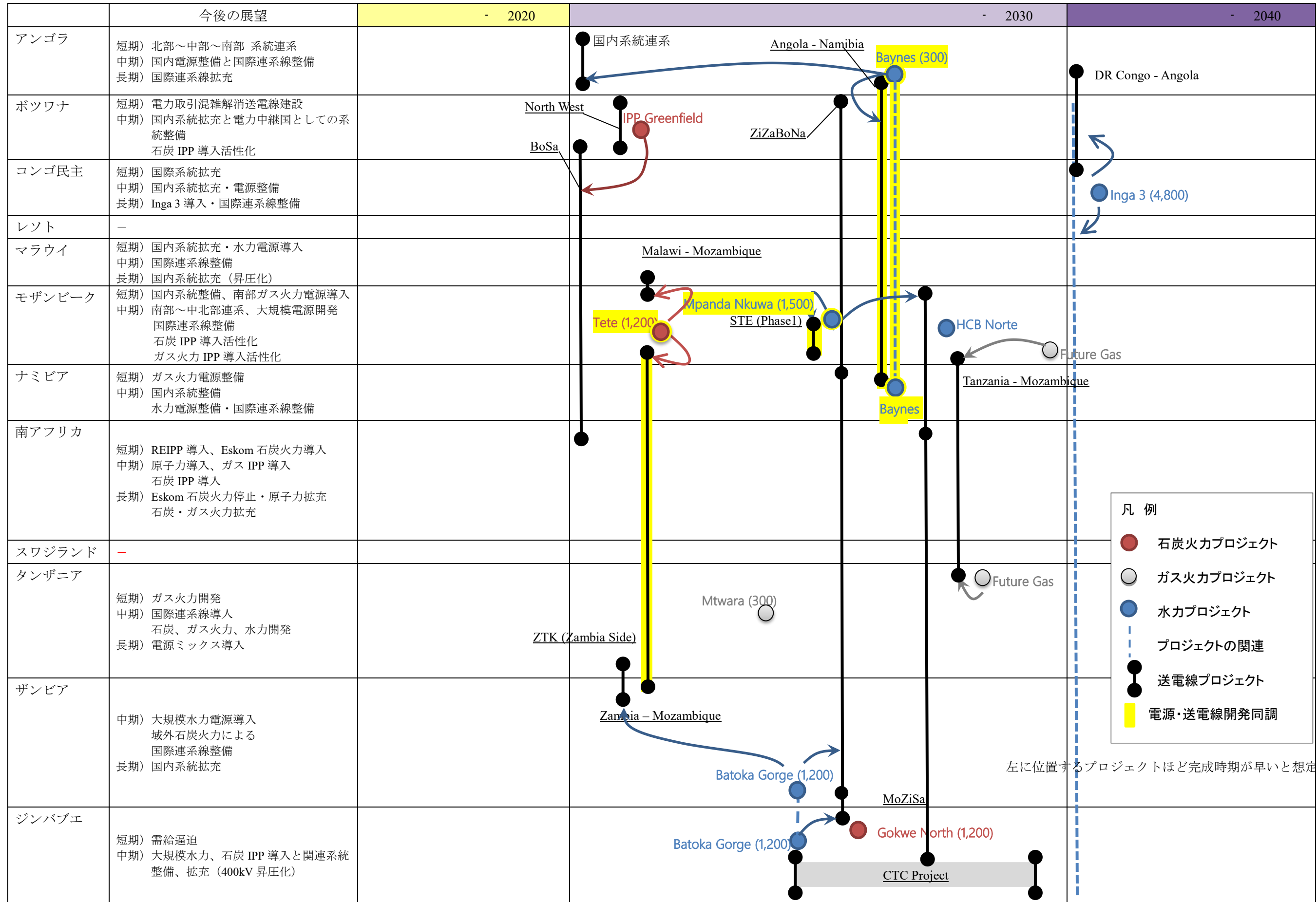
CTC プロジェクトだが、本プロジェクトを構成する送電線が多く、全てを実現するには時間を要すと考えられる。段階的に進むと考えられる CTC プロジェクトとして、Batoka Gorge 水力の導入による系統拡充、MoZiSa プロジェクト実施による Orange Grove - Triangle 線開発が、当プロジェクトの進捗スピードに関わるものと推測される。

コンゴ民主 – アンゴラプロジェクトの開発は、Inga 3 プロジェクトが起点と位置付けた。

南アフリカに 2,500MW を供給するコンゴ民主・Inga 3 水力プロジェクトは前述の通り遅延しており、この電力を輸送するためのザンビア北部国境からの南アフリカに至る供給ルートは送電容量が不足している。本図内には、Inga 3 発電電力輸送に直接関わる連系線は明記されていないが、南アフリカ以外では当該電力を受電するザンビア、当該電力の中継国となる可能性があるジンバブエ、ボツワナが主に裨益を受ける同時に新たな送電線整備を実施する必要がある。

⁹⁵ Tanzania – Mozambique Interconnector は現在不確実なガス火力開発が起点となる連系線であり、ガス火力開発状況が好転すると導入時期が一挙に前倒しになる可能性がある。

図 5.1-74 国際連系線開発と国際電源との関連



- 凡 例
- 石炭火カプロジェクト
 - ガス火カプロジェクト
 - 水カプロジェクト
 - - - プロジェクトの関連
 - 送電線プロジェクト
 - 電源・送電線開発同調

左に位置するプロジェクトほど完成時期が早いと想定される。

CTC プロジェクトの実現には時間を要す

Source : JICA 調査団

5.2 本調査におけるシナリオと目指すべき方向性

これまでの分析を勘案し、本調査における想定する SAPP 発展のシナリオと SAPP の目指すべき方向性と検討した。

(1) 短期的シナリオ

2020 年までの短期的将来において、SAPP という広域系統および SAPP 加盟国系統という個別エリア系統において、解決すべきは以下の 2 点である。

- ・現状の需給逼迫を解消するための建設中・建設見込電源プロジェクトの遅滞なき導入
- ・混雑解消に資する国際連系統の増強

5.1.2 の電源開発計画リストにまとめた 2020 年までに導入されるべき電源プロジェクトは、SAPP 加盟各国より入手した現在建設中或いは開発許可が下りており記載の導入時期までに導入を高い確率で見込めるプロジェクトである。しかし、過去の SAPP アニュアルレポートや過去に開催された各種会議における SAPP からの報告では、往々にして導入が遅延する傾向にある。これを極力回避し、各国の供給力見通しが確実なものとする必要がある。

表 5.2-1 建設中・建設見込電源プロジェクト

国名	2017	2018	2019
アンゴラ	Cambambe 2 (720MW)	Lauca (2,060 MW) Soyo I (720 MW)	
コンゴ民主		Ruzizi 3 (49 MW)	
レソト	Oxbow (70 MW)		
マラウイ		Nkula A exp. (12 MW)	Tedzani exp. (18 MW)
モザンビーク		CTM 1 (96 MW) CTM 2 (29 MW)	Mocuba (30MW) Metoro (30MW)
ナミビア		Kudu (400 MW)	
南アフリカ	Ingula (1,332 MW)	Medupi 2 Units (1,588 MW) Kusile 1 Unit (800 MW)	Medupi 2 Units (1,588 MW) Kusile 1 Unit (800 MW)
タンザニア	Kinyerezi I exp. (185 MW)	Kinyerezi II (240 MW)	Rusumo Falls (27 MW) Lower Kihansi (120 MW) Kiwira (400 MW)
ザンビア			Kafue Gorge Lower (750 MW) Lusiwasi Lower (74 MW)
ジンバブエ		Kariba South exp. (300 MW)	Gairezi (30 MW) Hwange 7-8 (600 MW)
計 (MW)	2,307	6,294	4,467

南アフリカは Eskom 所有電源のみ記載
再生可能エネルギー除く
Source : JICA 調査団

また、SAPP 優先開発プロジェクトが設定された 2011 年以降の新たな国際連系線プロジェクトは、以下の要件により登場したものと考えられる。

- ・新たな混雑解消に向けたプロジェクト
- ・SAPP 優先開発プロジェクトを改良したプロジェクト
- ・新たな電源開発の可能性によるプロジェクト

このうち、新たな混雑解消に向けたプロジェクトは喫緊の課題であり、迅速に実施される必要がある。検討スピードが著しく早い BoSa プロジェクトはこれに該当する。

(2) 中期・長期シナリオ

2030 年までの中期、2040 年までの長期的開発シナリオとして実施すべき課題と進むべき方向性を以下の通り検討した。

① SAPP 優先開発プロジェクト指定電源の開発推進

需給ひっ迫の原因となっている供給力不足は、調査検討が繰り返され、十分合理性を検証されている SAPP 優先開発電源プロジェクトの開発によって解消されていくべきである。安価な発電コストを期待できる大規模水力電源開発の推進は、SAPP 全系の系統容量拡充に寄与する。具体的には SAPP 北部地域の水力電源の開発が見込まれる。ただし、Inga 3 は現状の調達手続きの進捗からみて遅延するものと想定される。

② 迅速な供給力確保に相応しい石炭火力・ガス火力発電の推進

開発リードタイムの比較的長い水力開発に対し、早急な供給力確保として当該資源に富む国においては化石燃料系電源、特に石炭火力発電、ガス火力発電の迅速な建設は活発であり、今後も期待できる。水力電源開発の長期化に対する早急な供給力確保の観点からも、一旦石油系 OCGT を設置した後にガス燃料確保の上 OCGT（燃料転換）→CCGT 化というモデルも成立している。よって、SAPP 加盟各国において迅速に導入を期待できる石炭火力、ガス火力案件の推進が期待できる。

③ 電源開発と同期した国際連系線の構築

①および②による電源開発に伴う電源線を兼ねた国際連系線開発が回廊化計画より先行する必要がある。一定量の電源開発が実施された後や電源開発が見通せる状況において回廊化計画が軌道にのると推測される。

④ 広域的電源ミックスを念頭に置いた系統容量の構築

特に SAPP 北部地域の国にみられる傾向として、一国のエリアにおいて水力電源に偏重した供給力を構成しており、水力電源の開発遅延や水力電源開発後の渇水による大幅な供給力の不足を補完することが困難な状況がある。この場合、水力電源偏重国は近隣国ないし中継国を経由した第三国と国際連系線を通じて系統容量を増大させることが必要である⁹⁶。

この広域的電源ミックスを実現する国際連系線が③に示す国際連系線であれば、より効率的な系統の構築が進む。

⑤ ③、④に続く国際超広域系統連系（回廊化）の実現

⁹⁶ 近年の Kariba 湖の低貯水レベルによる渇水状況のとおり、一旦渇水となった場合は、その回復（平水時運用）までには 2～3 年を有する。

③による電源線を兼ねた国際連系線開発、④に示す広域電源ミックスを実現する国際連系線の開発を通じ、最終的にこれらの送電線を活用した SAPP 全系を接続する国際連系幹線（回廊化）として形成される。

以上の推測を交えた方向性から今後の SAPP 系統の方向性を表 5.2-2 のように設定した。

表 5.2-2 本調査における想定シナリオと方向性

2020 年までの短期的展望	
電源	現状建設中・建設見込プロジェクトの推進
連系線	混雑解消に向けた Project 推進
2030 年までの中期的展望	
電源	大規模水力開発＋中規模石炭・ガス火力開発
連系線	SAPP 電源優先開発プロジェクトに同期した連系線開発 渇水対応/石炭・ガス火力による広域系統容量確保の連系線開発 一部回廊化に資す連系線開発
2040 年までの長期的展望	
電源	Inga 3 を含めた超広域対応電源の開発
連系線	回廊計画の完成

Source : JICA 調査団

5.3 シナリオに合致した東部回廊化計画

表 5.2-2 に示すシナリオと方向性および前述の案件から、以下に 2020 年までの短期、2030 年までの中期、2040 年までの長期的構想を示す。

1. 短期的構想（混雑解消に向けたプロジェクト推進）

2020 年までの短期的構想として、現時点における電力取引混雑解消に向けた国際連系線開発として BoSa プロジェクトを推薦する。BoSa プロジェクトは南アフリカと SAPP 北部方面との連系を強化する。

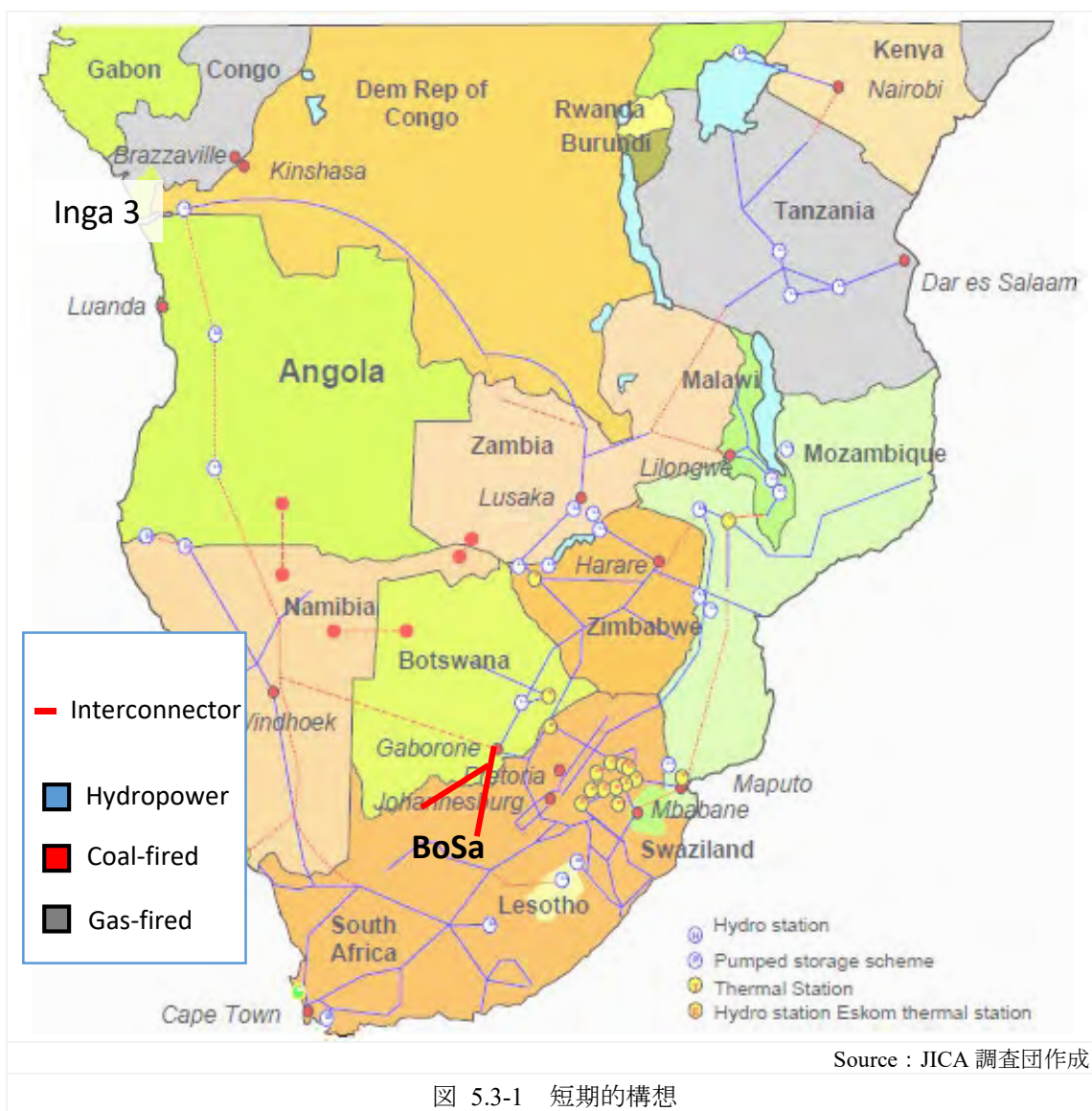


図 5.3-1 短期的構想

前述の通り、本国際連系線プロジェクトは、適用電圧階級を 400kV とするか 500kV とするか Eskom にて検討中である。500kV 設計を検討する理由は、Inga 3 の発電電力を南アフリカまで輸送するための環境整備である。

