

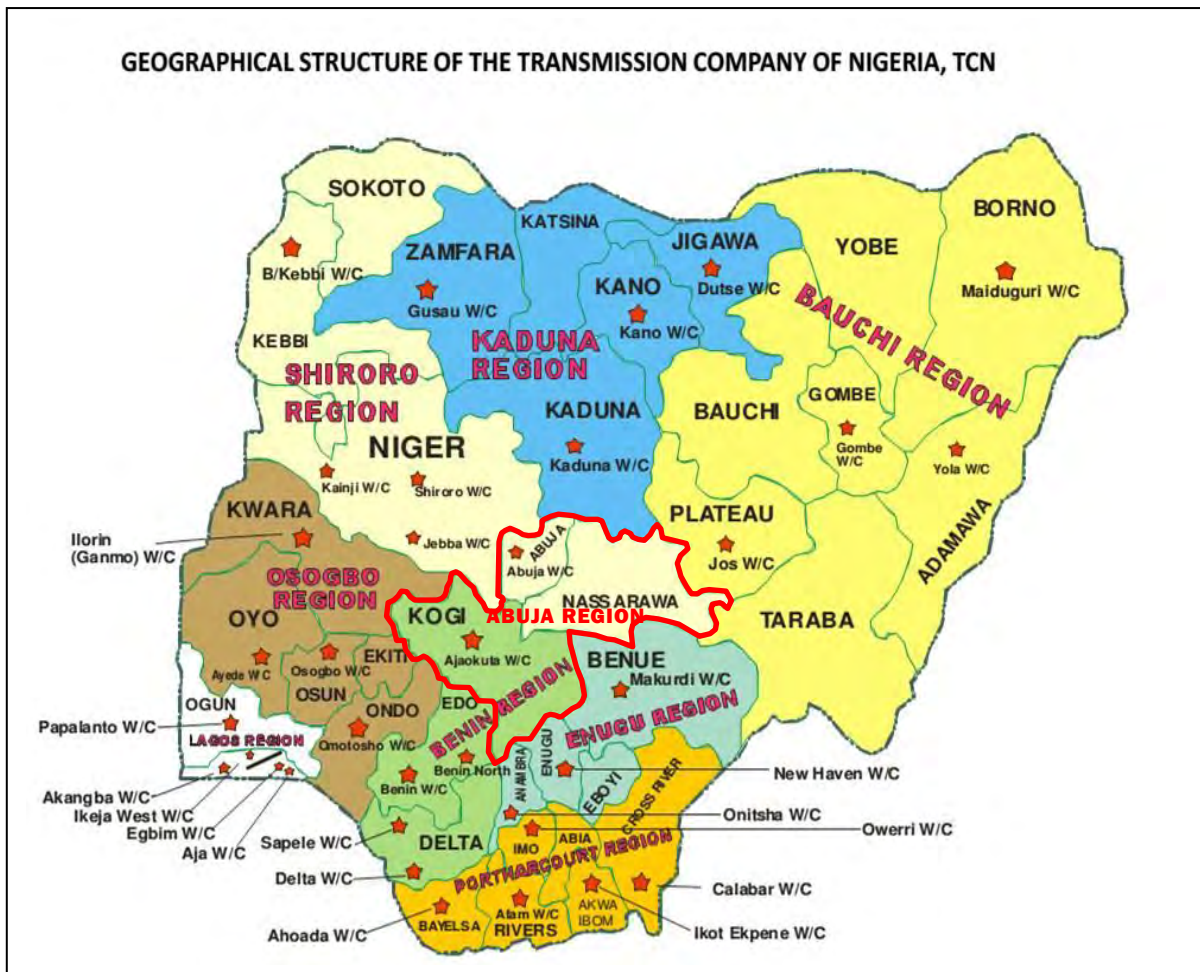
第7章 送電開発計画

第7章 送電開発計画

7-1 送電系統及び電力供給の概要

7-1-1 TCNの送電計画と運用対象

TCNは最適な送電計画を策定するためにナイジェリア国内を8の送電地域に分けて、設備計画と運用を行ってきたが、2018年7月12日に新たに Abuja Region (FCT (Abuja), Nasarawa and Kogi states) が設けられたため、現在は9地域に分かれている。図7-1.1に9の地域分けを示す。



出所：TCN

図 7-1.1 ナイジェリア国内の TCN の地理的構図 (TCN)

ナイジェリア国内の電力供給は、民営化された発電会社、国営の送電公社と民営化された配電会社 (DisCo、11 社) が実施している。各 DisCo の担当地域を図 7-1.2 に示す。北部よりも南部の方が、人口が多く産業も集中しているため、電力消費量も格段に多い。例えば、2016 年の北部の Yola の DisCo のピーク負荷は、南部の Ikeja 及び Eko の DisCo のピーク負荷合計の 11% に過ぎない。



出所：TCN

図 7-1.2 ナイジェリア国内における DisCo の管轄地域区分

7-1-2 既設及び計画中の電力系統及び送電網

既設、建設中及び計画中の 330 kV 送電網と 132 kV 送電網をそれぞれ Annex 7.1a (2018 年 1 月時点)、Annex 7.1b (2018 年 3 月時点) に示す。また、既設送電網の単線結線図 (2016 年 7 月時点) を Annex 7.1c に示す。既設の送電線の設備諸元を Annex 7.1d に、既設の変圧器の設備諸元を Annex 7.1e に示す。

TCN の送電網に設置されているリアクトルとコンデンサを表 7-1.1 及び表 7-1.2 にそれぞれ示す。故障中のコンデンサのうち修繕可能なものについてはすべて修理され、その他についても計画通りに運用開始されるという仮定の下、表 7-1.2 では新設のものも既に設置されたものとして取り扱う。

表 7-1.1 既設の分路リアクトル

番号	変電所	電圧 (kV)	MX (MVar)	切り替えの可否 (Y:可、N:不可)
1	KANO	330	-75.00	Y
2	GOMBE	330	-50.00	Y
3	GOMBE	330	-50.00	Y
4	YOLA	330	-75.00	Y
5	KADUNA	330	-75.00	Y
6	JOS	330	-75.00	Y
7	JEBBA T.S.	330	-75.00	Y
8	JEBBA T.S.	330	-75.00	Y
9	OSHOGBO	330	-75.00	N
10	BENIN	330	-75.00	Y

番号	変電所	電圧 (kV)	MX (MVar)	切り替えの可否 (Y:可、N:不可)
11	BENIN	330	-75.00	Y
12	ALAOJI	330	-75.00	Y
13	IKEJA WEST	330	-75.00	Y
14	IKEJA WEST	330	-75.00	Y
15	KATAMPE	330	-75.00	Y
16	MAKURDI	330	-75.00	Y
17	ONITSHA	330	-75.00	Y
18	OKEARO	330	-75.00	Y
19	GOMBE	33	-30.00	Y
20	GOMBE	33	-30.00	Y
21	YOLA	33	-30.00	Y
22	YOLA	33	-30.00	Y

出所：JICA 調査団作成

表 7-1.2 既設の進相コンデンサ

番号	変電所	電圧 (kV)	進相 コンデンサ (MVar)	状況	今後の予定
1	Kumbotso	330	50	運転中	-
2	Kumbotso	330	50	運転中	-
3	Akangba A	132	72	据付完了、運用開始前	運用開始予定
4	Akangba B	33	24	据付完了、運用開始前	運用開始予定
5	Akoka	33	24	据付完了、運用開始前	運用開始予定
6	Alausa	33	24	据付完了、運用開始前	運用開始予定
7	Alimosho	33	24	据付完了、運用開始前	運用開始予定
8	Ejigbo	33	24	据付完了、運用開始前	運用開始予定
9	Ijora	33	24	据付完了、運用開始前	運用開始予定
10	Isolo	33	24	据付完了、運用開始前	運用開始予定
11	Ogba	33	24	据付完了、運用開始前	運用開始予定
12	Otta	33	24	据付完了、運用開始前	運用開始予定
13	Yandev	33	20	据付完了、運用開始前	運用開始予定
14	Ikorodu	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
15	Ikorodu	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
16	Abeokuta	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
17	Abeokuta	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
18	Iseyin	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
19	Aiyede	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
20	Aiyede	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
21	Agbara	33	20	稼動可能、運用開始済	-
22	Ijebuode	33	20	稼動可能、運用開始済	-
23	Shagamu	33	20	稼動可能、運用開始済	-
24	Irua	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
25	Ilorin	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
26	Akure	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
27	Awka	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
28	Uyo	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
29	Effurum	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
30	Amkpe	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
31	Akwanga	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
32	Akwanga	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
33	Minna	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
34	Minna	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
35	Kontagora	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
36	Kontagora	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能

番号	変電所	電圧 (kV)	進相コンデンサ (MVar)	状況	今後の予定
37	Zaria	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
38	Zaria	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
39	Kaduna Town	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
40	Kaduna Town	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
41	Dakata	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
42	Dakata	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
43	Apir	33	20	欠陥有、主に CB 故障による	修繕可能
44	Kumbotso	33	20	据付完了、運用開始前	運用開始予定
45	Okene	33	20	据付完了、運用開始前	運用開始予定
46	Dan-Agundi	33	20	据付完了、運用開始前	運用開始予定
47	Katsina	33	20	据付完了、運用開始前	運用開始予定
48	Ife	33	20	据付完了、運用開始前	運用開始予定
49	Ayede	33	20	据付完了、運用開始前	運用開始予定
50	Ijebu-Ode	33	20	据付完了、運用開始前	運用開始予定
51	Shagamu	33	20	据付完了、運用開始前	運用開始予定
52	Iseyin	33	20	据付完了、運用開始前	運用開始予定
53	Ilorin	33	20	据付完了、運用開始前	運用開始予定
54	Akure	33	20	据付完了、運用開始前	運用開始予定
55	Apo	33	20	据付完了、運用開始前	運用開始予定
56	Apo	33	20	据付完了、運用開始前	運用開始予定

出所：JICA 調査団作成

7-1-3 周波数及び電圧の運用規定

国際系統連系規定に基づき送電システムの安定性を保つためには、システムオペレータが送電系統を運転・操作し、周波数制限内で需要家が安定した電力を常時使用できるように、適切な周波数制御を行う必要がある。系統の周波数は 50 Hz である。NCC（中央給電指令所）は Grid Code に基づき平常時の系統周波数を 50 Hz±0.5 %（49.75 – 50.25 Hz）以内で制御するよう努力しているが、実際の運用では 50 Hz±2.5 %（48.75 – 51.25 Hz）となっている。

送配電網の電圧階級は 330 kV、132 kV、66 kV、33 kV、11 kV である。平常運転時の運用基準値は、330 kV 送電系統で 0.85～1.05 pu、132 kV 送電系統で 0.85～1.10 pu である。系統事故等緊急時の規定値は、330 kV 送電系統で 0.80 ～ 1.10 pu、132 kV 送電系統で 0.80 ～ 1.15 pu である。

7-1-4 電力系統における需要と発電設備

7-1-4-1 ピーク需要と発電可能容量

2016 年 12 月時点で系統全体の発電所の定格発電設備容量（運用廃止した設備を除く）は合計 12,310 MW であるが、設備の劣化、故障及び発電用ガス供給量の不足のため、実際に発電可能な容量は定格容量の半分程度となっている。2016 年の発電可能容量は合計 7,877 MW であり、2015 年の 6,401MW と比較して 23.07%高い。そのうち、2016 年火力発電所の発電可能容量は 6,669 MW であり、2015 年の 5,312 MW と比較して 25.53 %高い。2016 年の水力発電所の発電可能容量は 1,208MW であり、2015 年の 1,088MW と比較して 11.07%高い。乾季に記録した 1 日の最大消費電力量は 109,372 MWh（2016 年 2 月 2 日に記録）であり、2015 年の 106,825 MWh

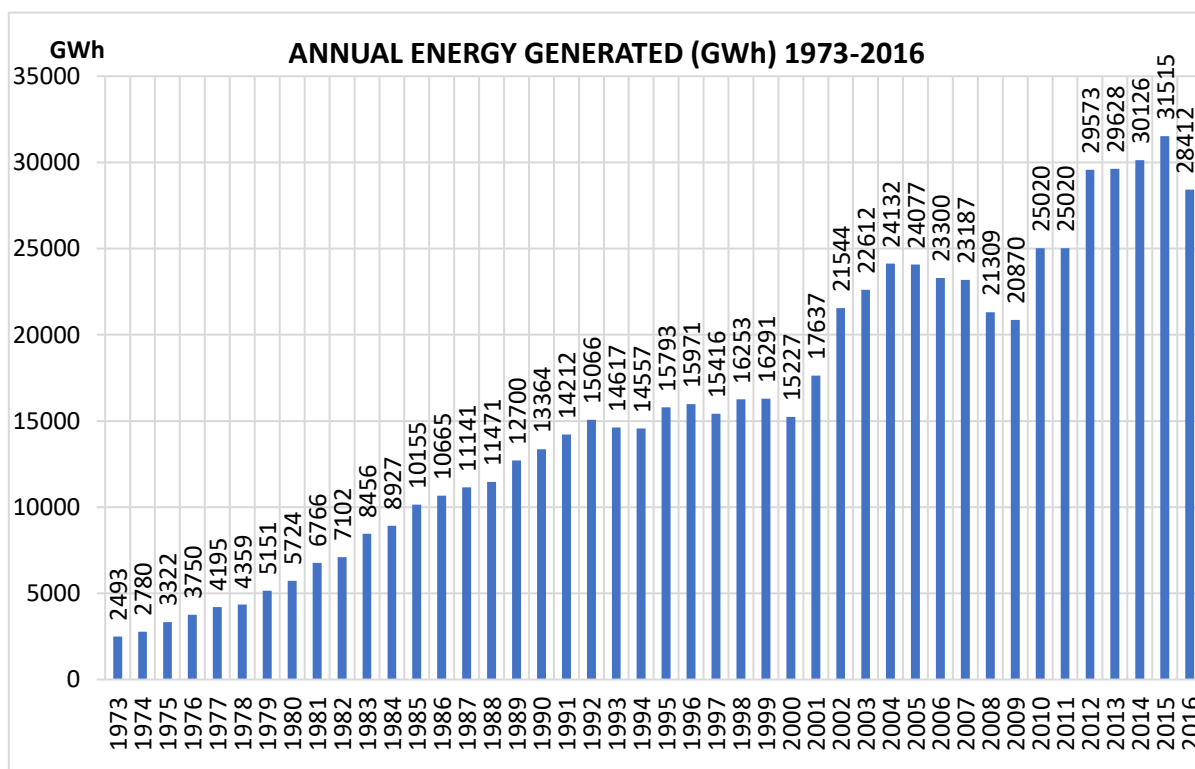
(2015年11月24日に記録)より2,546 MWh (2.38%)高い。過去最大のピーク需要は5,074 MW (2016年2月2日に記録)であり、2015年の4,883 MW (2015年11月23日に記録)より190 MW (3.91%)高い。

運用上の発電の最大出力は、発電設備の運転可否、水力発電所ダムの水位、及び火力発電所へのガス供給状況によって決定され、最大需要とは無関係である。実際の需要は発電可能容量を常に大きく上回る。

2015年12月8日のNCCの運転報告によると、ピーク需要予測(供給した負荷+抑制負荷)は14,639 MWである。至近の2016年2月2日に記録されたピーク電力が5,074 MWであることを勘案すると、実際に電力が供給されているのは潜在需要の40%程度と想定される。この主な理由の一つは、ガス火力発電所がガスの供給不足で稼動していないことにある。例えば、2015年12月8日には約1,500 MWの発電可能である状態のユニットがガスの供給不足により運転されなかった。ガスパイプラインの破壊活動によりガスの供給が中断されたケースもある。

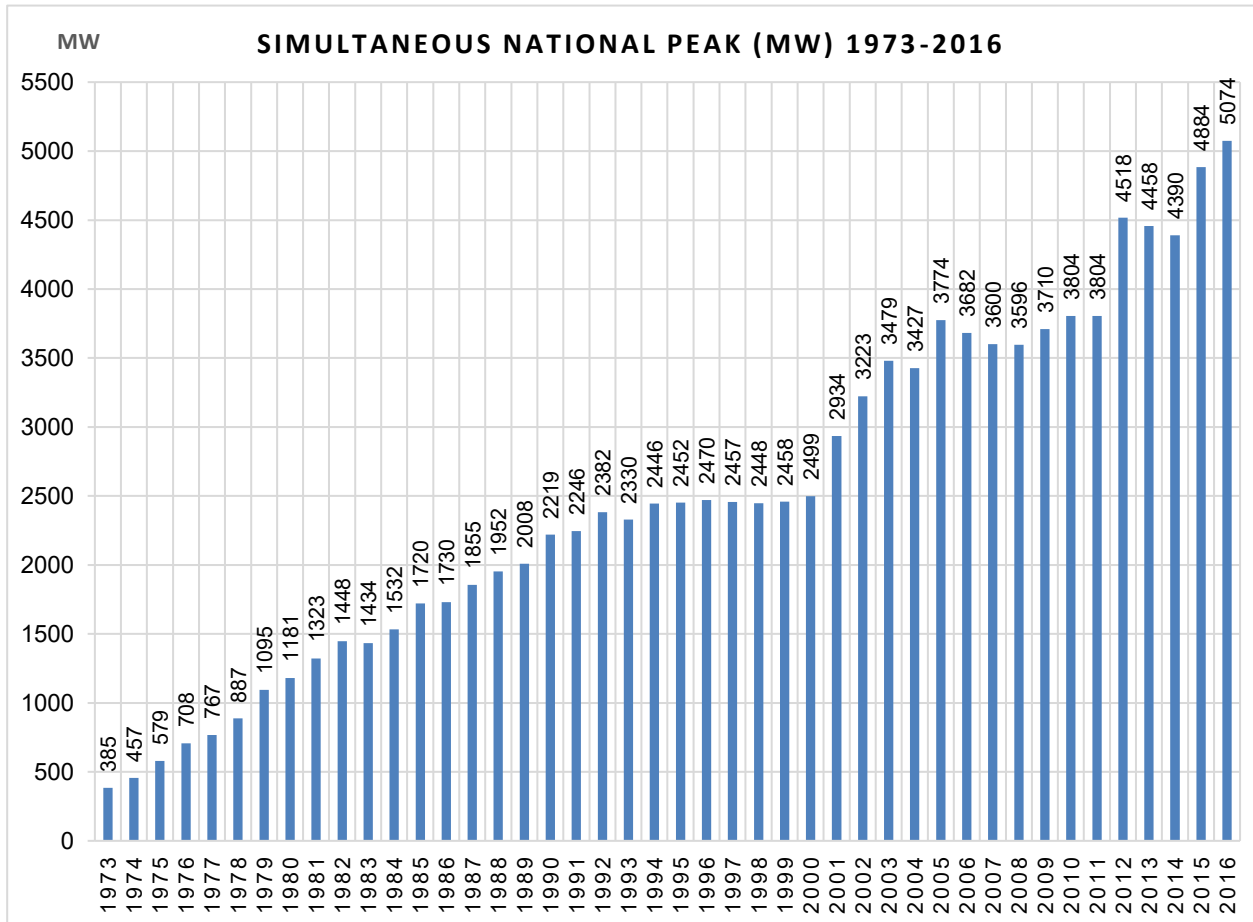
7-1-4-2 ピーク需要と発電電力量の推移

図7-1.3及び図7-1.4に、年間発電電力量及び全国ピーク需要の変遷を示す。ピーク需要は1973年では385 MWであったが2016年には5,074 MWと43年間で約13倍となり、この間の平均伸び率は約6.2%であった。年間発電量は1973年では2,493 GWhであったが2016年には28,412 GWhとなり、この間の平均伸び率は約6%であった。発電電力量及びピーク需要は、伸びが停滞した期間や減少した期間はあるものの、長期的に見れば全体として伸びている。



出所：TCN Annual Report 2016

図 7-1.3 年間発電量



出所：TCN Annual Report 2016

図 7-1.4 全国ピーク需要

7-1-4-3 送電ロス

表 7-1.3 に示すように、2016 年の送電ロスは、送電端電力量の 9.92% に達する。

表 7-1.3 エネルギーバランス概要 (2016 年 1~12 月)

発電電力量 (MWh)	送電端電力量 (MWh)	配電会社への供給電力量 (MWh)	送電ロス (MWh)	送電ロス率 (%)
28,532	28,033	25,251	2,782	9.92

出所：JICA 調査団作成

7-1-4-4 既設の発電設備容量及び新規発電設備の開発

既設の総発電設備容量は 12,310 MW 程度であり、発電会社の情報では 2015 年末には約 9,500 MW の容量が利用可能とされていた。ところが、NCC の統計では、現実には 5,900 MW しか利用できていない。この理由としては、技術や資金の不足により修理やメンテナンスが実施できないこと、燃料供給量の不足やガスパイプラインの破壊による想定外の利用停止などが挙げられる。

また、発電設備の約 20% が 25 年以上経過しており、これらの発電所の一部は 30% 未満の発電効率となっている。このような古い火力発電所の多くは、近い将来に強制的な停止や頻繁な長期

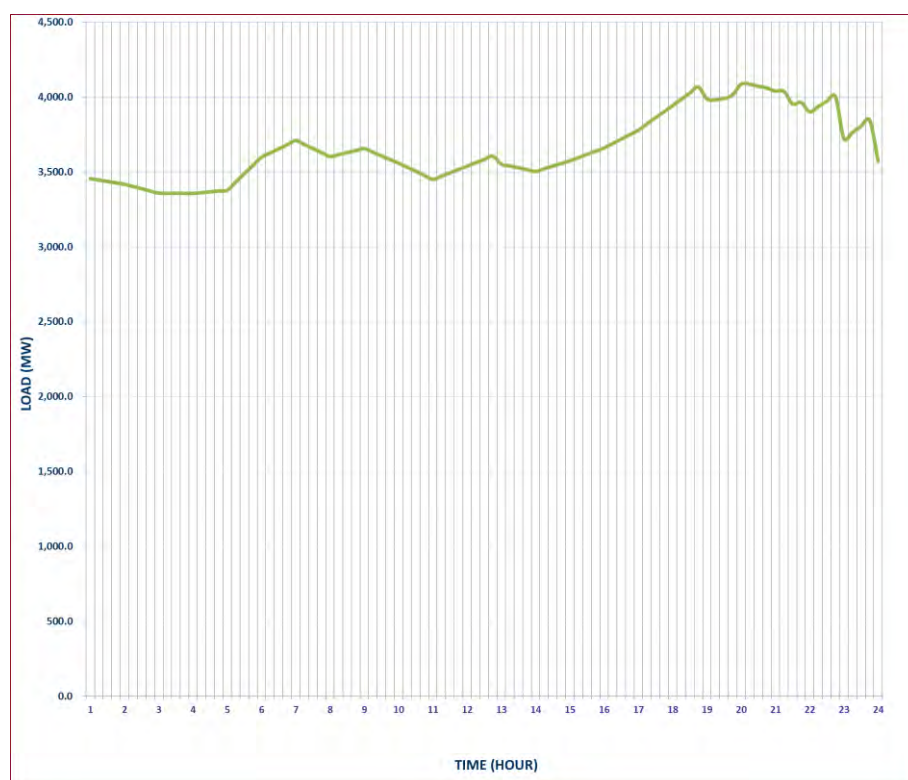
間のメンテナンス停止が必要となることは明らかであり、高効率の新規設備に更新する必要があると考える。

各発電会社は、既設発電設備の中で技術的な理由により停止している設備について、遅くとも 2020 年までには稼働可能にすることで TCN と合意している。

マスタープランでは、既設発電所への新規ユニットの導入及び発電所の新設と平行して、前段で述べた古い設備を持つ発電所の段階的な更新計画を示す。また、全ての既設及び新設の発電設備の概要と建設スケジュールを示す。新たに提案する発電所については、太陽光／風力／水力といった再生可能エネルギーの導入によるエネルギー供給の多様化のみでなく、近代的なガス火力発電所及び石炭火力発電所についても検討する。新規設備の導入は、想定される将来の電力需要増と既設発電所の設備の更新予定を踏まえて検討する。

7-1-4-5 日負荷曲線

代表的な日負荷は電源開発計画の中で示したが、ここでは稀に生じる理想的な日負荷曲線を示す。ナイジェリアの電力需要のピーク時間帯は、20:00～23:00 の夜間である。最小需要の時間帯は、3:00～5:00 の早朝である。



出所：TCN

図 7-1.5 日負荷曲線 (2014 年 10 月 1 日)

7-1-5 TCNが抱える課題

7-1-5-1 概要

ナイジェリアでは、潜在的な電力需要に対して発電可能容量が大幅に不足しており、系統の一部で供給を停止せざるをえない状況である。また、送配電系統の度重なる擾乱のため電力系統の信頼度が低下している。発電可能容量の不足の主な原因は、設備の劣化、故障や発電用ガスの供給不足及び維持管理不足による発電設備の停止である。ガスパイプラインは破壊され、ガス供給が頻繁に断ち切られる状況である。

発電設備を増強する際の主な懸念事項は、追加する発電容量に見合う天然ガスを確実に供給することと、ガスパイプラインネットワークの拡大である。現在、多くの発電所は油田とガス田に近いナイジェリア南部に建設されている。送電系統を信頼度が高く最適な形で拡張するには、南部だけでなく他の地域にも発電所を建設する必要がある。

新規の水力発電所に関する計画があり、太陽光発電、風力発電についても同様に検討中である。しかし、将来的に需要に対して十分な供給力を確保するためには、ガス火力のみならず、石炭火力や原子力発電所の建設を増強計画に織り込む必要がある。9つのTCNの送電計画地域における需要と供給（発電）のバランスは、Benin及びPort Harcourt地域を除く全ての地域において、需要が供給を超えている。Shiroro地域では、新規水力発電所（例えばZungeruなど）が運用開始されれば需給バランスは正常化する。

この不均衡は、主に南部（Port Harcourt、Enugu、Benin、Lagos）に火力発電所が、中西部（Shiroro地域のJebba、Kainji、Shiroro）に水力発電所が集中していることによる。発電設備がほとんどない中央部、北部、北東部地域には、南部から330 kV送電線で長距離送電が行われていることから、それらの地域では無効電力対策用の大規模な補償装置が必要となる。

7-1-5-2 周波数制御

ナイジェリアの系統運用規定（Grid Code）に定められた平常時の周波数運用範囲は50Hz ± 0.5%（49.75～50.25Hz）である。（Grid Code第4章15.3.1節）しかし、供給力不足が深刻でほとんどの発電機でガバナ・フリー運転ができなかったため、この周波数範囲を維持することは事実上困難である。近年では、ガバナ・フリーで運転しているのは、Omosho発電所、NIPPで建設された発電所、そしてOlorunsogo発電所のガス火力発電機のみである。

NCCは、周波数運用範囲外で系統を運用しているため、多大な苦勞を強いられている。主にDisCoによる負荷遮断や製鉄所の変動の大きい負荷に起因する周波数変動が、システムに高調波や電圧フリッカを生じさせている。また、一部の変電所に導入された負荷の遮断と系統からの切り離しを行うリレー（Under Frequency Load Shedding: UFLS）の大半が機能しておらず、負荷遮断に対応するため手動操作による周波数制御を日常的に行っている。

7-1-5-3 電圧制御

2016年は、Grid Codeに定められた電圧の上限値内で運用は確保されていた。下限値については系統の北部で電圧の低下が問題となっていたが、Kano変電所に進相コンデンサを設置したこ

とにより改善された。一部の発電会社では、発電機の AVR が機能していない。

7-1-5-4 送電制約

度重なる送電停止、不適切な保護リレーの整定、回線制限、経年劣化、N-1 基準を満たせない、などの問題がある。また、過負荷となった設備の増強が必要である。

7-1-6 近隣諸国との国際連系

TCN の供給範囲は隣国へとまたがり、ニジェールとベナンはナイジェリアの送電網と国際連系されている。電力輸出量を表 7-1.4 に示す。2016 年にベナンに供給された電力量は 1,275 GWh であり、2015 年の 1,535 GWh と比較して 16.95%減少している。ニジェールには 2016 年に 666 GWh を供給し、これは 2015 年の 692 GWh よりも 3.77%低い。これらの値は 132 kV 送電線を介して供給される電力量のみを示している。その他は 33kV 配電フィーダーを経由して供給されている。ナイジェリアでは、自国内で電力が不足しているが、隣国との国際的な取り決めにより電力輸出を行っている。

表 7-1.4 隣国への電力輸出量

月	ベナン		ニジェール	
	2016 年	2015 年	2016 年	2015 年
1 月	139,232	131,851	62,938	50,440
2 月	137,028	128,821	56,275	57,169
3 月	117,525	133,755	26,202	65,392
4 月	104,796	134,685	25,272	60,292
5 月	86,139	111,132	58,182	54,714
6 月	63,542	125,313	55,506	65,808
7 月	88,775	114,134	66,534	68,606
8 月	97,162	133,044	73,399	67,732
9 月	85,785	120,276	75,060	36,204
10 月	122,435	137,372	80,871	76,198
11 月	116,345	137,028	27,104	35,971
12 月	116,487	128,131	59,355	54,273
TOTAL	1,275,251	1,535,542	666,698	692,799
AVERAGE	106,271	127,962	55,558	57,733

出所：JICA 調査団作成

7-2 進行中のプロジェクト

7-2-1 プロジェクトの内容

2018 年 7 月に近年完了したプロジェクト及び進行中のプロジェクトに関する以下 2 つのリストの最新版を TCN から入手した。それぞれ Annex 7.2a 及び Annex 7.2b に記載する。

- TCN プロジェクトリスト (Annex 7.2a)
- NIPP プロジェクトリスト (Annex 7.2b)

送電拡張計画調査の実施中に、「進行中の全プロジェクトは2020年までに完了する」という前提で計画することをTCNと合意した。この送電網構成に基づき2020～2040年の送電網の更なる拡張を計画するための電力系統計画を策定した。

2020年までの送電網拡張計画に記載されている送電プロジェクトうち、進行中のプロジェクトを除き新たに追加されるプロジェクトの実施には、最低3年を要する（入札図書の準備とコントラクターの選定に1年、プロジェクトの実施に2年）。そのため、2020年までに完了しない見込みのプロジェクトについては、2020年以降の可能な限り早い時期に完了されるよう高い優先度とした。

2020年までに実施予定のTCNとNIPPのプロジェクトは、PSS/Eの2020年ケースに含まれている。これらのプロジェクトはAnnex 7.2a及びAnnex 7.2bに記載されており、PSS/Eの実施対象ケースについてもTCNと協議した決定事項を含む形で修正した。

7-2-2 ドナーによる援助及び将来のドナー動向

7-2-2-1 TCN, NIPP, JICA 及び AFD プロジェクトの内容

Annex 7.2c と Annex 7.2d は Lagos 地域における 330 kV 送電網の構成を示しており、JICA による支援が検討されているプロジェクト、及び AFD (Agence Française de Développement) の資金でアブジャ地域において実施されている以下の進行中のプロジェクトも含まれる。

新設の送電線

- 330 kV Lafia 変電所（新設）から 330/132/33 kV New Apo 変電所までの 330 kV 2 回線送電線 142km
- 330/132/33 kV New Apo 変電所から 132/33 kV Old Apo 変電所までの 132 kV 2 回線送電線 7 km
- 330/132/33 kV New Apo 変電所から 132/33 kV Kuje 変電所（新設）までの 132 kV 2 回線送電線 35 km
- 132/33 kV Kuje 変電所から 330/132/33 kV West Main (Lugbe) 変電所までの 132 kV 2 回線送電線 29 km

新設の変電所

- 330/132/33 kV New Apo 変電所
- 330/132/33 kV West Main (Lugbe) 変電所
- 132/33 kV Kuje 変電所 (Annex 7.4 d1)
- 132/33 kV Wumba / Lokogomato 変電所
- 132/33 kV GIS Gwarimpa 変電所

7-2-2-2 TCN 提案の追加の送電系統拡張・改修対策

2017年12月に提出された世銀支援による送電系統拡張計画に対して、TCNは調査団に追加の送電系統の拡張と改修対策を含めるよう求め、Annex 7.2e1～7.2e6に示される6件のプロジェクトが提案された。同表にはTCNによって見積もられた個々の対策のコストも示されている。同プロジェクトは、表7-2.1に示すドナーからの資金援助を利用して実施する。

表 7-2.1 ドナー支援の見通し

プロジェクト	開発銀行	金額 (million US\$)
Annex 7.2e1	AFD (French Development Agency - Agence Française de Développement)	170
Annex 7.2e2	JICA (Japan International Cooperation Agency)	未定
Annex 7.2e3	AfDB (African Development Bank)	410
Annex 7.2e4	WB (World Bank)	486
Annex 7.2e5	AFD (French Development Agency - Agence Française de Développement)	272
Total		1,338 (JICA を除く)