SAPP 事務局によれば、Inga 3 発電電力のうち 2,500 MW を南アフリカで受電するためのルート検討を Eskom にて実施しており、有力なルートおよび適用技術は現在、以下の 2 つであるとのことである。

候補-1 ザンビア・コンゴ民主国境より HVDC による電力輸送

候補-2 ザンビア・コンゴ民主国境より 500kV 交流送電網による電力輸送

今後、BoSa プロジェクト設備設計規格が 500kV であるか否かは注視する必要がある。

2. 中期的構想（大規模水力+石炭・ガス火力開発と同期した国際連系線開発）

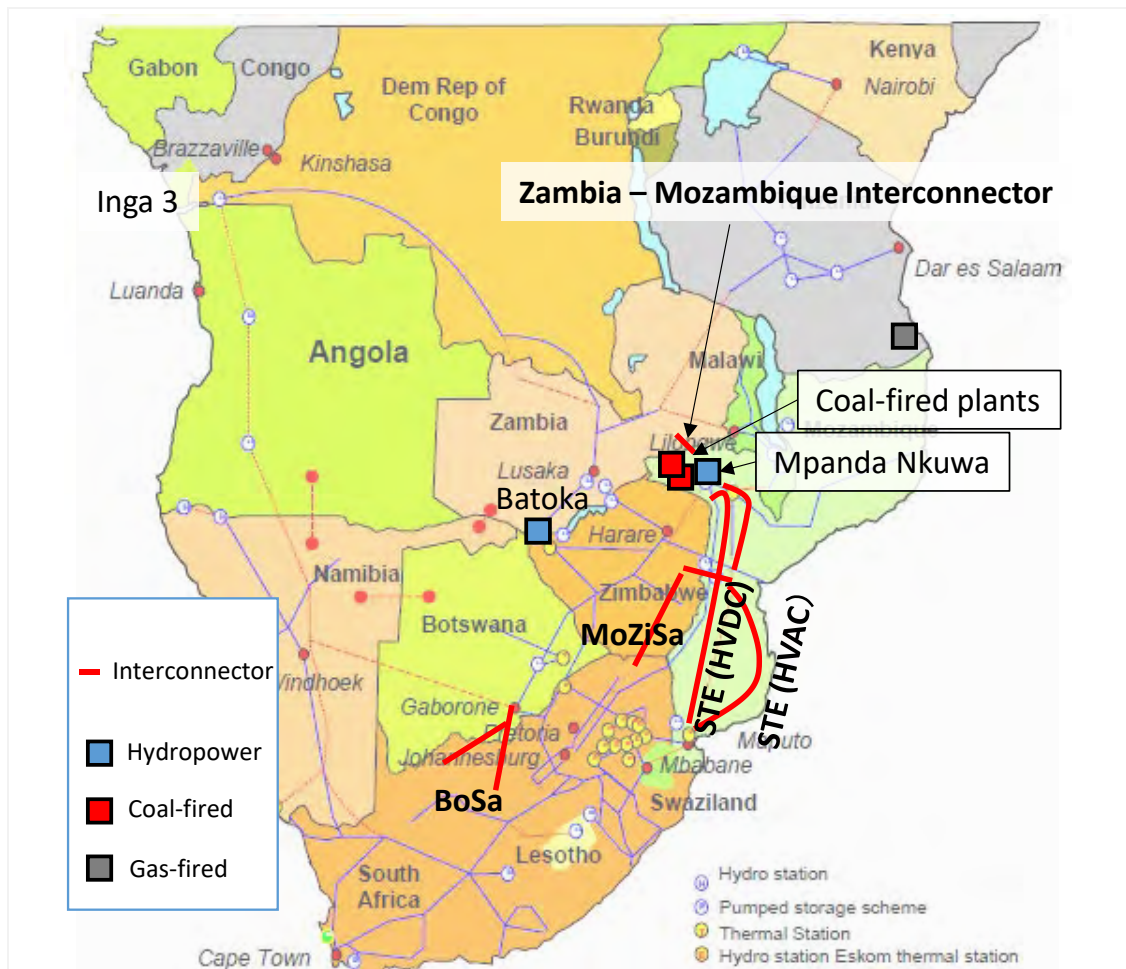
2030 年までの中期的展望として、SAPP 優先開発プロジェクトである Batoka Gorge 水力がザンビア、ジンバブエに各々1,200MW 計 2,400MW 建設される。

加えてザンビア、モザンビーク両国にて検討している Zambia - Mozambique Interconnector とこの国際連系線を介して電力を融通する 1,200MW Tete 石炭火力発電が建設される。

これにより、ザンビアにとっては広域で電源ミックスが確保され、モザンビークもザンビアから発電コストが安価な水力電源による電力供給を受けることができる。

これ以外にもモザンビーク北部は IPP 石炭火力電源の建設が見込まれるため、MoZiSa プロジェクト、STE backbone (HVAC) によってモザンビークの全系統接続が期待できる。

モザンビーク北部は SAPP 電源優先開発プロジェクトである Mpanda Nkuwa 水力、HCB Norte 水力が位置しており、本電源の運用開始も 2030 年までに位置づけられる。これらの電力を、SAPP 南部へ供給するために STE backbone (HVDC) が必要となる。



Source : JICA 調査団

図 5.3-2 中期的構想

3. 長期的構想（超広域対応電源の開発+回廊計画の完成）

2040年までの長期的構想を考えた場合、Inga 3による電力の供給ルートの確保という問題があり、この問題はSAPP全体の系統構成に影響を与える。

前述の通り、Inga 3の南アフリカまでの電力輸送ルート検討は、Eskomにて検討されており、現状の有力な候補は、全線HVDCを建設する案、ザンビア・コンゴ民主国境より500kV送電線を南アフリカまで建設する案のいずれかであるとのことであった。この伏線として、BoSaプロジェクトは500kV設計400kV運用をオプションとして検討されている。

ただし、いずれの候補も表5.3-1に示すように、問題点がある。

全線 HVDC	500kV 送電線
長所 <ul style="list-style-type: none"> ・送電ロスを低減できる ・重潮流送電線による系統安定性の問題が中継国に影響しない 	長所 <ul style="list-style-type: none"> ・中継国において現状系統送電ロスを低減できる可能性がある。
短所 <ul style="list-style-type: none"> ・HVDC 中継国は自国にメリットのない送電線を敷設する必要がある。 ・HVDC 中継国における設備保守のあり方を調整する必要がある。 ・南アフリカとコンゴ民主にてHVDC全線を建設した場合、莫大な建設費用が必要 	短所 <ul style="list-style-type: none"> ・中継国で自国系統容量に比べて過剰な設備に投資する可能性がある。

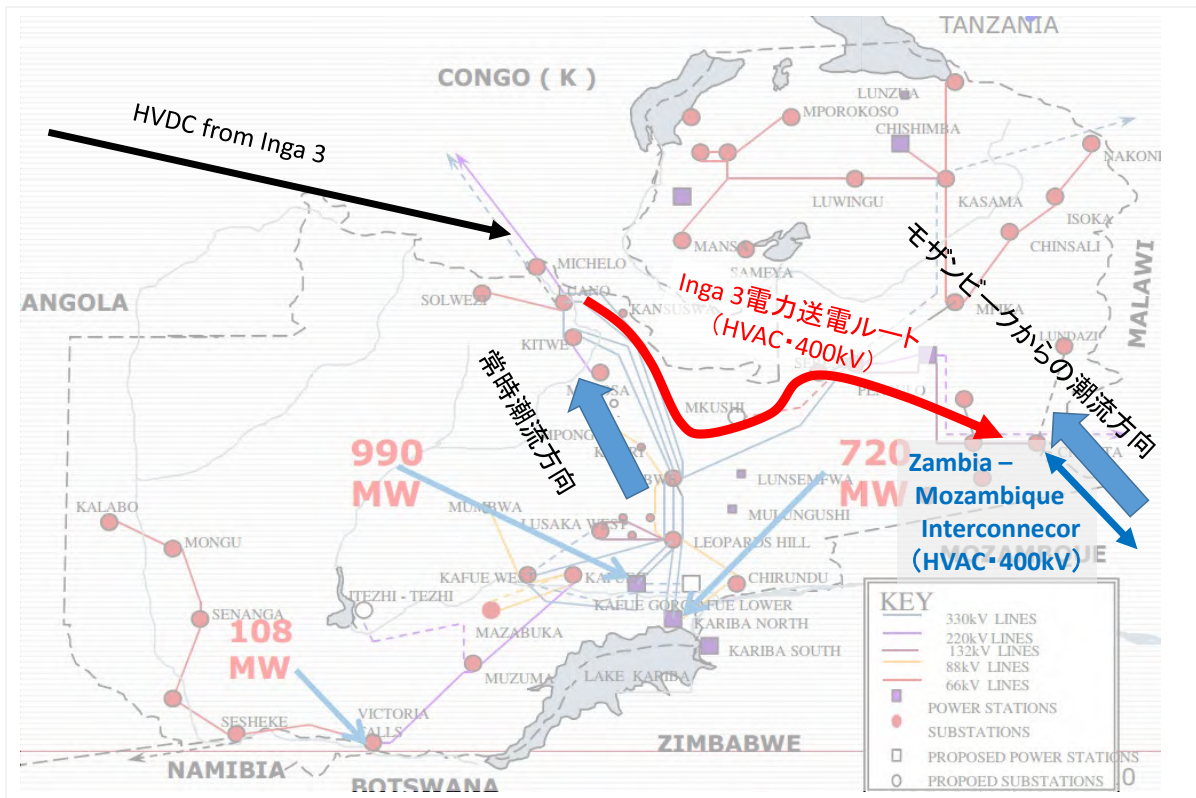
Source : JICA 調査団

表 5.3-1 に示す短所を解消しつつ、Inga 3 発電電力を中継国を経由して南アフリカまで供給するためのルートとして、図 5.3-3 のような新たなルートを検討、提案する。

1) Inga 3 からの電力供給ルートに関する提案

前提条件

- 1、Inga 3 ～ ザンビア国境までは直流送電線にて計画されている。
- 2、Zambia – Mozambique Interconnector が計画されている。また、本国際連系線の常時潮流方向はモザンビークからザンビアに向けてである。
- 3、ザンビア国内における常時潮流方向は Lusaka から北部（Copperbelt 地域）である。



Source : JICA 調査団

図 5.3-3 Inga 3 電力送電に関するザンビア系統

図 5.3-3 は、ザンビア・コンゴ民主国境から Kabwe を経由し Chipata West までを交流超高压送電線を使用する案を示している。ここで、この交流超高压系統には 400kV を採用している。

現存のザンビア国内系統は最上位電圧階級に 330kV を適用している。これは国際連系しているジンバブエも最上位電圧階級が 330kV であるため、現時点では問題がない。しかし、ジンバブエは今後の国際連系線拡大と自国の系統容量増大に備え、400kV 設計の送電線を建設し 330kV で運用している。

前述の需給バランス分析結果から見て、ザンビアとジンバブエのピーク需要は今後同等規模で増大するため、ジンバブエが国内系統を 400kV 運用に切り替えた際の送電ロスにはザンビアの送電ロスより小さいものとなる。

また、ザンビア・コンゴ民主国境から Chipata West に至る送電ルート、特にザンビア・コンゴ民主国境から Kabwe に至る送電線は最も古いルートで 1960 年製であり、ザンビア基幹系統の初期構築世代のものである（表 5.3-2 参照）。これらは、残存価値もなく、系統増強する上で新規送電線を適用すべき送電区間である。Zambia - Mozambique Interconnector 建設（400kV 設計）により、Chipata West - Pensulo 間の検討、改良も必然であり、適切なタイミングでの更新が必要である。

さらに、Inga 3 からの電力は、ザンビア国内系統を通過する際に Kabwe 以北の常時潮流を少なくするよう働き、また Zambia - Mozambique Interconnector の潮流も少なくなるように働く。Kabwe 以東方面は、常時潮流方向の詳細検討が必要だが、Zambia - Mozambique Interconnector からルサカ方面への電力流入によって潮流方向はルサカ方面へ向かって流れるものと予想される。この場合、Inga 3 の電力によって潮流は減る方向となる。

表 5.3-2 ザンビア既存送電線緒元

線路名	導体	巨長 (km)	Tower type	電圧・送電容量 (kV, MVA)	鉄塔数	運用開始年
Pensulo - Msoro	2 x Bison	-	Steel lattice	330, 700MVA	-	2015
Msoro - Chipata West	2 x Bison	-	Steel lattice	330, 700MVA	-	2015
Leopard Hill - Kabwe 1	2 x Bison	97	Steel lattice	330, 700 MVA	217	1960
Leopard Hill - Kabwe 2	2 x Bison	97	Steel lattice	330, 700 MVA	217	1965
Leopard Hill - Kabwe 3	2 x Bison	97	Steel lattice, Guyed	330, 700 MVA	217	1972
Kabwe - Kitwe 2	2 x Bison	211	Steel lattice	330, 700 MVA	520	1972
Kabwe - Kitwe 3	2 x Bison	211	Steel lattice, Guyed	330, 700 MVA	520	1983
Kabwe - Luano 1	2 x Bison	251	Steel lattice	330, 700 MVA	565	1960
Kabwe - Luano 2	2 x Bison	251	Steel lattice, Guyed	330, 700 MVA	565	1960
Kabwe - Pensulo	2 x Bison	298	Steel lattice	330, 700 MVA	664	1960

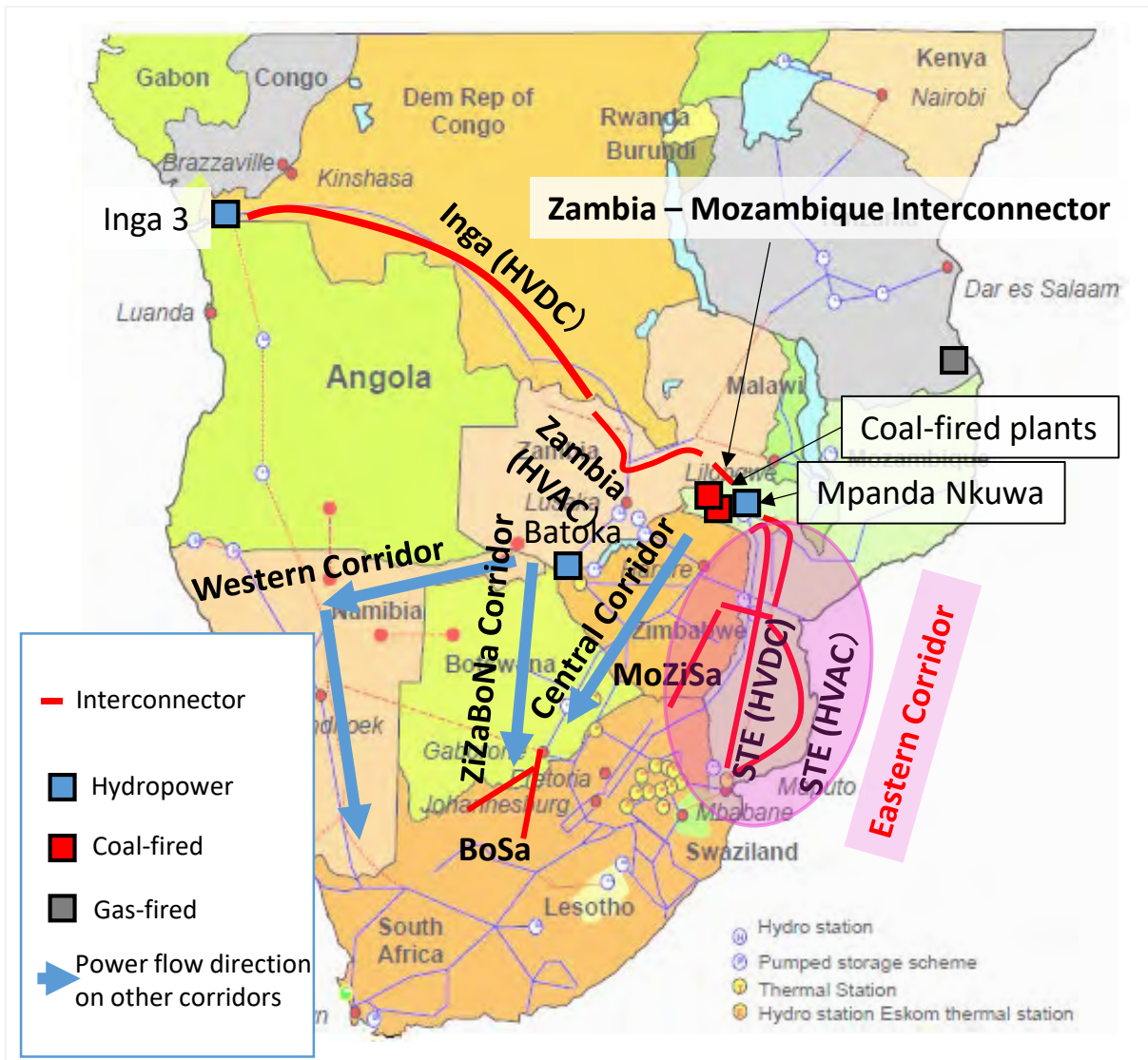
Source : ZESCO 資料を基に調査団作成

前述の系統計画分析では、Inga 3 からザンビア国境まで敷設される HVDC は、南アフリカ向け 2,500MW とコンゴ民主国内鉱業需要向け 1,300MW が重畳するとした。これはコンゴ民主 Katanga 州とザンビア・Northwestern 州、Copperbelt 州等の鉱業需要に対し安定した電力供給を行うことを指し、同時に同地域の系統拡充を推し進めることを可能にする。

以上の考察から、Inga 3 の電力はザンビアからモザンビークへ流れ込み、モザンビーク北部からは直流送電線 (STE backbone (HVDC))、MoZiSa プロジェクトを介してジンバブエ、南アフリカへと供給することが可能となる。このルートをここでは東部回廊と呼ぶ。

東部回廊は、現在計画されている SAPP 加盟国の国際連系線プロジェクトを効率的に利用することで形成され、かつ SAPP 加盟国の系統増強費用を極小化しつつザンビア国内系統の系統拡充を実現できる可能性を合わせ持つ。

2040 年以降の超長期的には、本東部回廊以外に ZiZaBoNa 回廊、中央回廊等が整備されることで SAPP 全域において広域での電源ミックスと活発な電力取引を期待できる (図 5.3-4)。



Source : JICA 調査団

図 5.3-4 2040 年以降の超長期的構想

第6章 期待案件の抽出

本章では、今後の具体的支援を行うべきプロジェクトをピックアップする。前章までの情報収集ならびに本調査におけるシナリオと目指すべき方向性に従い、期待案件を抽出する。

6.1 電源案件抽出

5.1.2 にて作成した電源開発計画リストより、以下の評価因子に従い期待案件として開発電源を抽出した。評価因子は、絶対必要条件と加点条件に分かれている。

評価因子	具体的要件
絶対必要条件 1	「本調査におけるシナリオと目指すべき方向性」に合致している
絶対必要条件 2	グリーンフィールドであり、政府系機関が開発に関与できる
絶対必要条件 3	環境影響評価（国定公園内開発）、開発手続き（国際河川）等に懸念がない
加点条件	SAPP 優先開発プロジェクトである

Source : JICA 調査団

抽出結果を表 6.1-2 に示す。

抽出期待案件	開発国	発電容量 (MW)	最早 予定導入年
Baynes 水力	アンゴラ・ナミビア	600 (アンゴラ : 300, ナミビア : 300)	2026
Mpanda Nkuwa 水力	モザンビーク	1,500	2024
HCB Norte 水力	モザンビーク	1,250	2026
Batoka Gorge 水力	ジンバブエ・ザンビア	2,400 (ジンバブエ : 1,200, ザンビア : 1,200)	2024
Tete 1,200MW 石炭	モザンビーク	1,200	2022
ガス火力	モザンビーク	—	—
ガス火力	タンザニア	—	—

Source : JICA 調査団

本抽出の検討過程において発生した特記事項を以下に示す。

(水力電源案件)

近年 SAPP 加盟国は石炭・ガス火力電源だけでなく水力電源を含む再生可能エネルギー等においても IPP による開発が多い。水力電源に関しては、グリーンフィールドとして残っているのは大規模な国境河川の開発に絞られる。また、全ての抽出案件は、SAPP 優先開発プロジェクトであった。

現地調査を通して判明した点に、ザンビアとコンゴ民主間の国境河川である Luapula 川の開発案件 Mumbotuta Falls (490MW)、Mambilima Falls I (126MW)、Mambilima Falls II (202MW)、Mambilima Falls V (372MW) が計画されており、SAPP PAU では Luapula 川開発に関する調査手続きを 2017 年より再開する予定だが、当該発電所に関する調査は、1978 年から 1981 年にかけて

行われた Pre-FS しかなく、現在評価するに値する結論が得られていないため、抽出していない。

Inga 3 は、現在調達手続きが進行しており、グリーンフィールドでないという条件から抽出していない。

(火力電源案件)

SAPP 加盟国における火力電源は IPP による開発が主体的であり、絶対条件 2 項目（グリーンフィールドであり、政府系機関が開発に関与できる）に照合した時点で、有望な案件が限られてしまい、かつ現時点で明確なプロジェクト名として立案されているものも乏しい状態である。

2015 年 3 月にモザンビーク政府とザンビア政府間において調印された Zambia – Mozambique 国際連系線開発プロジェクトは、Tete 州での 1,200MW Advanced Ultra Sper Critical 石炭火力（A-USC）構想、およびモザンビーク・EDM とタンザニア・Tanesco 間にて締結された Tanzania – Mozambique Interconnector 構想に関連づけられるタンザニア Mtwara 地域ガス火力開発の拡大が最有力と考えられる⁹⁷。なお、これらの案件は検討初期段階のものが多数であり、絶対必要条件 3 項目（環境影響評価（国立公園内開発）、開発手続き（国際河川）等に懸念がない）に完全に合致しているかは現時点では不明確である。

(再生可能エネルギー電源案件)

SAPP 加盟国における太陽光、風力等再生可能エネルギー電源は、現状の調査の限りでは IPP による開発であった。よって期待案件から除外した。

6.2 送電線案件評価

6.1 の電源案件の抽出とは若干異なり、国際連系線を含む送電線開発は、現在掲げられている計画を全数評価することに留めた。

評価因子を表 6.2-1 に示す。

表 6.2-1 送電線評価条件

評価因子	具体的要件
絶対必要条件 1	「本調査におけるシナリオと目指すべき方向性」に合致している
絶対必要条件 2	抽出した期待電源案件の電力取引活性化に資する
絶対必要条件 3	水力電源偏重国の渇水時における広域エリアからの供給力確保に資する
加点条件	SAPP 優先開発プロジェクトである

Source : JICA 調査団

評価因子には、絶対必要条件 2 として、6.1 にて抽出した電源による発電電力を電力取引するために必要な送電線であるかを判定し、また絶対必要条件 3 として、広域エリアから見た電源ミックスに資するか否かを判定する。

結果を表 6.2-2 に示す。

表中、絶対必要条件 1 の重合度によって結果を◎、○、△にて記載し、加点条件に合致するかを★にて示している。

⁹⁷ 本件以外でも PSMP2016 では、Future gas-fired と記された電源案件が系統計画上表現されており、本位置を図 5.1-57 に記載した。

表 6.2-2 送電線評価結果

案件名	関係国	最早 運用開始年	条件による評価			
			絶対必要条件 1	絶対必要条件 2	絶対必要条件 3	加点条件
BoSa Project	ボツワナ・南アフリカ	2021~22	◎ (短期) 混在解消 (中期) 回廊一部構成 (長期) 回廊形成	—	—	—
CTC Project	ジンバブエ	2021~29	△ (長期) 回廊形成	—	—	★
ZTK Project (Zambia Side)	ザンビア・タンザニア	2022~23	—	—	○	★
Malawi – Mozambique Interconnector	マラウイ・モザンビーク	2021~23	—	—	○	★
ZiZaBoNa Project	ザンビア・ジンバブエ・ ボツワナ・ナミビア	2022~24	△ (長期) 回廊形成	Batoka Gorge 水力 (2,400 MW)	—	★
DR Congo - Angola	コンゴ民主・アンゴラ	2031	—	—	—	
MoZiSa Project	モザンビーク・ ジンバブエ・南アフリカ	2024~28	○ (中期) 回廊一部形成 (長期) 回廊形成	Mpanda Nkuwa 水力 HCB Norte 水力 Tete 1,200MW 石炭 (3,945 MW)	○	★
STE Project (HVAC)	モザンビーク	2024	○ (中期) 回廊一部形成 (長期) 回廊形成	Mpanda Nkuwa 水力 HCB Norte 水力 (2,745 MW)	○	★
STE Backbone Project (HVDC Phase 1)	モザンビーク	2025	○ (中期) 回廊一部形成 (長期) 回廊形成	Mpanda Nkuwa 水力 HCB Norte 水力 (2,745 MW)	—	★
Angola – Namibia	アンゴラ・ナミビア	2026	—	Baynes 水力 (600 MW)	—	★
Tanzania – Mozambique Interconnector	タンザニア・モザンビーク	2026~29	—	タンザニアガス火力 モザンビークガス火力 (N/A)	○	—
Zambia – Mozambique Interconnector	ザンビア・モザンビーク	2022~23	○ (中期) 回廊一部構成 (長期) 回廊形成	Mpanda Nkuwa 水力 HCB Norte 水力 Tete 1,200MW 石炭 (3,945 MW)	○	—
STE Backbone Project (HVDC Phase 2)	モザンビーク	—	△ (長期) 回廊形成	Mpanda Nkuwa 水力 HCB Norte 水力 (2,745 MW)	—	★

Source : JICA 調査団

絶対必要条件1の観点からは、BoSaプロジェクトが最も優位である。現状の電力取引の混雑を解消することに加え、将来 SAPP 北部方面の国際連系線が完成を機に南アフリカとの電力回廊の一部となる。

絶対必要条件2の観点からは、MoZiSaプロジェクト等いずれもモザンビークに関連した国際連系線が優位となる。

また絶対条件3の観点からは、SAPP 北部方面諸国とモザンビークに係る国際連系線が優位となる。

6.3 財務的観点からの評価

ここでは、送電線案件評価に関して財務的観点から評価を加える⁹⁸。

(1) 分析対象案件

分析対象を表 6.3-1 に示す。これらの案件は、表 6.2-2 における絶対必要条件1、2に着目し、各送電線案件における電力送電方向と当該電力を供給する電源候補も設定している。

(2) アプローチ方法

1) SAPP による送電課金算定手法

送電線設備はそれ自体では収益を生み出さず、徴収する託送料金にて投資費用、運転保守費用（O&M 費用）等全ての運営費用を回収することで、事業として成立させる必要がある。

SAPP における送電線投資に対する回収メカニズムは、テイクオアペイ（take or pay）を基本としている。つまり送電線利用者（売電したい発電事業者、電力会社）は、オフテーカーとして送電線容量に応じた capacity charge を支払うことになる。この capacity charge は送電線の建設コストを中心に算出される。また、実際の送電電力量に対しては energy charge を支払うが、これは O&M コストを中心に算出される。

このアプローチの下では、送電線プロジェクト・スポンサーは投資・設備運用費用に加えて一定のリターンを回収することが認められる。また大部分を占める投資にかかるコスト回収は一定の capacity charge によるため、安定した資金回収が期待できる利点がある。

⁹⁸ 抽出した電源案件の財務的評価に関しては、プロジェクトコストが不明確であるものがあること、また、コスト算定時期、算定方法が不明瞭であるものが含まれる等、同一の観点にて評価することが困難であったためここでは実施しないこととした。

表 6.3-1 財務分析対象プロジェクト

#	Name of Transmission Line	Location		Transmission Line Length (km)				Generation for trading
		From (Country A)	To (Country B)	Total	New Construction Portion	Existing Portion 1 (Country A)	Existing Portion 2 (Country B)	Type of Plant (Hydro, Gas, Oil, etc)
1	BoSa Project	Botswana/ Morupule B	South Africa/ Pluto	575.00	360.00	215.00	0.00	Coal
2-1	Angola Namibia Interconnector (1)	Angola/ Baynes	Namibia/ Ruacana	164.00	164.00	0.00	0.00	Hydro
2-2	Angola Namibia Interconnector (2)	Namibia/ Baynes	Angola/ Xangongo	264.00	264.00	0.00	0.00	Hydro
3	DRC Angola Interconnector	DR Congo/ Inga	Angola/ Luanda	542.00	542.00	0.00	0.00	Hydro
4-1	ZiZaBoNa Project (1)	Zambia/ Batoka	Namibia/ Tsumeb	1,265.00	315.00	0.00	950.00	Hydro
4-2	ZiZaBoNa Project (2)	Zambia/ Batoka	Botswana/ /Pandamatenga	233.00	233.00	0.00	0.00	Hydro
5	MoZiZa Project	Mozambique/ Songo	South Africa/ Nzhelele	1,235.00	1,235.00	0.00	0.00	Hydro
6-1	Zambia Mozambique Interconnector (1)	Mozambique/ Matambo	Zambia/ Pensulo	564.00	564.00	0.00	0.00	Coal
6-2	Zambia Mozambique Interconnector (2)	Zambia/ Kariba	Mozambique/ Matambo	1,101.00	564.00	537.00	0.00	Hydro
7-1	Tanzania Mozambique Interconnector (1)	Tanzania/ Mtwara	Mozambique/ Namiaro	478.00	478.00	0.00	0.00	Gas
7-2	Tanzania Mozambique Interconnector (2)	Mozambique/ Songo	Tanzania/ Mtwara	1,740.00	1,740.00	0.00	0.00	Hydro
7-3	Tanzania Mozambique Interconnector (3)	Mozambique/ Nacala	Tanzania/ Mtwara	624.00	624.00	0.00	0.00	Gas
8	STE Backbone HVDC	Mozambique/ Catata	South Africa/ Arnot	1,576.00	1,276.00	0.00	300.00	Hydro
9	STE Backbone HVAC	Mozambique/ Songo	South Africa/ Arnot	1,694.00	1,394.00	0.00	300.00	Hydro
10-1	ZTK (1)	Zambia/ Kariba	Tanzania/ Mbeya	1,153.00	647.00	506.00	0.00	Hydro
10-2	ZTK (2)	Tanzania/ Kinerezi	Zambia/ Nakonde	1,092.00	1,092.00	0.00	0.00	Gas

Source : JICA 調査団

2) 本調査における財務分析アプローチ

SAPP における各国際連系線建設にかかる財務アプローチは、当該送電線プロジェクトに特化した評価をしていることが特徴である。一方、本調査ではまだ具体的に実施段階に至っていない、調査中の案件を含めて今後の開発シナリオを検討することを企図しているため、SAPP とは違う観点から分析を行うこととした。

本調査における財務分析の主要目的は、

- (a) 複数の送電線期待案件を財務の観点から比較を行う。
- (b) 国際電力取引の発電原資と想定する電源（電源案件）と当該電力を送電する送電線案件の同調した一貫プロジェクトとして評価を行う⁹⁹。
- (c) 国際電力取引として買電価格（発電、送電コストを総合したもの）が、買い手にとってどのような便益があるかを検討する¹⁰⁰。

これらを検討するためには、複数の案件の発電、送電線開発・運用にかかる費用を積算することが望ましい。しかし、発電、送電案件とも数が多く、組み合わせについても膨大なケースが考えられること、また現時点では調査が進んでいないことからコストデータがないものもある。このような理由から、モデルケースを想定しコスト算出を行うこととする。具体的な検討ステップを以下に示す。