出所：JICA 調査団作成

2017年10月5日にTCNが提案した主な330 kV及び132 kV送電線のプロジェクトを表7-2.2に示す。これらのドナー支援による送電網拡張と改修/強化対策はできるだけ早く実施される予定であるが、フィージビリティスタディ、入札などの長期間の準備作業を伴う。現段階では、Annex 7.2e1 (AFD-Project)に示す送電系統の拡張のみが進行中であり、2020年までに運用開始する見込みである。他のドナーが融資するプロジェクト (Annex 7.2e2 ~ 7.2e5) については、2020~2025年の実施が期待される。フィージビリティスタディ、環境影響評価、ルート調査、技術仕様書及び入札図書準備、入札、入札評価、契約及び契約金額の合意には、通常2、3年を要する。加えて、建設及び試運転に2、3年かかるものと想定される。

表 7-2.2 TCNの主要な330 kV送電線及び132 kV送電線のプロジェクト

エリア	地域	場所	説明	電圧 (kV)	運用 開始
PROPOSED ABUJA TRANSMISSION RING PROJECT (AFD 1)					
North Central	Abuja	New Apo	Construction of about 172km of new 330 kV double circuit line from Lafia 330 kV Substation (new) to the proposed New Apo 330/132/33 kV Substation.	330	2020
North Central	Abuja	Old Apo	Construction of about 7km of new 132 kV double circuit line from new Apo 330/132/33 kV substation to Old Apo 132/33 kV substation:	132	2020
North Central	Abuja	Old Kuje	Construction of 35 km of new 132 kV double circuit line from New Apo 330/132/33 kV substation to the proposed Kuje 132/33 kV substation.	132	2020
North Central	Abuja	West Main Lugbe	Construction of 29 km of new 132 kV double circuit line from the proposed Kuje 132/33 kV Substation to West Main (Lugbe) 330/132/33 kV substation.	132	2020
LAGOS / OGUN TRANSMISSION PROJECTS (JICA)					
South West	Lagos	New Abeokuta (Kobape)	Ejio (Arigbajo) – New Abeokuta (Kobape) 132 kV D/C Transmission Line (37.8km)	132	調査中
South West	Lagos	Ejio (Arigbajo)	Olorunsogo – Ejio (Arigbajo) 330 kV D/C Transmission Line (12.9km)	330	調査中
South West	Lagos	Ikeja West	Ejio (Arigbajo) – Ikeja West / Osogbo 330 kV D/C Turn in-out (5.9km)	330	調査中
South West	Lagos	Ejio (Arigbajo)	Likosi (Ogijo)- Arigbajo D/C Transmission Line (43.7km)	330	調査中
South	Lagos	Shagamu	132 kV Quad Line (2.3km) from Likosi (Ogijo) – Existing	132	調査中

エリア	地域	場所	説明	電圧 (kV)	運用開始
West			Ikorodu/Shagamu 132 kV 2x D/C Transmission Line		
South West	Lagos	Abule Oba (Redeem)	132 kV D/C Transmission Line (10.3km) from Likosi (Ogijo) – Abule Oba (Redeem).	132	調査中
South West	Lagos	Ikeja West	Makogi (MFM) – Existing Benin (Omotosho)/Ikeja West 330 kV 2 x D/C Transmission Line (4.2km)	330	調査中
South West	Lagos	Ajgunle (New Agbara)	Ejio (Arigbajo) – Ajgunle (New Agbara) 330 kV D/C Transmission Line (30.6 km)	330	調査中
South West	Lagos	Agbara	Ajgunle (New Agbara) – Agbara 132 kV D/C Transmission Line (20.8 km)	132	調査中
South West	Lagos	Badagry	Ajgunle (New Agbara) – Badagry 132 kV D/C Transmission Line (34.2 km)	132	調査中
PROPOSAL FOR NORTH EAST TRANSMISSION INFRASTRUCTURE PROJECT TO BE FINANCED BY AfDB					
North East	Bauchi	Maiduguri - Manguno - Marte - Dikwa - Bama	Construction of a New 321 km, 132 kV Double Circuit Line Between Maiduguri - Manguno - Marte - Dikwa –Bama	132	after 2020
North East	Bauchi	Maiduguri - Bama - Goza - Gulak	Construction of a New 165 km, 132 kV Double Circuit Line from Maiduguri - Bama - Goza - Gulak	132	after 2020
North East	Bauchi	Mayo Belwa - Jada - Ganye	Construction of a New 78 km, 132 kV Double Circuit Line from Mayo Belwa - Jada - Ganye.	132	after 2020
North East	Bauchi	Biu - BuniYadi - Damaturu	Construction of a New 134 km, 132 kV Double Circuit Line from Biu - BuniYadi - Damaturu	132	after 2020
North East	Bauchi	Dambua - Chibok - Uba - Mubi	Construction of a New 130 km, 132 kV Double Circuit Line from Dambua - Chibok - Uba - Mubi	132	after 2020
North East	Bauchi	Mayo Belwa - Jada - Ganye	Construction of a New 78 km, 132 kV Double Circuit Line from Mayo Belwa - Jada - Ganye.	132	after 2020
North East	Bauchi	Biu - BuniYadi - Damaturu	Construction of a New 134 km, 132 kV Double Circuit Line from Biu - BuniYadi - Damaturu	132	after 2020
North East	Bauchi	Dambua - Chibok - Uba - Mubi	Construction of a New 130 km, 132 kV Double Circuit Line from Dambua - Chibok - Uba - Mubi	132	after 2020
North West	Kaduna	Construction of Quad 330 kV on Kaduna-Kano 330 kV Single DC Transmission Line	Construction of Double Circuit 330 kV Quad Conductor Kaduna-Kano Transmission line.	330	after 2020
North West	Kaduna	Zaria	Turn-in Turn-out and Installation of 2x150 MVA 330/132/33 kV Transformer, 6x330 kV bay extension, 2x60 MVA 132/33 kV Transformer, associated 132 kV line bays and 6 number 33 kV feeder bays at Zaria	330	after 2020
North West	Kaduna	Millenium City Kaduna	Turn-in Turn-Out and Installation of 2x150 MVA 330/132/33 kV Transformer, 2 x330 kV bay extension, and 2x60 MVA 132/33 kV Transformer and 2x3 number associated outgoing 33 kV feeders.	330	after 2020
North West	Kaduna	Rigasa town, Kaduna	Turn-in Turn-out and Installation of 2x60 MVA 132/33 kV Transformer and 5 number outgoing 33 kV feeders	132	after 2020
North West	Kaduna	Jaji, Kaduna	Turn-in Turn-out and Installation of 2x60 MVA 132/33 kV Transformer and 6 number outgoing 33 kV feeders	132	after 2020
South South	Benin	Reconstruction of Delta to Benin 330 kV Transmission Line	Reconstruction of one of Delta-Benin 330 kV Transmission Line Double Circuit to Quad Conductor 330 kV Double Circuit Line	330	after 2020
South South	Port Harcourt	Reconstruction of Alaoji to Onitsha	Double Circuit Alaoji-Ihiala-Onitsha to Quad conductor 330 kV transmission line	330	after 2020

エリア	地域	場所	説明	電圧 (kV)	運用開始
		330 kV Transmission Line			
South South	Ahoda, Gillili and Sapele	Environmental Impact Assessment and Resettlement Action Plan and Payment of Compensation	Double Circuit(DC) 132 kV Ahoda-Gilli-Gilli DC Transmission Line and 2x60 MVA 132/33 kV Transformer at Gilli Gilli plus associated 6 number outgoing 33 kV feeders and DC 132 kV Sapele - Odilli DC Transmission Line and 2x60MVA 132/33 kV Transformer at Gilli Gilli plus associated 6 number outgoing 33 kV feeders	132	after 2020
North East	Bauchi	Environmental Impact Assessment and Resettlement Action Plan and Payment of Compensation	132 line and associated substations: Maiduguri-Manguno-Marte-Dikwa-Bama,Maiduguri-Bama-Goza; Hadeja-Nguru-Gashua-Damaturu; Biu-Miringa-Buni Yadi-Damaturu; Dambua-Chibok-Askira-Uba-Mubi; Mayo Belwa-Jadaganye	132	after 2020
PROPOSED NETAP PACKAGE AS AT 3 rd APRIL, 2017 - \$486 MILLION					
South West	Osogbo	Osogbo- Offa - Ganmo - Ilorin	Reconductoring of 150 km, 132 kV Line Between Osogbo-Offa/Omuaran to Ganmo and Ilorin TS	132	2020
South West	Osogbo	Ayede - Shagamu	Reconstruction and Conversion of SC to Double Circuit of Ayede -Ajebu-Ishara-Shagamu 132 kV Line (54 km) and Creation of Additional Bays 132 kV Line Bays at Ayede , Ajebu, Ishara and Shagamu.	132	2020
South West	Osogbo	Osogbo- lfe / Ilesha	Reconstruction and Conversion to Double Circuit of Osogbo-lfe/Ilesha 132 kV Line (39.21 km) and Osogbo-Ilesha 132 kV Line Tie-Off (22.1 km) and Creation of Additional 132 kV Line Bays at Osogbo and Ilesha.	132	2020
South East	Port Harcourt	Afam - PH Main	Reconstruction of Existing Double 132 kV Line Circuit to 4 x 132 kV Line Circuit Using the Same Right of Way from Afam to Port Harcourt Main (37.8 km), and Creating Additional 3 x 132 kV Line Bays	132	2020
South East	Port Harcourt	PH Main - PH Town	Reconductoring of 132 kV Double Circuit of Port Harcourt Main to Port Harcourt Town 132 kV Line (6 km)	132	2020
North West	Kaduna	kumbotso - Hadelja	Reconductoring of Kumbotsho- Hadeji 132 kV Line (165 km)	132	2020
North West	Kaduna	kumbotso - Kankia	Reconductoring of Kumbotsho- Kankia 132 kV Line (100 km)	132	2020
south East	Enugu	Onitsha - Oji River	Reconductoring of Onitsha- Orji 132 kV Line (87 km) with Turn In- Turn Out Tower at Nibo (Agu Awka) in Awka 132 kV Substation.	132	2020
south East	Enugu	Alaoji to Aba Town	Reconductoring of Alaoji - Aba Town Double Circuit 132 kV line (8 km) Including Rehabilitation of Two Nos. Towers along the Line.	132	2020
South South	Benin	Irrua - Benin	Reconductoring of Irrua - Benin 132 kV line (81 km)	132	2020
South South	Benin	Irrua - Okpila	Reconductoring of Irrua- Okpilai 132 kV line (43 km).	132	2020
South South	Benin	Okpila - Okene	Reconductoring of Okpilai - Okene 132 kV line (65 km)	132	2020
South South	Benin	Ajakuta-Okene	Reconductoring of Ajakuta- Okene 132 kV line (60 km)	132	2020
North East	Bauchi	Gombe-Biu-Dambo-boa-Maiduguri	Reconductoring of the Entire Route Length from Gombe - Dadin Kowa- Biu -Damboa - Maiduguri 132 kV line of 356 km Route Length	132	2020

エリア	地域	場所	説明	電圧 (kV)	運用開始
NORTHERN CORRIDOR TRANSMISSION PROJECT 2 (AFD 2)					
North West	Shiroro	Kainji - Birnin Kebbi 330 kV Double Circuit (DC) Line (310 km)	330 kV DC Transmission Line Kainji-Birnin Kebbi (following the existing ROW of the SC 330 kV line) and 4x 330 kV bay extension at Birnin Kebbi and 2 x 330 kV bay extension at Kainji	330	after 2020
North West	Shiroro	Birnin Kebbi-Sokoto 330 kV Double Circuit (DC) Line (130 km)	(1) Birnin Kebbi-Sokoto 330 kV DC Transmission Line on the existing 132 kV Birnin-Kebbi Sokoto ROW and reconductoring the existing 132 kV Single circuit Birnin-Kebbi Line to double its capacity	330	after 2020
North West	Kaduna	Katsina-Daura-Gwiwa-Minjibir-Kura (234 km)	Construction of length of 330 kV DC Twin line between Katsina-Daura-Gwiwa-Jogana- Kura	330	after 2020
North Central	Shiroro	Lambata (Mina-Suleja Rd)	Turn in Turn out Mina - Suleja 132 kV DC and Construction of 1 x 60 MVA 132/33 kV Complete substation	132	after 2020
North West	Shiroro	Fakon Sarki-Ar-gungu	Turn in Turn Out on Brinin Kebbi-Sokoto 132 kV Line and Construction of 2 x 60 MVA 132/33 kV Complete substation	132	after 2020
North West	Shiroro	Yelwa- Yawuri	Construction of 1 x 60 MVA 132/33 kV Complete substation and High Voltage Switchgears and Associated Equipment.	132	after 2020
North Central	Shiroro	Birnin Gwari	Construction of 1 x 60 MVA 132/33 kV Complete substation and High Voltage Switchgears and Associated Equipment.	132	after 2020
North West	Kaduna	Daura-Katsina State	Installation of 2x150 MVA 330/132/33 kV Double Circuit Substation and with associated 132 kV bay extension and Installation of 2x60 MVA 132/33 kV transformers, 6 number outgoing 33 kV feeder bays	330	after 2020
North West	Kaduna	Jogana-Kano	Installation of 2x150 MVA 330/132/33 kV Double Circuit Substation and with associated 132 kV bay extension and Installation of 2x60 MVA 132/33 kV transformers, 6 number outgoing 33 kV feeder bays	330	after 2020
North West	Shiroro	330 kV Sokoto Transmission Substation	Installation of 2x150 MVA 330/132/33 kV Transformers at Sokoto New 330 kV Double Circuit Substation and with associated 132 kV bay extension and Installation of 2x60MVA 132/33 kV transformers, 6number outgoing 33 kV feeder bays	330	after 2020
North Central	Shiroro	Shiroro –Kaduna (Mando) 330 kV Lines 1 & 2 SC Transmission Lines (96 km)	Reconstruction and upgrading of 2 Single Circuit 330 kV Transmission Lines 1 & 2 from Shiroro PS to Mando (Kaduna) to a 2 Double Circuit, Quad conductor Shiroro-Mando (Kaduna) Transmission lines 1 and 2. The line bay extension at Mando and Shiroro	330	after 2020
North East	Bauchi	Bauchi 330 kV Transmission Substation (2 km)	Turn in-out of the existing 330 kV SC Jos-Gombe line at Bauchi, and installation of 2x150 MVA 330/132/33 kV Transformers with associated 132 kV bay extension and 2x60 MVA 132/33 kV transformers, 6 number outgoing 33 kV feeder bays	330	after 2020

出所：JICA 調査団作成

これらのプロジェクトの一部は 2020 年の系統運用において重要であり、2020 年に 9 GW 以上の負荷が発生する場合にはそれまでの実施が求められ、2020 年までの実施が困難である場合は可能な限り早期の実施が求められている。

7-2-2-3 AFD 資金による送電系統の拡張

ナイジェリア政府と AFD の間でアブジャ地域の送電系統の改善のための資金調達協定が結ばれている。AFD 融資のプロジェクトにおける送電系統の拡張により、首都アブジャに電力を供給する 330/132 kV 送電系統が増強される。330/132/33 kV New Apo 変電所と 330 kV Lafia 変電所を結ぶ新規 132 kV 2 回線送電線 (172 km) は、Delta 地域の発電所と計画中の Mambilla 水力発電所からの電力供給を可能にするアブジャ 132 kV リングへの 3 番目の送電線として建設される。この送電網拡張は、2020 年までに運用開始の計画である (表 7-2.2 を参照)。これらの TCN により推定された送電線拡張のコストを含む詳細なリストを Annex 7.2e1 に示す。計画されている送電線及び変電所は Annex 7.1 の地図上に示されている。

7-2-2-4 JICA 支援が検討されている送電系統の拡張

ラゴス地域における送電系統の運用改善及び信頼性向上を目的として、送電線及び変電所の新設が検討されている。Likosi (Ogijo) 及び Ejio (Arigbajo) で建設が計画されている 330 kV 変電所では、送電系統を 1 回線から 2 回線に改修することで、1 回線のメンテナンスや停止時のリカバリを可能とする。Ejio (Arigbajo) - Ajegunle (New Agbara) 間の 330 kV 2 回線送電線及び Ajegunle (New Agbara) 変電所の建設により、ベナンへの電力輸出を担っている Ikeja West 変電所の負荷を軽減することができる。また、新設の 132/33 kV Abule Oba (Redeem) 変電所、Makogi (MFM) 変電所、Badagry 変電所の建設により、配電系統への電力供給量が増加される。この送電網拡張は、2025 年までに運用開始が計画されている。(表 7-2.2 を参照)

Annex 7.2d に Lagos 地域の既設送配電網の構成、並びに将来新設される送配電線及び変電所の運用開始後の系統構成を示す。TCN により推定されたコストを含む送電系統拡張の概要を Annex 7.2e2 に示す。

7-2-2-5 AfDB の資金援助による送電系統の拡張

ナイジェリア北東部の多くの都市はまだ送電系統に接続されておらず、独立系統の発電に依存している。全国系統からの電力供給を行うために、TCN は以下の 132 kV 送電線及び 132/33 kV 変電所の新設を計画している。

新設の送電線

- 321km, 132 kV 2 回線送電線 (Maiduguri - Manguno - Marte - Dikwa - Bama)
- 165km, 132 kV 2 回線送電線 (Maiduguri - Bama - Goza - Gulak)
- 78km, 132 kV 2 回線送電線 (Mayo Belwa - Jada - Ganye)
- 134km, 132 kV 2 回線送電線 (Biu - BuniYadi - Damaturu)
- 130km, 132 kV 2 回線送電線 (Dambua - Chibok - Uba - Mubi)

132/33 kV 変電所

- 新 132/33 kV Manguno 変電所, 2 x 60 MVA,
- Old Maiduguri 132 kV 開閉装置 (2 bays) の拡張
- 新 132/33 kV Marte 変電所, 2 x 60 MVA,
- 新 132/33 kV Dikwa 変電所, 1 x 60 MVA,

- 新 132/33 kV Bama 変電所, 2 x 60 MVA,
- New Maiduguri 132 kV 開閉装置 (2 bays) の拡張
- 新 132/33 kV Goza 変電所, 1 x 60 MVA,
- Gulak 132 kV 開閉装置 (2 bays) の拡張
- 新 132/33 kV Jada 変電所, 2 x 60 MVA,
- 新 132/33 kV Ganye 変電所, 2 x 60 MVA,
- 新 132/33 kV Uba 変電所, 2 x 60 MVA,
- 新 132/33 kV Chibok 変電所, 1 x 60 MVA,
- 新 132/33 kV Biu 変電所, 1 x 60 MVA,
- 新 132/33 kV BuniYadi 変電所, 1 x 60 MVA,
- Damaturu 132 kV 開閉装置 (4 bays) の拡張
- 新 132/33 kV Kwaya Kusar 変電所, 1 x 60 MVA
- Gulak 132 kV 開閉装置 (2 bays) の拡張

上記に加え、次の送電線も計画している。

北西部：Kaduna と Kano を結ぶ 330kV 送電線と付随する 330/132kV 変電所 2 ヶ所と 132/33kV 変電所 2 ヶ所。

南部：Delta と Benin、Alaoji-Ihiala と Onitsha を結ぶ 330kV 送電線の 4 導体 2 回線化。

計画中の送電線及び変電所を Annex 7.1 に、送電系統拡張の詳細なリストを Annex 7.2e3 に示す。

7-2-2-6 世界銀行の資金援助による送電系統の改修/増強/改善

Nigeria - Electricity Transmission Project (NETAP) の下、世界銀行の資金援助により既設の変電所と送電線の改修/強化のプロジェクトを多数実施することが提案されている。変電所の増強及び改修には、新規の 330/132 kV 及び 132/33 kV 変圧器の据え付け、既設変圧器の高定格容量への更新及び関連する開閉設備、保護装置の据え付けが含まれる。改修対策には、開閉設備及び関連機器、保護装置の交換が含まれる。また送電線の改修/増強には、送電線の張り替えが含まれている。

TCN が見積もったコストを含む系統の改修/増強計画の概要を Annex 7.2e4 に示す。TCN 計画地域内にこれらの変電所及び送電線のプロジェクトサイトがあることが示されている。

7-2-2-7 AFD の資金援助による送電系統の拡張

AFD との 2 回目の資金援助合意の下で、北部の送電系統の発電所改修のために、新規送電線及び新規変電所の建設、並びに TCN の北部計画地域内の送電線と変電所の改修が計画されている。このスコープには変電所及び送電線の改修対策も含まれる。TCN が推定したコスト及び資金提供に関する見解を記した送電系統拡張対策の概要を Annex 7.2e5 に示す。

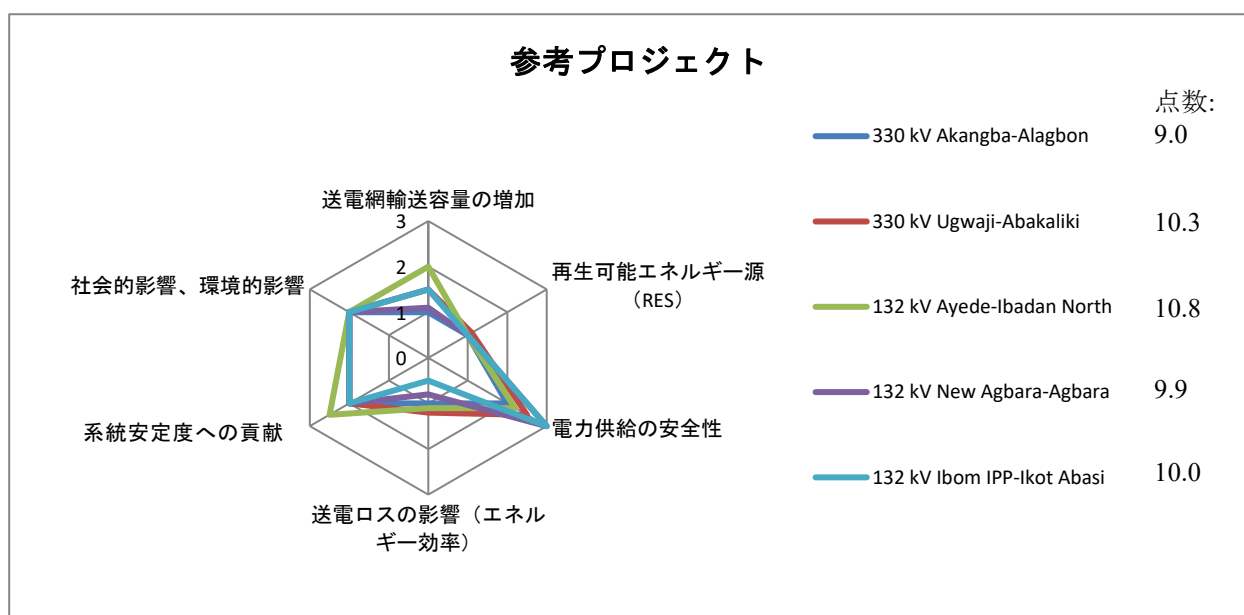
7-3 送電系統開発計画の策定手法

7-3-1 TCN 送配電網拡張の評価基準

主要な 330 kV 及び 132 kV プロジェクトについて、それぞれ ENTSO-E¹法を用いて評価した。2025 年までに実施予定の各プロジェクトの裨益を技術的・社会経済的な問題から環境への影響まで様々な指標により評価した。ENTSO-E 法を適用することでプロジェクト毎に重み付けをし、適用期待利益を得る。この分析では、各プロジェクトは以下の基準に照らして評価された。

- 送配電容量の増加：送電系統の 2 点間の電力輸送容量 (MW) の増加度
- 社会的影響、環境的影響：プロジェクトの運用開始時期と環境への影響度
- 電力供給の安全性：送配電網に接続される機器の信頼性に対するプロジェクトの影響度
- 再生可能エネルギー源 (RES) の導入：既存及び将来の再生可能エネルギー電源を系統に接続する許容度
- 送電ロスの影響 (エネルギー効率)：プロジェクトの有無が送電ロスに及ぼす影響度
- 系統信頼度向上への貢献：系統全体の信頼性に対するプロジェクトの影響度

図 7-3.1 に参考プロジェクトの点数と優先順位を例として示す。5 つのプロジェクトについて比較した場合、三番目の 132 kV Ayade - Ibadan North プロジェクトが最も高い点数となっているため、最も高い優先順位となる。同様に、他のプロジェクトについても点数の計算を行い、相対的に比較することで、優先順位を与えた。



出所：JICA 調査団作成

図 7-3.1 プロジェクトの審査基準と得点

¹ ENTSO-E 法：欧州送電系統運用者ネットワーク

7-3-2 系統解析の概要

系統解析ソフト（PSS/E）を用いた系統解析の概要を以下に示す。

7-3-2-1 安全基準レベルの定義

本解析の目的は、2020年から2040年にかけて系統を安全に運用するために必要なTCN電力系統の改善/増強を提案することである。この解析は現在の系統モデルに対しては初めての実施であり、2020年までに完了予定のTCN及びNIPPのプロジェクトが含まれる。なお、JICAが調査しているラゴス地域のプロジェクトについては2020年から2025年頃の完了を想定している。

(1) 電圧基準

2014年のグリッドコード(v2)では、系統の運用において表7-3.1に示す電圧許容範囲内で各母線電圧を維持することとしている。

表 7-3.1 電圧基準

電圧レベル	平常時の運用		事故時の運用	
	最小電圧 [kV] (pu)	最大電圧 [kV] (pu)	最小電圧 (pu)	最大電圧 (pu)
330 kV	280.5 (0.85)	346.5 (1.05)	0.80	1.10
132 kV	112.2 (0.85)	145.2 (1.10)	0.80	1.15
66 kV	62.04 (0.94)	69.96 (1.06)	0.89	1.11
33 kV	31.02 (0.94)	34.98 (1.06)	0.89	1.11
11 kV	10.45 (0.95)	11.55 (1.05)	0.90	1.10

出所：The Grid Code for the Nigeria Electricity Transmission System – Version 02

系統への障害（過渡または初期過渡障害）もしくは系統事故により、電圧は上限を $\pm 5\%$ 程度外れることが予想される。

(2) 熱的基準

330 kV及び132 kVレベルの全ての送電線の最大許容電流は、平常時の系統条件下（N-0）で公称定格負荷（Rate A）の100%、事故発生時の系統条件（N-1）で公称定格負荷の110%である。

7-3-2-2 解析の方針

(1) 2020年モデルの解析

2020年モデル解析は、最初の解析であり静的安全性評価に関連している。解析結果に基づいて増強項目リストを策定し、新規送電線及び変圧器を計画した。

(2) 2025, 2030, 2035, 2040年モデルの解析

「(1) 2020年系統モデルの解析」での推奨事項及び系統増強を考慮して、同様の解析を2025, 2030, 2035, 2040年のシナリオに対しても行った。解析結果に基づいて、これらの年における推奨事項及び系統増強を提案した。

2020年から2040年の送電拡張プロジェクトの詳細については、7-4～7-9節にて説明する。

マスタープランの計画期間をカバーするよう 5 つの対象断面（2020、2025、2030、2035、2040年）を解析した。

7-3-3 負荷

ナイジェリアの各 DisCo の地域における負荷を表 7-3.2 に示す。2020 年の系統構成では、2017 年 1 月にアブジャで行われたワークショップにて DisCo（11 社）によって提示されたように、想定される総需要は 9,023 MW であり、調査結果に基づく DisCo の負荷想定に近い。供給される電力は (a) 4 章で示された需要予測の増加率や (b) 発電所拡張計画の制限等に依存する。従って、現実的に供給可能な電力は、発電計画の策定に従う必要があるため資金と時間に制限される。なお、総需要は近隣国への電力輸出分も含む。

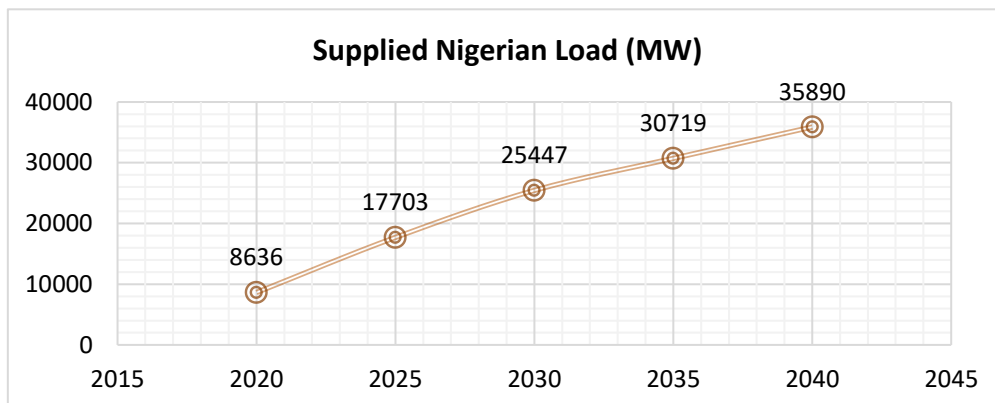
表 7-3.2 DisCo 別の負荷需要

DisCo	2020 年	増加率	2025 年	増加率	2030 年	増加率	2035 年	増加率	2040 年
1-Ikeja	1,166	76 %	2,058	42 %	2,921	21 %	3,536	22 %	4,300
2-Ibadan	1,104	107 %	2,285	43 %	3,267	24 %	4,054	25 %	5,055
3-Abuja	865	169 %	2,329	50 %	3,500	26 %	4,398	21 %	5,336
4-Benin	954	94 %	1,852	34 %	2,489	17 %	2,901	17 %	3,391
5-Kaduna	495	136 %	1,169	81 %	2,117	20 %	2,533	20 %	3,045
6-Jos	309	109 %	646	60 %	1,035	4 %	1,079	5 %	1,131
7-Enugu	924	81 %	1,668	19 %	1,979	3 %	2,037	4 %	2,112
8-Port Harcourt	794	122 %	1,762	35 %	2,385	17 %	2,802	18 %	3,305
9-EKO	1,087	69 %	1,837	22 %	2,240	6 %	2,382	5 %	2,512
10-Kano	708	121 %	1,565	64 %	2,570	38 %	3,549	13 %	4,023
11-Yola	230	131 %	532	77 %	942	54 %	1,448	16 %	1,680
Country (MW)	8,636	105 %	17,703	44 %	25,447	21 %	30,719	17 %	35,890
Export (MW)	387	-	1,540	-	1,830	-	2,000	-	2,000
Tota Load (MW)	9,023	113 %	19,243	42 %	27,277	20 %	32,719	16 %	37,890

出所：JICA 調査団作成

備考：送電計画策定に係る需要では West African Power Pool (WAPP) で計画されている想定輸出量も含まれる。

2020 年から 2040 年の発電計画に基づく電力供給を図 7-3.2 に示す。発電設備の開発とそれに伴う負荷は、9 GW (2020 年)、18 GW (2025 年)、26 GW (2030 年)、31 GW (2035 年)、36 GW (2040 年) と増加することが予想される。



出所：JICA 調査団作成

図 7-3.2 2020-2040 年のナイジェリアの負荷の増加

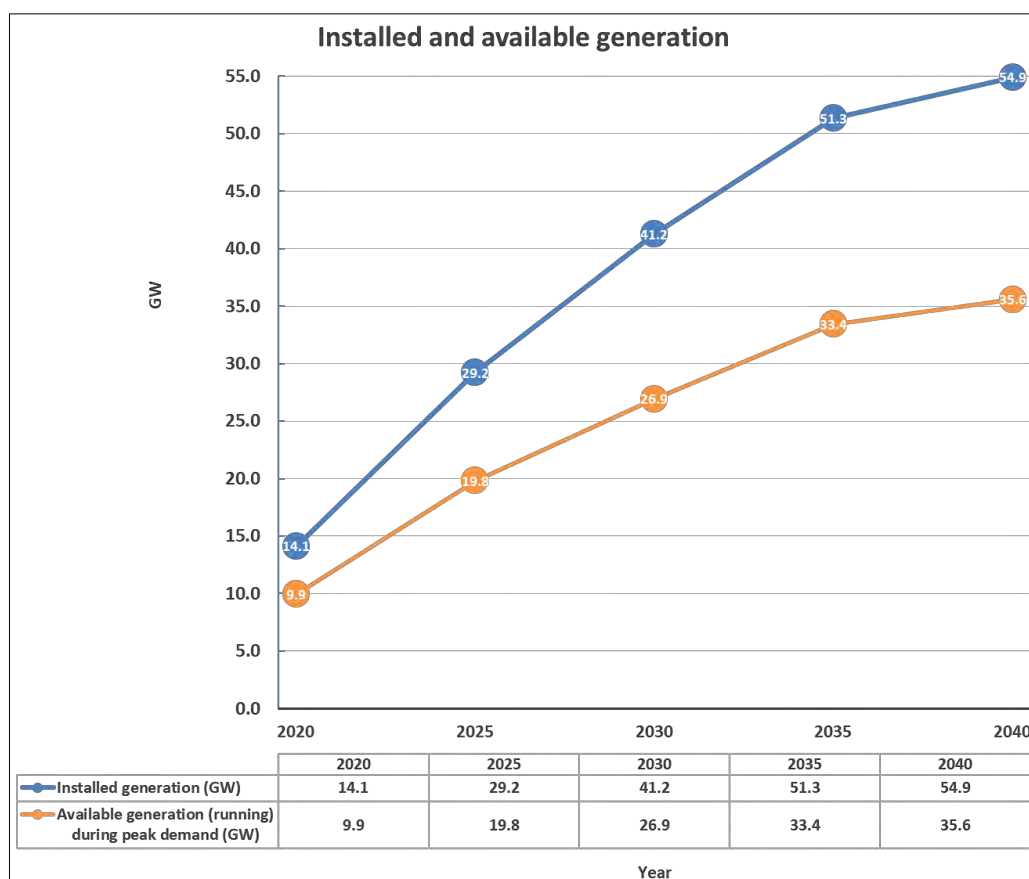
7-3-4 発電可能容量

ピーク需要時に供給可能な最大発電量である発電可能容量は表 7-3.3 及び図 7-3.3 に示す通りである。本解析では 2020 年から 2034 年まで年平均 2 GW 強の発電電力量の増加を仮定しており、実現は容易ではない想定である。

表 7-3.3 2020 年から 2040 年における発電設備容量及び発電可能容量

	2020 年	2025 年	2030 年	2035 年	2040 年
Installed generation (GW)	14.1	29.2	41.2	51.3	54.9
Proposed candidates (GW)	0.7	9.1	18.5	28.6	32.4
Less PV (not available during peak load) (GW)	-1.08	-1.31	-2.11	-2.11	-2.11
Less a % of proposed candidates (in % and GW)	0%	20%	20%	20%	20%
	0.0	-1.8	-3.7	-5.7	-6.5
Less a min % on planned and unplanned outages (in % and GW)	20%	20%	20%	20%	20%
	-2.6	-5.2	-7.1	-8.7	-9.3
Available generation (max/rated) (GW)	10.4	20.9	28.3	34.8	37.1
Available generation (running) during peak demand (GW)	9.9	19.8	26.9	33.4	35.6
Available generaion (max), as % of the total (installed+planned+proposed).	74%	71%	69%	68%	67%

出所：JICA 調査団作成



出所：JICA 調査団作成

図 7-3.3 2020 年から 2040 年における発電設備容量及び発電可能容量

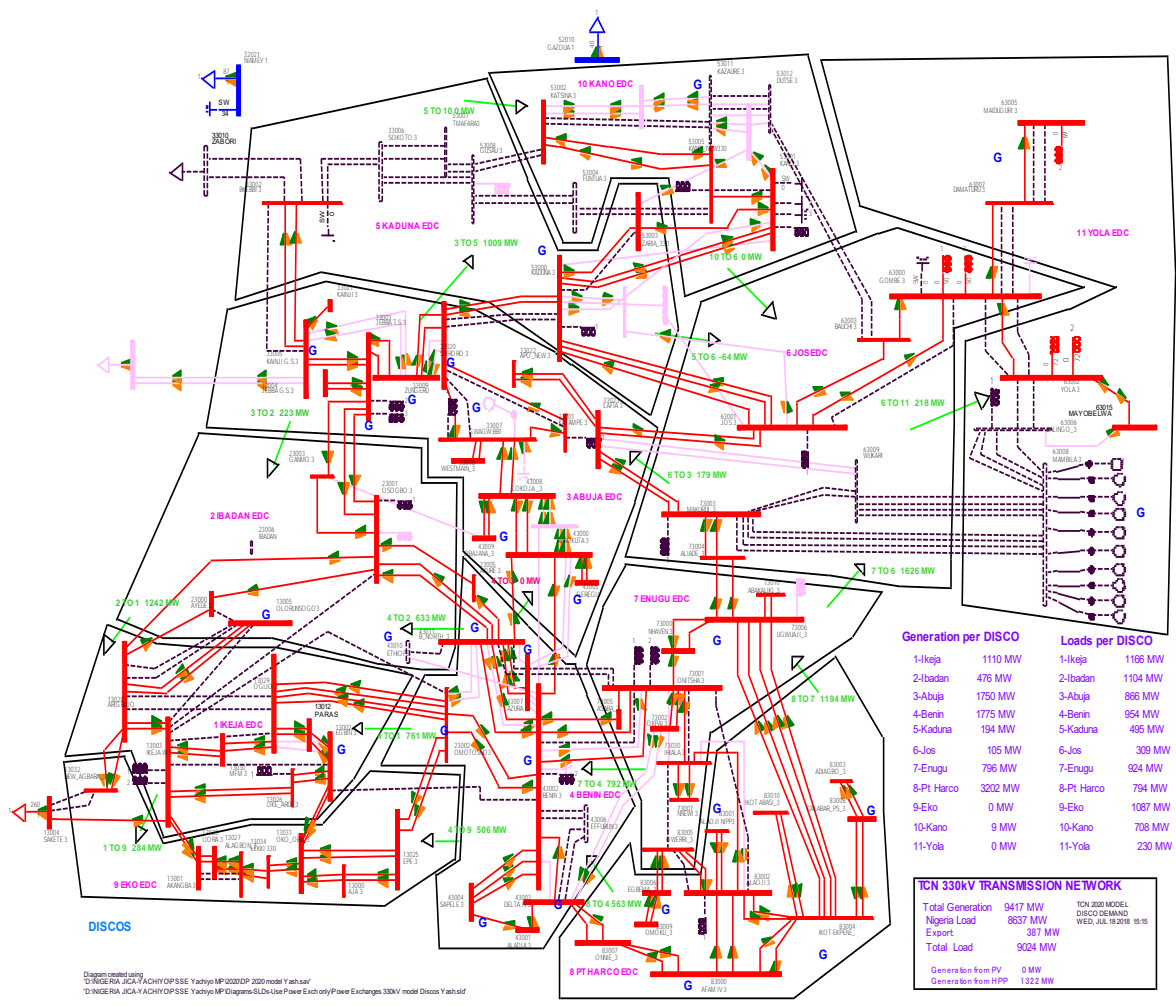
7-4 2020年に向けた拡張計画

7-4-1 2020年の潮流解析の前提条件

7-4-1-1 送電網の構成

2020年の送電網の構成を Annex 7.4.1 及び Annex 7.4.2 の単線結線図に示す。単線結線図には、すべての進行中及び運用開始済みの TCN 及び NIPP の新規プロジェクトが含まれており、TCN との協議のもと 2020 年までの完了を想定している。既設及び拡張予定の 330, 132 kV 送電線を Annex 7.4.3 に示す。また、現在調査中のラゴス・オグン州の送電開発計画を Annex 7.4.4 の図に示す。入力データ及び想定は負荷と発電容量の増加を考慮したものであり、送電線、無効電力補償装置の詳細については次節以降に示す。

図 7-4.1 に 2020 年の 330 kV 送電系統を赤線で示す。ここでは、TCN 及び NIPP の全ての進行中・運用開始済のプロジェクト、並びに調査中のラゴス・オグン州の送電開発計画が 2020 年までに完了すると仮定している。同図には、各 DisCo の発電出力が記載されている。マゼンダ色の点線及び実線は 2020 年以降のプロジェクトである。



出所：JICA 調査団作成

図 7-4.1 2020年の330 kV 送電系統

7-4-1-2 負荷

2020年の系統構成では、2017年1月にアブジャで行われたワークショップにて11地域のDisCoによって示された想定される総需要は9,023 MWであり、調査されたDisCo最大負荷に近い値である。DisCo地域別の負荷を図7-4.1、表7-4.1に示す。なお、総需要は、隣国への輸出電力も含む。

- 輸出先：Benin (Sakete, 330 kV) 輸出量：260 MW
- 輸出先：Niger (Niamey, 132 kV) 輸出量：87 MW
- 輸出先：Niger (Gazoua, 132 kV) 輸出量：40 MW

2020年、2025年、2030年、2035年における電力輸出は、TCNから提供された情報及びWAPP調査結果に基づく。

Grid Code（第15.6項 力率補正及び第16.7項 電圧制御の提供）では、受電側の接続点における力率を0.95以上に維持するようにと記載がある。しかしながら、2020年においては、この要求を満たしていないと考えられるため、PSS/Eにおける2020年の負荷モデルでは約0.85の低い力率が仮定されている。2025年においては力率0.92とし、2030年で0.95とする。

表 7-4.1 DisCo 別の負荷(2020年)

DisCo	負荷(MW)
1-Ikeja	1,166
2-Ibadan	1,104
3-Abuja	866
4-Benin	954
5-Kaduna	495
6-Jos	309
7-Enugu	924
8-Port Harcourt	794
9-Eko	1,087
10-Kano	708
11-Yola	230
Total for Nigeria	8,637
Export	387
Total load	9,024

出所：JICA 調査団作成

各 DisCo の変電所母線毎にモデル化した負荷を Annex 7.4.5 に示す。2020年の総需要は9,024 MWであり、総損失397 MWを考慮すると総発電容量9,421 MWが必要とされる。

7-4-1-3 発電容量

2020年における発電設備の定格容量を表7-4.2に示す。

表 7-4.2 発電機の定格容量 (Pmax)

変電所名	企業名	一次エネルギー源	運用開始年	ユニット数	単機容量 (MW)	定格容量 (MW)	2020年可能出力合計 (MW)
既設の発電容量							
AFAM IV - GT13-18	AFAM POWER PLC.	GAS	1982	6	75	450	150
AFAM V - GT19-20	AFAM POWER PLC.	GAS	2002	2	138	276	276
AFAM VI - GT11-13	SHELL ROT	GAS	2009	3	166	498	450
AFAM VI - ST1	SHELL ROT	STEAM	2010	1	230	230	200
ALAOJI - NIPP	NIPP	GAS	2013	4	120	480	480
CALABAR / ODUKPANI NIPP	NIPP	GAS	2015	5	113	565	338
DELTA II - GT3-8	TRANSCORP POWER LTD	GAS	2002	6	24	143	123
DELTA III - GT9-14	TRANSCORP POWER LTD	GAS	2005	6	24	143	128
DELTA IV - GT15-20	TRANSCORP POWER LTD	GAS	1990	6	99	594	630
EBUTE BARGE (CYREX) AES	AES / CYREX ENERGY LTD	GAS	2002	9	31	279	0
EGBIN	EGBIN POWER PLC	STEAM	1985	6	220	1,320	1,320
GBARAIN - GT2 NIPP	NIPP	GAS	2016	1	113	113	113
GEREGU FGN 1	GEREGU GENERATION COMPANY LTD	GAS	2007	3	138	414	414
GEREGU NIPP 1	NIPP	GAS	2013	3	148	444	220
IBOM 1	IBOM POWER	GAS	2009	1	42	42	0
IBOM 1	IBOM POWER	GAS	2010	1	114	114	114
IBOM 1	IBOM POWER	GAS	2016	1	40	40	0
IHOVBOR (EYAEN) NIPP	NIPP	GAS	2013	4	113	452	339
JEBBA	POWER HOLDING CO OF NIGERIA	HYDRO	1983	6	101.15	606.9	607
KAINJI - G11-12	POWER HOLDING CO OF NIGERIA	HYDRO	1976	2	100	200	200
KAINJI - G5-6	POWER HOLDING CO OF NIGERIA	HYDRO	1968	2	120	240	240
KAINJI - G7-10	POWER HOLDING CO OF NIGERIA	HYDRO	1978	4	80	320	160
OKPAI IPP	NIGERIAN AGIP OIL CO	GAS	2005	2	165	330	300
OKPAI IPP	NIGERIAN AGIP OIL CO	STEAM	2005	1	140	140	140
OLORUNSOGO I	PACIFIC ENERGY	GAS	2007	8	42	335	335
OLORUNSOGO II NIPP	NIPP	GAS	2011	4	120	480	240
OLORUNSOGO II NIPP	NIPP	STEAM	2012	2	120	240	120
OMOKU IPP	FIRST INDEPENDENT POWER	GAS	2006	6	25	150	150
OMOTOSHO I	OMOTOSHO ELECTRIC ENERGY COMPANY	GAS	2007	8	42	335	304
OMOTOSHO II NIPP	NIPP	GAS	2012	4	120	480	240
PARAS ENERGY	PARAS ENERGY & NATURALS RES. DEV. LTD	GAS	2016	9	9	79	170
RIVERS IPP	FIRST INDEPENDENT POWER	GAS	2012	1	191	191	191
SAPELE	SAPELE POWER PLC	STEAM	1978	6	88	528	400
SAPELE OGORODE 1 NIPP	NIPP	GAS	2011	4	113	454	454
SHIRORO	SHIRORO HYDRO ELECTRIC	HYDRO	1990	4	150	600	600
TRANS-AMADI IPP	FIRST INDEPENDENT POWER	GAS	2010	4	25	100	100
小計 1-既設の発電容量							10,098

変電所名	企業名	一次エネルギー源	運用開始年	ユニット数	単機容量 (MW)	定格容量 (MW)	2020年可能出力合計 (MW)
2020年までの新規発電容量							
AFAM III		GAS	2018	8	30	240	240
AFRINERGIA SOLAR	AFRINIGER SOLAR	PV	2020			50	50
ANJEED KAFACHAN SOLAR IPP	ANJEED KAFACHAN SOLAR IPP	PV	2020			100	100
AZURA		GAS	2018	3	150	450	450
CT COSMOS	CT COSMOS	PV	2020			70	70
EGBEMA I - NIPP	NIPP	GAS	2018	1	113	113	113
EGBEMA I - NIPP	NIPP	GAS	2019	1	113	113	113
EGBEMA I - NIPP	NIPP	GAS	2019	1	113	113	113
EN Consulting & Projects - Kaduna		PV	2020			100	50
GBARAIN / UBIE I	NIPP	GAS	2017	1	113	113	113
GURARA	SALINI NIGERIA LTD	HYDRO	2017	2	15	30	30
IBOM II		GAS	2020	4	138	552	276
KADUNA IPP	KADUNA IPP	GAS	2019	1	215	215	215
KASHIMBILLA		HYDRO	2019		40	40	40
KVK POWER NIGERIA LTD	KVK POWER NIGERIA LTD	PV	2020			55	55
LR AARON SOLAR POWER PLANT	LR AARON SOLAR	PV	2019			100	100
MABON - DADIN KOWA	MABIN LTD.	HYDRO	2018	1	39	39	39
MIDDLE BAND SOLAR	MIDDLE BAND SOLAR	PV	2020			100	100
MOTIR DUSABLE	MOTIR DUSABLE LTD	PV	2020			100	100
NIGERIA SOLAR CAPITAL PARTNERS	NIGERIA SOLAR CAPITAL PARTNERS	PV	2020			100	100
NOVA SCOTIA POWER	Nova Scotia Power Development Ltd	PV	2018			80	80
NOVA SOLAR	NOVA SOLAR POWER LTD	PV	2018			100	100
OKPAI IPP II - AGIP (NNPC POWER BUSINESS PLAN)	NIGERIAN AGIP OIL CO	GAS	2020	2	150	300	300
OKPAI IPP II - AGIP (NNPC POWER BUSINESS PLAN)	NIGERIAN AGIP OIL CO	STEAM	2020	1	150	150	150
OMOKU - NIPP	NIPP	GAS	2018	1	113	113	113
OMOKU - NIPP	NIPP	GAS	2019	1	113	113	113
ORIENTAL		PV	2020			50	50
PAN AFRICA SOLAR	PAN AFRICA SOLAR LTD	PV	2019			75	75
QUAINT ENERGY SOLUTIONS	QUAINT ENERGY SOLUTIONS	PV	2019			50	50
ZUNGERU		HYDRO	2019	4	700	700	700
小計 2-2020年までの新規発電容量							4,198
2020年までの合計発電容量							14,296

出所：JICA 調査団作成

ナイジェリア北部に主に建設予定であり 2020年の運用開始が期待される太陽光発電所を表 7-4.3 に示す。

表 7-4.3 2020 年までに運用開始予定の太陽光発電所

太陽光発電所名	場所	設置容量 (MW)
Pan Africa Solar	Kankia	75
Nova Solar	Katsina	100
LR Aaron Power	Abuja/Gwagwalada	100
Nova Scotia	Dutse/Jigawa	80
KVK Power	Sokoto	55
Quaint Power/Energy	Kaduna	50
Anjeed Kafanchan	Kafanchan	100
Nigeria Solar Capital Partners	Gombe/Bauchi	100
Motir Dusable	Oji	100
Afrinergia Solar	Karu-Keffi	50
CT Cosmos	Jos/Makeri/Pankshin	70
Oriental	Dutse	50
EN Consulting-Kaduna	Kaduna-Zaria	50
Middle Band Solar	Lokoja	100

出所：JICA 調査団作成

7-4-1-4 2020 年の解析ケース

表 7-4.4 に 2020 年の 4 つのシナリオを示す。乾季ピーク時と乾季オフピーク時の 2 ケースが需給バランスがシビアになる条件であり、雨季ピーク時と雨季オフピーク時は比較的需給バランスは問題とはならない。下記ケースのそれぞれの解析結果は Annex 7.4.6 から 7.4.9 に示す。

表 7-4.4 2020 年ケーススタディ

ケース		説明	発電	負荷 (MW)	
Dry Season Peak	DP	Dry Night Peak Load	Dry-Reduced HPP generation (1322 MW) No PV generation Increased requirement from GTs	Peak load (night)	8637 + export (387)
Wet Season Peak	WP	Wet Night Peak Load	Wet-Normal HPP generation (2100 MW) No PV generation Increased requirement from GTs	Peak load (night)	8637 + export
Dry Season Off-Peak	DOP	Dry Day Off-Peak Load	Dry-Reduced HPP generation (1100 MW) PV generation (400 MW)	Off-Peak load (day)	7340+ export (387)
Wet Season Off-Peak	WOP	Wet Day Off-Peak Load	Wet-Normal HPP generation (2100 MW) PV generation (400 MW)	Off-Peak load (day)	7340 + export (387)

出所：JICA 調査団作成

7-4-2 2020 年のベースケースでの潮流解析の結果

潮流計算の結果を Annex 7.4.2 及び Annex 7.4.6~7.4.9 に示す。ベースケース (N-0) での潮流計算では、以下の状態が確認された。

7-4-2-1 DisCo と DisCo 間の電力潮流

図 7-4.1 及び Annex 7.4.1 の系統図に、ピーク負荷時における DisCo 間の電力潮流が緑矢印で示されている。図内の番号に対応する 11 の DisCo は以下の通りである。

1-Ikeja	5-Kaduna	9-Eko
2-Ibadan	6-Jos	10-Kano
3-Abuja	7-Enugu	11-Yola
4-Benin	8-Port Harcourt	

また、TCN の送電管轄地域は以下の通りである。

1-Lagos	5-Kaduna	9-Abuja (2018年7月～)
2-Osogbo	6-Bauchi	
3-Shiroro	7-Enugu	
4-Benin	8-Port Harcourt	

DisCo 別の発電可能容量と負荷を表 7-4.5 及び図 7-4.2 に示す。発電可能容量は総発電設備容量の約 74%である。

表 7-4.5 DisCo 別の発電可能容量と負荷

地域	発電可能容量 [MW]	負荷 [MW]	発電量の過不足 [MW]	備考
1-Ikeja	735	1,166	-431	発電不足
2-Ibadan	476	1,104	-628	発電不足
3-Abuja	1,979	866	1,113	発電過多
4-Benin	1,775	954	821	発電過多
5-Kaduna	344	495	-151	発電不足
6-Jos	105	309	-204	発電不足
7-Enugu	796	924	-128	発電不足
8-Port Harcourt	3,202	794	2,408	発電過多
9-Eko	0	1,087	-1087	発電不足
10-Kano	9	708	-699	発電不足
11-Yola	0	230	-230	発電不足
Total for Nigeria		8,637		
Export		387		
Totals	9,421	9,024	397 (losses)	

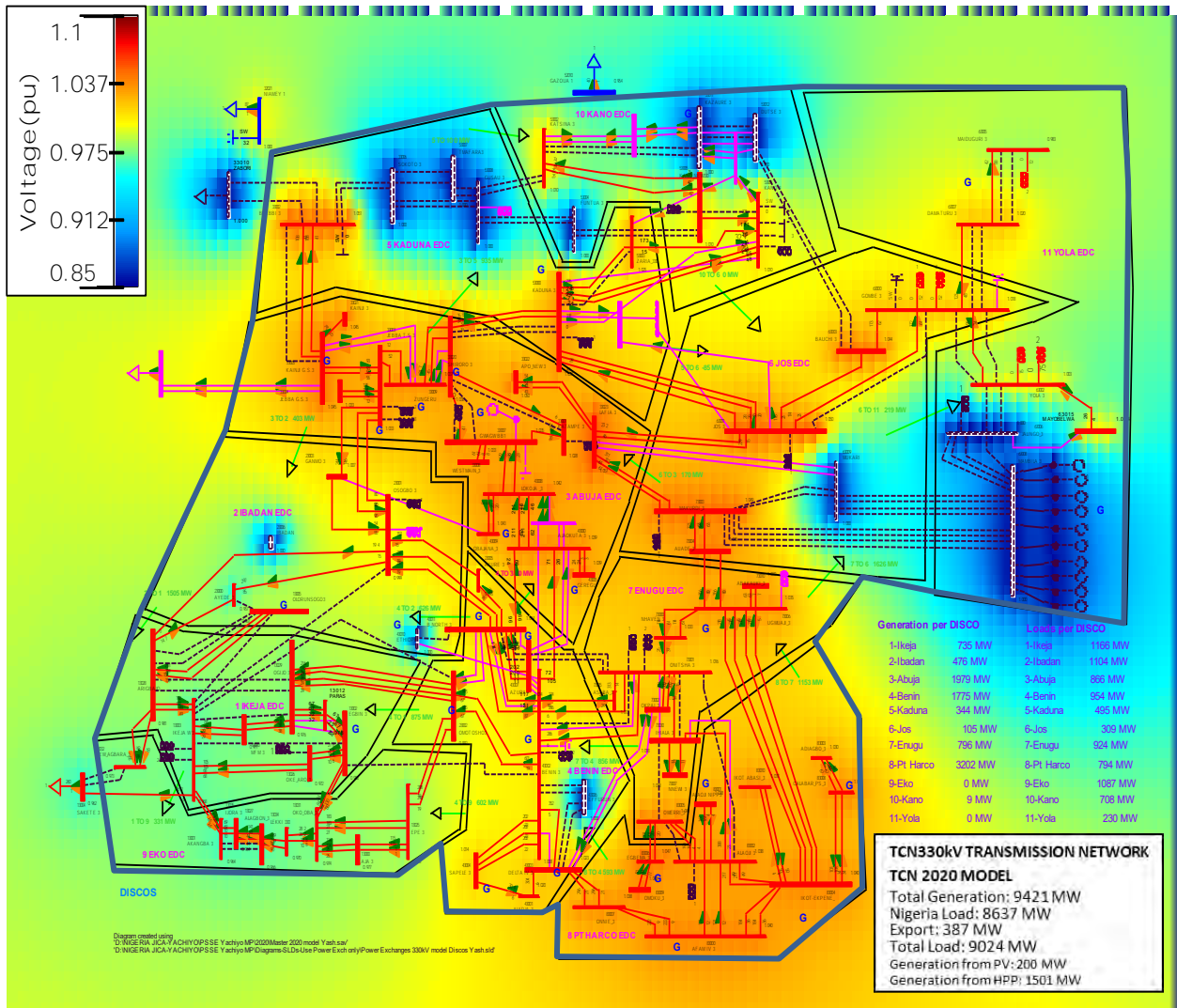
出所：JICA 調査団作成



出所：JICA 調査団作成

図 7-4.2 DisCo の地域別発電可能出力及び負荷

2020年の電圧プロファイルを図7-4.3に示す。基準電圧より電圧の低い箇所、電圧の高い箇所をそれぞれ青のバー、赤のバーで示す。Lagos, Osogbo, Kaduna は、高需要、地域内の発電出力不足、132 kV 送電線と 132/33 kV 変圧器の過負荷状態に起因して、他のエリアと比較して明らかに電圧が低い。



出所：JICA 調査団作成

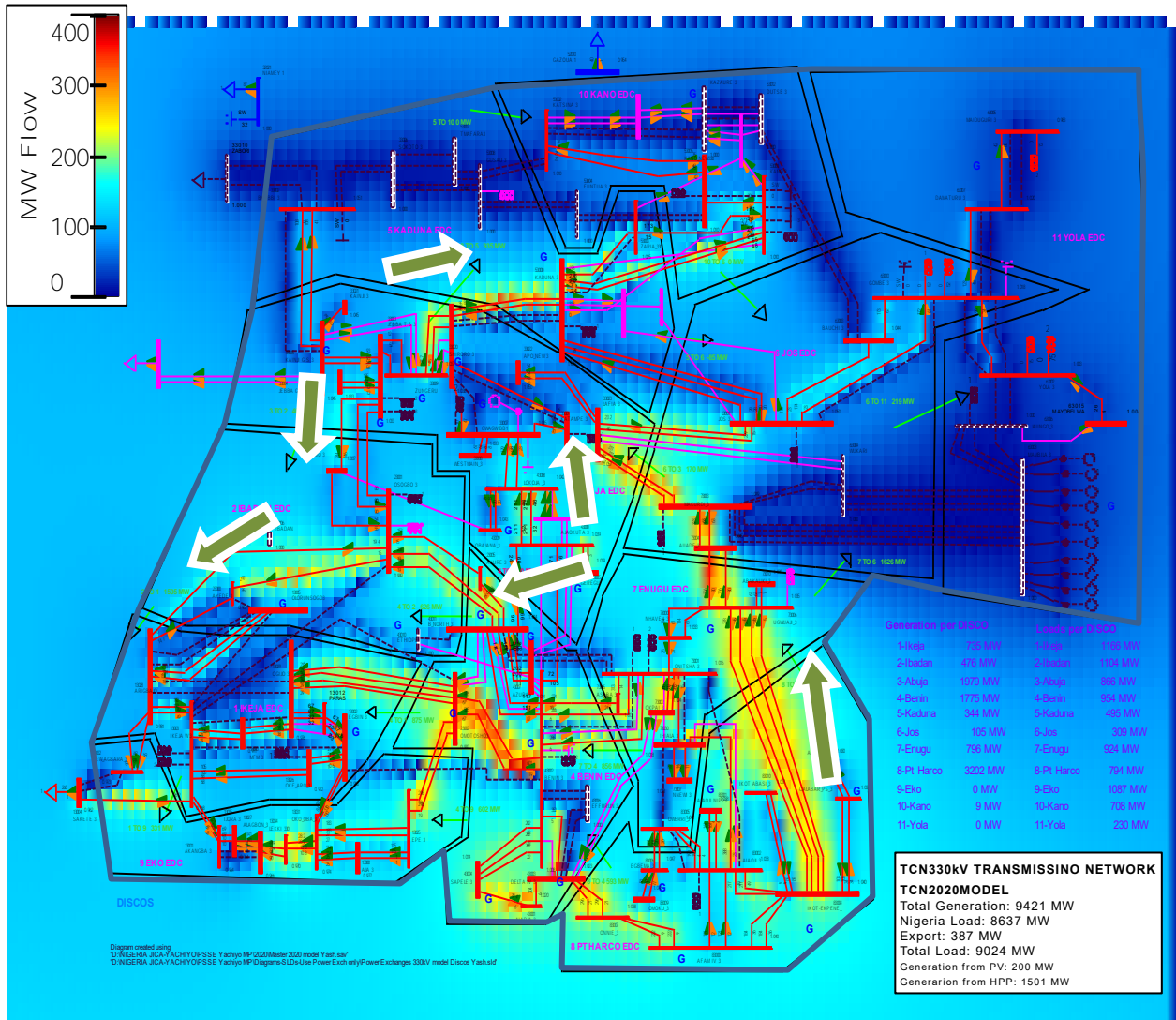
図 7-4.3 330kV, 132kV, 33kV 系統の電圧プロフィール

発電所は主に南部（Port Harcourt, Enugu, Benin, Lagos にある火力発電所）及び中西部（Shiroro 地域内の Jebba, Kainji, Shiroro にある水力発電所）に集中している。中部、北部、北東部では特に発電設備の全体的な不足が目立つ。負荷は主に南部から南西部にかけて集中している。表 7-4.5 に示したように発電容量が負荷を上回る Benin, Abuja, Port Harcourt 地域を除くナイジェリアの全ての地域において、需要が発電可能容量を超過している。

北東部のように発電設備をほとんど有していない地域への電力供給のために、長距離 330 kV 送電線が放射状に建設されている。結果として電圧が許容範囲を下回るため、同送電線の電圧対策として大規模な無効電力補償装置を Kano, Gombe, Maiduguri 変電所に設置する必要がある。

Yola 及び Jalingo のように、送電線の過電圧対策が必要な場所でも 330 kV 送電線に追加の補償装置が必要となる。

TCN 系統内の電力潮流の向きを図 7-4.4 に示す。



出所：JICA 調査団作成

図 7-4.4 TCN 系統の電力潮流

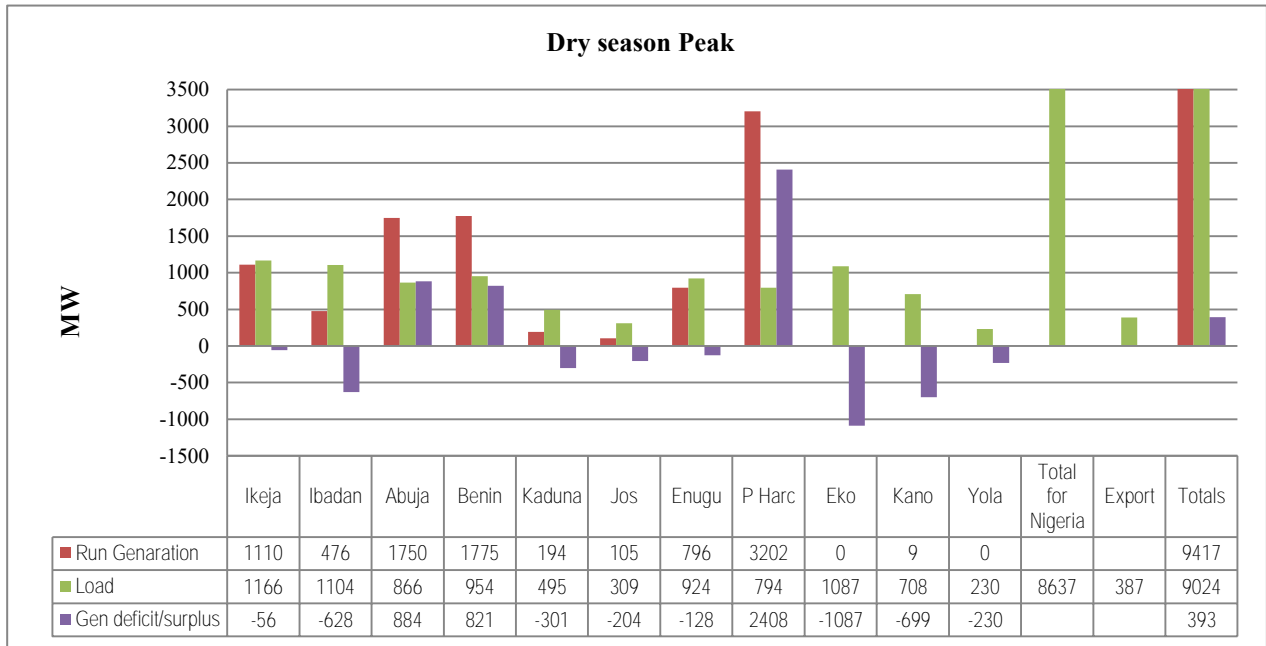
7-4-2-2 乾季ピーク時ケース

(1) 解析の前提条件

次の仮定の下、乾季ピーク時ケースの解析をした。

- (a) PV による発電を 0 MW とする
- (b) 水力発電出力を 1,322 MW 低減する

DisCo 別の発電出力と負荷を図 7-4.5 及び表 7-4.6 に示す。負荷と送電ロス合計である発電出力は 9,417 MW である。電力潮流を図 7-4.6 に示す。