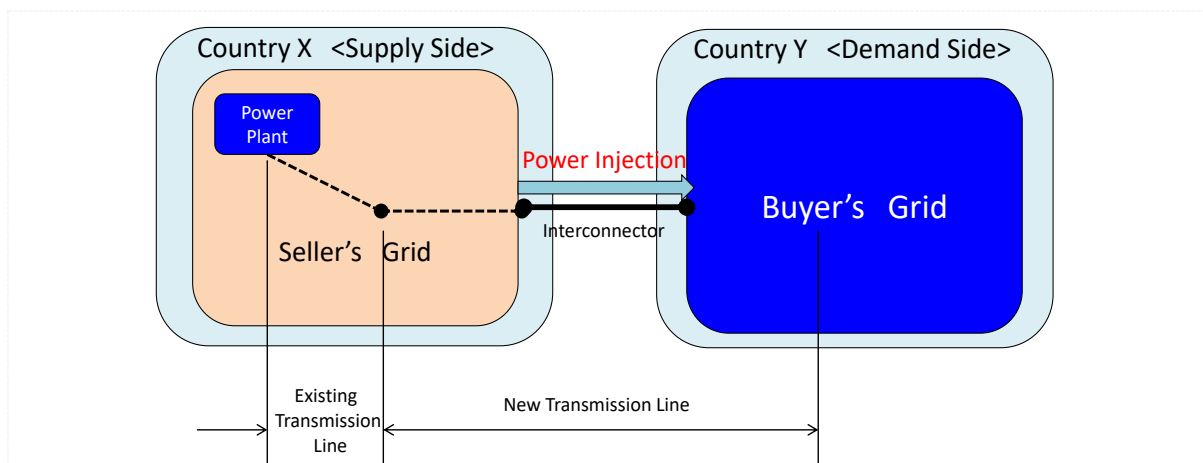
- (a) 電源案件について、水力、ガス火力、石炭火力別に代表的なプラントを想定し、発電コストを算出、適用する。
- (b) 送電線案件について、最も合理的な送電ルートを想定し、その送電線亘長を基とした託送料金（送電コスト）を算出、適用する。
- (c) 上記の発電コストと送電コストを総合し、期待される買電価格を算出する。
- (d) 期待される買電価格と当該国での発電・送電コストを比較し、経済メリットを検討する。

電力取引のモデル概念を図 6.3-1 に示す。

電力輸出国（エリア）は、既存送電線や新設送電線を通じて、電力輸入国へ電力を送電する。これは、隣接国同士が電力輸出国、電力輸入国である場合だけではなく、第三国を経由（中継）して送電する場合もある。送電コストである託送料金は、図 6.3-1 で示すように既設および新設の送電線区間の合算にて算出されることになる。

⁹⁹ もともと国際連系線プロジェクトは投資回収が可能な課金制度を想定しており、送電線単体の財務分析は意味がなく、発電部門を合わせて検討する必要がある。

¹⁰⁰ 売り手にとっては自国（自ユーティリティ）内での余剰電力を輸出へ仕向けることができるため、その経済メリットは明らかであり、ここでは検討しない。



Source : JICA 調査団

図 6.3-1 電力取引基本モデル

(3) 財務的分析

1) 前提条件

以下に示す具体的条件を用いて、財務的分析を実施した。

(a) 発電単価

水力、ガス火力、石炭火力発電に関して標準プラントを表 6.3-2 のように設定し、発電単価を設定した。なお、燃料コストは南アフリカの実績を基に設定している。

プロジェクトの減価償却期間は通常用いられる、水力、火力それぞれ 40 年、25 年を設定している。また初期投資額は 300MW 以上中・大規模の発電所を想定し、最近の国際プロジェクトの動向を勘案し金額を設定している。O&M 費用については、設定した発電規模の運転維持管理費用の本邦における実績を参考に設定した。またヒートレートについても本邦類似発電所の実績をもとに前提条件を設定した。燃料費は南アフリカにおける実績をもとに決めている。またこれらの条件をもとに耐用年期間における平準化電気料金を算出したものである。

表 6.3-2 発電単価検討にかかる前提条件

Item	Unit	Type of Generation Plant			Remarks
		Hydro	Coal-fired	Gas-fired	
Project life	year	40	25	25	
Capital Cost	US \$/kW	2,300	2,000	800	
Capacity Factor	percent	70.0	85.0	75.0	
Fixed O&M Cost	US\$/kW-year	8.72	50.00	16.00	
Variable O&M Cost	US\$/kWh	0.0015	0	0	Thermal; included in fixed cost
Heat Rate	Btu/kWh	-	9,306	7,101	
Fuel Cost	US\$/MMBtu	0	2.013	5.867	South Africa Data
Interest Rate	percent	10.0	10.0	10.0	
Levelized Cost of Electricity	US cents/kWh	4.1	5.5	5.8	

Source : JICA 調査団

(b) 送電単価

既存送電線にかかる託送料金は、現行の SAPP 取引単価（表 2.1-7）を流用する。ただし、単価は託送料金平均である 2.7×10^{-4} US cents / kWh-km とする。

新規送電線にかかる託送料金は、ZiZaBoNa プロジェクト FS 結果を基に 30.0×10^{-4} US cents / kWh-km とする。この単価は送電線開発、運用コストを全て回収することを基本としており、新託送料金方式に対応するものである¹⁰¹。

これら送電単価の設定は、送電線亘長¹⁰²に応じて料金を計算し送電線案件ごとに託送料金を算出する。算出単価の単位は、US cents / kWh である。

(c) 買電側自国における発送電単価

買電側自国における発送電単価は、国毎に発電種別単価や送電距離・コスト等を決定することが困難であり、本調査では、一つの目安として通常顧客別電気料金のうち家庭用電気料金を基に推定を行う。

電気料金は発電、送電、配電（および営業）の各費用から成り立っており、SAPP 地域内での平均的な費用比率としては、発・送電、配電が全体に対してそれぞれ 70%、30%程度というヒアリング結果が得られている¹⁰³。従って、ここでは発送電コストは家庭用電気料金の 70%を目安にして、電力輸入コストとの比較を行う。

2) 分析結果

各送電プロジェクトにおいて、電力融通コストと自国での発電・送電コストを比較したものを表 6.3-3、グラフ化したものを図 6.3-2 に示す。

表 6.3-3 財務分析検討結果

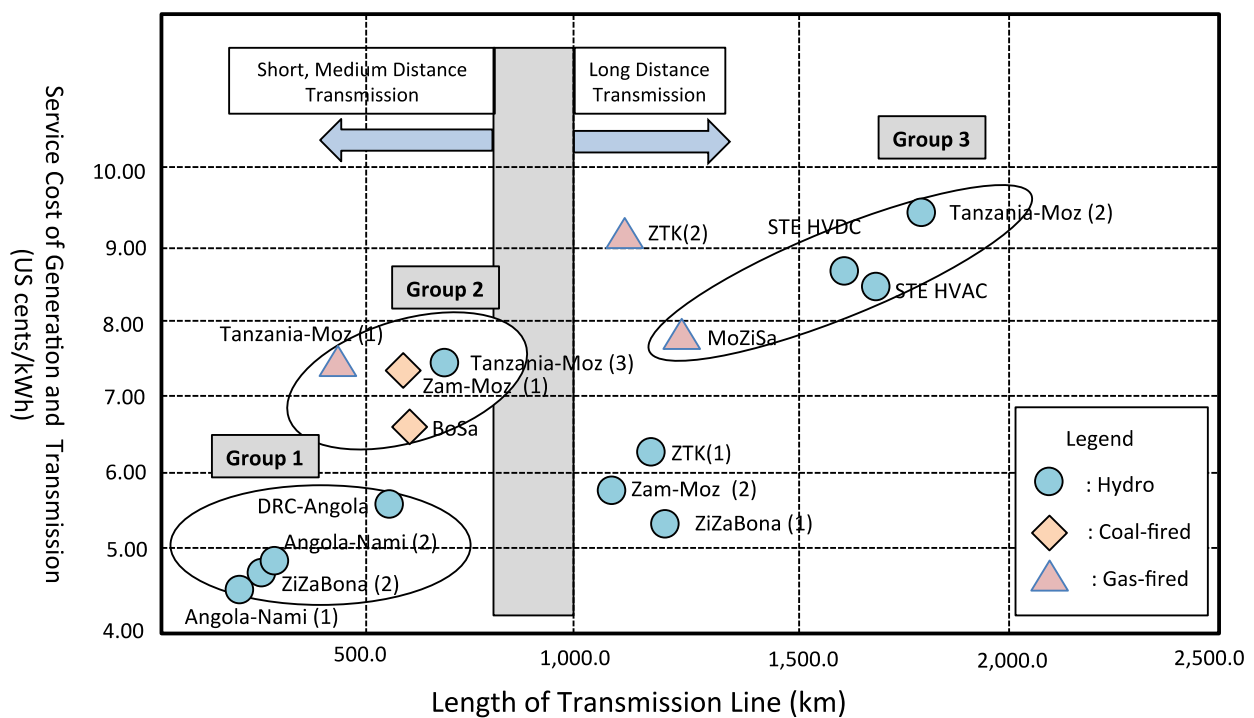
No	Transmission Line Project		Power Trade		Generation Cost US cents/kWh	Transmission Line Cost (Indicative Wheeling Charge)			Combined Service Cost by Power Pool (G & T) US cents/kWh	Current Residential Power Tariff at Buyer's Country (Estimated G&T Portion) US cents/kWh	Economic Benefit by Power Pool				
			Seller	Buyer		New Construction	Existing 1	Existing 2			US cents/kWh	US cents/kWh	US cents/kWh	US cents/kWh	Decrease in Cost (%)
1	10-1	ZIK (1)	Zambia/Kariba	Tanzania/Mbeya	4.10	1.941	0.13662	0	6.18	8.60	2.42	39.2%			
2	2-1	Angola Namibia Interconnector (1)	Angola/ ENE	Namibia/ NamPower	4.10	0.49	0.00	0.00	4.59	6.17	1.58	34.3%			
3	2-2	Angola Namibia Interconnector (2)	Angola/ ENE	Namibia/ NamPower	4.10	0.79	0.00	0.00	4.89	6.17	1.28	26.1%			
4	7-3	Tanzania Mozambique Interconnector (3)	Mozambique/ Nacala	Tanzania/ Dar es Salaam	5.50	1.87	0.00	0.00	7.37	8.60	1.23	16.7%			
5	4-1	ZiZaBoNa Project (1)	Zambia/ ZESCO	Namibia/ NamPower	4.10	0.95	0.00	0.26	5.30	6.17	0.87	16.3%			
6	4-2	ZiZaBoNa Project (2)	Zambia/ ZESCO	Botswana/ BPC	4.10	0.70	0.00	0.00	4.80	4.82	0.03	0.5%			
7	7-2	Tanzania Mozambique Interconnector (2)	Mozambique/ Songo	Tanzania/ Dar es Salaam	4.10	5.22	0.00	0.00	9.32	8.60	-0.72	-7.7%			
8	6-2	Zambia Mozambique Interconnector (2)	Zambia/ ZESCO	Mozambique/ EDM	4.10	1.69	0.14	0.00	5.94	3.77	-2.17	-36.6%			
9	7-1	Tanzania Mozambique Interconnector (1)	Tanzania/ Mtwara	Mozambique/ Nacala	5.80	1.43	0.00	0.00	7.23	3.77	-3.47	-47.9%			
10	1	Bosa Project	Botswana/ BPC	South Africa/ ESKOM	5.50	1.08	0.06	0.00	6.64	3.16	-3.48	-52.4%			
11	3	DRC Angola Interconnector	DRC/ SNEL	Angola/ ENE	4.10	1.63	0.00	0.00	5.73	1.47	-4.26	-74.3%			
12	5	MoZiZa Project	Mozambique/ HCB	South Africa/ ESKOM	4.10	3.71	0.00	0.00	7.81	3.16	-4.64	-59.5%			
13	6-1	Zambia Mozambique Interconnector (1)	Mozambique/ EDM	Zambia/ ZESCO	5.50	1.69	0.00	0.00	7.19	2.03	-5.17	-71.8%			
14	9	STE Backbone HVAC	Mozambique/ Songo	South Africa/ Arnot	4.10	4.18	0.00	0.08	8.36	3.16	-5.20	-62.2%			
15	8	STE Backbone HVDC	Mozambique/ Cataxa	South Africa/ Arnot	4.10	4.73	0.00	0.08	8.91	3.16	-5.75	-64.5%			
16	10-2	ZIK (2)	Tanzania/Kinerezi	Zambia/ Nakonde	5.80	3.276	0	0	9.08	2.03	-7.05	-77.7%			

Source : JICA 調査団

¹⁰¹ 厳密には各送電線に応じてコストは異なるものの、今回対象としている送電線では、適用電圧の違いによる単位亘長及び単位託送量で評価した場合の差異はあまりないものと考え、本データを新規送電線区間の単価を採用する。なお、既存送電線区間との違いの大きな理由は、既存送電線では資産の再評価を行っていないこと、国内向けの使用送電容量を除いた空容量分のみを課金対象としているためである。

¹⁰² 送電線亘長が明らかでない送電線プロジェクトも存在するため、地図上の物理的距離を基にした想定亘長とした。

¹⁰³ 電力会社の発送配電の設備状況、ロス状況等によって、コスト配分は異なるものの、正確なデータを各電力会社から入手することが困難であるため、配電コスト分を 30%と設定した。



Source : JICA 調査団

図 6.3-2 発送電コストと送電線互長との関係

図 6.3-2 の縦軸は電力取引にかかる発電コストと送電コストの合算を示し、横軸は送電線互長を示している。グラフ中の各送電プロジェクトでの原資と想定される電源のタイプは凡例に示す通りである。

分析結果は大別して3つのグループに分けることができる。グループ1は、比較的送電距離の短い案件で主に水力発電による安価な電力を取引するものである。

グループ2は、主に火力発電案件による電力取引である。グループ3は、送電線互長が1,000kmを超える長距離送電線案件である。発送電コストはグループ1が最も低く、グループ2、3の順に高くなっている。

全般的には送電距離が1,000kmを超えてくると発送電コストに占める送電コスト部分が大きくなり、プロジェクトの経済性に課題が生じる傾向が認められる。

また、電力輸入国における電力輸入によるコスト低減効果と送電線互長との関係を図 6.3-3 に示す。

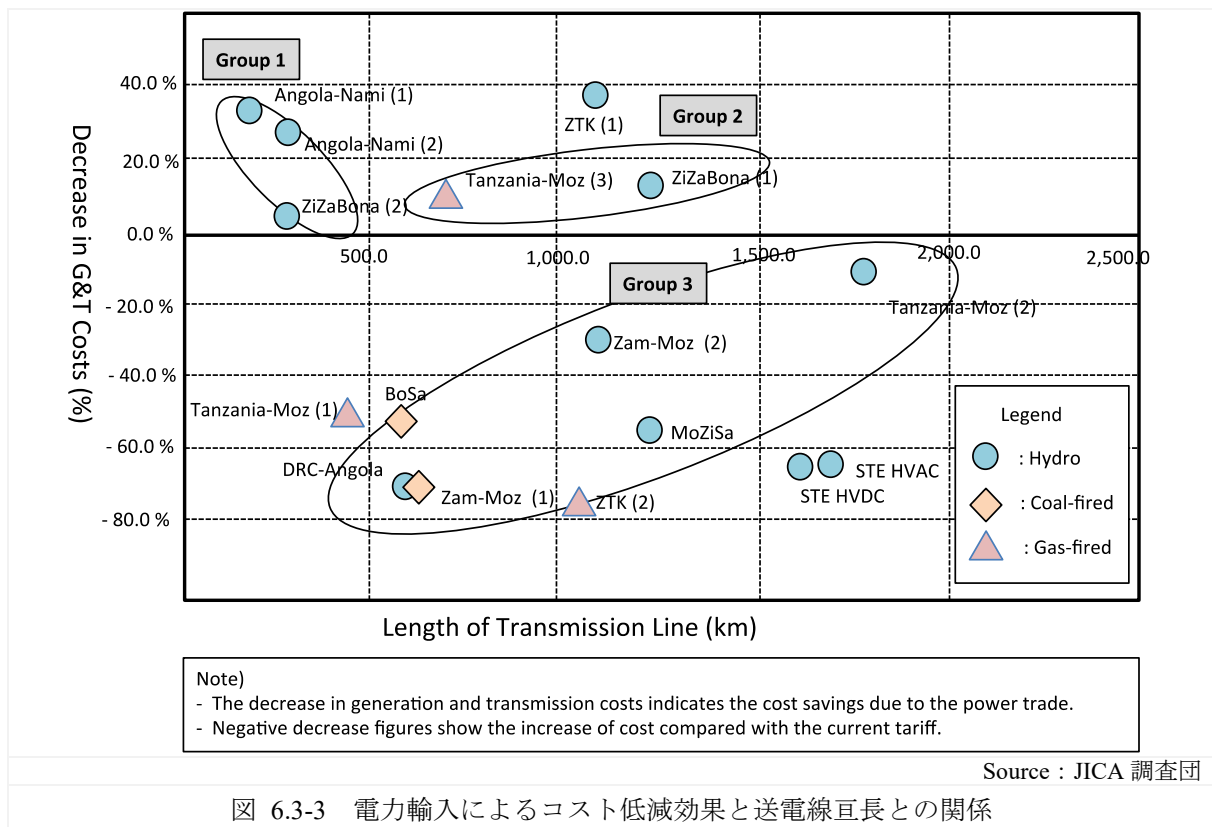


図 6.3-3 電力輸入によるコスト低減効果と送電線長との関係

縦軸は、電力輸入国における既存電気料金から電力輸入によってどの程度コストを低減することができるかをパーセントにて示し、横軸は送電線長を示している。図中の凡例は電力取引する発電タイプを示している。