出所：JICA 調査団作成

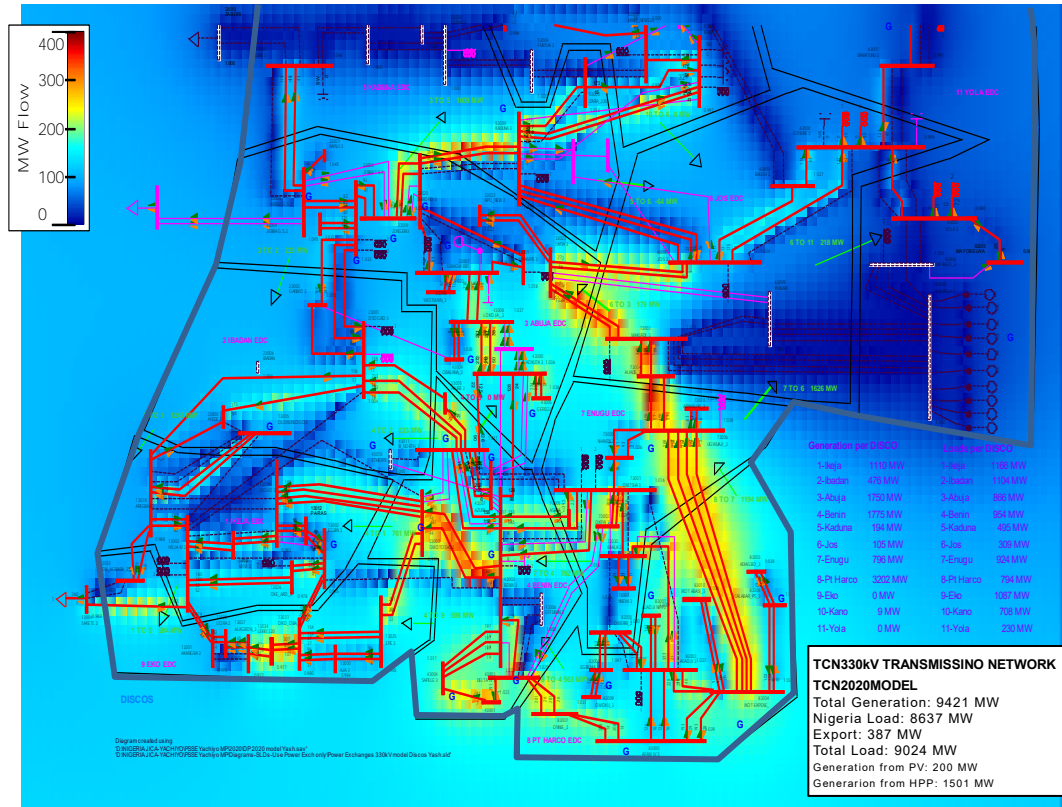
図 7-4.5 DisCo 別の地域別乾季ピーク時の発電可能容量と負荷

表 7-4.6 2020 年乾季ピーク時の発電出力

母線名	発電可能出力 (MW)	母線名	発電可能出力 (MW)	母線名	発電可能出力 (MW)
AARON PV 15.000	0	EGBIN ST 2 16.000	171.4	NOVA SOLA PV33.000	0
AES BERG202 11.000	0	EGBIN ST 3 16.000	171.4	NSCP PV 15.000	0
AES BERG203 11.000	0	EGBIN ST 4 16.000	171.4	O REN SOL PV15.000	0
AES BERG204 11.000	0	EGBIN ST 5 16.000	171.4	OBAJANA 15.000	0
AES BERG205 11.000	0	EGBIN ST 6 16.000	171.4	OKPAI GT11 11.500	135
AES BERG207 11.000	0	ELEME 15.000	0	OKPAI GT12 11.500	135
AES BERG208 11.000	0	EN ARFICA PV15.000	0	OKPAI ST18 11.500	126
AES BERG209 11.000	0	ETHIOPE 15.000	0	OKPAI_IPPII 11.500	400
AES BERG210 11.000	0	GBARAIN_GTB115.000	102	OLOR NIPPST110.500	108
AES BERG211 11.000	0	GBARAIN_GTB215.000	102	OLOR NIPPST210.500	0
AFAM VI GT1111.500	150	GEN DANGOTE 15.000	0	OLORNIPPST1110.500	0
AFAM VI GT1211.500	150	GEN_AMADI 15.000	90	OLORNIPPST1210.500	0
AFAM VI GT1311.500	105	GEN_KADUNA 15.000	194	OLORNIPPST2110.500	108
AFAM VI ST1011.500	180	GEOMETRIC_AB15.000	0	OLORNIPPST2210.500	108
AFAM1GT1-2 11.500	0	GER NIPPST1110.500	100	OLORUNSO GT110.500	22
AFAM1GT3-4 11.500	0	GER NIPPST2210.500	0	OLORUNSO GT210.500	22
AFAM2 GT5-6 11.500	54	GER NIPPST2310.500	100	OLORUNSO GT310.500	20
AFAM2GT 7-8 11.500	54	GEREGU GT11 10.500	83	OLORUNSO GT410.500	0
AFAM3 GT9-1011.500	54	GEREGU GT12 10.500	83	OLORUNSO GT510.500	22
AFAM3GT11-1211.500	54	GEREGU GT13 10.500	83	OLORUNSO GT610.500	22
AFAM4GT13-1411.500	67	GR COWRI PV 33.000	0	OLORUNSO GT710.500	22
AFAM4GT15-1611.500	0	GURARA GBUS 11.500	0	OLORUNSO GT810.500	22
AFAM4GT17-1811.500	0	IBOM GT1 11.500	34	OMOKU1 GT1 15.000	68

母線名	発電可能出力 (MW)	母線名	発電可能出力 (MW)	母線名	発電可能出力 (MW)
AFAMV GT 19 11.500	125	IBOM GT2 11.500	34	OMOKU1 GT2 15.000	50
AFAMV GT 20 11.500	125	IBOM GT3 11.500	34	OMOKU2 GT1 15.000	102
AFRINEGIA PV15.000	0	IBOM II 11.500	260	OMOKU2 GT2 15.000	102
ALAOJI_GTB1 15.000	81	IHOVBOR_GTB115.000	110	OMOTNIPP GT110.500	108
ALAOJI_GTB2 15.000	81	IHOVBOR_GTB215.000	110	OMOTNIPP GT210.500	108
ALAOJI_GTB3 15.000	81	IHOVBOR_GTB315.000	110	OMOTNIPP GT310.500	0
ALAOJI_GTB4 15.000	81	IHOVBOR_GTB415.000	0	OMOTNIPP GT410.500	0
ALAOJI_STB1 17.000	0	IJORA GT 4-611.000	0	OMOTOSO GT1 10.500	70
ALAOJI_STB1 17.000	0	JBS WIND 15.000	70	OMOTOSO GT3 10.500	66
ALSCON GT1 11.500	0	JEBBA 2G1 16.000	90	OMOTOSO GT5 10.500	0
ALSCON GT2 11.500	0	JEBBA 2G2 16.000	90	OMOTOSO GT7 10.500	0
ANJEED PV 15.000	0	JEBBA 2G3 16.000	0	PAN AFRIC PV15.000	0
ASCO G1 11.000	0	JEBBA 2G4 16.000	0	PARAS 11.500	0
ASCO G2 11.000	0	JEBBA 2G5 16.000	0	PARASGT1-9 11.000	81
AZURA GT 15.000	280	JEBBA 2G6 16.000	90	QUAINT PV 15.000	0
AZURA ST 15.000	125	KAINJ 1G11 16.000	90	RIVERS_GT1 10.500	172
BRESSON GTS 11.000	0	KAINJ 1G12 16.000	90	RIVERS_GT2 10.500	0
CALABAR_GTB115.000	100	KAINJ 1G5 16.000	45	SAP_NIPP_GT115.800	77
CALABAR_GTB215.000	102	KAINJ 1G6 16.000	45	SAP_NIPP_GT215.800	77
CALABAR_GTB315.000	102	KAINJ 1G7-8 16.000	160	SAP_NIPP_GT315.800	76
CALABAR_GTB415.000	0	KAINJ 1G9-1016.000	0	SAP_NIPP_GT415.800	76
CALABAR_GTB515.000	0	KASHIMB HP2 15.000	0	SAPELE GT1-215.800	0
CT COSMO PV 15.000	0	KASHIMB HP3 15.000	0	SAPELE GT3-415.800	0
DELT3 GT9-1111.500	38	KASHIMB HP4 15.000	0	SAPELE ROT 15.800	0
DELT3GT12-1411.500	0	KASHIMB HPP 15.000	21	SAPELE ST1 15.800	0
DELTA GT 15 11.500	96	KAZAURE PV1 11.000	0	SAPELE ST2 15.800	0
DELTA GT16 11.500	96	KAZAURE PV1011.000	0	SAPELE ST3 15.800	0
DELTA GT17 11.500	97	KAZAURE PV2 11.000	0	SAPELE ST4 15.800	0
DELTA GT18 11.500	0	KAZAURE PV3 11.000	0	SAPELE ST5 15.800	0
DELTA GT19 11.500	0	KAZAURE PV4 11.000	0	SAPELE ST6 15.800	0
DELTA GT20 11.500	0	KAZAURE PV5 11.000	0	SHIROR 411G116.000	140
DELTA1 GT1 11.500	0	KAZAURE PV6 11.000	0	SHIROR 411G216.000	140
DELTA1 GT2 11.500	0	KAZAURE PV7 11.000	0	SHIROR 411G316.000	0
DELTA2 GT3-511.500	45	KAZAURE PV8 11.000	0	SHIROR 411G416.000	0
DELTA2 GT6-811.500	10	KAZAURE PV9 11.000	0	SINOSUN PV 15.000	0
DKOWA G1 11.000	14	KT WF 33 33.000	9	SYNER GEN PV15.000	0
DUSABLE PV 15.000	0	KVKPOWER PV 15.000	0	ZUNGE_G1 16.000	107
EGBEMA_GTB1 15.000	102	LAFARAGE 1 11.000	0	ZUNGE_G2 16.000	107
EGBEMA_GTB2 15.000	102	MIDBAND PV 15.000	0	ZUNGE_G3 16.000	0
EGBEMA_GTB3 15.000	102	NOVA SCOT PV132.00	0	ZUNGE_G4 16.000	107
EGBIN ST 1 16.000	171.4	NOVA SOLA PV15.000	0		

出所：JICA 調査団作成



出所：JICA 調査団作成

図 7-4.6 2020 年乾季ピーク時の 330 kV 系統の電力潮流

(2) 送電線及び変圧器の過負荷

平常時 (N-0) で過負荷状態にある 132 kV 送電線及び 330/132 kV 変圧器、132/33 kV 変圧器のリストを表 7-4.7、表 7-4.8、表 7-4.9 に示す。Ijora に 330 kV 変電所を建設すると、2020 年では Alagbon-Ijora 間の 132 kV 送電線の過負荷が一時的に解消されるものの、翌年には同送電線が必要になるため早急に系統に接続する必要がある。

表 7-4.7 2020 年の乾季ピーク時の過負荷状態の送電線 (N-0)

母線番号	母線名	母線番号	母線名	回線	ケース	定格容量 [MVA]	潮流値 [MVA]	過負荷率 [%]
82024	IBOM IPP 1 132.00	82031	IKOT_ABASI 132.00	1	BASE CASE	125.7	182.1	144.8

出所：JICA 調査団作成

表 7-4.8 2020 年の乾季ピーク時の過負荷状態の 330/132 kV 変圧器 (N-0)

母線番号	名称	電圧 (kV)	エリア	母線番号	名称	電圧 (kV)	番号	負荷 (MVA)	定格容量 (MVA)	過負荷率 (%)
330/132 kV 3 巻線変圧器及び単巻変圧器										
23003	GANMO 3	330	2	3WINDTR	GANMO TR2A	WND 1	1	157.4	150	104.9
33002	BKEBBI 3	330	3	3WINDTR	B_KEBBI T1	WND 1	1	176.9	150	118
43002	BENIN 3	330	4	3WINDTR	BENIN TR1	WND 1	1	156	150	104
43002	BENIN 3	330	4	3WINDTR	BENIN TR2	WND 1	1	156	150	104
43002	BENIN 3	330	4	3WINDTR	BENIN TR3	WND 1	1	156	150	145.6
43011	B.NORTH_3	330	4	3WINDTR	BENIN 9T1	WND 2	1	88	67.5	131.6

出所：JICA 調査団作成

表 7-4.9 2020年の乾季ピーク時の過負荷状態の2巻線変圧器 (N-0)

母線番号	名称	電圧 (kV)	エリア	母線番号	名称	電圧 (kV)	番号	負荷 (MVA)	定格容量 (MVA)	過負荷率 (%)
132/33 及び 132/11 kV 2 巻線変圧器										
32017	SULEJA 1	132	3	36016	SULEJA 11	11	1	18.6	7.5	247.6
42004	BENIN 1	132	4	45029	BENIN T22 33	33	1	85.9	60	143.1
52001	KANO 1	132	5	55058	KUMB T3 MOB	33	3	41.9	30	139.6
42004	BENIN 1	132	4	45031	BENIN T24 33	33	1	82.9	60	138.1
42004	BENIN 1	132	4	45030	BENIN T23 33	33	1	80.9	60	134.8
52016	FUNTUA 1	132	5	56000	FUNTUA 11	11	1	9.6	7.5	127.6
42005	B_NORTH 1	132	4	45015	B_NORTH_33	33	1	73.9	60	123.2
22015	OMUARAN 1	132	2	25016	OMUARAN 33	33	1	33.4	30	111.4
52016	FUNTUA 1	132	5	55003	FUNTUA 33	33	1	33	30	109.9
52016	FUNTUA 1	132	5	56005	FUNTUA T2	11	2	7.9	7.5	105.9
22013	OFFA 1	132	2	25015	OFFA 33	33	1	31.8	30	105.8
12029	OJO 1	132	1	15030	OJO 33	33	1	30.4	30	101.4

出所：JICA 調査団作成

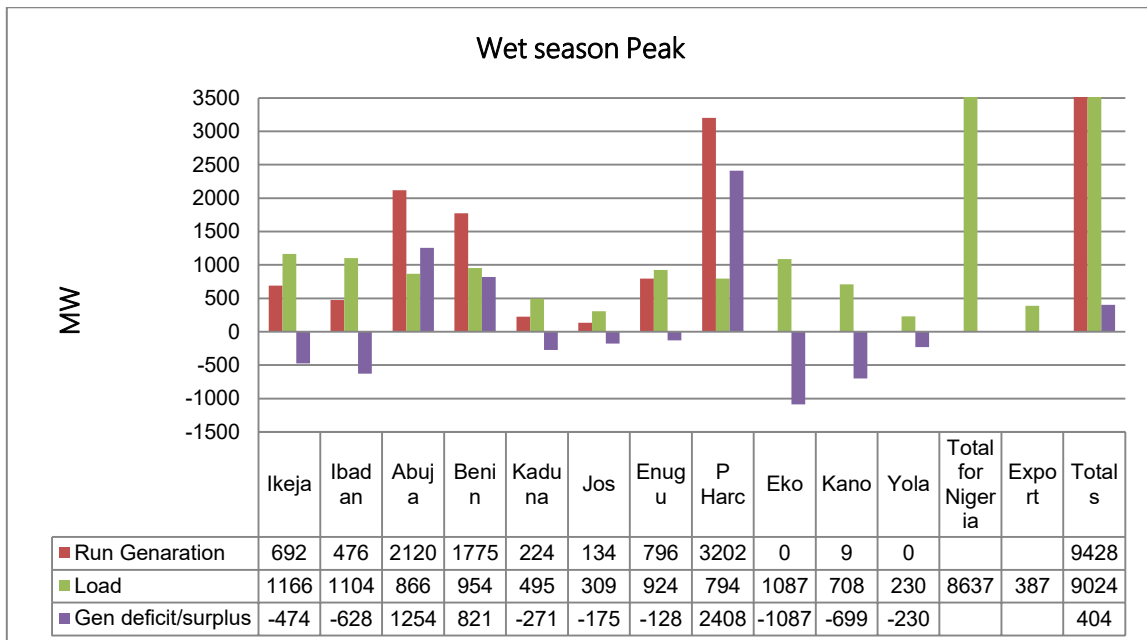
7-4-2-3 雨季ピークケース

(1) 解析の前提条件

次の仮定の下、雨季ピーク時ケースの解析をした。

- (a) PV による発電を 0 MW とする
- (b) 水力発電所の出力を通常運転の 2,100 MW とする

DisCo 別の発電可能容量と負荷を図 7-4.7 に示す。



出所：JICA 調査団作成

図 7-4.7 各 DisCo の地域別雨季ピーク発電可能容量及び負荷

(2) 送電線及び変圧器の過負荷

平常時 (N-0) で過負荷状態の 132 kV 送電線を表 7-4.10 に示す。

表 7-4.10 2020 年の雨季ピーク時の過負荷状態の送電線 (N-0)

母線番号	母線名	母線番号	母線名	回線	ケース	定格容量 [MVA]	潮流値 [MVA]	過負荷率 [%]
82024	IBOM IPP 1 132.00	82031	IKOT_ABASI 132.00	1	BASE CASE	125.7	182.6	145.2

出所：JICA 調査団作成

なお、雨季ピーク時の過負荷状態の送電線は全て乾季ピーク時の過負荷状態の送電線に含まれる。変圧器についても同様である。

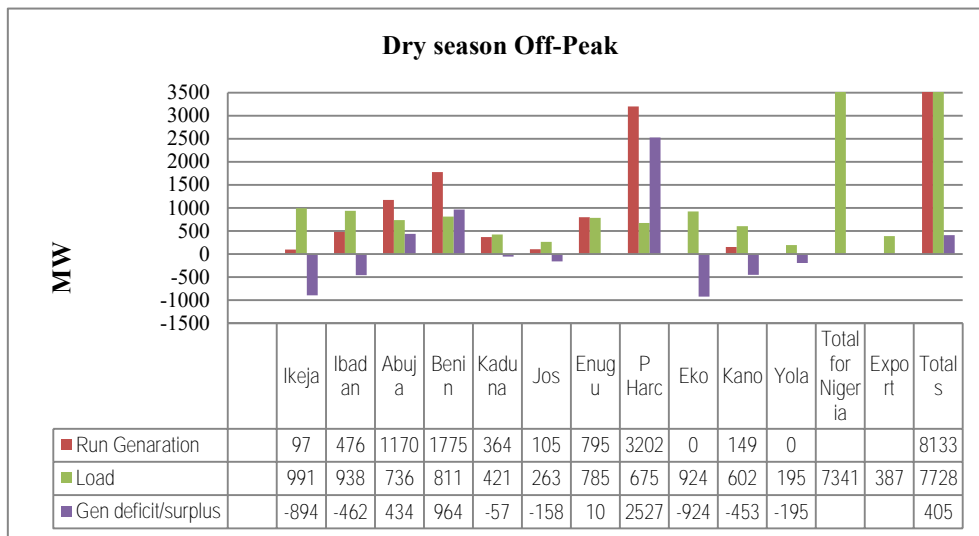
7-4-2-4 乾季オフピークケース

(1) 解析の前提条件

次の仮定の下、乾季ピーク時ケースを検討した。

- (a) PV からの発電を 400 MW とする
- (b) 水力発電出力を 1,100 MW 低減する

各 DisCo の稼働中の発電可能容量と負荷を図 7-4.8 示す。



出所：JICA 調査団作成

図 7-4.8 各 DisCo の地域別乾季オフピーク時の発電可能容量及び負荷

(2) 送電線と変圧器の過負荷

平常時 (N-0) の過負荷状態の 132 kV 送電線を表 7-4.11 に示す。

表 7-4.11 2020 年乾季オフピーク時の過負荷状態の送電線 (N-0)

母線番号	母線名	母線番号	母線名	回線	ケース	定格容量 (MVA)	潮流値 (MVA)	過負荷率 (%)
82024	IBOM IPP 1 132.00	82031	IKOT_ABASI 132.00	1	BASE CASE	125.7	189.6	150.9

出所：JICA 調査団作成

乾季オフピーク時の過負荷状態の送電線は乾季ピーク時と同じである。表 7-4.1 2 及び表 7-4.1 3 に示すように、過負荷状態の変圧器は乾季ピーク時よりも少ない。

表 7-4.1 2 2020 年乾季オフピーク時の過負荷状態の 330/132 kV 変圧器 (N-0)

母線番号	母線名	電圧 (kV)	エリア	母線番号	母線名	巻線	番号	負荷 (MVA)	定格容量 (MVA)	過負荷率 (%)
330/132 kV 3 巻線変圧器及び単巻変圧器										
43011	B.NORTH_3	330	4	3WNDTR	BENIN 9T1	2	1	74.3	67.5	110

出所：JICA 調査団作成

表 7-4.1 3 2020 年乾季オフピーク時の過負荷状態の 2 巻線変圧器 (N-0)

母線番号	母線名	電圧 (kV)	エリア	母線番号	母線名	電圧 (kV)	番号	負荷 (MVA)	定格容量 (MVA)	過負荷率 (%)
132/33 及び 132/11 kV 2 巻線変圧器										
32017	SULEJA 1	132	3	36016	SULEJA 11	11	1	15.5	7.5	206
42004	BENIN 1	132	4	45029	BENIN T22 33	33	1	72.4	60	120.6
52001	KANO 1	132	5	55058	KUMB T3 MOB	33	3	34.9	30	116.3
42004	BENIN 1	132	4	45031	BENIN T24 33	33	1	69.9	60	116.4
42004	BENIN 1	132	4	45030	BENIN T23 33	33	1	68.2	60	113.7
52016	FUNTUA 1	132	5	56000	FUNTUA 11	11	1	9.6	7.5	127.6
42005	B_NORTH 1	132	4	45015	B_NORTH_33	33	1	62.4	60	104

出所：JICA 調査団作成

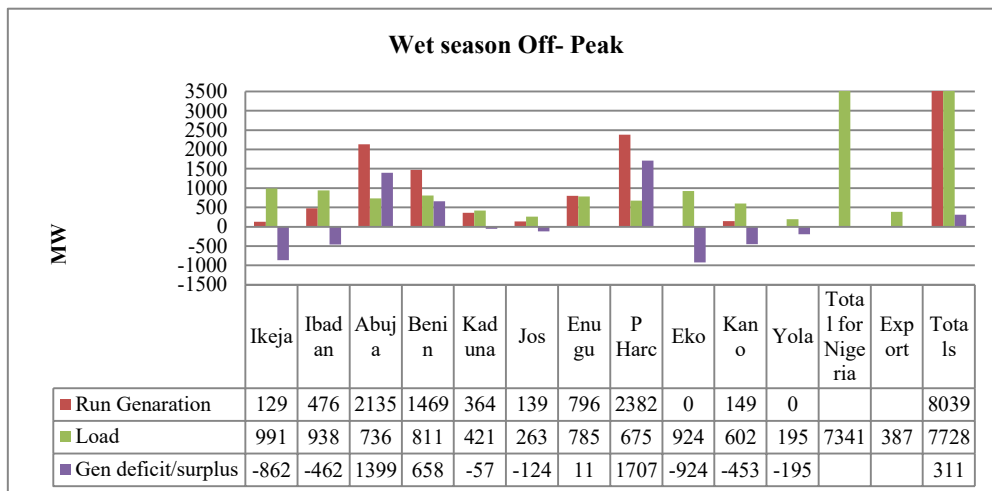
7-4-2-5 雨季オフピーク時

(1) 解析の前提条件

以下の仮定の下、雨季オフピーク時の検討をした。

- (a) PV からの発電を 400 MW とする
- (b) 水力発電所の出力を通常運転の 2,100 MW とする

各 DisCo の発電可能容量及び負荷を図 7-4.9 に示す。



出所：JICA 調査団作成

図 7-4.9 各 DisCo の地域別雨季オフピーク時の発電可能容量と負荷

(2) 送電線及び変圧器の過負荷

平常時 (N-0) における過負荷状態の 132 kV 送電線を表 7-4.14 に示す。

表 7-4.14 2020 年雨季オフピーク時の過負荷状態の送電線 (N-0)

母線番号	母線名	母線番号	母線名	回線	ケース	定格容量 [MVA]	潮流値 [MVA]	過負荷率 [%]
82024	IBOM IPP 1 132.00	82031	IKOT_ABASI 132.00	1	BASE CASE	125.7	189.4	150.7

出所：JICA 調査団作成

雨季ピーク時の過負荷状態の送電線は全て乾季ピーク時の過負荷状態の送電線に含まれる。変圧器に関しても同様である。

7-4-3 2020 年の事故発生時の潮流解析

330 kV 及び 132 kV 送電線を対象に、PSS/E にて N-1 想定事故解析を行った。解析では、短時間過負荷定格を用いた。表 7-4.15 から表 7-4.19 に解析結果を示す。

表 7-4.15 計算が収束しなかったケース

系統事故	状態	母線番号	母線	電圧 (kV)	母線番号	母線	CKT
SINGLE 53001-53005(2)	OPEN LINE	FROM BUS 53001	KANO 3	330	TO BUS 53005	KANO_NEW330	2
SINGLE 63000-63002(1)	OPEN LINE	FROM BUS 63000	GOMBE 3	330	TO BUS 63002	YOLA 3	1
SINGLE 63000-63007(1)	OPEN LINE	FROM BUS 63000	GOMBE 3	330	TO BUS 63007	DAMATURU 3	1
SINGLE 32003-32041(3)	OPEN LINE	FROM BUS 32003	BKEBBI 1	132	TO BUS 32041	KVKPOWER PV	3
SINGLE 32016-32041(3)	OPEN LINE	FROM BUS 32016	SOKOTO 1	132	TO BUS 32041	KVKPOWER PV	3
SINGLE 52015-52016(1)	OPEN LINE	FROM BUS 52015	ZARIA 1	132	TO BUS 52016	FUNTUA 1	1

出所：JICA 調査団作成

上記の表の Gombe から Yola 及び Damaturu への 330 kV 送電線の事故ケースでは、1 回線送電線でかつ代替ルートからの電力供給も十分でなかったため、解析は収束しなかった。送電線を 2 回線化すればこの問題は解決される。これは関連する 132kV 送電線及び変圧器の過負荷が原因である。過負荷の解消は電圧低下を改善するために最優先の事項であり、132 kV 送電線の増強もしくは代替ルートの新設が必要である。すべての N-1 想定事故において、132 kV 系統の電圧が最小許容電圧である 0.8 p.u. を下回っていた。これは関連する 132 kV 送電線及び変圧器の過負荷が原因であり、過負荷の解消は電圧低下を改善するために最優先の事項である。

7-4-3-1 2020 年乾季ピークケースの N-1 解析

表 7-4.16 に N-0 ケース及び N-1 ケースの解析結果を示す。このケースでは全ての 330kV 送電線において潮流が定格容量に収まる。132kV 送電線に関しては表に示すように過負荷状態の

ものがある。

表 7-4.16 2020年の乾季ピーク時の過負荷状態の送電線 (N-0 及び N-1 ケース)

母線 番号	母線名	母線 番号	母線名	回線	ケース	定格容量 (MVA)	潮流値 (MVA)	過負荷率 (%)
330 kV								
None								
132 kV								
82024	IBOM IPP 1	82031	IKOT_ABASI	1	BASE CASE	125.7	182.1	144.8
82019	OMOKU 1	82036	RUMUSOI 1	2	SINGLE 82019- 82036(1)	138.3	219	158.3
82019	OMOKU 1	82036	RUMUSOI 1	1	SINGLE 82019- 82036(2)	138.3	219	158.3
42000	AJAOKUTA 1	42009	OKENE 1	1	SINGLE 42004- 42008(1)	138.3	211.5	152.9
42004	BENIN 1	42008	IRRUA 1	1	SINGLE 42000- 42009(1)	138.3	203.5	147.1
22002	OSOGBO 4T2	22008	IWO 1	1	SINGLE 22000- 22006(1)	138.3	201.9	146
82017	YENAGOA 1	82022	GBARAIN UBIE	2	SINGLE 82017- 82022(1)	138.3	191.2	138.2
82017	YENAGOA 1	82022	GBARAIN UBIE	1	SINGLE 82017- 82022(2)	138.3	191.2	138.2
12003	IKEJA W 1BB1	12019	ALIMOSHO 1	2	SINGLE 12003- 12019(1)	138.3	176.8	127.9
12003	IKEJA W 1BB1	12019	ALIMOSHO 1	1	SINGLE 12003- 12019(2)	138.3	176.8	127.9
52033	MANDO T4A BB	52035	KUDENDA 1	2	SINGLE 52033- 52035(1)	138.3	172.5	124.8
52033	MANDO T4A BB	52035	KUDENDA 1	1	SINGLE 52033- 52035(2)	138.3	172.5	124.8
22000	AYEDE 1	22006	IBADAN NORTH	1	SINGLE 22002- 22008(1)	138.3	172	124.4
82017	YENAGOA 1	82018	AHOADA 1	2	SINGLE 82017- 82018(1)	138.3	171.4	123.9
82017	YENAGOA 1	82018	AHOADA 1	1	SINGLE 82017- 82018(2)	138.3	171.4	123.9
62009	BIU 1	62026	DADINKOWA 1	1	SINGLE 63005- 63007(1)	76.7	94.7	123.5
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	1	SINGLE 82024- 82031(1)	150.4	184.2	122.4
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	2	SINGLE 82024- 82031(1)	150.4	184.2	122.4
82007	PHCT MAIN1	82036	RUMUSOI 1	2	SINGLE 82007- 82036(1)	138.3	166	120
82007	PHCT MAIN1	82036	RUMUSOI 1	1	SINGLE 82007- 82036(2)	138.3	166	120
82000	AFAM 1-2-3	82002	AFAM IV	2	SINGLE 82000- 82002(1)	138.3	160.2	115.8
82000	AFAM 1-2-3	82002	AFAM IV	1	SINGLE 82000- 82002(2)	138.3	160.2	115.8
52015	ZARIA 1	52016	FUNTUA 1	1	SINGLE 32016- 52004(1)	99.3	110.4	111.2
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	2	SINGLE 82005- 82024(1)	150.4	166.5	110.7
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	1	SINGLE 82005- 82024(2)	150.4	166.5	110.7

出所：JICA 調査団作成

7-4-3-2 2020年雨季ピークケースのN-1解析

N-0とN-1ケースの解析結果を表7-4.17に示す。

表 7-4.17 2020年の雨季ピーク時の過負荷状態の送電線 (N-0及びN-1ケース)

母線番号	母線名	母線番号	母線名	回線	ケース	定格容量 (MVA)	潮流値 (MVA)	過負荷率 (%)
330 kV								
None								
132 kV								
82024	IBOM IPP 1	82031	IKOT_ABASI	1	BASE CASE	125.7	182.6	145.2
82019	OMOKU 1	82036	RUMUSOI 1	1	SINGLE 82019-82036(2)	138.3	220	159.1
42000	AJAKUTA 1	42009	OKENE 1	1	SINGLE 42004-42008(1)	138.3	208.8	151
42004	BENIN 1	42008	IRRUA 1	1	SINGLE 42000-42009(1)	138.3	201.9	146
22002	OSOGBO 4T2	22008	IWO 1	1	SINGLE 22000-22006(1)	138.3	200.8	145.2
52033	MANDO T4A BB	52035	KUDENDA 1	2	SINGLE 52033-52035(1)	138.3	200.2	144.8
52033	MANDO T4A BB	52035	KUDENDA 1	1	SINGLE 52033-52035(2)	138.3	200.2	144.8
82017	YENAGOA 1	82022	GBARAIN UBIE	2	SINGLE 82017-82022(1)	138.3	191.2	138.3
82017	YENAGOA 1	82022	GBARAIN UBIE	1	SINGLE 82017-82022(2)	138.3	191.2	138.3
12003	IKEJA W 1BB1	12019	ALIMOSHO 1	2	SINGLE 12003-12019(1)	138.3	180	130.1
12003	IKEJA W 1BB1	12019	ALIMOSHO 1	1	SINGLE 12003-12019(2)	138.3	180	130.1
62009	BIU 1	62026	DADINKOWA 1	1	SINGLE 63005-63007(1)	76.7	98.1	128
22000	AYEDE 1	22006	IBADAN NORTH	1	SINGLE 22002-22008(1)	138.3	172.9	125
82017	YENAGOA 1	82018	AHOADA 1	2	SINGLE 82017-82018(1)	138.3	171.5	124
82017	YENAGOA 1	82018	AHOADA 1	1	SINGLE 82017-82018(2)	138.3	171.5	124
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	1	SINGLE 82024-82031(1)	150.4	184.5	122.7
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	2	SINGLE 82024-82031(1)	150.4	184.5	122.7
82007	PHCT MAIN1	82036	RUMUSOI 1	2	SINGLE 82007-82036(1)	138.3	167.1	120.8
82007	PHCT MAIN1	82036	RUMUSOI 1	1	SINGLE 82007-82036(2)	138.3	167.1	120.8
82000	AFAM 1-2-3	82002	AFAM IV	2	SINGLE 82000-82002(1)	138.3	160.2	115.8
82000	AFAM 1-2-3	82002	AFAM IV	1	SINGLE 82000-82002(2)	138.3	160.2	115.8
23002	OMOTOSHO3	43002	BENIN 3	2	SINGLE 23002-43002(1)	855.1	948.8	111
23002	OMOTOSHO3	43002	BENIN 3	1	SINGLE 23002-43002(2)	855.1	948.8	111
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	2	SINGLE 82005-82024(1)	150.4	166.4	110.6
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	1	SINGLE 82005-82024(2)	150.4	166.4	110.6