結果を大別すると3つのグループに分けることができる。グループ1は、水力発電による電力を短い送電距離にて取引する案件でコスト低減効果が確認できる。

グループ2は、比較的短い新設送電線によって電力取引をすることが可能である。

グループ3は、送電線距離にかかわらず、現行の電気料金が低いため新規発電・送電線案件による発電コストをカバーできず、電力取引のメリットがこの分析モデルからは確認できない送電線案件である。

グループ1では、Angola-Namibia Interconnector 案件は発送電コストも比較的安く、コスト低減効果が期待できる。

グループ2では ZiZaBoNa プロジェクトは発送電コストも安く、送電距離が長い場合においてもコスト低減効果が確認される。

グループ3のプロジェクトは、発送電コストが低いものもあるが、輸入国における電気料金との関係から分析上、コスト低減効果が算出されないものもある。また、Tanzania-Mozambique Interconnector 案件のように同じ送電線ルートを利用する案件であっても、輸入国がタンザニアの場合はタンザニア国内の電気料金が比較的高いため、モザンビークからタンザニアへの潮流方向ではグループ2に属しコスト低減効果が期待できる。

(4) 考察

本分析では、国際連系線プロジェクトによる電力取引を共通の観点にてコスト比較を行い、各プロジェクトを客観的に評価した。コスト等の前提条件は各案件の成熟度、技術検討の進捗にば

らつきがあるため、統一的に取り扱うことは現時点で困難である。しかし、入手可能な情報を用いて国際連系線プロジェクトをレビューし、今後の案件促進に向けた一つの参考情報を得ることができた。

以下に個別事項について考察を行う。

(1) 送電距離

託送料金は託送距離に比例するという前提であり、送電線亘長と経済性の関係は定性的に確認でき、送電線亘長が長くなるにつれ、一般的に経済性は低くなる。

(2) 発電コスト

発電コストは発電タイプ別に、代表的なプラントを想定、一定のコストを計上し、分析を行った。実際は各プロジェクトによって平準化コストも異なれば、季節別、時間帯別の限界費用は異なる。例えば火力発電の場合は発電設備に余力があった場合に余剰発電量を国際融通に回した場合は、燃料の炊き増し部分の Opex を発電コストとして勘案する等が考えられる。

従って、個別案件の検討では、各案件での個別発電シナリオを想定し、分析することが求められる。

(3) 既設送電線区間

既設送電線区間が長い場合は当該区間の託送料金は低く設定されるため、トータルの託送料金が比較的安価になる。これは、既設送電区間の託送料金は、現行 SAPP 託送料金の計算方法に基づくという前提条件を設定している。しかし、前述のとおり、既設送電線の託送料金体系の見直しが SAPP 内で検討されていることから、この改訂に応じて見直しをすることが必要である。

(4) 電気料金

本分析では電気料金は平均コストにて取り扱っており、電力取引も通年を想定している。ピーク時は取引コストが高くても需給調整上電力輸入のメリットがある、また各国時差から点灯ピーク時間帯が異なることから効率的な余剰電力の輸出といった観点の検討も考えられる。

このような詳細な検討は、各開発案件の FS などにおいて実施されるものと想定される。また、現行電気料金が低い場合は、料金引き上げの検討も合わせて行うことが求められる。

(5) 系統運用上のメリット

国際連系線・国内送電線が新たに整備されることによる、系統運用上のメリットやシステムのセキュリティなどの側面は本分析では勘案していない。今後技術的な評価を個別に実施することが必要である。

また、今回分析対象とした各国際連系線案件に関連する新設国内送電線は全て国際電力融通に適用することを想定し分析しているが、実運用では国内送電線は国内負荷への電力供給向けに用いられる。したがって、投資回収コストのアロケーションを勘案する必要がある。例えば、既設送電線にて既に容量不足が生じている場合は、新規送電線は新規の電力融通のみに利用されるのではなく国内での混雑解消にも貢献することになる。この場合は、送電コストを国際電力融通のみで負担することは適切ではない。

6.4 期待案件に対する本邦適用技術

これまでに抽出、評価した電源、送電線期待案件について、現地セミナーや本邦招聘プログラムにて紹介した世界的に秀でた適用可能技術を中心に本邦技術の適用可能性を検討した¹⁰⁴。

(1) 電源（主機）

近年のアジア・アフリカ地域における発電設備主機に関する納入実績では、水力主機はインド・中国メーカーの納入が多数を占める¹⁰⁵。SAPP 地域における大規模水力の開発の場合、多額なプロジェクト費用はダム建設などの水力土木工事が大部分を占めており、少額な発電機器の納入等はダム建設工事と一括発注・調達するケースが目立つ¹⁰⁶。よって、土木工事を切り離れた発注か、または既設ダムへの発電設備拡張等の場合は本邦技術の導入が期待できる。

水力機器に比べ、火力機器、特にガス火力や高効率ボイラーを用いた石炭火力発電は、本邦技術が優勢である。

以上より、本調査では石炭火力、ガス火力プロジェクトに関してのみ本邦技術適用可能性が高いと評価した。

(2) 電源（付帯・運用設備）

現地調査における SAPP 加盟国電力技術者へのインタビューの中で、(IoT の導入を見据えた) 発電所運用管理や環境対策設備に関する本邦技術紹介の要請を得た。特に Opex の削減と適切な設備保守による供給力の恒常的な維持についての要望が強く出た。

この分野に関し、本邦企業はセンシング技術やコンピュータ解析システム開発等を通じて、本邦電力会社との長年にわたる技能の蓄積による技術力を持つ。

また、水力発電に関しては、水系一貫運用を含めた効率的な水運用や、単なるベースロード運転としての運用だけでなくピークロードを分担できる運用技術も注目を集めた。この点においても、本邦技術の適用は可能であり優位性がある。

(3) 国際連系線・国内送電線

送電線分野へ適用しうる本邦技術は、大別して以下の2点である。

- ・大規模容量電源から需要点への長距離送電における送電ロス削減
- ・首都圏等高電力需要密度地域における既存送電線の取替を含んだ送電増容量化と送電ロス低減

この観点から本邦技術である低ロス電線と増容量特殊電線の SAPP 地域への導入が期待できる。低ロス電線、増容量特殊電線は、近年カーボン心線を用いた軽量増容量電源が近年世界的に注目を浴びている¹⁰⁷。これに対応できる本邦技術も存在し、現地生産を念頭においた本邦技術の提供も視野に入れる必要がある。

¹⁰⁴ 各技術の詳細は、付録の現地セミナー資料、本邦招聘プログラム資料を参照。

¹⁰⁵ 機器の性能面をみても遜色ないレベルである。

¹⁰⁶ 中国からの資金援助による建設工事の場合、大多数の資材調達を中国メーカーから行うことが義務付けられている。このため、一部の本邦企業は中国メーカーと合弁し、本邦技術を中国メーカーを通じて導入する等の戦略を立てている。

¹⁰⁷ ACCC (Aluminum Conductor Carbon Composit)、ACCR (Aluminum Conductor Composit Reinforced) いずれもアメリカの技術。日本では ACFR ((Low sug) Alminum Conductor Fiber Reinforced)。【本記載は和文のみとし英文は ACFR のみ記載する。】

(4) その他本邦技術

広域系統の安定化、特に現時点における南アフリカ国内における系統安定化技術導入は検討の必要がある。南アフリカはヨハネスブルグを中心としたハウテン地域とケープタウンの2大需要地点があり、この間約1,300kmを765kV基幹送電線にて接続している¹⁰⁸。離れた2地点の需要点の位相差は70°以上乖離があり、過渡安定性の点で懸念が内在する。現地セミナーにおいても系統安定化技術についての質問が多く寄せられており、非常に関心の高い技術であることが確認された。

6.5 期待案件リスト

以上の検討、分析を総合し、電源および送電線期待案件リストを表6.5-1、表6.5-2に示す。

表6.5-1において、本邦技術適用可能性は6.4における結果を◎、○にて記載し、評価要件欄は表6.1-1に示す絶対必要条件1、2、3及び加点条件に合致するかを○、★にて示している。

表6.5-2においても、本邦技術適用可能性は具体的適用技術名を記し、評価要件欄は表6.2-1に示す絶対必要条件1、2、3への合致度合を◎、○、△にて、加点条件に合致するかを★にて示している。

¹⁰⁸ 現在、系統安定度および供給信頼度の観点から、765kV第二回線の建設工事中である。

表 6.5-1 電源期待案件リスト

Name	Location	供給力分担	発電容量 (MW)	想定運用開始年	本邦技術適用可能性		評価要件				状況	特記
					主機	付帯・運用	1	2	3	加		
Baynes 水力	アンゴラ・ナミビア	ベース電源	600	2026	—	○	○	○	○	★	2016/6 電力会社間協定書(RNT・Nampower)を締結 FS 更新手続中	
Mpanda Nkuwa 水力	モザンビーク	ベース電源	1,500	2024	—	◎	○	○	○	★	プロジェクトコンソーシアム解体のモザンビーク政府承認待	左記政府承認は 2017 年 3 月の予定。
HCB Norte 水力	モザンビーク	ピーク電源	1,250	2026	—	◎	○	○	○	★	Mpanda Nkuwa プロジェクト推進後にプロジェクト推進	
Batoka Gorge 水力	ジンバブエ・ザンビア	ベース電源	2,400	2024	—	○	○	○	○	★	WB 支援により FS 実施中。Investror 会議実施 (2016/12)	AfDB がファイナンシャルアドバイザーとして参画 IPP または PPP 組成に向け支援者を募集 (2017/2)
Tete 1,200MW 石炭	モザンビーク	ベース電源	1,200	2022	○	◎	○	○	—	—	準備調査実施。	
Future Gas-fired	モザンビーク	ベース・ミドル電源	N/A	N/A	○	◎	○	○	—	—		Pande/Temane 地域、将来の Ruvma 地域でのガス火力を計画中 Ruvma 地域でのガス開発に向けた起業募集中 (2016/12)
Future Gas-fired	タンザニア	ベース・ミドル電源	N/A	2022～	○	◎	○	○	—	—	Mtwara ガス火力 (300MW)	Mtwara～Somanga にてガス火力建設を計画中 海岸線にて開発候補地点選定済

Source : 調査団作成

表 6.5-2 送電線期待案件リスト

Name	関係国	最早想定 運用開始年	評価				財務観点 優位性	本邦技術 適用可能性	状 況	特記
			1	2	3	加				
BoSa Project	ボツワナ、南アフリカ	2021~22	◎	—	—		—	増容量電線	詳細 FS 実施中 (2016/12)	BPC は自己資金での実施の可能性
CTC Project	ジンバブエ	2021~29	△	—	—	★	—	低ロス電線	詳細 FS へ向け準備中(2016/12)	Orange Grove-Triangle 送電区間開発は MoZiSa Project と重複
ZTK Project (Zambia-Side)	タンザニア、ザンビア	2022~23	—	—	○	★	○	低ロス電線	一期工事着手に向け準備中 (2016/12) 二期工事についてステークホルダー会議開催 (2016/12)	タンザニア側：ザンビア国境までの送電区間 (Mbeya-Tunduma) FS 完了(2016/12)
Malawi – Mozambique	マラウイ、モザンビーク	2021~23	—	—	○	★	—	低ロス電線	詳細 FS 実施中 (2016/12)	Norway, KfW, EIB, WB 資金提供
ZiZaBoNa Project	ザンビア、ジンバブエ、 ボツワナ、ナミビア	2022~24	△	○	—	★	○	低ロス電線	詳細 FS 実施済。財務分析 (Option) 実施中	Phase 1 (既設 220kV 系統での連系+Caprivi Link)について 事業採算性再検討中。次 Phase への展開遅延を懸念
DR Congo - Angola	コンゴ民主、アンゴラ	2031	—	—	—	—	—	低ロス電線	N/A	余剰電力 (Inga 3, Soyo) の精緻化が必要
MoZiSa Project	モザンビーク、 ジンバブエ、南アフリカ	2024~28	○	◎	○	★	—	低ロス電線 増容量電線	インセプションレポート評価中 (2016/12)	STE Backbone Project (HVAC)と送電区間重複
STE (HVAC)	モザンビーク	2024	○	○	○	★	—	低ロス電線	プロジェクト体制政府承認待ち	Mpanda Nkuwa Project と同期開発を前提 Temane ガス火力開発のため一部区間先行 (送電容量 950MW) MoZiSa Project と一部送電区間重複
STE (HVDC Phase 1)	モザンビーク	2025	○	○		★	—	HVDC	プロジェクト体制政府承認待ち	—
Angola - Namibia	アンゴラ、ナミビア	2026	—	△		★	○	低ロス電線	政府間協定・電力会社間協定締結(2015/12) FS 実施手続中 (2016/12)	—
Tanzania - Mozambique	タンザニア、モザンビーク	2026~29	—	○	○	—	○	低ロス電線 増容量電線	EDM, Tanesco にチーム形成済	—
Zambia - Mozambique	ザンビア、モザンビーク	2022~23	○	◎	○	—	—	増容量電線	NEPAD IPPF より FS 資金受領。FS 実施手続中 (2016/12)	—
STE (HVDC Phase 2)	モザンビーク	N/A	△	○		★	—	HVDC	—	—

Source : JICA 調査団

6.6 期待案件に関する環境影響調査

抽出した期待案件の中から、現地調査時当地電力技術者の関心の高かった案件について環境影響調査を評価した。本評価は、JICA 環境社会配慮ガイドライン (2010 年 4 月) を念頭に、JICA 環境チェックリスト¹⁰⁹の該当分野における評価項目に対して、EIA レポートや現地要人等へのインタビューを通じて評価した。

表 6.6-1 環境社会配慮に関する調査方法

現場確認調査で使用する環境チェックリストのイメージ							
分類	調査項目	主なチェック事項	Y/N/○	具体的な環境社会配慮 (Y/N/○の理由、視認、緩和策等)	現場調査 対象	Y/N/○	具体的な環境社会配慮 (Y/N/○の理由、視認、緩和策等)
		(既存 JICA 環境チェックリスト)					
作業 1) JICA 環境チェックリストへの埋め込み・現場調査項目の選定					作業 2) 現場調査による再評価		

Source : JICA 調査団

➤ 水力電源期待案件

SAPP 優先開発プロジェクトに選定された電源として、WB は、Batoka Gorge 水力発電所の FS を 2015 年 12 月より開始した。本プロジェクトは、Zambezi 川流域で開発可能性の最も高い電源プロジェクトとして、2010 年に実施したザンビア国電力マスタープラン調査においても言及されている。また、5.3 における中期的方向性である大規模水力電源開発に合致する。

よって、水力電源の最も可能性の高いプロジェクトとして、現状の環境調査を含め、情報収集およびインタビューを行った。

➤ 火力電源期待案件

火力の電源開発においては、他地域と同様に IPP での開発が基本となっており、政府系機関が開発に関与するものは存在しない。

しかし、Tete 州における石炭火力開発に関しては、ザンビア政府とモザンビーク政府間において調印された国際連系線向け発電原資となるプロジェクトであり、政府系主導による開発が見込めること、また導入技術として高効率石炭火力が目標とされており、本邦技術の適用が有望であることから、本案件に関して環境影響調査を評価した。

本案件は、5.3 における中期的方向性、中規模石炭・ガス火力開発に合致する。

➤ 送電線期待案件

モザンビーク北部における水力・火力電源の開発検討は活発であり、南へ延伸する MoZiSa プロジェクト国際連系線、Maputo への電力供給および南アフリカへの融通の役割を担う STE backbone プロジェクト (HVAC) は、重要な期待案件として挙げられる。

2016 年末現ばこ設工事に向けた協議が開始されている。

本案件は、5.3 における中期的方向性、SAPP 優先開発プロジェクトに同期した連系線開発、渇水対応/石炭・ガス火力による広域系統容量確保の連系線開発、および一部回廊化に資する連系線開発、全てに関与する。

¹⁰⁹ <http://www.jica.go.jp/environment/guideline/ref/index.html>

(1) Batoka Gorge 水力プロジェクト

Batoka Gorge 水力案件は Kariba 湖と Victoria 滝の間に位置する Batoka Gorge にダム式発電所を建設する計画である。ザンビアとジンバブエとの国境河川である Zambezi 川の開発は ZRA により管理され、先行開発である Kariba ダムと同様に、北岸には ZESCO、南岸には ZPC の発電所が開発される。FS は 1993 年に実施されているが、WB 支援にて 2015 年よりレビューが行われている。本工程は当初より遅延している。

SAPP 優先開発電源プロジェクトである Batoka Gorge 水力は、ジンバブエ電力マスタープランに言及されている通り同国電源開発計画の主要電源であり、ザンビア・ジンバブエ両国の国内供給だけでなく、国際電源として電力融通に資する電源である。

1) インタビュー

本プロジェクトの進捗に対し、表 6.6-2 に示す人物から、案件概要および環境影響に関するヒアリングを実施した。

Date	Name	Organization	Position
29 th Sep. 2016	Mundia Simainga (Mr.)	ZESCO	Senior Manager – Consultancy Service Division
7 th Oct. 2016	Stephen Musarurwa (Mr.)	ZETDC	Power Development Engineer

Source : JICA 調査団

ヒアリングに基づくプロジェクトの概要を表 6.6-3 に示す。

本プロジェクトは当初 1,600MW（ザンビア：800MW、ジンバブエ：800MW）であったが、今回の FS にて 2,400MW（ザンビア 1,200 MW、ジンバブエ：1,200 MW）に増容量されている¹¹⁰。

本電源の系統アクセスは、ザンビア側は、現在 JICA 等が支援を検討しているザンビア南部送電網（330kV）への連系であり、ジンバブエ側は、CTC プロジェクトの送電区間である Alaska – Sherwood 線への連系が検討されている¹¹¹。

2) 考察

2016 年 10 月現在、環境影響調査に関しドラフトファイナルレポートが取りまとめられ、監督官庁によるレビューが行われている状況である。よって、ザンビアおよびジンバブエ現地調査を通じて ZRA が組織する Batoka Gorge Hydro - Electric Scheme Project Management Unit（PMU）の ZESCO および ZETDC から選出されている委員から情報収集を行った。

PMU のメンバーを表 6.6-4 に示す。

¹¹⁰ 現在実施中の Batoka Gorge 水力 FS レポートを入手できていないため、増容量に関する具体的な根拠は、確認できていない。

¹¹¹ 国内向け電力供給を優先にするため、Alaska – Sherwood 線への系統アクセスが検討されているが、代替案として、ZiZaBoNa プロジェクト側への系統連系も検討されている。

表 6.6-3 プロジェクト概要 (Batoka Gorge 水力)

Project Description			
Reservoir		Spillway	
Catchment Area	508,800 km ²	Gate	7
Average Annual Runoff	1,070 m ³ /s	Spillway width	118 m
High Water Level	762 m asl	Overflow (Sill elevation)	743.5 m
Low Water Level	746 m asl		
Surface Area	23 km ²	Power House	
Storage Capacity	1,392 million m ³	Type	Outdoor
Dam		Number	2
Type	Arch – Gravity		(North bank, South bank)
Crest el.	766 m	Turbine	Francis 12 units @ 200MW
Crest Length	720 m		
Height	181 m	Installed Capacity	2,400MW

Source : ヒアリングに基づき調査団作成

表 6.6-4 Batoka Gorge Hydro-Electric Scheme Project Management Unit メンバー

Organization	Name	Position	Work Place
ZRA	E. Kasaro	Project Manager	Lusaka
	K. Kaluba	Senior Manager	Lusaka
	B. Philemon	Senior Manager	Lusaka
	P C Mwiinga	Hydrologist	Lusaka
	L Pfaira	Procurement Manager	Lusaka
	E Dharabhani	Accountant Projects	Kariba
ZETDC	S. Musarurwa	Power Development Engineer	Harare
ZPC	A Ramandi	System Engineer	Harare
ZESCO	M. Simainga	Senior Manager - Consultancy Services	Lusaka

Source : ヒアリングに基づき調査団作成

その結果、本プロジェクトは環境影響が極めて限定的であり、重大な問題はないと回答を得た。主な内容は、当該地域に居住している住民は無いため住民移転はない。文化財および自然公園等への影響も極めて限定的であり、最大のマイナス影響はホワイトウォーター（急流）を利用した観光業に対してのみである。そのラフティング・カヤック等への影響対象者は限定的であり裨益対象を比較すれば Batoka Gorge 水力電源プロジェクトが停滞する要因にはなりえないと両委員共から回答を得た。

表 6.6-5 環境チェックリスト (Batoka Gorge 水力電源)

分類	環境項目	主なチェック事項	YesY No N	備考
1 許 認 可 ・ 説 明	(1)EIA および環 境許認可	(a) 環境アセスメント報告書 (EIA レポート) 等は作成済みか (b) EIA レポート等は当該国政府により承認されているか。 (c) EIA レポート等の承認は付帯条件を伴うか。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。 (d) 上記以外に、必要な場合には現地の所管官庁からの環境に関する許認可は取得済みか。	(a)N (b)N (c)Y (d)Y	(a)DfR レビュー中 (b)レビュー中 (c)ヒアリングによる (d)ヒアリングによる
	(2)現地ステーク ホルダーへの 説明	(a) プロジェクトの内容および影響について、情報公開を含めて現地ステークホルダーに適切な説明を行い、理解をえているか。 (b) 住民等からのコメントを、プロジェクト内容に反映させたか。	(a)Y (a)Y	(a)観光業対応 (ラフティング) (b)観光業対応 (ラフティング)
	(3)代替案の検討	(a) プロジェクト計画の複数の代替案は (検討の際、環境・社会に係る項目も含めて) 検討されているか。	(a)Y	(a)ヒアリングによる
2 汚 染 対 策	(1)水質	(a) ダム湖/貯水池の水質は当該国の環境基準等と整合するか。動植物プランクトンの異常発生する恐れはあるか。 (b) 放流水の水質は当該国の環境基準と整合するか。 (c) 試験湛水前の樹木の伐採などダム湖/貯水池の水質悪化防止のための対策が計画されているか。 (d) 下流の河川流量が低下することで、水質が悪化し、環境基準を下回る区間が生じるか。 (e) ダム湖/貯水池の底部からの放水 (通常表面水より水温が低い) による下流域への影響を考慮した計画か。	(a)Y (b)- (c)- (d)- (e)Y	ヒアリングにて環境への影響は極めて限定的とのコメントを得ている。 ダム運用は、流れ込み式および一部ピークの日運用が行われる。 底部からの放水はない。
	(2)廃棄物	(a) 掘削により発生した土砂は当該国の規程に従って適切に処理・処分されるか。	(a)-	EPC 契約時に管理必要
3 自 然 環 境	(1)保護区	(a) サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地するか。	(a)Y	高水位時に影響あり
	(2)生態系	(a) サイトは原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地(珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等)を含むか。 (b) サイトは当該国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含むか。 (c) 下流域の水生生物、動植物及び生態系への悪影響はあるか。生態系への影響を減らす対策はなされるか	(a)N (b)- (c)Y	流れ込み式の運用のため、建設時の濁水処理以外は大きな問題はない。
	(3)水象	(a) 堰等の構造物の設置による水系の変化に伴い、地表水・地下水の流れに悪影響を及ぼすか。	(a)N	水系の変化 (ダイバージョン) はない
	(4)地形・地質	(a) ダム湖による土砂等の捕捉により、下流域への土砂流入量が減少し、河床低下、土壌侵食等が生じるか。また、ダム湖への土砂の堆積による貯水池の容量減少、上流域への河床上昇、土壌堆積が生じるか。これらの可能性について調査され、必要な対策が講じられているか。 (b) プロジェクトにより計画地周辺の地形・地質構造が大規模に改変されるか	(a)N (b)Y	下流はカリバ湖であり上流は溪谷となっている。 アクセス道路および電源線の建設あり

4 社会 環境	(1)住民移転	<p>(a) プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転は生じるか。生じる場合は、移転による影響を最小限とする努力がなされるか。</p> <p>(b) 移転する住民に対し、移転前に補償・生活再建対策に関する適切な説明が行われるか。</p> <p>(c) 住民移転のための調査がなされ、再取得価格による補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が立てられるか。</p> <p>(d) 補償費の支払いは移転前に行われるか。</p> <p>(e) 補償方針は文書で策定されているか。</p> <p>(f) 移転住民のうち特に女性、子供、老人、貧困層、少数民族・先住民族等の社会的弱者に適切な配慮がなされた計画か。</p> <p>(g) 移転住民について移転前の合意は得られるか。</p> <p>(h) 住民移転を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な実施能力と予算措置が講じられるか。</p> <p>(i) 移転による影響のモニタリングが計画されるか。</p> <p>(j) 苦情処理の仕組みが構築されているか。</p>	<p>(a)Y</p> <p>(b)-</p> <p>(c)-</p> <p>(d)-</p> <p>(e)-</p> <p>(f)-</p> <p>(g)-</p> <p>(h)-</p> <p>(i)-</p> <p>(j)-</p>	<p>ヒアリングによると、貯水池も渓谷であり、居住民はなく、住民移転はない。</p>
	(2)生活・生計	<p>(a) プロジェクトによる住民への生活への悪影響が生じるか。必要な場合は影響を緩和する配慮が行われるか。</p> <p>(b) プロジェクトにより周辺の地域利用が変化して住民の生計に悪影響を及ぼすか。</p> <p>(c) 関連施設が住民の既存水域交通及び周辺の道路交通に悪影響を及ぼすか。</p> <p>(d) 他の地域からの人口流入により病気の発生（HIV等の感染症を含む）の危険はあるか。必要に応じて適切な公衆衛生への配慮は行われるか。</p> <p>(e) 下流の水利用維持のための最低流量は供給されるか。</p> <p>(f) 下流水の流量の変化、あるいは海水侵入により、下流の水利用や土地利用に影響は生じるか。</p> <p>(g) 水を原因とする、もしくは水に関係する疾病（住血虫症、マラリア、糸状虫症等）は発生する恐れはあるか。</p> <p>(h) 河川等における漁業権、水利権、山林入会権等が阻害されることはあるか。</p>	<p>(a)-</p> <p>(b)Y</p> <p>(c)Y</p> <p>(d)Y</p> <p>(e)Y</p> <p>(f)N</p> <p>(g)Y</p> <p>(h)Y</p>	<p>大型車両の通行および外国人労働者の流入</p> <p>外国人労働者の流入が想定される。</p> <p>基本的に流れ込み式運用</p>
	(3)文化遺産	<p>(a) プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なう恐れはあるか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。</p>	<p>(a)N</p>	<p>重大なものはない</p>
	(4)景観	<p>(b) 特に配慮すべき景観が存在する場合、それに対し悪影響を及ぼすか。影響がある場合には必要な対策はとられるか。</p>	<p>(a)N</p>	<p>重大なものはない</p>
	(5)少数民族、先住民族	<p>(a) 当該国の少数民族、先住民族の文化、生活様式への影響を軽減する配慮がなされているか。</p> <p>(b) 少数民族、先住民族の土地及び資源に関する諸権利は尊重されるか。</p>	<p>(a)-</p> <p>(b)-</p>	<p>住民無</p>

	(6)労働環境	(a) プロジェクトにおいて遵守すべき当該国の労働環境に関する法律が守られるか。 (b) 労働災害防止に係る安全設備の設置、有害物質の管理等、プロジェクト関係者へのハード面での安全配慮が措置されるか。 (c) 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育（交通安全や公衆衛生を含む）の実施等、プロジェクト関係者へのソフト面での対応が計画・実施がされるか。 (d) プロジェクトに関する警備要員が、プロジェクト関係者・地域住民の安全を侵害する	(a)- (b)- (c)- (d)-	EPC 契約で管理必要
5 そ の 他	(1)工事中の影響	(a) 工事中の汚染（騒音、振動、濁水、粉じん、排ガス、廃棄物等）に対して緩和策が用意されるか。 (b) 工事により自然環境（生態系）に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する用意されるか。 (c) 工事により社会環境に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	(a)- (b)- (c)-	EPC 契約で管理必要
	(2)事故防止対策	(a) ダムからの放水時における下流部への警報態勢は整備されるか。	(a)-	日本の放流警報システムを本邦研修で紹介
	(3)モニタリング	(a) 上記の環境項目のうち、影響が考えられる項目に対して、事業者のモニタリングが計画・実施されるか。 (b) 当該計画の項目、方法、頻度等はどのように定められているか。 (c) 事業者のモニタリング体制（組織、人員、機材、予算等とそれらの継続性）は確立されるか。 (d) 事業者から所管官庁等への報告の方法、頻度等は規定されている	(a)- (b)- (c)- (d)-	ダム ZRA 発電所 ZESCO, ZPC
6 留 意 点	他の環境チェックリストの参照	(a) 必要な場合は、林業に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること。 (b) 灌漑、上水、工水等への利用を目的としたダム・貯水池については、必要に応じて農業、上水道に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること。 (c) 必要な場合には送変電・配電に係るチェックリストの該当チェック	(a)- (b)- (c)-	
	環境チェックリスト使用上の注意	(a) 必要な場合には、越境または地球規模の環境問題への影響も確認する	(a)-	

Source : ヒアリングを基に調査団作成

(2) Tete 石炭火力プロジェクト

2016年5月、ザンビア政府とモザンビーク政府間で、モザンビーク Tete 州の炭鉱近傍に 1,200MW の高効率石炭火力発電所の建設に関する調査を行う覚書が取り交わされた¹¹²。

また、本発電所で発電された電力は Zambia – Mozambique Interconnector によってザンビアへの送電が計画されている。

1) インタビュー

表 6.6-6 に示す面談者を通じて、本プロジェクト概要および環境影響に関するヒアリングを実施した。表 6.6-7 にプロジェクト概要を示す。

表 6.6-6 Tete 石炭火力プロジェクト面談者

Date	Name	Organization	Position
12 Oct. 2016	Narendra Gulab (Mr.)	EDM	Director – Power Generation Directorate

Source : JICA 調査団

表 6.6-7 プロジェクト概要 (Tete 石炭火力)

Project Description	
Installed Capacity	1,200 MW
Fuel	Coal (Not yet determined specification of coal)
Combustion	Powdered Coal
Steam Condition	USC (Ultra Super Critical) or subaltrernate class
Cooling System	Cooling Tower
Desulfurization equipment	Under consideration