母線番号	母線名	母線番号	母線名	回線	ケース	定格容量 (MVA)	潮流値 (MVA)	過負荷率 (%)
52015	ZARIA 1	52016	FUNTUA 1	1	SINGLE 32016-52004(1)	99.3	106.3	107
82013	ONNE 1	82040	TRAMADI	2	SINGLE 82013-82040(1)	138.3	139.6	100.9
82013	ONNE 1	82040	TRAMADI	1	SINGLE 82013-82040(2)	138.3	139.6	100.9

出所：JICA 調査団作成

7-4-3-3 2020年の乾季オフピークケースのN-1解析

N-0及びN-1ケースの解析結果を表7-4.18に示す。N-1ケースにおいて過負荷状態の330kV送電線を赤字で示す。

表 7-4.18 2020年の乾季オフピークの過負荷状況下の送電線 (N-0とN-1ケース)

母線番号	母線名	母線番号	母線名	回線	ケース	定格容量 [MVA]	潮流値 [MVA]	過負荷率 [%]
330 kV								
23002	OMOTOSHO3	43002	BENIN 3	2	SINGLE 23002-43002(1)	855.1	1081.6	126.5
23002	OMOTOSHO3	43002	BENIN 3	1	SINGLE 23002-43002(2)	855.1	1081.6	126.5
132 kV								
82024	IBOM IPP 1	82031	IKOT_ABASI	1	BASE CASE	125.7	189.6	150.9
62000	GOMBE 1	62013	T_JUNCTION 1	1	SINGLE 63000-63002(1)	76.7	151.3	197.2
82019	OMOKU 1	82036	RUMUSOI 1	2	SINGLE 82019-82036(1)	138.3	213.6	154.5
82019	OMOKU 1	82036	RUMUSOI 1	1	SINGLE 82019-82036(2)	138.3	213.6	154.5
62003	YOLA 1	62013	T_JUNCTION 1	1	SINGLE 63000-63002(1)	76.7	114.4	149.2
52033	MANDO T4A BB	52035	KUDENDA 1	2	SINGLE 52033-52035(1)	138.3	202.6	146.5
52033	MANDO T4A BB	52035	KUDENDA 1	1	SINGLE 52033-52035(2)	138.3	202.6	146.5
82017	YENAGOA 1	82022	GBARAIN UBIE	2	SINGLE 82017-82022(1)	138.3	191.5	138.5
82017	YENAGOA 1	82022	GBARAIN UBIE	1	SINGLE 82017-82022(2)	138.3	191.5	138.5
82000	AFAM 1-2-3	82002	AFAM IV	2	SINGLE 82000-82002(1)	138.3	181.4	131.1
82000	AFAM 1-2-3	82002	AFAM IV	1	SINGLE 82000-82002(2)	138.3	181.4	131.1
22002	OSOGBO 4T2	22008	IWO 1	1	SINGLE 22000-22006(1)	138.3	175.5	126.9
62009	BIU 1	62026	DADINKOWA 1	1	SINGLE 63005-63007(1)	76.7	97	126.5
82017	YENAGOA 1	82018	AHOADA 1	2	SINGLE 82017-82018(1)	138.3	174.5	126.2
82017	YENAGOA 1	82018	AHOADA 1	1	SINGLE 82017-82018(2)	138.3	174.5	126.2
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	1	SINGLE 82024-82031(1)	150.4	185.3	123.2
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	2	SINGLE 82024-82031(1)	150.4	185.3	123.2
42000	AJAKUTA 1	42009	OKENE 1	1	SINGLE 42004-42008(1)	138.3	169.9	122.9
82007	PHCT MAIN1	82036	RUMUSOI 1	2	SINGLE 82007-82036(1)	138.3	169.5	122.5
82007	PHCT MAIN1	82036	RUMUSOI 1	1	SINGLE 82007-82036(2)	138.3	169.5	122.5
42004	BENIN 1	42008	IRRUA 1	1	SINGLE 42000-42009(1)	138.3	169.1	122.3
82013	ONNE 1	82040	TRAMADI	2	SINGLE 82013-82040(1)	138.3	157.5	113.9
82013	ONNE 1	82040	TRAMADI	1	SINGLE 82013-82040(2)	138.3	157.5	113.9
12003	IKEJA W 1BB1	12019	ALIMOSHO 1	2	SINGLE 12003-12019(1)	138.3	153.1	110.7
12003	IKEJA W 1BB1	12019	ALIMOSHO 1	1	SINGLE 12003-12019(2)	138.3	153.1	110.7
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	2	SINGLE 82005-82024(1)	150.4	155	103.1
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	1	SINGLE 82005-82024(2)	150.4	155	103.1
22000	AYEDE 1	22006	IBADAN NORTH	1	SINGLE 22002-22008(1)	138.3	142.4	103

出所：JICA 調査団作成

7-4-3-4 2020年雨季オフピークケースのN-1解析

N-0 と N-1 ケースの解析結果を表 7-4.19 に示す。N-1 ケースにおいて過負荷状態の 330 kV 送電線を赤文字で示す。

表 7-4.19 2020年雨季オフピークの過負荷状態の送電線 (N-0 及び N-1 ケース)

母線番号	母線名	母線番号	母線名	回線	ケース	定格容量 [MVA]	潮流値 [MVA]	過負荷率 [%]
330 kV								
23002	OMOTOSHO3	43002	BENIN 3	2	SINGLE 23002-43002(1)	855.1	944.4	110.4
23002	OMOTOSHO3	43002	BENIN 3	1	SINGLE 23002-43002(2)	855.1	944.4	110.4
132 kV								
82024	IBOM IPP 1	82031	IKOT_ABASI	1	BASE CASE	125.7	189.4	150.7
62000	GOMBE 1	62013	T_JUNCTION 1	1	SINGLE 63000-63002(1)	76.7	153.2	199.7
62003	YOLA 1	62013	T_JUNCTION 1	1	SINGLE 63000-63002(1)	76.7	116.3	151.6
52033	MANDO T4A BB	52035	KUDENDA 1	2	SINGLE 52033-52035(1)	138.3	202.5	146.4
52033	MANDO T4A BB	52035	KUDENDA 1	1	SINGLE 52033-52035(2)	138.3	202.5	146.4
62009	BIU 1	62026	DADINKOWA 1	1	SINGLE 63005-63007(1)	76.7	98.2	128.1
22002	OSOGBO 4T2	22008	IWO 1	1	SINGLE 22000-22006(1)	138.3	175.5	126.9
42004	BENIN 1	42008	IRRUA 1	1	SINGLE 42000-42009(1)	138.3	171.2	123.8
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	1	SINGLE 82024-82031(1)	150.4	184.6	122.7
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	2	SINGLE 82024-82031(1)	150.4	184.6	122.7
42000	AJAKUTA 1	42009	OKENE 1	1	SINGLE 42004-42008(1)	138.3	169.4	122.5
82007	PHCT MAIN1	82014	RIVERS_IPP	2	SINGLE 82007-82014(1)	138.3	155.2	112.2
82007	PHCT MAIN1	82014	RIVERS_IPP	1	SINGLE 82007-82014(2)	138.3	155.2	112.2
12003	IKEJA W 1BB1	12019	ALIMOSHO 1	2	SINGLE 12003-12019(1)	138.3	153.8	111.2
12003	IKEJA W 1BB1	12019	ALIMOSHO 1	1	SINGLE 12003-12019(2)	138.3	153.8	111.2
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	2	SINGLE 82005-82024(1)	150.4	156.7	104.2
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	1	SINGLE 82005-82024(2)	150.4	156.7	104.2
22000	AYEDE 1	22006	IBADAN NORTH	1	SINGLE 22002-22008(1)	138.3	142.4	103

出所：JICA 調査団作成

7-4-4 2020年ケースの潮流解析結果概要

2020年ケースの潮流解析の結果を以下に示す。

7-4-4-1 過負荷状態の330kV及び132kV送電線

平常時（N-0）では、330kV送電線に過負荷は発生しない。しかし、GombeからYola及びDamaturuの330kV送電線事故の場合、当該送電線が1回線送電線でかつ代替ルートからの電力供給も十分でないため、このケースの潮流計算は収束しない。2回線化することで過負荷は解消される。また、BKebbi - KVK Power PV間の132kV送電線、及びZaria - Funtua間の132kV送電線事故の場合も潮流計算が収束しないため、代替ルートの新設が必要である。

最優先すべき対策は表7-4.20に示す132kV送電線の平常時（N-0）に発生する過負荷の解消である。

表 7-4.20 N-0条件下で過負荷状態の132kV送電線の増強

変電所	変電所	増強方法
lbom IPP	Ikot Abasi	2回線化

出所：JICA調査団作成

その次に優先すべきは、N-1条件下で過負荷状態の330kV及び132kV送電線の増強である。増強方法として、定格容量の大きな電線への張り替えの実施、また、1回線送電線については2回線化の実施が考えられる。

送電線の過負荷率が高い順にリストにしたものを表7-4.21に示す。張り替えが推奨されている2回線送電線をグレーで示す。

表 7-4.21 N-1条件下で過負荷状態の330kV及び132kV送電線の増強

母線番号	母線名	母線番号	母線名	回線	ケース	定格容量 [MVA]	潮流値 [MVA]	過負荷率 [%]
330 kV								
23002	OMOTOSHO3	43002	BENIN 3 cct1		SINGLE 23002-43002(1)	855.1	1081.6	126.5
23002	OMOTOSHO3	43002	BENIN 3 cct2		SINGLE 23002-43002(2)	855.1	1081.6	126.5
132 kV								
82024	IBOM IPP 1	82031	IKOT_ABASI	1	BASE CASE	125.7	189.6	150.9
62000	GOMBE 1	62013	T_JUNCTION 1	1	SINGLE 63000-63002(1)	76.7	151.3	197.2
82019	OMOKU 1	82036	RUMUSOI 1	1	SINGLE 82019-82036(2)	138.3	220	159.1
82019	OMOKU 1	82036	RUMUSOI 1	2	SINGLE 82019-82036(1)	138.3	213.6	154.5
42000	AJAOKUTA 1	42009	OKENE 1	1	SINGLE 42004-42008(1)	138.3	211.5	152.9
62003	YOLA 1	62013	T_JUNCTION 1	1	SINGLE 63000-63002(1)	76.7	116.3	151.6
42004	BENIN 1	42008	IRRUA 1	1	SINGLE 42000-42009(1)	138.3	203.5	147.1
52033	MANDO T4A BB	52035	KUDENDA 1	2	SINGLE 52033-52035(1)	138.3	202.6	146.5

母線番号	母線名	母線番号	母線名	回線	ケース	定格容量 [MVA]	潮流値 [MVA]	過負荷率 [%]
52033	MANDO T4A BB	52035	KUDENDA 1	1	SINGLE 52033-52035(2)	138.3	202.6	146.5
22002	OSOGBO 4T2	22008	IWO 1	1	SINGLE 22000-22006(1)	138.3	201.9	146
82017	YENAGOA 1	82022	GBARAIN UBIE	2	SINGLE 82017-82022(1)	138.3	191.5	138.5
82017	YENAGOA 1	82022	GBARAIN UBIE	1	SINGLE 82017-82022(2)	138.3	191.5	138.5
82000	AFAM 1-2-3	82002	AFAM IV	2	SINGLE 82000-82002(1)	138.3	181.4	131.1
82000	AFAM 1-2-3	82002	AFAM IV	1	SINGLE 82000-82002(2)	138.3	181.4	131.1
12003	IKEJA W 1BB1	12019	ALIMOSHO 1	2	SINGLE 12003-12019(1)	138.3	180	130.1
12003	IKEJA W 1BB1	12019	ALIMOSHO 1	1	SINGLE 12003-12019(2)	138.3	180	130.1
62009	BIU 1	62026	DADINKOWA 1	1	SINGLE 63005-63007(1)	76.7	98.2	128.1
82017	YENAGOA 1	82018	AHOADA 1	2	SINGLE 82017-82018(1)	138.3	174.5	126.2
82017	YENAGOA 1	82018	AHOADA 1	1	SINGLE 82017-82018(2)	138.3	174.5	126.2
22000	AYEDE 1	22006	IBADAN NORTH	1	SINGLE 22002-22008(1)	138.3	172.9	125
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	1	SINGLE 82024-82031(1)	150.4	184.5	122.7
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	2	SINGLE 82024-82031(1)	150.4	184.5	122.7
82007	PHCT MAIN1	82036	RUMUSOI 1	2	SINGLE 82007-82036(1)	138.3	169.5	122.5
82007	PHCT MAIN1	82036	RUMUSOI 1	1	SINGLE 82007-82036(2)	138.3	169.5	122.5
82013	ONNE 1	82040	TRAMADI	2	SINGLE 82013-82040(1)	138.3	157.5	113.9
82013	ONNE 1	82040	TRAMADI	1	SINGLE 82013-82040(2)	138.3	157.5	113.9
82007	PHCT MAIN1	82014	RIVERS_IPP	2	SINGLE 82007-82014(1)	138.3	155.2	112.2
82007	PHCT MAIN1	82014	RIVERS_IPP	1	SINGLE 82007-82014(2)	138.3	155.2	112.2
52015	ZARIA 1	52016	FUNTUA 1	1	SINGLE 32016-52004(1)	99.3	110.4	111.2

注：2020年の過負荷状態の Benin-Omotosho 330 kV 送電線は、改修が計画されているため 2025年には過負荷状態ではない。

出所：JICA 調査団作成

7-4-4-2 過負荷状態の変圧器

(1) 過負荷率 100%以上の変圧器

表 7-4.22 に示される平常時 (N-0) において定格負荷の 100%以上で運転されている 330/132 kV 三巻線変圧器は更新が必要である。

表 7-4.22 N-1 条件下で過負荷運転されている 330/132 kV 3 巻線変圧器の更新要件

母線番号	名称	電圧 (kV)	名称	負荷 (MVA)	定格容量 (MVA)	過負荷率 (%)
330/132 kV 3 巻線変圧器						
43002	BENIN 3	330	BENIN TR3	156	150	145.6
43011	B.NORTH_3	330	BENIN 9T1	88	67.5	131.6
33002	BKEBBI 3	330	B_KEBBI T1	176.9	150	118
23003	GANMO 3	330	GANMO TR2A	157.4	150	104.9
43002	BENIN 3	330	BENIN TR1	156	150	104
43002	BENIN 3	330	BENIN TR2	156	150	104

出所：JICA 調査団作成

表 7-4.23 に示す平常時において定格負荷の 100%以上で運転されている 132/33 kV 及び 132/11 kV の変圧器も同様に更新が必要である。

表 7-4.23 N-0 条件下で過負荷運転されている 132/33 kV 及び 132/11 kV 2 巻変圧器の更新要件

母線番号	名称	電圧 (kV)	母線番号	名称	電圧 (kV)	負荷 (MVA)	定格容量 (MVA)	過負荷率 (%)
132/33 及び 132/11 kV 2 巻線変圧器								
32017	SULEJA 1	132	36016	SULEJA 11	11	18.6	7.5	247.6
42004	BENIN 1	132	45029	BENIN T22 33	33	85.9	60	143.1
52001	KANO 1	132	55058	KUMB T3 MOB	33	41.9	30	139.6
42004	BENIN 1	132	45031	BENIN T24 33	33	82.9	60	138.1
42004	BENIN 1	132	45030	BENIN T23 33	33	80.9	60	134.8
52016	FUNTUA 1	132	56000	FUNTUA 11	11	9.6	7.5	127.6
42005	B_NORTH 1	132	45015	B_NORTH_33	33	73.9	60	123.2
22015	OMUARAN 1	132	25016	OMUARAN 33	33	33.4	30	111.4
52016	FUNTUA 1	132	55003	FUNTUA 33	33	33	30	109.9
52016	FUNTUA 1	132	56005	FUNTUA T2	11	7.9	7.5	105.9
22013	OFFA 1	132	25015	OFFA 33	33	31.8	30	105.8
12029	OJO 1	132	15030	OJO 33	33	30.4	30	101.4

出所：JICA 調査団作成

(2) 過負荷率 85%以上の変圧器

平常時に過負荷率 85%以上となる 330/132 kV, 132/33 kV, 132/11 kV 変圧器を表 7-4.24 に示す。これらは更新の検討が必要である。

表 7-4.24 N-0 条件下で 85%以上の過負荷状態の
330/132 kV, 132/33 kV, 132/11 kV 変圧器の更新要件

母線 番号	母線名	電圧 (kV)	母線 番号	母線名	巻線	番号	負荷 (MVA)	定格 容量 (MVA)	過負 荷率 (%)
330/132 kV 3 巻線変圧器									
52001	KANO 1	132	3WNDT R	KANO T3A	2 次	1	112.3	120	93.6
42005	B_NORTH 1	132	3WNDT R	BENIN 9T1	1 次	1	82.8	90	92
132/33 kV 及び 132/11 kV 変圧器									
82005	EKET 1	132	85002	EKET T1B	33	1	43.7	45	97.2
12055	ODOGUNYAN 1	132	15063	ODOGUNYA 33	33	1	57.9	60	96.5
12055	ODOGUNYAN 1	132	15063	ODOGUNYA 33	33	2	57.9	60	96.5
22022	GANMO T1 BB	132	25032	GANMO T1	33	1	57.1	60	95.2
12023	EJIGBO 1	132	15128	EJIGBO 33	33	1	28.4	30	94.5
12023	EJIGBO 1	132	15128	EJIGBO 33	33	2	28.4	30	94.5
12029	OJO 1	132	15047	OJO T3_T4	33	5	55.8	60	92.9
12019	ALIMOSHO 1	132	15072	ALIMOSHO T1	33	3	27.5	30	91.8
42002	UGHELLI 1	132	45001	UGHELLI 33	33	1	53.6	60	89.3
12037	PARAS_1	132	15116	AFR FOUNDRY	33	1	35.6	40	89
22027	SHAGAMU 1	132	25035	SHAGAMU 33	33	1	26.5	30	88.3
82000	AFAM 1-2-3	132	86000	AFAM 11	11	1	55.1	64	86.1
22008	IWO 1	132	25002	IWO 33	33	1	12.9	15	85.9
22008	IWO 1	132	25002	IWO 33	33	2	34.3	40	85.9
32001	SHIRORO 1	132	35013	SHIRORO 33	33	1	25.6	30	85.4

出所：JICA 調査団作成

7-4-4-3 N-1 条件下での電圧低下

すべての N-1 事故において、132 kV 系統の多くで電圧が最小許容電圧 0.8 p.u.を下回っていた。これは関連する 132 kV 送電線及び変圧器の過負荷が原因であり、電圧低下を改善するため、過負荷の解消が求められる。

既設リアクトル、進相コンデンサ及び新規 SVC を含む 2020 年までに新設される無効電力補償装置等を以下に示す。

(1) SVC (静止型無効電力補償装置)

2020 年までに必要な SVC はない。

(2) リアクトル

表 7-4.25 に乾季ピーク時に必要なリアクトルの一覧を示す。Gombe, Yola, Maiduguri でのみリアクトルが必要である。

表 7-4.25 2020年の乾季ピーク時に必要なリアクトル

母線番号	母線名	電圧 (kV)	ld	稼動数	リアクトル容量 (MVar)
63005	MAIDUGURI 3 330.00	330	2	1	-75.00
63002	YOLA 3 330.00	330	1	1	-75.00
63002	YOLA 3 330.00	330	2	1	-75.00
63000	GOMBE 3 330.00	330	1	1	-50.00
63000	GOMBE 3 330.00	330	2	1	-50.00
65001	YOLA T1 33 33.000	33	1	1	-30.00
65014	GOMBE T4A 33.000	33	1	1	-30.00

出所：JICA 調査団作成

表 7-4.26 に乾季オフピーク時と雨季オフピーク時に必要なリアクトルを示す。

表 7-4.26 乾季オフピーク時と雨季オフピーク時に必要なリアクトル

母線番号	母線名	電圧 (kV)	ld	稼動数	リアクトル容量 (MVar)
53001	KANO 3	330	1	1	-75
63001	JOS 3	330	1	1	-75
63002	YOLA 3	330	1	1	-75
63002	YOLA 3	330	2	1	-75
63005	MAIDUGURI 3	330	2	1	-75
63000	GOMBE 3	330	1	1	-50
63000	GOMBE 3	330	2	1	-50
65001	YOLA T1 33	33	1	1	-30
65014	GOMBE T4A	33	1	1	-30

出所：JICA 調査団作成

(3) 進相コンデンサ

表 7-4.27 に乾季ピーク時に必要な進相コンデンサを示す。

表 7-4.27 2020年の乾季ピーク時に必要な進相コンデンサ

母線番号	母線名	電圧 (kV)	ld	稼動数	容量 (MVar)
62021	MAIDUGURI 1	132	1	1	10.8
52022	HADEJIA 1	132	1	1	20
22017	ONDO2 1	132	1	1	24
42008	IRRUA 1	132	1	1	24
52011	GUSAU 1	132	1	1	50
12004	AKANGBA BBII	132	1	1	72
15002	AGBARA 33	33	1	1	20
15022	IKORODU 33	33	2	1	20
15027	ILUPEJU 33	33	1	1	20
25018	AKURE T3A 33	33	1	1	20
45003	OKENE 33	33	1	1	20
55001	DAN AGUNDI 3	33	2	1	20
55010	KATSINA 33	33	1	1	20
15037	NEW ABEOK 33	33	1	1	20
25004	AYEDE 33	33	1	1	20

母線番号	母線名	電圧 (kV)	ld	稼働数	容量 (MVar)
25012	ISEYIN 33	33	1	1	20
25035	SHAGAMU 33	33	1	1	20
25038	IJEBU ODE 33	33	1	1	20
15006	AKANGBA 33	33	1	1	24
15007	AKOKA T1 33	33	1	1	24
15009	ALAUSA 33	33	1	1	24
15010	ALIMOSHO 33	33	1	1	24
15014	EJIGBO 33	33	1	1	24
15015	IJORA 33	33	1	1	24
15018	OGBA 33	33	1	1	24
15028	ISOLO 33	33	1	1	24
15128	EJIGBO 33	33	1	1	24
15079	OTTA T2	33	1	1	24
15080	OLD ABEOK T2	33	3	1	24
25011	ILORIN 33	33	1	1	24

出所：JICA 調査団作成

表 7-4.28 に乾季オフピーク時に必要な進相コンデンサを示す。

表 7-4.28 2020 年の乾季オフピーク時の進相コンデンサ

母線番号	母線名	電圧 (kV)	ld	稼働数	容量 (MVar)
62021	MAIDUGURI 1	132	1	1	10.8
52022	HADEJIA 1	132	1	1	20
22017	ONDO2 1	132	1	1	24
42008	IRRUA 1	132	1	1	24
52011	GUSAU 1	132	1	1	50
12004	AKANGBA BBII	132	1	1	72
15002	AGBARA 33	33	1	1	20
15022	IKORODU 33	33	2	1	20
15027	ILUPEJU 33	33	1	1	20
15037	NEW ABEOK 33	33	1	1	20
25004	AYEDE 33	33	1	1	20
25012	ISEYIN 33	33	1	1	20
25018	AKURE T3A 33	33	1	1	20
25035	SHAGAMU 33	33	1	1	20
25038	IJEBU ODE 33	33	1	1	20
45003	OKENE 33	33	1	1	20
55001	DAN AGUNDI 3	33	2	1	20
55010	KATSINA 33	33	1	1	20
15006	AKANGBA 33	33	1	1	24
15007	AKOKA T1 33	33	1	1	24
15009	ALAUSA 33	33	1	1	24
15010	ALIMOSHO 33	33	1	1	24
15014	EJIGBO 33	33	1	1	24
15015	IJORA 33	33	1	1	24
15018	OGBA 33	33	1	1	24
15028	ISOLO 33	33	1	1	24
15079	OTTA T2	33	1	1	24

母線番号	母線名	電圧 (kV)	Id	稼働数	容量 (MVar)
15080	OLD ABEOK T2	33	3	1	24
15128	EJIGBO 33	33	1	1	24
25011	ILORIN 33	33	1	1	24

出所：JICA 調査団作成

7-4-5 2020年までに必要な系統拡張計画

7-4-5-1 送電線

2回線送電線に増強される1回線送電線を表7-4.29に示す。また、2回線送電線のうち、張り替えのみが必要なものを1~5に示す。Annex 7.4.1 及び Annex 7.4.2 の系統図に示すように、同表に示す送電線は2020年までの建設か、2020年までの建設が困難な場合はできるだけ早い実施が求められている。

表 7-4.29 2020年までに2回線化が必要な送電線

番号	エリア	変電所	変電所	増強方法	電圧 (kV)	長さ (km)	備考	優先順位
1		Damaturu	Maiduguri	DC	330	260	既設は1回線送電線。	1
2		Gombe	Damaturu	DC	330	180	既設は1回線送電線。	1
3		Gombe	Yola	DC	330	240	既設は1回線送電線。	1
4	Part of North East Ring	Yola	Jalingo	DC	330	160	Mayo Belwa 経由の1回線送電線。2020年以降の建設も可能だが、早期の実施が求められる。	3
5		Jos	Gombe	DC	330	270	Bauchi 経由。2020年までか2020年以降早期の完了が求められる。既設は1回線送電線。	1
6	Part of North West ring	Kainji	Birnin Kebbi	DC	330	310	既設は1回線送電線。2020年までか2020年以降早期の完了が求められる。	3
7		Kaduna	Kano	DC	330	230	IDBの出資によりNTEPの枠組みでTCNによって実施される。2020年までか2020年以降早期の完了が求められる。	2
8		Akangba	Ijora	DC	330	14	Ijoraの330kV変電所及び関連する330kV送電線は2020年以降に必要である。132kV Ijora-Alagbon送電線の過負荷を改善するため、2020年以降早期の実施が推奨される。	2
9		Ijora	Alagbon	DC	330	8		2
10		Ugwaji	Abakaliki	DC	330	85		1
11		Ayede	Ibadan North	DC	132	15	既設は1回線送電線。2回線目が必要。	1
12		Birnin Kebbi	Dosso	DC	132	128	既設は1回線送電線。	2

出所：JICA 調査団作成

(注)：N-1基準に準拠する形で地域の電圧安定性を改善するためには、上記の北東部リングで推奨されている送電線が必要である。しかし、現実には、2020年までに全て完了することは困難と考えられる。2020年までに完工できないとしても2020-2025年の間で早期に完工される必要がある。

最も優先順位が高い対策は、表7-4.30に示される平常運用時(N-0)において132kV送電線に発生する過負荷の解消である。

表 7-4.30 2020 年の拡張計画に含まれる N-0 条件下で過負荷状態の
132 kV 送電線の増強

変電所	変電所	増強方法
Ibom IPP	Ikot Abasi	2 回線化

出所：JICA 調査団作成

次に優先順位が高いのは、N-1 条件下で過負荷状態の 330 kV 及び 132 kV 送電線の増強である。定格容量の大きい送電線への張り替え、もしくは 1 回線送電線に対する 2 回線送電線への増強が考えられる。表 7-4.31 に、過負荷率が高い順に送電線のリストを示す。グレーで着色されている送電線は、張り替えが推奨される 2 回線送電線である。

表 7-4.31 2020 年の拡張計画に含まれる N-1 条件下で過負荷状態の
132 kV 送電線の増強

母線 番号	母線	母線 番号	母線	回 線	事故レベル	定格容量 (MVA)	潮流値 (MVA)	過負荷率 (%)
330 kV								
23002	OMOTOSHO3	43002	BENIN 3	cct1	SINGLE 23002-43002(1)	855.1	1081.6	126.5
23002	OMOTOSHO3	43002	BENIN 3	cct2	SINGLE 23002-43002(2)	855.1	1081.6	126.5
132 kV								
82024	IBOM IPP 1	82031	IKOT_ABASI	1	BASE CASE	125.7	189.6	150.9
62000	GOMBE 1	62013	T_JUNCTION 1	1	SINGLE 63000-63002(1)	76.7	151.3	197.2
82019	OMOKU 1	82036	RUMUSOI 1	1	SINGLE 82019-82036(2)	138.3	220	159.1
82019	OMOKU 1	82036	RUMUSOI 1	2	SINGLE 82019-82036(1)	138.3	213.6	154.5
42000	AJAKUTA 1	42009	OKENE 1	1	SINGLE 42004-42008(1)	138.3	211.5	152.9
62003	YOLA 1	62013	T_JUNCTION 1	1	SINGLE 63000-63002(1)	76.7	116.3	151.6
42004	BENIN 1	42008	IRRUA 1	1	SINGLE 42000-42009(1)	138.3	203.5	147.1
52033	MANDO T4A BB	52035	KUDENDA 1	2	SINGLE 52033-52035(1)	138.3	202.6	146.5
52033	MANDO T4A BB	52035	KUDENDA 1	1	SINGLE 52033-52035(2)	138.3	202.6	146.5
22002	OSOGBO 4T2	22008	IWO 1	1	SINGLE 22000-22006(1)	138.3	201.9	146
82017	YENAGOA 1	82022	GBARAIN UBIE	2	SINGLE 82017-82022(1)	138.3	191.5	138.5
82017	YENAGOA 1	82022	GBARAIN UBIE	1	SINGLE 82017-82022(2)	138.3	191.5	138.5
82000	AFAM 1-2-3	82002	AFAM IV	2	SINGLE 82000-82002(1)	138.3	181.4	131.1
82000	AFAM 1-2-3	82002	AFAM IV	1	SINGLE 82000-82002(2)	138.3	181.4	131.1
12003	IKEJA W 1BB1	12019	ALIMOSHO 1	2	SINGLE 12003-12019(1)	138.3	180	130.1
12003	IKEJA W 1BB1	12019	ALIMOSHO 1	1	SINGLE 12003-12019(2)	138.3	180	130.1
62009	BIU 1	62026	DADINKOWA 1	1	SINGLE 63005-63007(1)	76.7	98.2	128.1

母線番号	母線	母線番号	母線	回線	事故レベル	定格容量 (MVA)	潮流値 (MVA)	過負荷率 (%)
82017	YENAGOA 1	82018	AHOADA 1	2	SINGLE 82017-82018(1)	138.3	174.5	126.2
82017	YENAGOA 1	82018	AHOADA 1	1	SINGLE 82017-82018(2)	138.3	174.5	126.2
22000	AYEDE 1	22006	IBADAN NORTH	1	SINGLE 22002-22008(1)	138.3	172.9	125
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	1	SINGLE 82024-82031(1)	150.4	184.5	122.7
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	2	SINGLE 82024-82031(1)	150.4	184.5	122.7
82007	PHCT MAIN1	82036	RUMUSOI 1	2	SINGLE 82007-82036(1)	138.3	169.5	122.5
82007	PHCT MAIN1	82036	RUMUSOI 1	1	SINGLE 82007-82036(2)	138.3	169.5	122.5
82013	ONNE 1	82040	TRAMADI	2	SINGLE 82013-82040(1)	138.3	157.5	113.9
82013	ONNE 1	82040	TRAMADI	1	SINGLE 82013-82040(2)	138.3	157.5	113.9
82007	PHCT MAIN1	82014	RIVERS_IPP	2	SINGLE 82007-82014(1)	138.3	155.2	112.2
82007	PHCT MAIN1	82014	RIVERS_IPP	1	SINGLE 82007-82014(2)	138.3	155.2	112.2
52015	ZARIA 1	52016	FUNTUA 1	1	SINGLE 32016-52004(1)	99.3	110.4	111.2

注：2020年に過負荷である Benin-Omotosho 330 kV 送電線は、改善措置が既に計画されており、2025年では過負荷にならない。

出所：JICA 調査団作成

7-4-5-2 変圧器

表 7-4.2.2 及び表 7-4.2.3 に示す平常時 (N-0) において負荷が定格容量を上回る 6 台の変圧器 (330/132 kV)、並びに 12 台の変圧器 (132/33 kV 及び 132/11 kV) は更新が必要である。また、表 7-4.2.4 に示すように、負荷が定格容量の 85%を超える変圧器の更新が必要である。

7-4-5-3 無効電力補償

(1) SVC(静止型無効電力補償装置)

2020年までに必要な SVC (静止型無効電力補償装置) はない。

(2) リアクトル

乾季ピーク時及び乾季オフピーク時に必要な新規リアクトルを表 7-4.3.2 に示す。Gombe, Yola, Maiduguri のリアクトルのみ運用が必要である。

表 7-4.3.2 2020年の拡張計画に含まれる新規リアクトル

母線番号	母線	電圧 (kV)	Id	稼働中	リアクトル容量 (MVar)
63005	MAIDUGURI 3 330.00	330	2	1	-75.00

出所：JICA 調査団作成

(3) 進相コンデンサ

乾季ピーク時、乾季オフピーク時、雨季オフピーク時に必要とされる新規進相コンデンサを表 7-4.3.3 に示す。

表 7-4.3.3 2020 年の拡張計画に含まれる新規進相コンデンサ

母線番号	母線	電圧 (kV)	Id	稼働中	リアクトル容量 (MVar)
22017	ONDO2 1	132	1	1	24
42008	IRRUA 1	132	1	1	24
52011	GUSAU 1	132	1	1	50

出所：JICA 調査団作成

7-4-6 事故解析（三相短絡事故）

全ての負荷シナリオに対して三相短絡事故の計算を行った。計算結果から、新設する変電所及び送電線の線路定数、既設変電所の短絡電流レベル、拡張方法の影響を確認した。短絡電流計算は IEC 60909 標準に準拠して行った。以下の値は TCN 系統の全ての 330 kV 及び 132 kV 変電所において算出した。

- 三相对称短絡容量 S_{k3} (MVA)
- 三相固定事故用合計対称短絡電流 I_{k3}

計算は対応する負荷潮流シナリオで利用可能な運転条件に基づいて行った。

330 kV 及び 132 kV 変電所を対象とした予備的事故解析の結果を Annex 7.4.10 の Table 1 にまとめ、最重要の 330 kV と 132 kV 変電所を表 7-4.3.4 に示す。

表 7-4.3.4 2020 年の事故解析結果

母線番号	母線名	電圧 (kV)	電流 (A)	母線番号	母線名	電圧 (kV)	電流 (A)
43002	BENIN 3	330	30,340	82000	AFAM 1-2-3	132	29,882
83000	AFAM IV 3	330	29,491	82002	AFAM IV	132	29,767
83002	ALAOJI 3	330	28,225	12003	IKEJA W 1BB1	132	28,156
83001	ALAOJI NIPP3	330	27,810	82019	OMOKU 1	132	26,663
43011	B_NORTH_3	330	27,132	12042	OKE_ARO_1	132	25,624

出所：JICA 調査団作成

最過酷の 330 kV 変電所は BENIN、AFAM IV、ALAOJI、BENIN NORTH であり、三相母線事故により事故レベルは 30.3 kA から 27.1 kA までとなることが示された。最過酷の 132 kV 変電所は AFAM 及び IKEJA WEST であり、事故レベルは 29.8 kA、28.1 kA である。この解析から、TCN の定格 31.5 kA 遮断器では遮断容量が不足することが明らかとなった。対策として、次のような方法が考えられる。

- より高い遮断容量（63 kA）の遮断器を備えた開閉設備の設置
- 母線分離
- 母線連絡部への電流制限リアクトルの設置

7-5 2025年に向けた拡張計画

7-5-1 2025年の潮流解析の前提条件

7-5-1-1 送電網の構成

2025年のPSS/Eのネットワーク構造をAnnex 7.5.1に示す。

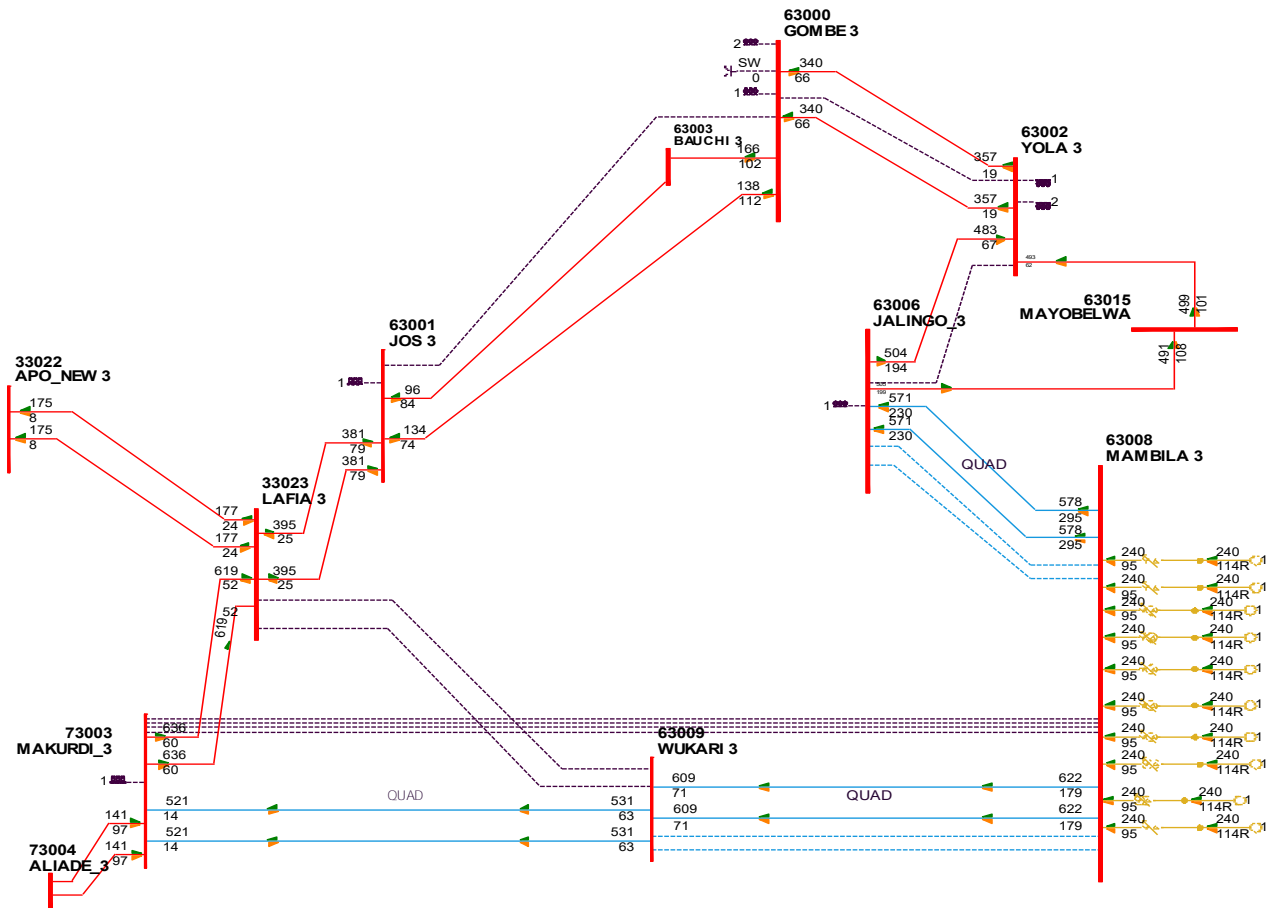
7-5-1-2 Mambilla水力発電所からの送電

(1) Mambilla水力発電所からの送電の概要

2025年の大きな進展としては、Mambilla水力発電所の1台目の運用が始まることである。従って、Mambillaから電力を供給する送電線を新設する必要があり、2,400 MW程度の電力がMambilla水力発電所から送電される。

1. N-1基準が適用される場合、現在のGrid Codeに従って、以下の設備増強が必要である。
 - a) Wukariの330/132/33 kV変電所
 - b) Mambilla-Wukari間の4導体バイソンの2回線送電線
 - c) Wukari-Makurdi間の4導体バイソンの2回線送電線
 - d) Mambilla-Jalingo間の4導体バイソンの2回線送電線(330 kVループに近い)
2. 発電所の重要度と国際慣行に従い、発電所から離れた送電線にのみN-2基準が適用され、以下の送電線が必要となる。
 - a) Mambilla-Wukari間の4導体バイソンの2回線送電線を2本
 - b) Mambilla-Jalingo間の4導体バイソンの2回線送電線を2本

4導体バイソン回線の送電容量は約1,550 MVAである。この計画を図7-5.1に示す。Makurdi及びJalingoのうち1ルートのみでは、ボトルネックとなっている下流側で発生する2,400MWの電力を送電できないため、Makurdi及びJalingoへの常時2つの送電ルートが確保されている必要がある。



出所：JICA 調査団作成

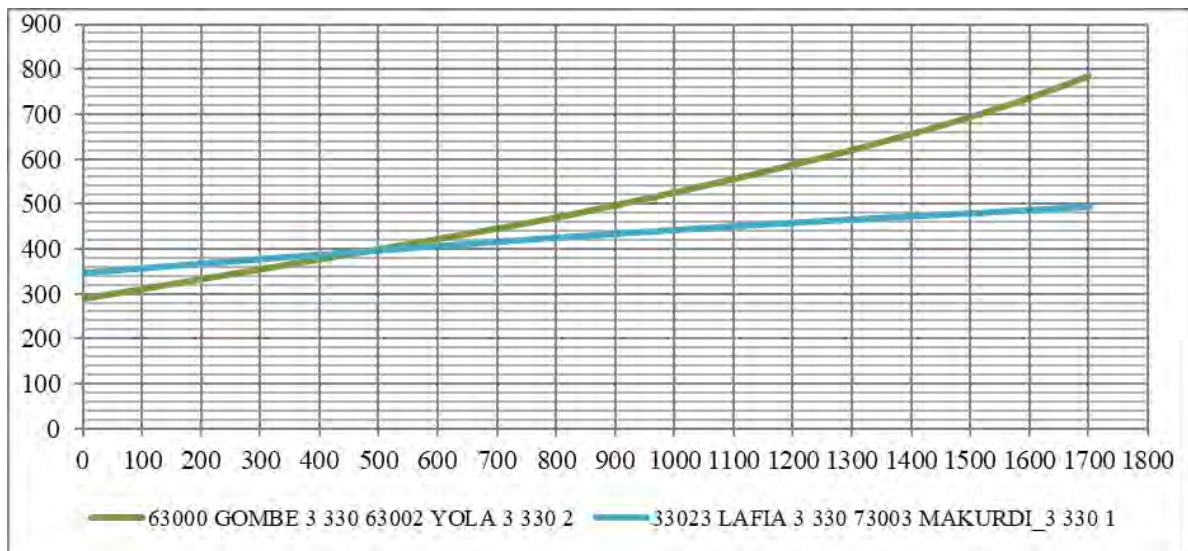
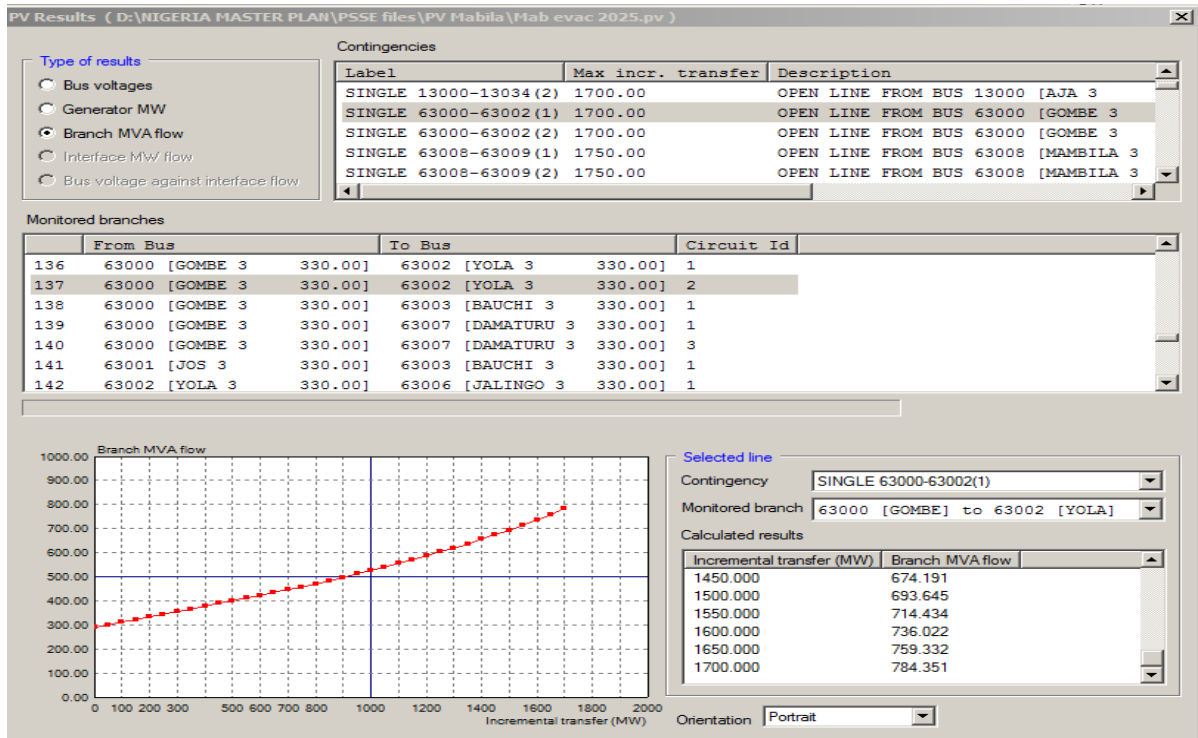
図 7-5.1 Mambilla 水力発電所からの送電

(2) PV 解析

Mambilla 水力発電所 (MHPP) からの最大送電電力を決定するために、PV 解析を実施した。はじめのシナリオは MHPP の初期発電量である 1,000 MW に設定する。この解析はベースケースと N-1 ケースの両方に対して行われ、以下のように決められている。

N-0 条件下で、TCN の 330 kV 送電線に、制限値に達しない範囲で、追加の 2,000 MW、すなわち、合計 3,000 MW が送電される。

想定事故条件 (N-1 ケース) 下では、TCN の送電線がその定格容量 (777 MVA) に達する前に Gombe-Yola 間の送電線 (番号 2) 事故の場合を想定し、Gombe-Yola 間の送電線 (番号 1) に 1,700 MW が追加され、合計で 2,700 MW の電力が送電される。(図 7-5.2 参照)



出所：JICA 調査団作成

図 7-5.2 Mambilla 送電用の PV 解析

(3) 送電線の仕様

解析では次の仕様を用いる。330 kV、4 導体 ACSR 350、単相、400 mm のスペース導体タイプ（鋼心補強のアルミニウム導体）ACSR 350 ‘Bison’ (381-AL1/49-ST1A; 54 Al wires dia 3.0 mm; 7 Fe wires dia 3.0 mm, i.e. 54/7)、外径 27 mm 導体の基本条件を表 7-5.1 に示す。

表 7-5.1 330 kV 架空送電線用の導体の基本条件

項目	値
Cross section	
Aluminum [mm ²]	381.6
Steel [mm ²]	49.4
Total [mm ²]	431
Stranding and wire diameter	
Aluminum [mm]	54 / 3.0
Steel [mm]	7 / 3.0
Overall diameter [mm]	27

出所：JICA 調査団作成

(4) 330 kV 送電線の抵抗、誘導リアクタンス、サセプタンス

鉄塔の標準的な姿図を図 7-5.3 に、導体の配置図を図 7-5.4 に示す。

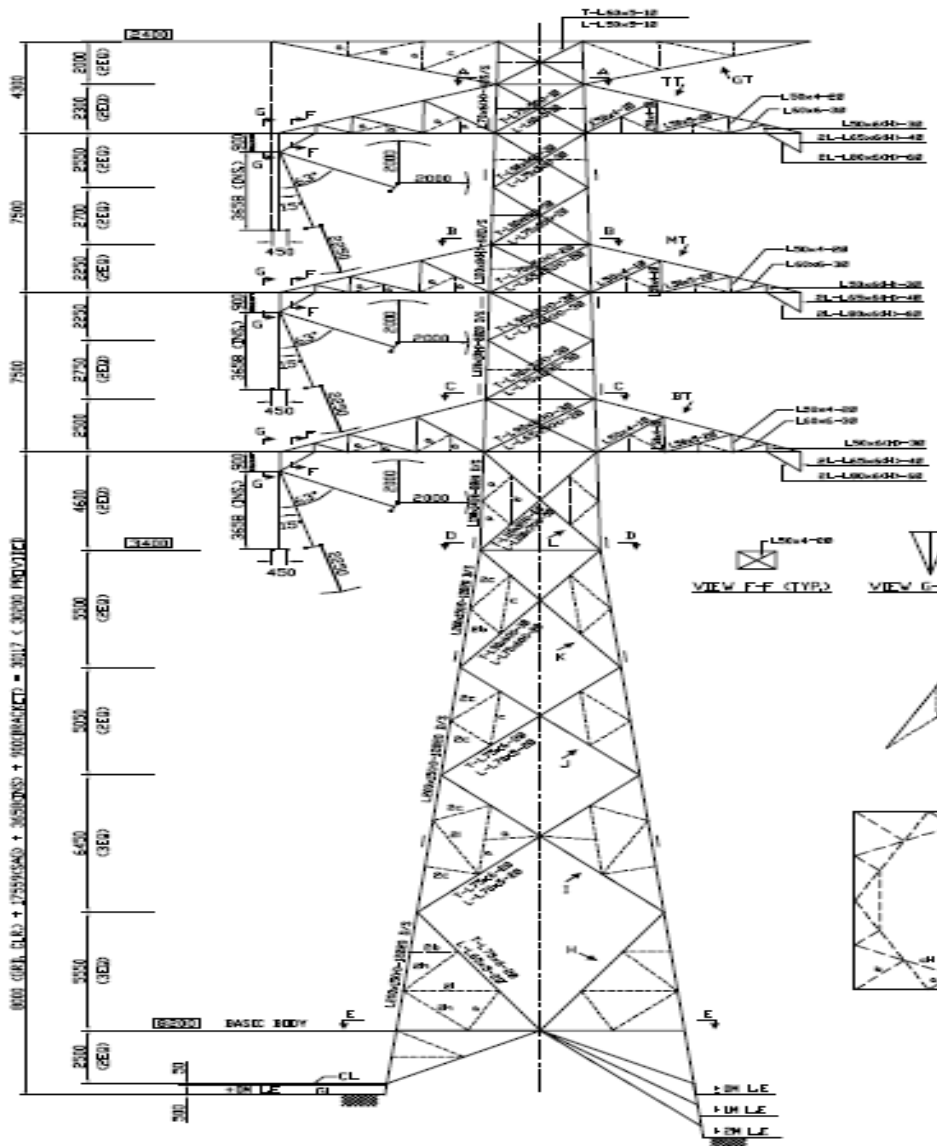


図 7-5.3 鉄塔の設計図

上記に基づく、 $d=400\text{mm}$ (1.32 ft):

$$d=400\text{mm}=1.32\text{ft}$$

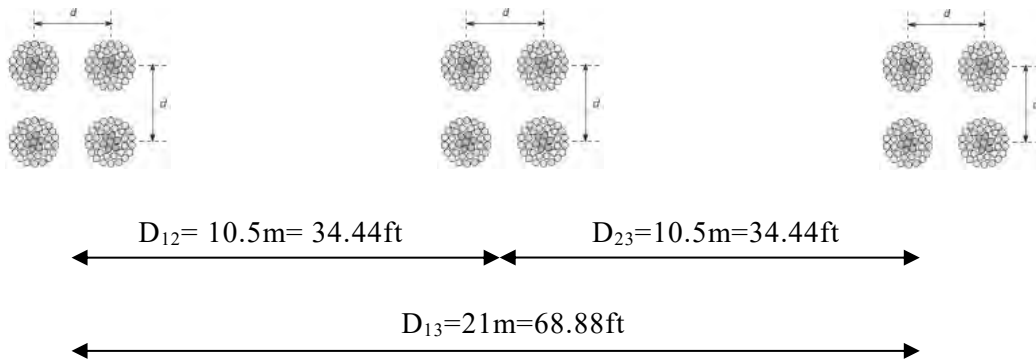
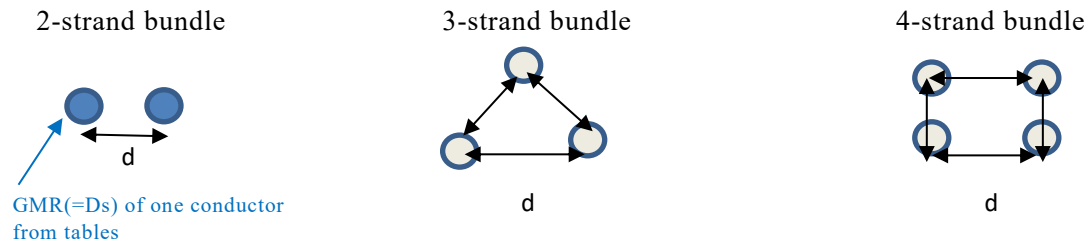


図 7-5.4 330 kV 送電線の導体配置図



導体の幾何平均半径

$$D_s^b = \sqrt{D_s \cdot d}$$

$$D_s^b = \sqrt[3]{D_s \cdot d^2}$$

$$D_s^b = 1.09 \sqrt[4]{D_s \cdot d^3}$$

D_s は標準導体の幾何平均半径である。

Bison の導体では、1つの導体の幾何平均半径 D_s は表から
幾何平均半径 : $D_s=0.0363$ ft

等価幾何平均半径は、

$$D_s^b = \sqrt{D_s \cdot d} \quad \text{2 導体用} \quad (1)$$

$$D_s^b = \sqrt[3]{D_s \cdot d^2} \quad \text{3 導体用} \quad (2)$$

$$D_s^b = 1.09 \sqrt[4]{D_s \cdot d^3} \quad \text{4 導体用} \quad (3)$$

4 導体の場合、以下の通りである。

$$D_s^b = 1.09 \sqrt[4]{D_s \cdot d^3} = 1.09 \sqrt[4]{0.0363 \times 1.32^3} = 0.586 \text{ ft}$$

相間の均等なスペーシングは、以下の通りである。

$$D_{eq} = D_m = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}} = \sqrt[3]{34.44 \times 34.44 \times 68.88} = 43.4 \text{ ft}$$

誘導リアクタンス

$$X_L = 4.657 \cdot 10^{-3} \cdot f \cdot \log \frac{D_m}{D_s^b} = 0.4353 \text{ ohms/mile} = 0.27 \text{ ohms/km (for SC)}$$

$$= 0.25 \text{ ohms/km (for DC)}$$

静電容量

$$C_n = \frac{0.0388}{\log \frac{D_{eq}}{D_{sc}^b}} \mu\text{F/mile}$$

ここで、 D_{sc}^b は静電容量計算用の等価幾何平均半径であり、インダクタンス計算用の eq (1), (2), (3) から得られる。ただし、 D_s は導体半径[ft] である。すなわち、

$$r = \frac{D_{out}}{2 \times 12} \text{ ft,}$$

ここで、 D_{out} は導体の外径[inch]である。従って静電容量については、

$$D_{sc}^b = \sqrt{r \cdot d} \quad \text{for 2-bundle conductors} \quad (4)$$

$$D_{sc}^b = \sqrt[3]{r \cdot d^2} \quad \text{for 3-bundle conductors} \quad (5)$$

$$D_{sc}^b = 1.09 \sqrt[4]{r \cdot d^3} \quad \text{for 4-bundle conductors} \quad (6)$$

$$\text{Bison の導体では、} \quad r = \frac{D_{out}}{2 \times 12} = \frac{1.062}{2 \times 12} = 0.04425 \text{ ft}$$

$$D_{sc}^b = 1.09 \sqrt[4]{r \cdot d^3} = 1.09 \sqrt[4]{0.04425 \times 1.32^3} = 0.6156 \text{ ft}$$

$$C_n = \frac{0.0388}{\log \frac{D_{eq}}{D_{sc}^b}} = \frac{0.0388}{\log \frac{43.4}{0.6156}} = 0.021 \mu\text{F/mile} = 0.013 \mu\text{F/km (for SC)}$$

$$= 0.014 \mu\text{F/km (for DC)}$$

$$\text{サセプタンス } B = \omega C = 314 \times 0.013 = 4.08 \mu\text{mho/km} = \underline{4.08 \mu\text{S/km}}, \text{ for SC}$$

$$= \underline{4.39 \mu\text{S/km}}, \text{ for DC}$$

抵抗: $R = 0.0762 \text{ ohms/km}$ (4 導体では $R = 0.019 \text{ ohms/km}$)

Mambila-Wukari 間及び Mambilla-Jalingo 間の 330 kV 2 回線送電線の PSS/E 内の電気的特性を表 7-5.2 にまとめる。

表 7-5.2 330 kV 2 回線送電線の特徴

変電所	変電所	L (km)	R Ω/km	L mH/km	X Ω/km	C μF/km	PSS/E input data		
							R (ohms)	X (ohms)	C (μF)
Mabila	Wukari	159	0.019	0.7962	0.25	0.014	3.021	39.750	2.2260
Mabila	Jalinko	95	0.019	0.7962	0.25	0.014	1.805	23.750	1.3300

出所：JICA 調査団作成

(5) 送電線の特性インピーダンス及び熱定格

1) 特性インピーダンス負荷制限 (固有定格数)

送電線の電力潮流は電氣的位相変異がある。この位相変異が増加すると系統は電氣的な乱れにより加速度的に不安定になる。一般的に、長距離送電線の場合、電力潮流はその送電線の特性インピーダンス負荷 (SIL) の制約を受ける。

特性インピーダンス負荷はその送電線の特性インピーダンス分の母線電圧と等しい。様々な高圧及び超高圧送電線の特性インピーダンスは等しいため、SIL はおおよそ系統電圧の 2 乗に比例する。

$$SIL = \frac{kV^2}{Z_s}$$

ここで、 Z_s は送電線の特性インピーダンスである。

$$Z_s = \sqrt{\frac{L}{C}} = \sqrt{\frac{0.7962 \times 1000}{0.014}} = 238.5 \text{ ohms}$$

$$SIL = \frac{330^2}{238.5} = 456 \text{ MW}$$

一般的に、250 km 以上の送電線の最大許容電力潮流は安定性限界によって決定される。

2) 熱容量制限

架線の熱容量制限は、通電している導体の温度上昇によって生じる電線のたるみ及び引張強度の低下に制限される。送電線の最大導体温度は地上との離隔距離に影響する。

熱容量制限値は送電線長さに依らない。従って、送電線の設計においては 1km の送電線も 500 km の送電線も制限値は同じである。330 kV 架空電線の送電容量の計算結果を以下に示す。

電圧	330 kV
導体の形式	3 x AC 381/49
風速	0.6 m/s
気温	40°C
最大導体温度	75°C

熱容量定格

容量 1,555 MVA

容量 (力率 : 90%) 1,400 MW

7-5-1-3 負荷

2025年のDisCo別の負荷を表7-5.3に示す。

表 7-5.3 DisCo 別の負荷

DisCo	2020年の負荷 (MW)	2020年から2025年の増加	2025年の負荷 (MW)
1-Ikeja	1,166	76 %	2,058
2-Ibadan	1,104	107 %	2,285
3-Abuja	865	169 %	2,329
4-Benin	954	94 %	1,852
5-Kaduna	495	136 %	1,169
6-Jos	309	109 %	646
7-Enugu	924	81 %	1,668
8-Port Harcourt	794	122 %	1,762
9-EKO	1,087	69 %	1,837
10-Kano	708	121 %	1,565
11-Yola	230	131 %	532
Country MW	8,636	105 %	17,703
Export* MW	387	-	1,540
Tota Load MW	9,023	113 %	19,243

(*) 330 kV 輸出用送電線 (Sakete 360MW, Faraku 400MW, Zabori 631MW) を参照
出所 : JICA 調査団作成

7-5-1-4 2025年の解析ケース

表 7-5.4に示す2025年の2つのシナリオについて解析を実施した。

表 7-5.4 2025年ケーススタディ

ケース		説明	発電	負荷 [MW]	
Dry Season Peak	DP	Dry Night Peak Load	Reduced HPP generation (2228 MW) No PV generation Increased requirement from GTs	Peak load (night)	17703 + export (1540)
Dry Season Off-Peak	DOP	Dry Day Off-Peak Load	Reduced HPP generation PV generation Increased requirement from GTs	Off-Peak load (day)	15000 + export (1540)