Source : ヒアリングより調査団作成

2) 考察

2016年10月現在、環境影響調査は最終的に取りまとめられていない。

電源開発計画における最大の懸案は、当該地域居住の住民移転である。しかし、本案件は炭鉱近傍に発電所を設置する計画であり、所謂山元発電の形態であることから、住民移転などに与える影響はほぼ皆無である。

¹¹² 覚書上の表現は、先進型超々臨界圧石炭火力発電所 (A-USC) である。

表 6.6-8 環境チェックリスト (Tete 石炭火力プロジェクト)

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes Y No N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由、根拠、緩和策等)
1 許認可・説明	(1) EIA および環境許認可	(a) 環境アセスメント報告書 (EIA レポート)等は作成済みか。 (b) EIA レポート等は当該国政府により承認されているか。 (c) EIA レポート等の承認は付帯条件を伴うか。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。 (d) 上記以外に、必要な場合には現地の所管官庁からの環境に関する許認可は取得済みか。	(a)－ (b)－ (c)－ (d)－	FS 実施中
	(2) 現地ステークホルダーへの説明	(a) プロジェクトの内容および影響について、情報公開を含めて現地ステークホルダーに適切な説明を行い、理解を得ているか。 (b) 住民等からのコメントを、プロジェクト内容に反映させたか。	(a)－ (b)－	FS 実施中
	(3) 代替案の検討	(a) プロジェクト計画の複数の代替案は (検討の際、環境・社会に係る項目も含めて) 検討されているか。	(a)－	FS 実施中
2 汚染対策	(1) 大気質	(a) 発電所操業に伴って排出される硫黄酸化物 (SOx)、窒素酸化物 (NOx)、煤じん等の大気汚染物質は、当該国の排出基準等と整合するか。また、排出により当該国の環境基準等と整合しない区域が生じるか。 (b) 石炭火力発電所の場合、貯炭場や石炭搬送施設からの飛散炭じん、石炭灰処分場からの粉じんが大気汚染を生じる恐れはあるか。汚染防止のための対策がとられるか。	(a)Y (b)Y	建設計画時に策定
	(2) 水質	(a) 温排水を含む発電所からの排水は当該国の排出基準等と整合するか。また、排出により当該国の環境基準等と整合しない区域や高温の水域が生じるか。 (b) 石炭火力発電所の場合、貯炭場、石炭灰処分場からの浸出水は当該国の排出基準等と整合するか。 (c) これらの排水が表流水、土壌・地下水、海洋等を汚染しない対策がなされるか。	(a)Y (b)Y (c)Y	建設計画時に策定
	(3) 廃棄物	(a) 操業に伴って発生する廃棄物 (廃油、廃薬品) または石炭灰、排煙脱硫の副生石膏等の廃棄物は当該国の規定等に従って適切に処理・処分されるか。	(a)－	建設計画時に策定
	(4) 騒音・振動	(a) 騒音、振動は当該国の基準等と整合するか。	(a)Y	建設計画時に策定
	(5) 地盤沈下	(a) 大量の地下水汲み上げを行う場合、地盤沈下が生じる恐れがあるか。	(a)N	地下水くみ上げ計画なし

	(6) 悪臭	(a) 悪臭源はあるか。悪臭防止の対策はとられるか。	(a)N	排ガス処理設備設置のため
3 自然 環境	(1) 保護区	(a) サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地するか。プロジェクトが保護区に影響を与えるか。	(a)N	最寄の保護区から 100km 離れている。
	(2) 生態系	(a) サイトは原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地（珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等）を含むか。 (b) サイトは当該国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含むか。 (c) 生態系への重大な影響が懸念される場合、生態系への影響を減らす対策はなされるか。 (d) プロジェクトによる取水（地表水、地下水）が、河川等の水域環境に影響を及ぼすか。水生生物等への影響を減らす対策はなされるか。 (e) 温排水の放流や冷却水の大量の取水、浸出水の排出が周辺水域の生態系に悪影響を与えるか。	(a)Y (b)Y (c)－ (d)Y (e)Y	建設計画時に策定
4 社会 環境	(1) 住民移転	(a) プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転は生じるか。生じる場合は、移転による影響を最小限とする努力がなされるか。 (b) 移転する住民に対し、移転前に補償・生活再建対策に関する適切な説明が行われるか。 (c) 住民移転のための調査がなされ、再取得価格による補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が立てられるか。 (d) 補償金の支払いが移転前に行われるか。 (e) 補償方針は文書で策定されているか。 (f) 移転住民のうち特に女性、子供、老人、貧困層、少数民族・先住民等への社会的弱者に適切な配慮がなされた計画か。 (g) 移転住民について移転前の合意は得られるか。 (h) 住民移転を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な実施能力と予算措置が講じられるか。 (i) 移転による影響のモニタリングが計画されるか。 (j) 苦情処理の仕組みが構築されているか。	(a) N (b)－ (c)－ (d)－ (e)－ (f)－ (g)－ (h)－ (i)－ (j)－	炭鉱近傍であり住民はなく、住民移転はない。建設計画時に詳細を策定。

	(2) 生活・生計	<p>(a) プロジェクトによる住民の生活への悪影響はあるか。必要な場合は影響を緩和する配慮が行われるか。</p> <p>(b) プロジェクトの実施により必要となる社会基盤の整備は十分か(病院・学校、道路等)。不十分な場合、整備計画はあるか。</p> <p>(c) プロジェクトに伴う大型車両等の運行によって周辺の道路交通に影響はあるか。必要に応じて交通への影響を緩和する配慮が行われるか。</p> <p>(d) プロジェクト活動に伴う作業員等の流入により、疾病の発生 (HIV 等の感染症を含む) の危険はあるか。必要に応じて適切な公衆衛生への配慮が行われるか。</p> <p>(e) プロジェクトによる取水 (地表水、地下水) や温排水の放流が、既存の水利用、水域利用(特に漁業) に影響を及ぼすか。</p>	<p>(a)Y</p> <p>(b)Y</p> <p>(c)Y</p> <p>(d)Y</p> <p>(e)Y</p>	建設計画時に策定
	(3) 文化遺産	<p>(a) プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なう恐れはあるか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。</p>	(a)N	重大なものはない
4 社 会 環 境	(4) 景 観	<p>(a) 特に配慮すべき景観が存在する場合、それに対し悪影響を及ぼすか。影響がある場合には必要な対策は取られるか。</p>	(a)N	重大なものはない
	(5) 少数民族、先住民族	<p>(a) 当該国の少数民族、先住民族の文化、生活様式への影響を軽減する配慮がなされているか。</p> <p>(b) 少数民族、先住民族の土地及び資源に関する諸権利は尊重されるか。</p>	<p>(a)ー</p> <p>(b)ー</p>	住民無
	(6) 労働環境	<p>(a) プロジェクトにおいて遵守すべき当該国の労働環境に関する法律が守られるか。</p> <p>(b) 労働災害防止に係る安全設備の設置、有害物質の管理等、プロジェクト関係者へのハード面での安全配慮が措置されるか。</p> <p>(c) 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育 (交通安全や公衆衛生を含む) の実施等、プロジェクト関係者へのソフト面での対応が計画・実施されるか。</p> <p>(d) プロジェクトに関係する警備要員が、プロジェクト関係者・地域住民の安全を侵害することのないよう、適切な措置が講じられるか。</p>	<p>(a)ー</p> <p>(b)ー</p> <p>(c)ー</p> <p>(d)ー</p>	EPC 契約で管理必要

5 そ の 他	(1) 工事中の影響	(a) 工事中の汚染（騒音、振動、濁水、粉じん、排ガス、廃棄物等）に対して緩和策が用意されるか。 (b) 工事により自然環境（生態系）に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。 (c) 工事により社会環境に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	(a)－ (b)－ (c)－	EPC 契約で管理必要
	(2) 事故防止対策	(a) 石炭火力の場合、貯炭所の自然発火を防止するよう計画されるか（散水設備等）。	(a)－	近傍炭鉱の貯炭場と同種設備の導入
	(3) モニタリング	(a) 上記の環境項目のうち、影響が考えられる項目に対して、事業者のモニタリングが計画・実施されるか。 (b) 当該計画の項目、方法、頻度等はどのように定められているか。 (c) 事業者のモニタリング体制（組織、人員、機材、予算等とそれらの継続性）は確立されるか。 (d) 事業者から所管官庁等への報告の方法、頻度等は規定されているか。	(a)－ (b)－ (c)－ (d)－	炭鉱炭鉱開発業者 発電所 EDM
6 留 意 点	他の環境チェックリストの参照	(a) 必要な場合には、送変電・配電に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること（送変電・配電施設の建設を伴う場合等）。 (b) 必要な場合は、港湾に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること（港湾設備の建設を伴う場合等）。	(a)－ (b)－	
	環境チェックリスト使用上の注意	(a) 必要な場合には、越境または地球規模の環境問題への影響も確認する（廃棄物の越境処理、酸性雨、オゾン層破壊、地球温暖化の問題に係る要素が考えられる場合等）。	(a)－	

Source : ヒアリングを基に調査団作成

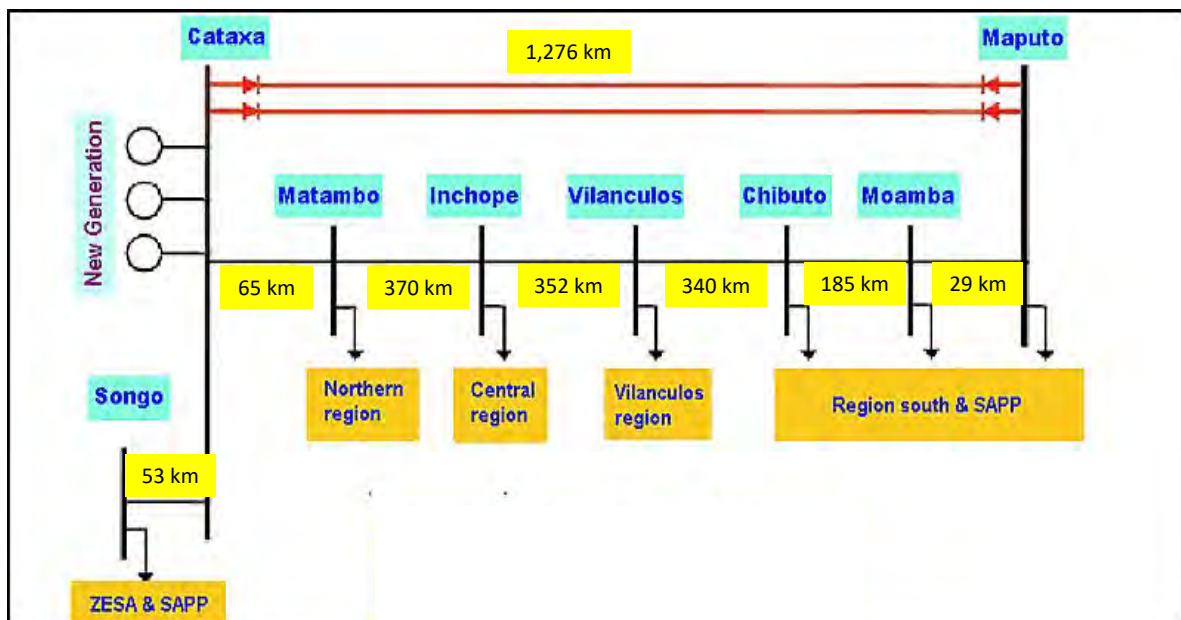
(3) STE backbone プロジェクト (HVAC)

STE backbone プロジェクトは、モザンビーク北部の大規模包蔵水力、石炭資源を用いた電源を発電原資にモザンビーク国内系統を整備しつつ、首都であるマプトおよび南アフリカへ送電するプロジェクトである。本プロジェクトは、Cataxa - Maputo 間において、400kV の交流一回線および 500kV 直流第一回線（フェーズ 1）、500kV 直流第二回線（フェーズ 2）（最終的に 400kV 交流一回線、500kV 直流二回線）が計画されている（プロジェクト系統構成は、図 6.6-1 参照）。

また、Cataxa - Inchope 間の国内送電区間は、モザンビーク北部からジンバブエを經由して南アフリカへ電力供給するための MoZiSa プロジェクトと共通部分として開発が検討されている。

STE backbone プロジェクト (HVAC) は、モザンビーク南部と中部・北部系統の系統連系を通じて国内系統の拡充と沿線下需要点（都市）の電力品質向上、経済発展を促す重要なプロジェクトであり、かつ総亘長 1,341km の長距離送電線における低送電ロス化対策や沿線での電源開発に対して、送電容量の増大化等本邦技術の適用可能性が高いプロジェクトと考える。

2016 年 10 月時点の情報では、EIA をアップデートするため当該コンサルタントとの契約交渉中とのことであった。



Source : EDM 資料 (2016)

図 6.6-1 STE backbone プロジェクト

1) インタビュー

EDM の Transmission Network division から、プロジェクト概要および環境影響に関するヒアリングを実施した。

ヒアリングの実施日と相手¹¹³を表 6.6-9 に示す。

¹¹³ 2016 年 10 月時点において、当プロジェクト責任者は決定しておらず、Transmission Network division にインタビューを実施した。

表 6.6-9 STE backbone プロジェクト面談者

ヒアリング日	所属	役職	氏名
12 Oct. 2016	EDM Transmission Network	Deputy Director - - -	Ms. Esmeralda Calima Ms. Olga Cheila Utchavo Ms. Aissa Naino (EIA 担当) Ms. Yara Assia Cabra
13 Oct. 2016	EDM Transmission Network	- -	Ms. Olga Cheila Utchavo Ms. Aissa Naino (EIA 担当)
14 Oct. 2016	EDM Transmission Network	Deputy Director	Ms. Esmeralda Calima

Source : JICA 調査団

表 6.6-10 STE backbone プロジェクト概要

	送電区間	亘長 (km)	送電容量 (MW)	想定 完工年	進捗	EIA レポート 環境配慮上の懸念
	HVAC 400kV Songo - Cataxa	53	970	2020	FS done (2011)	EIA updating (2016) インタビュー時点で問題顕在化無
1	HVAC 400kV Cataxa - Matambo	65	970	2020	FS done (2011)	EIA updating (2016) インタビュー時点で問題顕在化無
2	HVAC 400kV Matambo - Inchope	370	970	2020	FS done (2011)	EIA updating (2016) インタビュー時点で問題顕在化無
3	HVAC 400kV Ichope - Vilaculos	352	970	2021	FS done (2011)	EIA updating (2016) インタビュー時点で問題顕在化無
4	HVAC (phase 1) 400V Vilanculos - Maputo	554	970	2021	FS done (2011)	EIA updating (2016) インタビュー時点で問題顕在化無
5	HVDC Phase I 535kV Cataxa - Maputo	1,276		2020	FS done (2011)	EIA updated (2016) インタビュー時点で問題顕在化無
6	HVDC Phase II 535kV Cataxa - Maputo	1,276		2024	FS done (2011)	EIA updated (2016) インタビュー時点で問題顕在化無

Source : 2016年10月時点ヒアリング結果を基に調査団作成

2) 考察

2016年10月時点、EIA レポートは更新中であり、インタビューを通じて本プロジェクトの環境社会配慮面から問題点を確認した。

送電線プロジェクトにおける環境社会配慮面で一番の懸念は住民の移転問題だが、本プロジェクトについて大きな問題は無いとの回答を得た。また、ヒアリングから得られた情報を基に、JICA が規定する環境チェックリストを記載した。ヒアリングでは、チェックリストに記載のある細かいチェック事項や対応策まで確認することができなかつたため、今後、EIA レポートを入手あるいは更なるヒアリングを行い、環境社会配慮上の問題点の有無を確認する必要がある。

また、STE バックボーンプロジェクト (HVAC) の想定送電線敷設ルートに関し、国定公園や飛行場等の環境社会配慮面から問題となる地域や施設の確認を行った (図 6.6-2 参照)。同図に示す通り、送電線建設に対する懸念は認められなかった。



Source : JICA 調査団

図 6.6-2 環境社会配慮上懸念となる地域・施設の確認 STE backbone (HVAC)

表 6.6-11 環境チェックリスト (STE backbone (HVAC))