出所 : JICA 調査団作成

7-5-2 2025年の平常時での潮流解析の結果

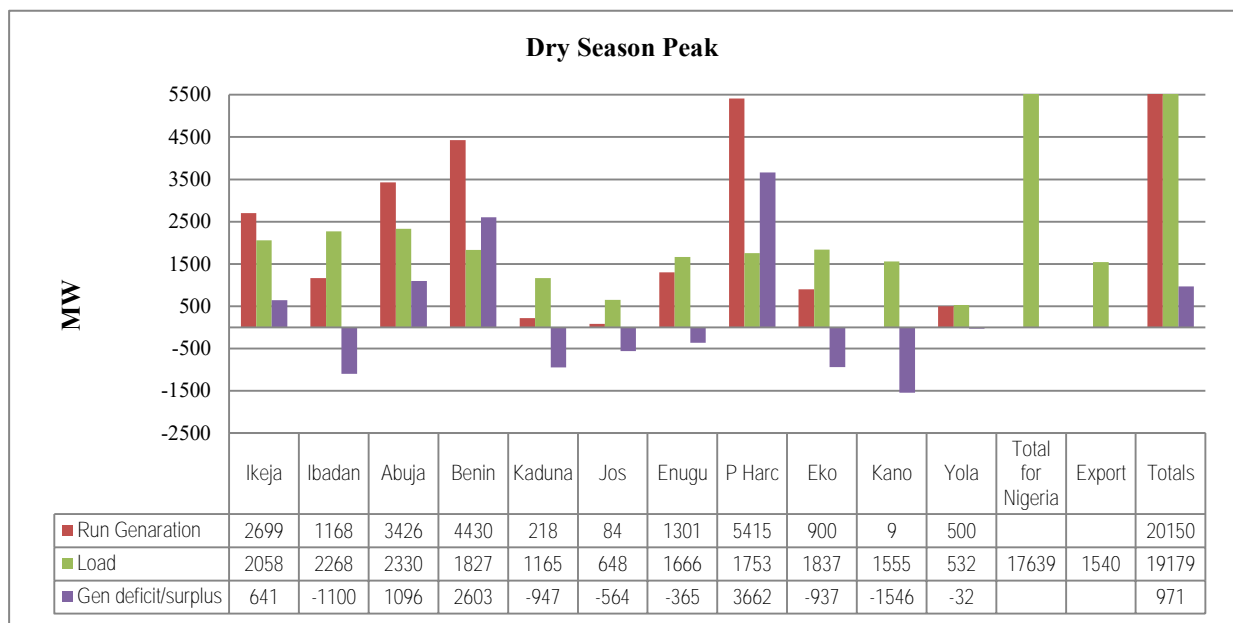
7-5-2-1 2025年乾季ピーク時ケース

(1) 解析の前提条件

次の仮定の下、乾季ピーク時ケースを検討した。

- (a) PVからの出力を0 MWとする
- (b)水力発電出力を2,228 MW低減する

DisCo別の発電出力と負荷を図7-5.5に、乾季ピーク時の発電出力を表7-5.5に示す。



出所：JICA 調査団作成

図 7-5.5 DisCo別の乾季ピーク時の発電出力及び負荷

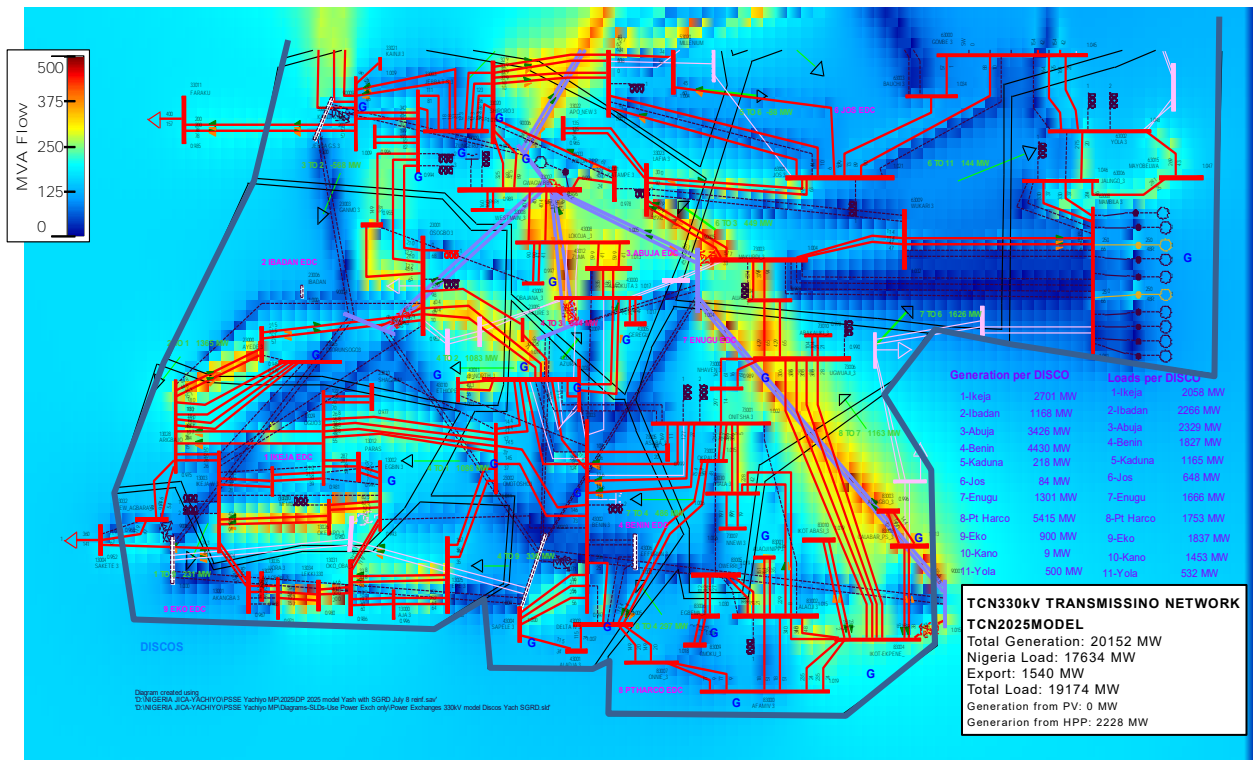
表 7-5.5 2025 年の乾季ピーク時の発電出力

母線番号	母線名	発電出力 (MW)	母線番号	母線名	発電出力 (MW)	母線番号	母線名	発電出力 (MW)
16040	AES BERG202	31	16004	EGBIN ST 5	274.8	76022	OKPAI STPH2	135
16041	AES BERG203	31	16005	EGBIN ST 6	274.8	16064	OLOR NIPPST1	108
16042	AES BERG204	31	16006	EGBIN ST_123	600	16065	OLOR NIPPST2	108
16043	AES BERG205	31	86050	ELEME	68	16060	OLORNIPPGT11	132
16045	AES BERG207	31	96012	ETHIOPE	450	16061	OLORNIPPGT12	100
16046	AES BERG208	31	46037	ETHIOPE GTS	344	16062	OLORNIPPGT21	100
16047	AES BERG209	31	46038	ETHIOPE ST	156	16063	OLORNIPPGT22	100
16048	AES BERG210	31	86068	GBARAIN_GTB1	112.5	16050	OLORUNSO GT1	30
16049	AES BERG211	31	86069	GBARAIN_GTB2	112.5	16051	OLORUNSO GT2	30
86012	AFAM VI GT11	150	86055	GEN_AMADI	100	16054	OLORUNSO GT5	30
86013	AFAM VI GT12	150	56010	GEN_KADUNA	200	16055	OLORUNSO GT6	30
86014	AFAM VI GT13	150	46023	GER NIPPGT21	140	16056	OLORUNSO GT7	30
86015	AFAM VI ST10	180	46024	GER NIPPGT22	140	86047	OMA_GT	225
86003	AFAM2 GT5-6	48	46025	GER NIPPGT23	140	86023	OMOKU1 GT1	75
86004	AFAM2GT 7-8	48	46020	GEREGU GT11	124	86024	OMOKU1 GT2	75
86005	AFAM3 GT9-10	50	56003	GURARA GBUS	18	86021	OMOKU2 GT1	113
86006	AFAM3GT11-12	50	86025	IBOM GT1	32	86022	OMOKU2 GT2	113
86080	AKWA-IBOM NU	600	86026	IBOM GT2	32	26026	OMOTNIPP GT1	110
86039	ALAOJI_GTB1	112.5	86027	IBOM GT3	32	26027	OMOTNIPP GT2	110
86040	ALAOJI_GTB2	112.5	86028	IBOM II	260	26028	OMOTNIPP GT3	110
86041	ALAOJI_GTB3	112.5	46031	IHOVBOR_GTB1	110	26029	OMOTNIPP GT4	110
86042	ALAOJI_GTB4	112.5	46032	IHOVBOR_GTB2	110	26020	OMOTOSO GT1	70
86043	ALAOJI2_STB1	257	46033	IHOVBOR_GTB3	110	26022	OMOTOSO GT3	70
86031	ALSCON GT1	90	46034	IHOVBOR_GTB4	110	26024	OMOTOSO GT5	62
46027	ASCO G1	55	66033	JBS WIND	70	26025	OMOTOSO GT7	62
46028	ASCO G2	55	36006	JEBBA 2G1	90	96008	ONDO IPP	405
46035	AZURA GT	280	36007	JEBBA 2G2	90	16012	PARAS	270
46036	AZURA ST	140	36008	JEBBA 2G3	90	16011	PARASGT1-9	93
16008	BRESSON GTS	80	36009	JEBBA 2G4	40	46070	PROTON	135
96009	CABLE INLAND	900	36011	JEBBA 2G6	90	86070	QUA IBOE PP	480
86062	CALABAR_GTB1	100	36004	KAINJ 1G11	80	86035	RIVERS_GT1	190
86061	CALABAR_GTB2	100	36005	KAINJ 1G12	80	46050	SAP_NIPP_GT1	100
86060	CALABAR_GTB3	100	36000	KAINJ 1G5	80	46051	SAP_NIPP_GT2	100
86063	CALABAR_GTB4	100	36001	KAINJ 1G6	80	46052	SAP_NIPP_GT3	100
76011	CENTURY IPP	480	36002	KAINJ 1G7-8	160	46012	SAPELE GT1-2	175
86030	CUMMINS	135	36003	KAINJ 1G9-10	160	46013	SAPELE GT3-4	95
46010	DELTAIV GT19	133	46080	KOJI NUCLEAR	600	36012	SHIROR 411G1	140
46011	DELTAIV GT20	133	55075	KT WF 33	9	36013	SHIROR 411G2	140
66005	DKOWA G1	14	16010	LAFARAGE 2	100	36014	SHIROR 411G3	80
86065	EGBEMA_GTB1	100	66007	MAMBILA GT1	250	96016	TURBINE DR	300
86066	EGBEMA_GTB2	100	66008	MAMBILA GT2	250	96017	YELLOW STONE	162
86067	EGBEMA_GTB3	100	76000	OKPAI GT11	145	46029	ZUMA	540
16000	EGBIN GT 1	274.8	76001	OKPAI GT12	145	86071	ZUMA (GAS)	337
16001	EGBIN GT 2	274.8	76020	OKPAI GT4PH2	135	36024	ZUNGE_G1	150
16002	EGBIN GT 3	274.8	76021	OKPAI GT5PH2	135	36025	ZUNGE_G2	150
16003	EGBIN GT 4	274.8	76002	OKPAI ST18	126	36027	ZUNGE_G4	10

出所：JICA 調査団作成

(2) 電力潮流

2025年乾季ピーク時の電力潮流を図7-5.6に示す。



出所：JICA 調査団作成

図 7-5.6 330 kV 系統の 2025 年乾季ピーク時の電力潮流

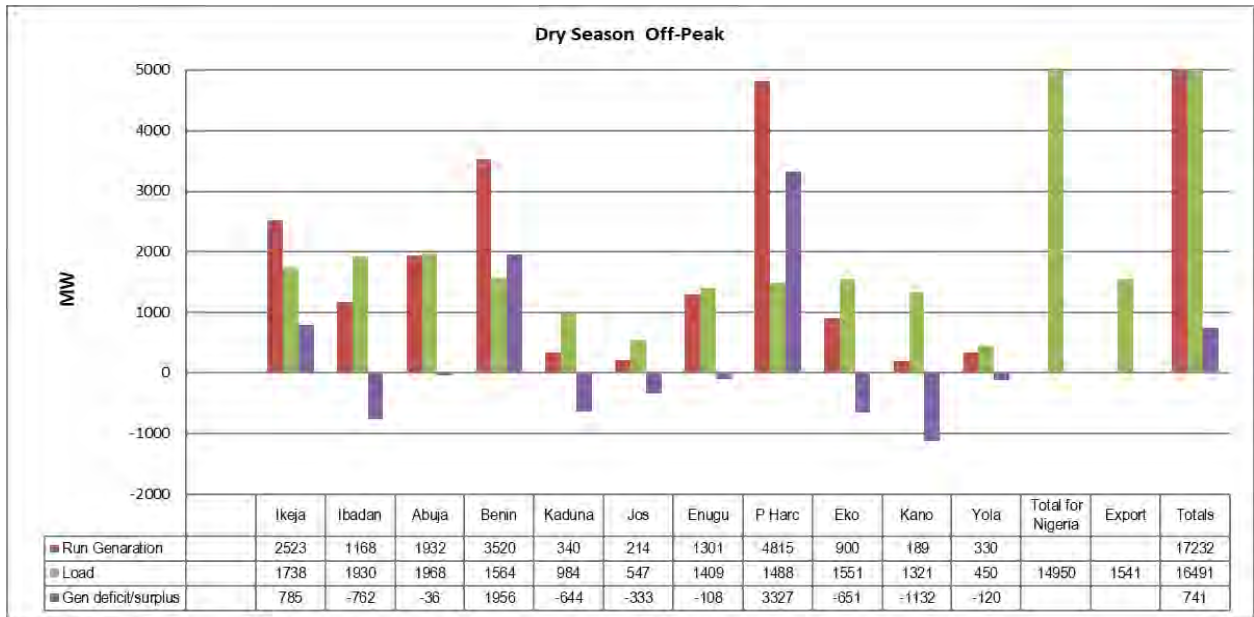
7-5-2-2 2025 年乾季オフピーク時ケース

(1) 解析の前提条件

次の仮定の下、乾季オフピークケースを検討した。

- (a) PV からの出力を 750MW とする
- (b) 水力発電出力を 1,390 MW 低減する

DisCo 別の発電出力及び負荷を図 7-5.7 に示す。

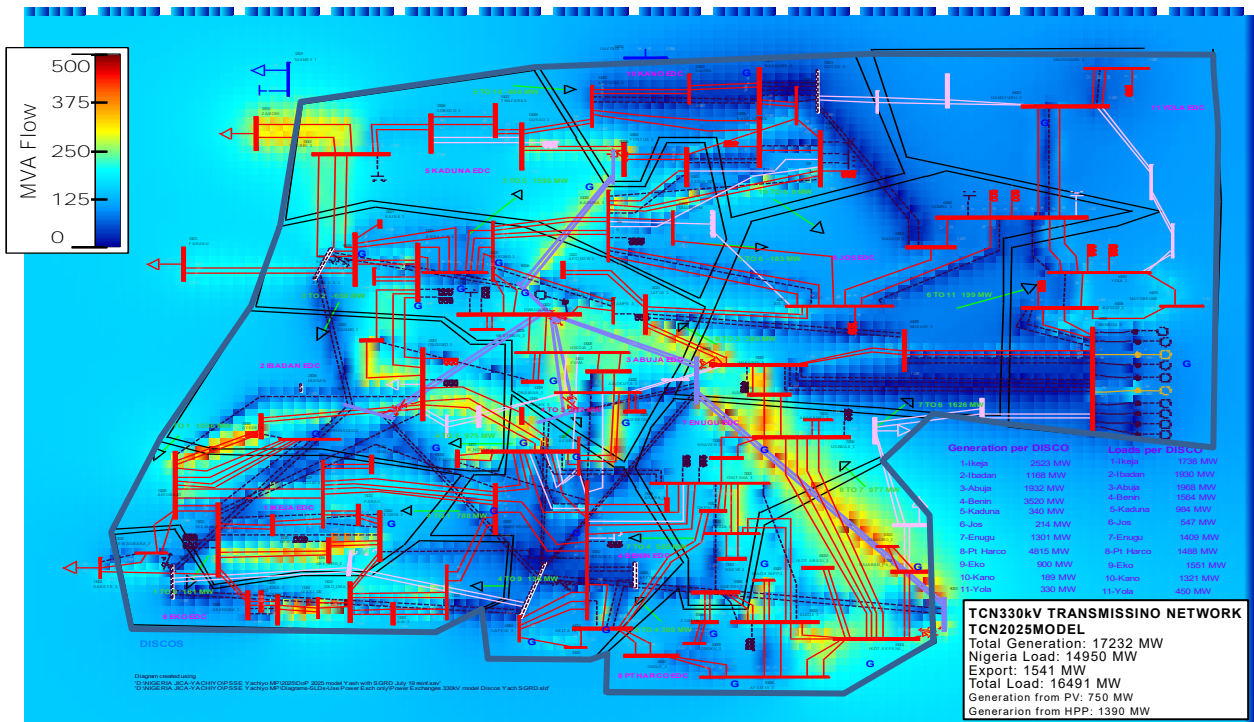


出所：JICA 調査団作成

図 7-5.7 DisCo 別の乾季オフピーク時の発電出力及び負荷

(2) 電力潮流

2025年乾季オフピーク時の電力潮流を図 7-5.8 に示す。



出所：JICA 調査団作成

図 7-5.8 330 kV 系統の 2025 年乾季オフピーク時の電力潮流

7-5-3 2025年の事故発生時の潮流解析結果

330 kV 回線に対する N-1 事故解析の結果から、以下の 330 kV 2 回線送電線が過負荷状態であり、4 導体送電線への張り替え²⁾による増強が必要であることがわかった。

表 7-5.6 N-1 条件下での過負荷状態の 330 kV 送電線

変電所	変電所	定格容量 (MVA)	潮流値 (MVA)	過負荷率 (%)	距離 (km)
AJA	LEKKI	856	1,372	160.4	7
ALAGBON	LEKKI	856	1,184	138.5	14
LOKOJA	ZUMA	856	1,117	130.7	24

出所：JICA 調査団作成

4 導体送電線への張り替えは過去に TCN によって実施されており、これらの送電線についても同様に張り替え可能であると仮定する。これについては構造が適切であるか確かめる必要がある。

7-5-4 2025年平常時の潮流解析結果

7-5-4-1 過負荷状態の 330kV 及び 132kV 送電線

N-0 条件下では 330 kV 及び 132 kV 送電線に過負荷は発生しない。

7-5-4-2 過負荷状態の変圧器

平常時 (N-0) で定格負荷の 100%以上の負荷状態にある 330/132 kV の三巻線変圧器及び単巻変圧器について、2020 年のケースに加えて更新の必要がある変圧器を表 7-5.7 に示す。

表 7-5.7 過負荷状態の 330/132 kV 変圧器

母線番号	母線名	電圧 (kV)	母線番号	母線名	巻線	番号	負荷 (MVA)	定格容量 (MVA)	過負荷率 (%)
83003	ADIAGBO_3	330	3WNDTR	ADIAGB T1A	1 次	1	188.2	150	125.5
83003	ADIAGBO_3	330	3WNDTR	ADIAGB T1B	1 次	2	188.2	150	125.5
12000	AJA 132	132	3WNDTR	AJA T4	1 次	1	68.9	45	153.2
13000	AJA 3	330	3WNDTR	AJA T2A	1 次	3	194.6	150	129.8
42000	AJAOKUTA 1	132	3WNDTR	AJAOK T1A	2 次	1	86	80	107.5
42000	AJAOKUTA 1	132	3WNDTR	AJAOK T2A	2 次	1	86	80	107.5
42000	AJAOKUTA 1	132	3WNDTR	AJAOK T3A	2 次	1	86	80	107.5
13001	AKANGBA 3	330	3WNDTR	AKANGBA5T4A	1 次	1	152.4	150	101.6
13001	AKANGBA 3	330	3WNDTR	AKANGBA5T4B	1 次	1	152.4	150	101.6
12016	AKOKA 1	132	3WNDTR	AKOKA T1	1 次	1	53.8	45	119.6
23005	AKURE 3	330	3WNDTR	AKURE T1A	1 次	1	182.2	150	121.5
23005	AKURE 3	330	3WNDTR	AKURE T1B	1 次	2	182.2	150	121.5
12022	APAPA RD 1	132	3WNDTR	APAPA RD T1	1 次	1	46.4	45	103.2
23000	AYEDE 3	330	3WNDTR	AYEDE TR1	1 次	1	198.9	150	132.6
23000	AYEDE 3	330	3WNDTR	AYEDE TR2	1 次	1	197.1	150	131.4
23000	AYEDE 3	330	3WNDTR	AYEDE TR3	1 次	1	197.1	150	131.4
42003	DELTA 1	132	43003	DELTA IV 3	330	1	270.1	150	180.1
42003	DELTA 1	132	43003	DELTA IV 3	330	2	270.1	150	180.1

²⁾ 4 導体送電線への張り替えは、鉄塔等の支持物の強度、絶縁間隔、及び周辺との離隔を確認し、基準に適合すれば張り替えが可能である。適合しなければ、支持物の建替等の方策が必要となる。

母線番号	母線名	電圧 (kV)	母線番号	母線名	巻線	番号	負荷 (MVA)	定格容量 (MVA)	過負荷率 (%)
23003	GANMO 3	330	3WNDTR	GANMO TR1A	1次	1	212.4	150	141.6
72036	IHIALA 1	132	3WNDTR	IHIALA TR	2次	1	124.2	120	103.5
13003	IKEJA W 3	330	3WNDTR	IKW T2B	1次	3	163.1	150	108.7
12027	ISOLO 1	132	3WNDTR	ISOLO TR3	1次	1	53.3	45	118.3
22012	JERICHO 1	132	3WNDTR	JERICHO TR1	1次	1	73.7	45	163.8
53001	KANO 3	330	3WNDTR	KANO OLD T5A	1次	2	169.6	150	113
53001	KANO 3	330	3WNDTR	KANO T3A	1次	1	169.6	150	113
52030	KUMB T1A BB	132	3WNDTR	KANO T1A	2次	1	242.5	225	107.8
73007	NNEWI 3	330	3WNDTR	NNEWI T2A	2次	1	91.8	67.5	136
22014	OMOTOSHO 1	132	3WNDTR	OMOTOSHO TR1	2次	1	134.3	120	111.9
22024	OMOTOSHO 2	132	3WNDTR	OMOTOSHO TR2	2次	1	137.7	120	114.8
73001	ONITSHA 3	330	3WNDTR	ONITSH T3A	1次	1	152.4	150	101.6
73001	ONITSHA 3	330	3WNDTR	ONITSHA T4	1次	1	157.6	150	105.1
22001	OSOGBO 1	132	3WNDTR	OSOGBO 4T1	2次	1	134.9	120	112.5
22001	OSOGBO 1	132	3WNDTR	OSOGBO 4T6	2次	1	134.9	120	112.5
22001	OSOGBO 1	132	3WNDTR	OSOGBO N T5	2次	5	134.9	120	112.5
82028	OWERRI 1	132	3WNDTR	OWERRI TR1	1次	1	70.1	60	116.8
83005	OWERRI_3	330	3WNDTR	OWERRI T1A	1次	1	160.6	150	107.1
32027	WESTMAIN_1	132	3WNDTR	EASTMAIN TR1	2次	1	135.3	120	112.7
32027	WESTMAIN_1	132	3WNDTR	EASTMAIN2	2次	2	135.3	120	112.7

出所：JICA 調査団作成

表 7-5.8 に示す N-0 条件にて定格負荷の 100%以上の負荷状態にある 132/33 kV 及び 132/11 kV 変圧器も同様に更新が必要である。青文字で記載されている変圧器はすでに 2020 年ケースにてあげられている。

表 7-5.8 過負荷状態の 132/33 kV 変圧器

母線番号	母線名	電圧 (kV)	母線番号	母線名	電圧 (kV)	番号	負荷 (MVA)	定格容量 (MVA)	過負荷率 (%)
82026	ABA 1	132	86020	ABA T1A 6.6	6.6	1	8.6	7.5	114
82026	ABA 1	132	85023	ABA T4A(MOB)	33	1	17.5	15	116.4
72016	ABAKALIKI 1	132	75001	ABAKALIKI 33	33	1	72.1	60	120.2
82000	AFAM 1-2-3	132	86000	AFAM 11	11	1	119.3	64	186.4
82018	AHOADA 1	132	85038	AHOADA T2	33	2	42.9	40	107.4
12000	AJA 132	132	15003	AJA 33	33	1	107.2	60	178.6
42000	AJAOKUTA 1	132	45033	AJAOKUTA T2	33	1	64.8	60	107.9
12004	AKANGBA BBII	132	15053	AKANGBA 33	33	1	67.8	60	113
12016	AKOKA 1	132	15067	AKOKA T2	33	1	47.6	40	119
22005	AKURE 1	132	25003	AKURE 33	33	1	40.9	30	136.4
22005	AKURE 1	132	25028	AKURE T2A	33	2	46.7	30	155.6
22005	AKURE 1	132	25018	AKURE T3A 33	33	1	82.6	60	137.7
12017	ALAGBON 1	132	15008	ALAGBON 33	33	1	70.9	66	107.4
12017	ALAGBON 1	132	15008	ALAGBON 33	33	2	70.9	66	107.4
12019	ALIMOSHO 1	132	15010	ALIMOSHO 33	33	1	37.8	30	125.9
12019	ALIMOSHO 1	132	15072	ALIMOSHO T1	33	3	48.5	30	161.6
42015	AMUKPE 1	132	45026	AMUKPE BB 33	33	1	68.3	60	113.9
12054	ARIGBAJO 1	132	15062	ARIGBAJO 33	33	1	61.1	60	101.9
12054	ARIGBAJO 1	132	15062	ARIGBAJO 33	33	2	61.1	60	101.9

母線 番号	母線名	電圧 (kV)	母線 番号	母線名	電圧 (kV)	番号	負荷 (MVA)	定格 容量 (MVA)	過負 荷率 (%)
22000	AYEDE 1	132	25004	AYEDE 33	33	1	107.1	100	107.1
22000	AYEDE 1	132	25045	AYEDE 33	33	3	81.3	60	135.5
42004	BENIN 1	132	45000	BENIN 33	33	1	67.8	60	112.9
42004	BENIN 1	132	45000	BENIN 33	33	9	67.8	60	112.9
52007	DAN AGUNDI 1	132	55001	DAN AGUNDI 3	33	1	73.2	60	122
12002	EGBIN 1	132	15033	EGBIN 33	33	1	46.9	40	117.2
12023	EJIGBO 1	132	15014	EJIGBO 33	33	1	46.2	30	153.9
12023	EJIGBO 1	132	15014	EJIGBO 33	33	2	46.2	30	153.9
12023	EJIGBO 1	132	15128	EJIGBO 33	33	1	46.2	30	153.9
12023	EJIGBO 1	132	15128	EJIGBO 33	33	2	46.2	30	153.9
12023	EJIGBO 1	132	15016	EJIGBO BBI 3	33	1	104.6	100	104.6
82005	EKET 1	132	85003	EKET 33	33	2	80.2	60	133.6
82005	EKET 1	132	85002	EKET T1B	33	1	96.3	45	213.9
82035	ELELENWO 1	132	85036	ELENLEWO 33	33	1	42.1	40	105.3
82035	ELELENWO 1	132	85036	ELENLEWO 33	33	2	42.1	40	105.3
22022	GANMO T1 BB	132	25032	GANMO T1	33	1	118.5	60	197.5
62029	GASHUWA 1	132	65062	GASHUWA T2A	33	2	54.9	45	122
62029	GASHUWA 1	132	65061	GASHUWAT1A	33	1	54.9	45	122
52011	GUSAU 1	132	55004	GUSAU 33	33	1	40.6	30	135.4
52011	GUSAU 1	132	55046	GUSAU T1	33	2	35.6	30	118.5
22006	IBADAN NORTH	132	25007	IBADAN NORTH	33	1	88.3	60	147.2
22006	IBADAN NORTH	132	25042	IBADAN T2 BB	33	2	79.3	60	132.2
22028	IJEBU ODE 1	132	25041	IJEBU T1 BB	33	1	60.6	60	101
12024	IJORA 1	132	15045	IJORA T1A&B	33	2	33.2	30	110.8
12024	IJORA 1	132	15046	IJORA T2B	33	2	36.1	30	120.4
12025	IKORODU	132	15050	IKORODU T3	33	3	102.5	100	102.5
82031	IKOT_ABASI	132	85092	IKOT ABAS 33	33	1	52.3	40	130.9
82031	IKOT_ABASI	132	85092	IKOT ABAS 33	33	2	52.3	40	130.9
22009	ILESHA 1	132	25010	ILESHA 33	33	1	40.1	40	100.3
22009	ILESHA 1	132	25031	ILESHA T1	33	2	40.1	40	100.3
12026	ILLUPEJU 1	132	16033	ILLUPEJU T2	11	3	31	30	103.2
12026	ILLUPEJU 1	132	16025	ILLUPEJU 11	11	2	15.1	15	100.8
12026	ILLUPEJU 1	132	15027	ILLUPEJU 33	33	1	32	30	106.7
42008	IRRUA 1	132	45002	IRRUA 33	33	1	79.1	60	131.9
22011	ISEYIN 1	132	25012	ISEYIN 33	33	1	46.8	45	104
22011	ISEYIN 1	132	25049	ISEYIN T2 33	33	1	40.8	30	136.1
12027	ISOLO 1	132	15028	ISOLO 33	33	1	77.6	60	129.4
12020	ITIRE 1	132	16034	ITERE T3	11	2	44.9	40	112.1
12020	ITIRE 1	132	16032	ITIRE 11	11	1	33.4	30	111.2
22008	IWO 1	132	25002	IWO 33	33	1	45.8	40	114.5
22008	IWO 1	132	25002	IWO 33	33	2	45.8	40	114.5
62020	JALINGO 1	132	65015	JALINGO 33B	33	1	32.4	30	108
22012	JERICO 1	132	25013	JERICO2 33	33	1	66.4	40	166.1
62001	JOS 1	132	65005	JOS T4 60MVA	33	2	99.7	60	166.2
52003	KADUNA TOWN	132	55006	KADUNA TOWN	33	1	33.6	30	111.9
52003	KADUNA TOWN	132	55061	KD TWN T1	33	2	33.6	30	111.9
62025	KAFANCHAN 1	132	65037	KAFANC M TR1	33	3	55.2	40	138.1
52001	KANO 1	132	55057	KUMB T2	33	1	53	40	132.5
52001	KANO 1	132	55059	KUMB T4	33	4	68.8	60	114.7
52029	KANO_NEW132	132	55070	KANOII 33	33	1	72.7	60	121.2
52029	KANO_NEW132	132	55070	KANOII 33	33	2	72.7	60	121.2

母線 番号	母線名	電圧 (kV)	母線 番号	母線名	電圧 (kV)	番号	負荷 (MVA)	定格 容量 (MVA)	過負 荷率 (%)
52012	KATSINA 1	132	55056	KATSINA T3	33	3	41.7	30	139.1
52042	KAZAURE 1	132	55092	KAZAURE 33	33	1	32.4	30	108
52042	KAZAURE 1	132	55092	KAZAURE 33	33	2	32.4	30	108
62024	MAKERI 1	132	65033	MAKERI 33	33	1	30.3	30	101.1
72002	NHAVEN 1	132	75039	NHAV TR2	33	2	32	30	106.6
72002	NHAVEN 1	132	75041	NHAV TR4	33	4	68	60	113.4
72011	NKALAGU 1	132	75044	NKALGU T1A	33	2	31.9	30	106.3
12055	ODOGUNYAN 1	132	15063	ODOGUNYA 33	33	1	84.4	60	140.6
12055	ODOGUNYAN 1	132	15063	ODOGUNYA 33	33	2	84.4	60	140.6
12032	OGBA 1	132	16027	OGBA 11	11	1	20.4	20	102
12029	OJO 1	132	15030	OJO 33	33	2	33.5	30	111.6
12029	OJO 1	132	15047	OJO T3_T4	33	5	85.2	60	142
22017	ONDO2 1	132	25017	ONDO1 33	33	1	63.7	60	106.2
72001	ONITSHA 1	132	75037	ONITSH TR14	33	5	42.9	40	107.2
72001	ONITSHA 1	132	75038	ONITSHA TR11	33	4	65.1	60	108.4
22001	OSOGBO 1	132	25026	OSOGBO 33	33	3	64.8	60	108
22001	OSOGBO 1	132	25029	OSOGBO T1	33	1	41.3	30	137.7
22001	OSOGBO 1	132	25030	OSOGBO T2	33	2	34.9	30	116.3
12033	OTTA 1	132	15079	OTTA T2	33	2	76.8	60	127.9
82028	OWERRI 1	132	85020	OWERR T1MOB	33	1	40.2	40	100.6
12034	OWOROSOKI 1	132	15020	OWOROSOKI 33	33	1	64.7	60	107.8
12037	PARAS_1	132	15116	AFR FOUNDRY	33	1	62.9	40	157.2
12037	PARAS_1	132	15115	PARAS IPP	33	1	43.8	40	109.6
12037	PARAS_1	132	15115	PARAS IPP	33	2	65.8	60	109.6
82008	PHCT TOWN1 1	132	85027	PHCT T1A	33	2	63.4	60	105.6
82009	PHCT TOWN2 1	132	86018	PHCT TOWN 11	11	1	65.6	60	109.3
82036	RUMUSOI 1	132	85060	RUMUSOI T133	33	1	70	60	116.7
82036	RUMUSOI 1	132	85061	RUMUSOI T233	33	1	70	60	116.7
62012	SAVANNAH 1	132	65010	SAVANNAH 33	33	1	18.4	15	122.5
22027	SHAGAMU 1	132	25040	SHAGAM T2 BB	33	2	38	30	126.6
22027	SHAGAMU 1	132	25035	SHAGAMU 33	33	1	59.1	30	197.1
12036	SHAGAMU CEME	132	16007	SHAG CEM 11	11	1	16.1	15	107.4
12036	SHAGAMU CEME	132	16038	SHAG CEM 11	11	2	16.1	15	107.4
32001	SHIRORO 1	132	35013	SHIRORO 33	33	1	51.3	30	171
32016	SOKOTO 1	132	35050	SOKOTO T3	33	3	41.8	30	139.5
32017	SULEJA 1	132	35047	SULEJA T3	33	2	41.4	30	138.1
32014	TEGINA 1	132	35015	TEGINA 33	33	1	42.6	30	142.1
42002	UGHELLI 1	132	45001	UGHELLI 33	33	1	92.6	60	154.3
82027	UMUAHIA 1	132	85024	UMUAHIA 33	33	1	44.5	40	111.2
82027	UMUAHIA 1	132	85024	UMUAHIA 33	33	2	44.5	40	111.2
82010	UYO 1	132	85007	UYO 33	33	3	95.2	60	158.7
82010	UYO 1	132	85030	UYO T2B	33	1	51	40	127.4
82010	UYO 1	132	85030	UYO T2B	33	2	51	40	127.4

出所：JICA 調査団作成

7-5-4-3 無効電力補償

(1) SVC

2025年にSVC（静止型無効電力補償装置）の必要性はない。表7-5.9から表7-5.12のリアクトルと進相コンデンサに加え、無効電力補償（150 MVar 進相コンデンサ）がWAPPへの輸出のためにBernin Kebbiで必要となる。2030年にはKainji-Bernin Kebbi間の送電線を含む形でスーパーグリッドが延長されるよう提案する。これが実施されれば、Bernin Kebbiにおける無効電力補償は必要なくなる。

Gombeについては、低負荷条件においてSVCの代わりに追加の無効電力補償が必要となる。費用を抑える方法として、リアクトルが必要なくなる変電所からGombe変電所へ移設することが提案される。この解析で示した通り、約100-150 MVarのリアクトルは必要なくなる。

2025年に向けた系統安定化解析で示したとおり、SVCの候補地はLagos / Ikeja / Eko地域であり、この地域の無効電力不足は約400-500 MVarである。Grid Codeに従うようにDisCoが配電レベルで無効電力を改善した場合、もしくは送電線と変圧器が更新される場合、この無効電力不足は改善が期待される。

(2) リアクトル

乾季ピーク時に必要なリアクトルを表7-5.9に示す。

表 7-5.9 2025年の乾季ピーク時に必要なリアクトル

母線番号	母線名	電圧 (kV)	Id	稼働数	リアクトル容量 (Mvar)
63005	MAIDUGURI 3	330	2	1	-75
65001	YOLA T1 33	33	1	1	-30
65014	GOMBE T4A	33	1	1	-30

出所：JICA 調査団作成

乾季オフピーク時に必要なリアクトルを表7-5.10に示す。

表 7-5.10 2025年乾季オフピーク時に必要なリアクトル

母線番号	母線名	電圧 (kV)	Id	稼働数	リアクトル容量 (Mvar)
53001	KANO 3	330	1	1	-75
53005	KANO_NEW330	330	1	1	-75
63001	JOS 3	330	1	1	-75
63002	YOLA 3	330	1	1	-75
63002	YOLA 3	330	2	1	-75
63005	MAIDUGURI 3	330	2	1	-75
63000	GOMBE 3	330	1	1	-50
63000	GOMBE 3	330	2	1	-50
65001	YOLA T1 33	33	1	1	-30
65014	GOMBE T4A	33	1	1	-30
63006	JALINGO_3	330	1	1	-10