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes Y No N Uncertain-	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由、根拠、緩和策等)
1 許認可・説明	(1) EIA および環境許認可	(a) 環境アセスメント評価報告書 (EIA レポート)等は作成済みか。 (b) EIA レポート等は当該国政府により承認されているか。 (c) EIA レポート等の承認は付帯条件を伴うか。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。 (d) 上記以外に、必要な場合には現地の所管官庁からの環境に関する許認可は取得済みか。	(a)N (b)N (c)- (d)-	(a)EIA updating (b)EIA updating (c)N/A (d)N/A
	(2) 現地ステークホルダーへの説明	(a) プロジェクトの内容および影響について、情報公開を含めて現地ステークホルダーに適切な説明を行い、理解を得ているか。 (b) 住民等からのコメントを、プロジェクト内容に反映させたか。	(a)Y (b)Y	(a)ヒアリングによる (b)ヒアリングによる
	(3) 代替案の検討	(a) プロジェクト計画の複数の代替案は (検討の際、環境・社会に係る項目も含めて) 検討されているか。	(a)-	(a)N/A
2 汚染対策	(1) 水質	(a) 盛土部、切土部等の表土露出部からの土壌流出によって周辺河川下流水域の水質が悪化するか。水質悪化が生じる場合、対策が用意されるか。	(a)-	(a) N/A
3 自然環境	(1) 保護区	(a) サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地するか。プロジェクトが保護区に影響を与えるか。	(a)N	(a)ヒアリングによる
	(2) 生態系	(a) サイトは原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地 (珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等) を含むか。 (b) サイトは当該国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含むか。 (c) 生態系への重大な影響が懸念される場合、生態系への影響を減らす対策はなされるか。 (d) 野生生物及び家畜の移動経路の遮断、生息地の分断等に対する対策はなされるか。 (e) 事業実施に伴う森林破壊や密猟、砂漠化、湿原の乾燥等は生じるか。外来種 (従来その地域に生息していなかった種)、病害虫等が移入し、生態系が乱される恐れはあるか。これらに対する対策は用意されるか。 (f) 未開発地域に建設する場合、新たな地域開発に伴い自然環境が大きく損なわれるか。	(a)- (b)- (c)- (d)- (e)- (f)-	(a)N/A (b)N/A (c)N/A (d)N/A (e)N/A (f)N/A
	(3) 地形・地質	(a) 送配電線ルート上に土砂崩壊や地滑りが生じそうな地質の悪い場所はあるか。悪い場合は工法等で適切な処置が考慮されるか。 (b) 盛土、切土等の土木作業によって、土砂崩壊や地滑りは生じるか。土砂崩壊や地滑りを防ぐための適切な対策が考慮されるか。 (c) 盛土部、切土部、土捨て場、土砂採取場からの土壌流出は生じるか。土砂流出を防ぐための適切な対策がなされるか。	(a)- (b)- (c)-	(a)N/A (b)N/A (c)N/A

4 社 会 環 境	(1) 住民移転	(a) プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転は生じるか。生じる場合は、移転による影響を最小限とする努力がなされるか。 (b) 移転する住民に対し、移転前に補償・生活再建対策に関する適切な説明が行われるか。 (c) 住民移転のための調査がなされ、再取得価格による補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が立てられるか。 (d) 補償金の支払いは移転前に行われるか。 (e) 補償方針は文書で策定されているか。 (f) 移転住民のうち特に女性、子供、老人、貧困層、少数民族・先住民族等の社会的弱者に適切な配慮がなされた計画か。 (g) 移転住民について移転前の合意は得られるか。 (h) 住民移転を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な実施能力と予算措置が講じられるか。 (i) 移転による影響のモニタリングが計画されるか。 (j) 苦情処理の仕組みが構築されているか。	(a)N (b)- (c)- (d)- (e)- (f)- (g)- (h)- (i)- (j)-	(a)ヒアリングによる (b)N/A (c)N/A (d)N/A (e)N/A (f)N/A (g)N/A (h)N/A (i)N/A (j)N/A
	(2) 生活・生計	(a) プロジェクトによる住民の生活への悪影響が生じるか。必要な場合は影響を緩和する配慮が行われるか。 (b) 他の地域からの人口流入により病気の発生（HIV等の感染症を含む）の危険があるか。必要に応じて適切な公衆衛生への配慮が行われるか。 (c) 鉄塔等による電波障害は生じるか。著しい電波障害が予想される場合は、適切な対策が考慮されるか。 (d) 送電線を建設することによる線下補償等が国内法に従い実施されるか。	(a)- (b)- (c)- (d)-	(a)N/A (b)N/A (c)N/A (d)N/A
	(3) 文化遺産	(a) プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なう恐れはあるか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。	(a)-	(a)N/A
	(4) 景観	(a) 特に配慮すべき景観が存在する場合、それに対し悪影響を及ぼすか。影響がある場合には必要な対策はとられるか。	(a)-	(a)N/A
	(5) 少数民族、先住民族	(a) 当該国の少数民族、先住民族の文化、生活様式への影響を軽減する配慮がなされているか。 (b) 少数民族、先住民族の土地及び資源に関する諸権利は尊重されるか。	(a)N (b)N	(a)ヒアリングによる (b)ヒアリングによる
	(6) 労働環境	(a) プロジェクトにおいて遵守すべき当該国の労働環境に関する法律が守られるか。 (b) 労働災害防止に係る安全設備の設置、有害物質の管理等、プロジェクト関係者へのハード面での安全配慮が措置されるか。 (c) 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育（交通安全や公衆衛生を含む）の実施等、プロジェクト関係者へのソフト面での対応が計画・実施されるか。 (d) プロジェクトに関する警備要員が、プロジェクト関係者・地域住民の安全を侵害することのないよう、適切な措置が講じられるか。	(a)- (b)- (c)- (d)-	(a)N/A (b)N/A (c)N/A (d)N/A

5 その他	(1) 工事中の影響	(a) 工事中の汚染（騒音、振動、濁水、粉じん、排ガス、廃棄物等）に対して緩和策が用意されるか。 (b) 工事により自然環境（生態系）に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。 (c) 工事により社会環境に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	(a)- (b)- (c)-	(a)N/A (b)N/A (c)N/A
	(2) モニタリング	(a) 上記の環境項目のうち、影響が考えられる項目に対して、事業者のモニタリングが計画・実施されるか。 (b) 当該計画の項目、方法、頻度等は適切なものと判断されるか。 (c) 事業者のモニタリング体制（組織、人員、機材、予算等とそれらの継続性）は確立されるか。 (d) 事業者から所管官庁等への報告の方法、頻度等は規定されているか。	(a)- (b)- (c)- (d)-	(a)N/A (b)N/A (c)N/A (d)N/A
6 留意点	他の環境チェックリストの参照	(a) 必要な場合は、道路に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること。	(a)-	(a)N/A
	環境チェックリスト使用上の注意	(a) 必要な場合には、越境または地球規模の環境問題への影響も確認する（廃棄物の越境処理、酸性雨、オゾン層破壊、地球温暖化の問題に係る要素が考えられる場合等）。	(a)-	(a)N/A

Source : ヒアリングを基に調査団作成

第7章 将来的な協力可能性事業の検討

7.1 提言

本調査では、SAPP 加盟各国の電力開発計画の状況、およびそれを基にした今後支援すべき期待案件リストを導出した。このリスト内の案件を確実に日本の支援にて実施、また本邦技術の導入までを見据えた支援を実現するためには、以下のような具体的活動が必要と考える。

- SAPP PAU への具体的支援による積極的なプロジェクトへの関与
- プロジェクト関係国へのプロジェクト関与を実現する積極的支援（専門家）の実施
- プロジェクト関係国へのマスタープラン策定支援の実施
- 南アフリカ国内技術支援

(1) SAPP-PAU への具体的支援による積極的なプロジェクトへの関与

SAPP 優先開発プロジェクトをはじめとする大規模プロジェクトを推進・管理する機関を表 7.1-1 に示す。

表 7.1-1 プロジェクト推進に関与する機関一覧

機関	関与
SAPP 事務局	プロジェクトの監理支援。SAPP PAU より報告され折衝・仲裁を実施。
SADC	SAPP 事務局より進捗報告を受ける。SADC 加盟国電力大臣会議への答申。
COMESA	優先プロジェクトに対し調査資金を支援。プロジェクト進捗を管理。
SAPP PAU	実質的なプロジェクト管理支援部署。プロジェクト推進のために当該ユーティリティを支援。
各国電力ユーティリティ	実務担当部署であり基本的検討を実施。SAPP PAU より支援を受ける。

Source : JICA 調査団

前章までに記載したように、現在 SAPP 事務局では WB の支援を受け、各優先プロジェクトの早期実現を後押しするよう SAPP PAU を設置した。

SAPP PAU は SAPP 事務局にて実施していた各国際電源・国際連系線プロジェクトの監理を強化するために要員資源を増強し、監理する位置づけにある。しかし、SAPP PAU も常勤 5 人を配するのみで、具体的な各プロジェクトの調査支援、監理は、外部コンサルタントを外注している。

本邦技術の導入のためには、調査段階から深くプロジェクト設計に関与する必要があると、国際連系線等建設義務を持つ双方の国の技術仕様を統括する等の効率的な観点を考えると、SAPP PAU が最もキーとなる機関である。

また、策定した技術仕様は SAPP 事務局下 Planning Sub-Committee を通じて広く SAPP 加盟国へ流布することも可能である。

(2) プロジェクト関係国へのプロジェクト関与を実現する積極的支援（専門家）の実施

本調査では、SAPP 地域東側の国際連系線プロジェクト（東部回廊）にスポットを当てた。このプロジェクトを確実に推進するために関係国（ザンビア、タンザニア、モザンビーク）への人材育成を行いつつ、技術的側面から情報収集、技術要件策定支援のできる専門家の派遣が必要である。

(3) プロジェクト関係国へのマスタープラン策定支援の実施

東部回廊を確実に実施するため、あるいは Inga 3 発電電力の南アフリカおよび中継国候補には当該国の電力関係機関の技能養成を加味した電力マスタープラン調査或いはこれに準ずる支援を行う必要がある。

表 7.1-2 JICA による電力マスタープラン策定支援

対象国	JICA の支援状況（電力マスタープラン調査）
タンザニア	電力マスタープラン調査実施中（2014 年 6 月～2017 年 3 月）
モザンビーク	電力マスタープラン調査実施中（2016 年 11 月～2017 年 9 月）
ザンビア	2010 年に電力マスタープラン調査実施済み。
アンゴラ	2017 年～2018 年にかけて、電力マスタープラン調査実施予定

Source : JICA 情報を基に調査団作成

いずれの対象国も JICA による電力マスタープラン調査を実施、或いは今後実施する予定だが、ザンビアに関しては、再度調査が必要である。

ザンビアは、地勢的に SAPP 北部地域の電力ハブとなる国の一つであり、コンゴ民主、タンザニアとの国際連系に加え、マラウイ、モザンビークとの国際連系を画策している。また、アンゴラからも国際連系を望まれている。2010 年に実施したザンビア国電力マスタープラン調査においては、現時点のような国際連系を切望される状況は想定されておらず、自国余剰供給力を海外へ放出する想定が検討された。

また、現在、Inga 3（4,800MW 発電容量）のうち 2,500MW を南アフリカに輸送するルートの検討が行われており、HVDC による電力輸送か 500kV 基幹系統の建設により給電する方法を検討中とのことであった。最上位電圧階級として 330kV を採用するザンビアは、他の SAPP 加盟国と異なる最上位電圧階級を使用する唯一の国となってしまっている¹¹⁴。今後の採用電圧階級の課題やその対応技術（BTB¹¹⁵を用いた非同期連系等）は SAPP 系統の増強の先駆的モデルになることも期待できる。

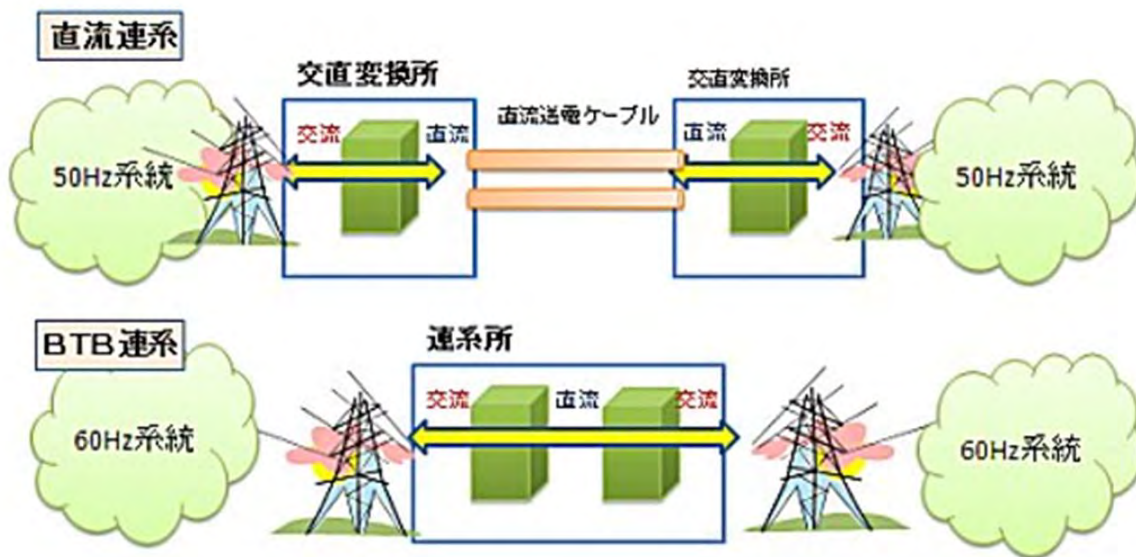
(4) 国内技術支援等

南アフリカは本調査にて提案する東部回廊を含め回廊計画の終端であり、最大の系統容量を持つ。南アフリカの電源開発の進捗を含めた系統運用状況は、今後の SAPP の進展に大きく寄与するため、南アフリカ・Eskom への技術支援を含めた包括的な支援が必要である。

現地セミナー、本邦招聘プログラムを通じて南アフリカ電力技術者からは、太陽光の大量導入を含めた広域系統運用の安定性保持に関する技術等高い関心が寄せられた。よって、南アフリカ電力技術者に対する技術研修等を含めた積極的な技術支援を推薦したい（表 7.1-3 参照）。

¹¹⁴ ジンバブエも 330kV を採用しているが、現在 400kV を最上位電圧階級とするよう移行中である。

¹¹⁵ Back to back. 交流系統（電力）を一旦直流設備を用いて直流化し再度交流に変換する設備。



同一周波数の系統では、多くの場合、そのまま送電線で接続し、交流で連系される。交流連系は設備が単純で済むが、広域に連系することで周波数の擾乱の影響が波及しやすいなどのデメリットもあり、この対策として、直流連系が採用される。

特に、中部電力と北陸電力の系統の境界である南福光連系所は、1カ所に交直変換用サイリスタバルブを二つ背中合わせに設置しており、BTB（Back to Back）と呼ばれる。中部電力系統と関西電力系統、関西電力系統と北陸電力系統はそれぞれ交流で連系されていることによるループ状構成時の系統制御の困難さを解消している。

Source：日経テクノロジー記事を基に調査団作成

図 7.1-1 BTB

表 7.1-3 南アフリカ向け技術支援案

技術支援要件	概要
二回線鉄塔設計	首都圏への送電増容量を可能にする鉄塔設計手法に関する支援
ガス火力を用いた再生可能エネルギーとのバランス運用	太陽光発電による不安定発電出力ガス火力発電にて補償する手法に関する支援
スマートグリッド技術を用いた地域需給調整方法	大容量太陽光発電導入地域における電池等を用いた出力安定化手法と給電運用に関する支援
地域無効電力調整と系統安定度を加味した自動制御装置	無効電力調整を地域毎に自動調整し系統安定性を確保する手法および系統故障発生による過渡安定度を確保する手法に関する支援
石炭火力運用保守	効率を維持する石炭火力運用手法に関する支援

Source：JICA 調査団