出所：JICA 調査団作成

(3) 進相コンデンサ

乾季ピーク時に必要な進相コンデンサを表 7-5.1.1 に示す。

表 7-5.1.1 2025 年乾季ピーク時に必要な進相コンデンサの要件

母線番号	母線名	電圧 (kV)	ld	稼働数	容量 (Mvar)
75004	AWKA 33	33	1	1	10
75012	OJI RIVER 33	33	1	1	10
15002	AGBARA 33	33	1	1	20
15011	ABEOKUTA OLD	33	2	1	20
15022	IKORODU 33	33	2	1	20
15027	ILUPEJU 33	33	1	1	20
15030	OJO 33	33	1	1	20
25004	AYEDE 33	33	1	1	20
25012	ISEYIN 33	33	1	1	20
25018	AKURE T3A 33	33	1	1	20
25035	SHAGAMU 33	33	1	1	20
25038	IJEBU ODE 33	33	1	1	20
35000	AKWANGA 33	33	1	1	20
35001	APO 33	33	2	1	20
35009	KONTAGORA 33	33	1	1	20
35012	MINNA 33	33	1	1	20
35048	MINNA T2	33	2	1	20
42014	EFFURUN 1	132	2	1	20
42015	AMUKPE 1	132	1	1	20
45003	OKENE 33	33	1	1	20
52022	HADEJIA 1	132	1	1	20
55001	DAN AGUNDI 3	33	2	1	20
55010	KATSINA 33	33	1	1	20
55011	ZARIA 33	33	1	1	20
55032	MALUMFASHI_3	33	1	1	20
55051	DAKATA T2	33	1	1	20
55057	KUMB T2	33	1	1	20
55069	KD TWN T2	33	1	1	20
55072	KD TWN T3	33	1	1	20
72009	AWKA 1	132	1	1	20
75002	APIR 33	33	1	1	20
75017	YANDEV 33	33	1	1	20
75048	APIR_33B	33	1	1	20
15006	AKANGBA 33	33	1	1	24
15007	AKOKA T1 33	33	1	1	24
15009	ALAUSA 33	33	1	1	24
15010	ALIMOSHO 33	33	1	1	24
15014	EJIGBO 33	33	1	1	24
15015	IJORA 33	33	1	1	24
15018	OGBA 33	33	1	1	24
15028	ISOLO 33	33	1	1	24
15079	OTTA T2	33	1	1	24
15080	OLD ABEOK T2	33	3	1	24
15128	EJIGBO 33	33	1	1	24
22017	ONDO2 1	132	1	1	24
25011	ILORIN 33	33	1	1	24
25012	ISEYIN 33	33	2	1	24
42008	IRRUA 1	132	1	1	24
45027	IRRUA BBII33	33	1	1	24

母線番号	母線名	電圧 (kV)	ld	稼働数	容量 (MVar)
32012	KEFFI 1	132	1	1	25
82006	ITU 1	132	1	1	40
22015	OMUARAN 1	132	1	1	50
35036	GWAGWALAD 33	33	1	1	50
52022	HADEJIA 1	132	2	1	50
53001	KANO 3	330	2	1	50
53001	KANO 3	330	3	1	50
32006	APO 1	132	1	1	60
32017	SULEJA 1	132	1	1	60
12004	AKANGBA BBII	132	1	1	72
12032	OGBA 1	132	1	1	72
82010	UYO 1	132	1	1	100

出所：JICA 調査団作成

乾季オフピーク時に必要な進相コンデンサを表 7-5.12 にまとめる。

表 7-5.12 2025 年の乾季オフピーク時に必要な進相コンデンサ

母線番号	母線名	電圧 (kV)	ld	稼働中	容量 (MVar)
15002	AGBARA 33	33	1	1	20
15011	ABEOKUTA OLD	33	2	1	20
15022	IKORODU 33	33	2	1	20
15027	ILUPEJU 33	33	1	1	20
25004	AYEDE 33	33	1	1	20
25012	ISEYIN 33	33	1	1	20
25018	AKURE T3A 33	33	1	1	20
25035	SHAGAMU 33	33	1	1	20
25038	IJEBU ODE 33	33	1	1	20
35001	APO 33	33	2	1	20
35012	MINNA 33	33	1	1	20
42014	EFFURUN 1	132	2	1	20
42015	AMUKPE 1	132	1	1	20
45003	OKENE 33	33	1	1	20
52022	HADEJIA 1	132	1	1	20
55001	DAN AGUNDI 3	33	2	1	20
55010	KATSINA 33	33	1	1	20
15006	AKANGBA 33	33	1	1	24
15007	AKOKA T1 33	33	1	1	24
15009	ALAUSA 33	33	1	1	24
15010	ALIMOSHO 33	33	1	1	24
15014	EJIGBO 33	33	1	1	24
15015	IJORA 33	33	1	1	24
15028	ISOLO 33	33	1	1	24
15079	OTTA T2	33	1	1	24
15128	EJIGBO 33	33	1	1	24
22017	ONDO2 1	132	1	1	24
25011	ILORIN 33	33	1	1	24
25012	ISEYIN 33	33	2	1	24
42008	IRRUA 1	132	1	1	24
45027	IRRUA BBII33	33	1	1	24
52022	HADEJIA 1	132	2	1	24
32012	KEFFI 1	132	1	1	25

母線番号	母線名	電圧 (kV)	Id	稼働中	容量 (MVar)
82006	ITU 1	132	1	1	40
32021	NIAMEY 1	132	2	1	45
22015	OMUARAN 1	132	1	1	50
32006	APO 1	132	1	1	60
12004	AKANGBA BBII	132	1	1	72
82010	UYO 1	132	1	1	100

出所：JICA 調査団作成

7-5-5 2025年までに必要な系統拡張計画

TCN と NIPP により実施中のプロジェクト及び 2020 年モデルに含まれる送電線に加えて、表 7-5.13 と表 7-5.14 に示される 330 kV 及び 132 kV 送電線が 2025 年モデルに含まれる。

表 7-5.13 2025 年の拡張計画に含まれる追加の送電線 (1)

番号	エリア	変電所	変電所	回線	電圧 (kV)	長さ (km)	備考	優先順位
1		Ejio (Arigbajo)	Ayede	SC	330	50	Ayede の Ejio (Arigbajo)-Osogbo 送電線の π 分岐もしくは Ikeja West -Ejio (Arigbajo) と Ejio (Arigbajo)-Osogbo の 2 回線を Ikeja West-Ayede の直通線に変更	1
2	Part of North West Ring	Birnin Kebbi	Sokoto	DC	330	130	既設の 132 kV 送電線と並列に設置	3
3		Sokoto	Talata Mafara	DC	330	100	-	3
4		Talata Mafara	Gusau	DC	330	125	-	3
5		Gusau	Funtua	DC	330	70	-	2
6		Funtua	Zaria	DC	330	70	-	2
7			Olorusongo	Ejio (Arigbajo)	DC	330	20	既設 2 回線送電線。4 回線送電線が必要。もしくは 2 回線送電線を 2 導体から 4 導体に変える。
8		Katsina	Daura	DC	330	40	AFD からの出資により、北部系統プロジェクト 2 の枠組みで TCN によって実施される。	2
9		Daura	Kazaure	DC	330	25	AFD からの出資により、北部系統プロジェクト 2 の枠組みで TCN によって実施される。	2
10	Part of North East Ring	Damaturu	Maiduguri	DC	330	260	2020 年までか 2020 年以降早期の完了が求められる。(既設は 1 回線送電線。)	3
11		Gombe	Daimaturu	DC	330	160	2020 年までか 2020 年以降早期の完了が求められる。(既設は 1 回線送電線。)	3
12		Gombe	Yola	DC	330	240	2020 年までか 2020 年以降早期の完了が求められる。(既設は 1 回線送電線。)	3
13		Yola	Jalingo	DC	330	160	2020 年までか 2020 年以降早期の完了が求められる。(Mayo Belwa 経由の 1 回線送電線を 1 本)	3
14	Mambila evacuation	Mambila	Jalingo	DC	330	95	N-2 が適用される場合 2x2 回線、その他の場合は 1xDC。	1
15		Mambila	Wukari	DC	330	159	N-2 が適用される場合 2x2 回線、その他の場合は 1x2 回線。	1
16		Wukari	Makurdi	DC	330	159	-	1
16		Wukari	Lafia	DC	330	95	2025 以降	3

番号	エリア	変電所	変電所	回線	電圧 (kV)	長さ (km)	備考	優先順位
18		Shiroro	Kaduna	DC	330	96	別の対策として 4-b(4 導体)にアップグレードもある。4 導体 2 回線の二つのプロジェクトが AFD からの出資による北部系統プロジェクト 2 の枠組みで TCN によって実施中。	3
19		Ejio (Arigbajo)	Ajgunle (New Agbara)	DC	330	40	JICA	2
20		Ejio (Arigbajo)	Likosi (Ogijo)	DC	330	48	JICA	2
21		Ajgunle (New Agbara)	Badagry	DC	132	32	JICA	2
22		Ejio (Arigbajo)	New Abeokuta	DC	132	37	JICA	2
23		Gwagwalada	Shiroro	DC	330		既設 1 回線送電線。	1
24		Benin North	Omosho	DC	330	110	2025 年か早ければ 2022 年までに 4 導体送電線が new Ethiope PP からの送電用に必要になる見込み。	1
25		Zungeru	Kainji	DC	330	200	-	2
26		Zungeru	Shiroro	DC	330	25	-	2
27	Part of the future Supergrid *	Ikot-Ekpene	Makurdi	DC	330	320	-	1
28		Makurdi	Gwagwalada	DC	330	180	-	1
29		Ajaokouta	Gwagwalada	DC	330	150	-	1
30		Osogbo	Gwagwalada	DC	330	250	-	1
31		Gwagwalada	Funtua	DC	330	260	-	1

(注) : DC : 2 回線

出所 : JICA 調査団作成さらに、乾季ピーク時には不足電圧が多々発生すること、また N-1 事故時の系統安定度を満たすために、表 7-5.1 4 に示す 132 kV 送電線を追加することとした。

表 7-5.1 4 2025 年の拡張計画に含まれる追加の 132 kV 送電線 (2)

番号	変電所	変電所	回線	電圧 (kV)	長さ (km)	備考	優先順位
1	Shiroro	Tegina	SC	132	65	既設の 1 回線に加えて、もう 1 回線建設する。	1
2	Tegina	Kontagora	SC	132	90	既設の 1 回線に加えて、もう 1 回線建設する。	1
3	Kontagora	Yelwa-Yauri	SC	132	88	既設の 1 回線に加えて、もう 1 回線建設する。	1
5	Ganmo	Ilorin	SC	132	10.5	既設の 1 回線に加えて、もう 1 回線建設する。	3
6	Obajana	Egbe	DC	132	97	2 回線送電線を新設	1
7	Omosho	Ondo	DC	132	98	2 回線送電線を新設	1
8	Benin	Irrua	SC	132	88	既設の 1 回線に加えて、もう 1 回線建設する。	2
9	Irrua	Ukilla	SC	132	43	既設の 1 回線に加えて、もう 1 回線建設する。	2
10	Ukilla	Okene	SC	132	33	既設の 1 回線に加えて、もう 1 回線建設する。	3
11	Shagamu	Ijebu Ode	SC	132	41	既設の 1 回線に加えて、もう 1 回線建設する。	3
12	Dakata	Gagarawa	SC	132	89	既設の 1 回線に加えて、もう 1 回線建設する。	3
13	Gagarawa	Hadejia	SC	132	60	既設の 1 回線に加えて、もう 1 回線建設する。	3
14	Dakata	Kumboso	SC	132	30	既設の 1 回線に加えて、もう 1 回線建設する。	3
15	Obajana	Okene	DC	132	97	2 回線送電線を新設	2
16	Kainji	Iseyin	DC	132	200	2 回線送電線を新設	1

注 : SC: 1 回線、DC: 2 回線

出所 : JICA 調査団作成

平常時 (N-0) に発生する過負荷に対処するため、多数の既設 125 MVA 定格 132 kV 送電線を低弛度増容量電線に張り替える必要がある。表 7-5.1 5 に張り替えの必要がある送電線を示

す。張り替え後の定格容量を記載する。

表 7-5.15 2025 年の拡張計画に含まれる張り替えを実施する 132 kV 送電線

母線番号	母線	母線番号	母線	Id	定格容量 (MVA)	長さ (km)
12002	EGBIN 1	12025	IKORODU	1	225	20
12002	EGBIN 1	12025	IKORODU	2	225	20
12046	OGIJO 1	22027	SHAGAMU 1	1	188	16
12046	OGIJO 1	22027	SHAGAMU 1	2	188	16
22000	AYEDE 1	22006	IBADAN NORTH	1	188	12
22000	AYEDE 1	22006	IBADAN NORTH	2	188	12
22000	AYEDE 1	22012	JERICHO 1	2	188	6
82001	ALAOJI 1	82026	ABA 1	1	188	10
82001	ALAOJI 1	82026	ABA 1	2	188	10
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	1	188	45
82005	EKET 1	82024	IBOM IPP 1	2	188	45
82007	PHCT MAIN1	82009	PHCT TOWN2 1	1	188	6
82007	PHCT MAIN1	82036	RUMUSOI 1	1	188	10
82007	PHCT MAIN1	82036	RUMUSOI 1	2	188	10
82019	OMOKU 1	82036	RUMUSOI 1	1	225	20
82019	OMOKU 1	82036	RUMUSOI 1	2	225	20

出所：JICA 調査団作成

7-6 スーパーグリッドの必要性検討

7-6-1 スーパーグリッド（330, 500, 750 kV）の要件

前節に示した潮流解析により、送電系統の主要設備を更新しない場合、ほぼ全ての電圧階級において電圧低下と過負荷が発生し、システムロスが大きくなることが示された。そのため、新たなスーパーグリッド（330kV, 500 kV, 750 kV の大容量基幹送電）の導入が 2030 年の段階で必要となると考えられる。スーパーグリッドに加えて、TCN の要望により以下の 330 kV 送電線の建設も追加で検討されている。

- Yola-Little Gombi-Biu-Damaturu
- Damaturu-Potiskum-Azare-Dutse-Jogana
- Osogbo-Okene-Ajeokuta-Ayangba-Makurdi
- Mambila-Kashimbila-Ogoja-Ibom-Calabar
- Ugheli (Delta)-Onne (PH)
- Ugheli-Okpai

以下の TCN が要求している電線については 2025 年に既に導入されている。

- Zunkeru-Kainji
- Zunkeru-Shiroro

各スーパーグリッドに必要な導体については、以下を推奨する。

- 330 kV : 各回線に 4 導体バイソンを搭載した 2 回線送電線
- 500 kV : 4 導体バイソンを搭載した 1 回線送電線
- 750 kV : 5 導体バイソンを搭載した 1 回線送電線 (コロナ放電のため、この形式はこの電圧レベルではよく使われる)

主な電気的特性を表 7-6.1 に示す。

表 7-6.1 提案するスーパーグリッドの特性

電圧 (kV)	回線数	導体	導体数	R (ohms/km)	L (mH/km)	X (Ω/km)	C (μF/km)	送電容量 (MVA)	Zs (ohms)	SIL (MW)
330	2 回線	ACSR (Bison)	4	0.019	0.7962	0.25	0.014	2x1,550	238.5	456
500	1 回線	ACSR (Bison)	4	0.019	0.8908	0.2797	0.0127	2,350	264.8	944
750	1 回線	ACSR (Bison)	5	0.015	0.9201	0.2889	0.0123	4,400	273.5	2,057

出所：JICA 調査団作成

図 7-6.1 に 500 kV、750 kV 超高圧系統 1 回線用の鉄塔参考図を示す。

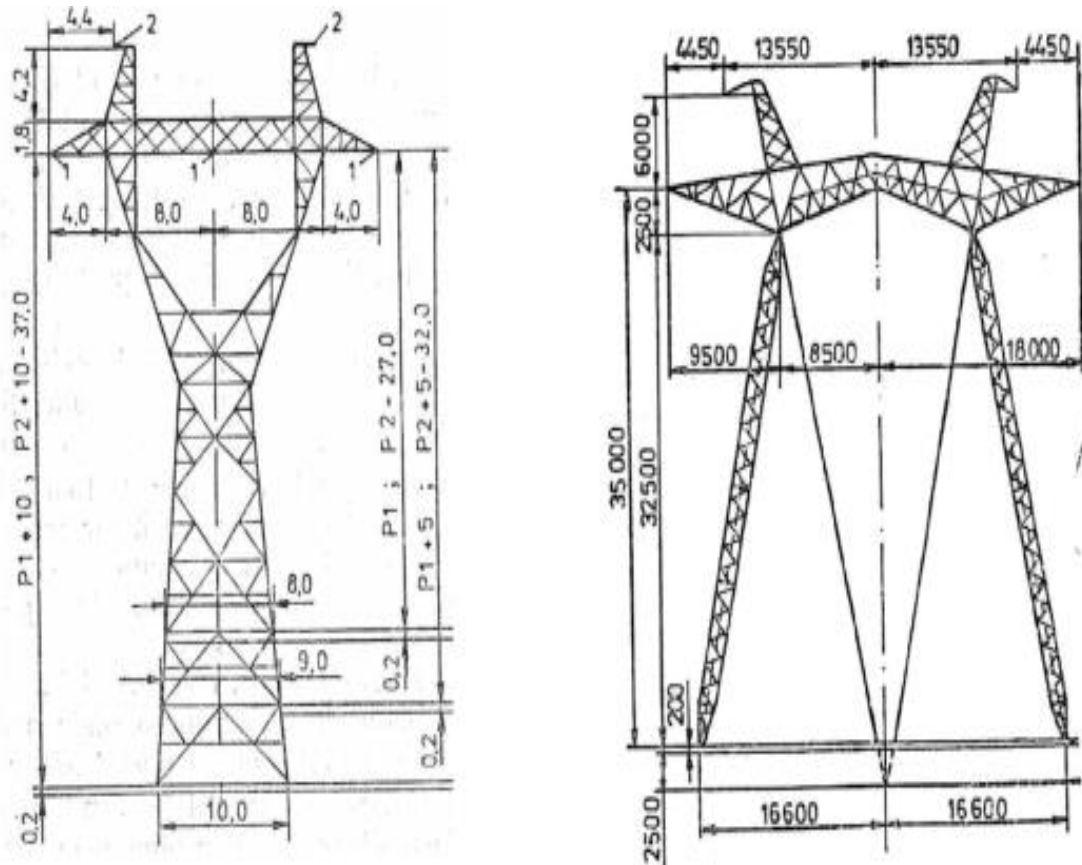


図 7-6.1 500 kV、750 kV 超高圧系統用鉄塔姿図

7-6-1-1 スーパーグリッドに関する負荷潮流計算結果の比較

スーパーグリッドに関する 2030 年の負荷潮流計算結果の比較を表 7-6.2 に示す。この系統の負荷はピーク時とオフピーク時の平均値とする。

表 7-6.2 2030 年の潮流解析結果

電圧 (kV)	330 kV 以上の O/V 及び U/V (0.9-1.05 外)	過負荷率 80%以上の 330 kV O/L	ロス (MW)	備考
330	none	7 circuits*	1,124 (4.69%)	500 kV 以下のロス(送電ロスは大きいが変圧器ロスは含まれない。)
500	none	12 circuits *	1,264 (5.25%)	750 kV と比較して 206 MW (0.85%)ロスが大きい。
750	none	6 circuits**	1,058 (4.42%)	330 kV よりわずかにロスが小さい。

出所：JICA 調査団作成

(1) 330 kV 系統

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT		
23001	OSOGB0	3	330.00*	2	23003	GANMO	3	330.00	2	1	626.5	777.3	80.6
23005	AKURE	3	330.00	2	43011	EYEAN_3	330.00*	4	3	641.0	777.3	82.5	
43000	AJAOKUTA	3	330.00	4	43005	GEREGU	330.00*	4	1	647.7	777.3	83.3	
43000	AJAOKUTA	3	330.00	4	43005	GEREGU	330.00*	4	2	647.7	777.3	83.3	
43002	BENIN	3	330.00	4	43004	SAPELE	3	330.00*	4	1	648.7	777.3	83.5
43002	BENIN	3	330.00	4	43004	SAPELE	3	330.00*	4	2	648.7	777.3	83.5
43002	BENIN	3	330.00	4	43004	SAPELE	3	330.00*	4	3	648.7	777.3	83.5

(2) 500 kV 系統

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT		
13000	AJA	3	330.00*	1	13034	LEKKI	330	330.00	1	1	637.0	777.0	82.0
13000	AJA	3	330.00*	1	13034	LEKKI	330	330.00	1	2	637.0	777.0	82.0
13028	ARIGBAJO	3	330.00*	1	23000	AYEDE	3	330.00	2	1	689.7	777.3	88.7
23001	OSOGB0	3	330.00*	2	23003	GANMO	3	330.00	2	1	651.0	777.3	83.7
23005	AKURE	3	330.00	2	43011	EYEAN_3	330.00*	4	3	760.6	777.3	97.9	
43000	AJAOKUTA	3	330.00	4	43005	GEREGU	330.00*	4	1	648.6	777.3	83.4	
43000	AJAOKUTA	3	330.00	4	43005	GEREGU	330.00*	4	2	648.6	777.3	83.4	
43002	BENIN	3	330.00	4	43004	SAPELE	3	330.00*	4	1	651.2	777.3	83.8
43002	BENIN	3	330.00	4	43004	SAPELE	3	330.00*	4	2	651.2	777.3	83.8
43002	BENIN	3	330.00	4	43004	SAPELE	3	330.00*	4	3	651.2	777.3	83.8
43008	LOKOJA	_3	330.00	4	43012	ZUMA	330.00*	4	1	662.9	777.3	85.3	
43008	LOKOJA	_3	330.00	4	43012	ZUMA	330.00*	4	2	662.9	777.3	85.3	

(**) 750 kV

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT		
23005	AKURE	3	330.00	2	43011	EYEAN_3	330.00*	4	3	648.8	777.3	83.5	
43000	AJAOKUTA	3	330.00*	4	43005	GEREGU	330.00	4	1	662.1	777.3	85.2	
43000	AJAOKUTA	3	330.00*	4	43005	GEREGU	330.00	4	2	662.1	777.3	85.2	
43002	BENIN	3	330.00	4	43004	SAPELE	3	330.00*	4	1	631.4	777.3	81.2
43002	BENIN	3	330.00	4	43004	SAPELE	3	330.00*	4	2	631.4	777.3	81.2
43002	BENIN	3	330.00	4	43004	SAPELE	3	330.00*	4	3	631.4	777.3	81.2

7-6-1-2 スーパーグリッドに関する結論

系統解析では、送電系統を大幅に更新しない場合、系統全体において広範囲な電圧低下及び過負荷が発生し、系統の損失は高くなることが確認された。そのためスーパーグリッドすなわち大容量送電のための基幹送電線を 330kV, 500kV, 750 kV のいずれかで導入することは、この段階で必要であり、導入に適切なタイミングであると考えられる。

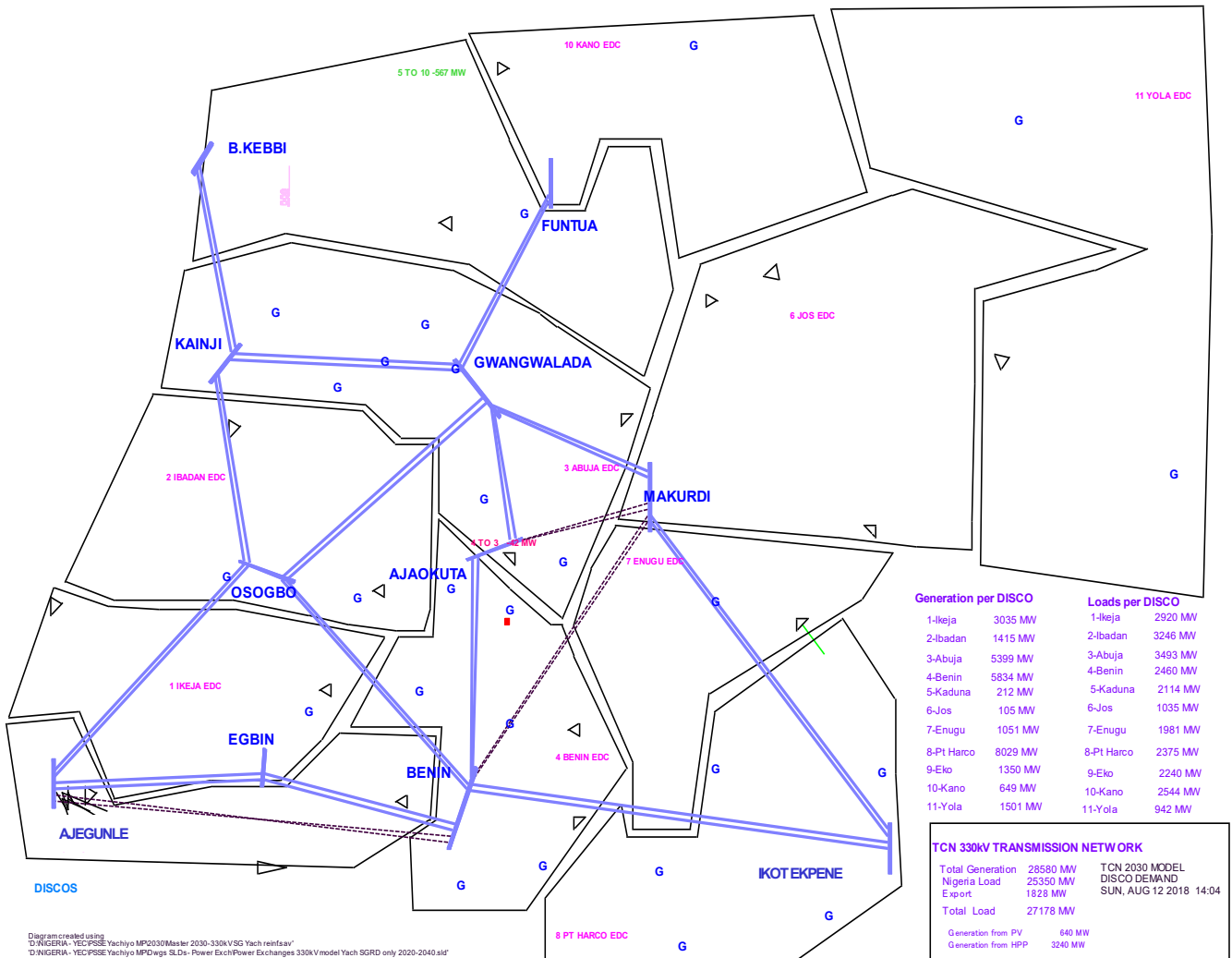
3つの電圧階級の選択肢に対して、既存及び計画の 330 kV 系統の負荷及び系統損失の軽減、

並びに電圧維持に対する有効性から比較した。また、既設と計画中の 330 kV 系統の送電ロス及び過負荷の解消、並びに電圧維持の効果の観点から構成を比較した。330 kV, 500 kV, 750 kV スーパーグリッドの最適な構成を図 7-6.2 に示す。

表 7-6.3 スーパーグリッドの電圧レベルの評価

電圧レベル	電圧サポート	システム損失	安定性	コスト	総合評価
330 kV	A	A	A	B	1
500 kV	B	A	B	A	2
750 kV	B	A	B	C	3

出所：JICA 調査団作成



出所：JICA 調査団作成

図 7-6.2 スーパーグリッドの構成

スーパーグリッドに含まれる新規の超高圧変電所は、Ikot Ekpene, Ajegunle (New Agbara), Gwagwalada, Ajeokuta, Kainji, Birnin Kebbi, Benin, Egbina, Osogbo, Makurdi, Funtua である。解析の結果から、330 kV と 500 kV が適切であり、750 kV は適さないといえる。

- 330 kV スーパーグリッドの容量： 3,100 MVA

- 500 kV スーパーグリッドの容量：2,350 MVA
- 330 kV と 500 kV スーパーグリッドの損失差：損失差はほとんどない
- 電圧変動及び過負荷に対する効果：330 kV 有利
- 2回線導入による 330 kV スーパーグリッドの高い N-1 の安定性

330 kV のスーパーグリッドが技術的に明らかに優位である。また、7-10 節で記載するように、コストを考慮する場合には 750 kV の採用は考えられない。2030 年の段階では 4,400MVA の送電容量は必要とされず、330 kV と比較してわずかに送電ロスが低いことを考慮しても、このマスタープラン計画上、750 kV 導入の高コストは見合わない。

7-6-1-3 スーパーグリッド送電線の開発計画

表 7-6.4 に 2030 年を目標としたスーパーグリッドを完成させるために必要な 330 kV 2 回線送電線をまとめる。前述のように、このスーパーグリッド送電システムの一部は 2025 年までに必要とされている。

表 7-6.4 2030 年の拡張計画に含まれるスーパーグリッド送電線

変電所	変電所	定格容量 (MVA)	長さ (km)	備考
Ikot Ekpenne	Benin	2 x 1,550	300	
Ikot Ekpenne	Makurdi	2 x 1,550	320	2025 年に必要
Benin	Egbin	2 x 1,550	230	
Egbin	Ajgunle (New Agbara)	2 x 1,550	50	
Benin	Osogbo	2 x 1,550	200	
Ajgunle (New Agbara)	Osogbo	2 x 1,550	150	
Osogbo	Kainji	2 x 1,550	200	
Benin	Ajeokuta	2 x 1,550	150	
Ajeokuta	Gwagwalada	2 x 1,550	150	2025 年に必要
Gwagwalada	Makurdi	2 x 1,550	180	2025 年に必要
Gwagwalada	Kainji	2 x 1,550	250	
Gwagwalada	Funtua	2 x 1,550	260	2025 年に必要
Gwagwalada	Osogbo	2 x 1,550	250	2025 年に必要
Kainji	Bernin Kebbi	2 x 1,550	300	

出所：JICA 調査団作成

(*) 2025 年のスーパーグリッド導入時の注意点:

スーパーグリッドは 2030 年に完全に導入され、その必要性は 7-6-1-2 章で述べられている。しかし、2025 年までに Abuja 地域やその他の地域において負荷需要が急増し、付随して過負荷や不足電圧が急増すると予測されることから、最も費用対効果の高い方法は 2025 年に、導入されるスーパーグリッドの一部を実施することである。これにより 2030 年のスーパーグリッド全面導入後に不要となる一時的なコストがかかる方法を避けることができる。適切な電圧レベル及び導体を選択するためのスーパーグリッドの解析については 7-7 章に示す。

以下の 330 kV 送電線は TCN の要望に沿って、検討・評価される。

- Yola-Little Gombi-Biu-Damaturu

- Damaturu-Potiskum-Azare-Dutse-Jogana
- Osogbo-Okene-Ajeokuta-Ayangba-Makurdi
- Mambila-Kashimbila-Ogoja-Ibom-Calabar
- Ugheli (Delta)-Onne (PH)
- Ugheli-Okpai

スーパーグリッドの導入により、上記の送電線では負荷率が低くなる。また、オフピークの軽負荷時にはナイジェリアの北東部においてリアクトルが必要となる。

従って、上記送電線建設の是非については、当該地域の将来負荷の動向を鑑みて必要性の再評価を行うことを推奨する。

7-7 2030年に向けた拡張計画

7-7-1 2030年の潮流解析の前提条件

7-7-1-1 負荷需要

DisCo別の2030年の負荷を表7-7.1に示す。

表 7-7.1 DisCo別の2030年の負荷

DisCo		2025年の負荷	増加率	2030年の負荷
		[MW]	2025-2030	[MW]
IKEDC	1-Ikeja	2,058	42%	2,921
IBEDC	2-Ibadan	2,285	43%	3,267
AEDC	3-Abuja	2,329	50%	3,500
BEDC	4-Benin	1,852	34%	2,489
KAEDCO	5-Kaduna	1,169	81%	2,117
JEDC	6-Jos	646	60%	1,035
EEDC	7-Enugu	1,668	19%	1,979
PHEDC	8-Port Harcourt	1,762	35%	2,385
EKEDC	9-Eko	1,837	22%	2,240
KEDCO	10-Kano	1,565	64%	2,570
YOLA	11-Yola	532	77%	942
Total		17,703	43.75%	25,447
Export		1,541		1,831
Total load		19,244		27,278

注：(*) 330 kV 輸出用送電線（Sakete 550MW, Faraku 500MW, Zabori 631MW）を参照
出所：JICA 調査団作成

7-7-1-2 発電容量

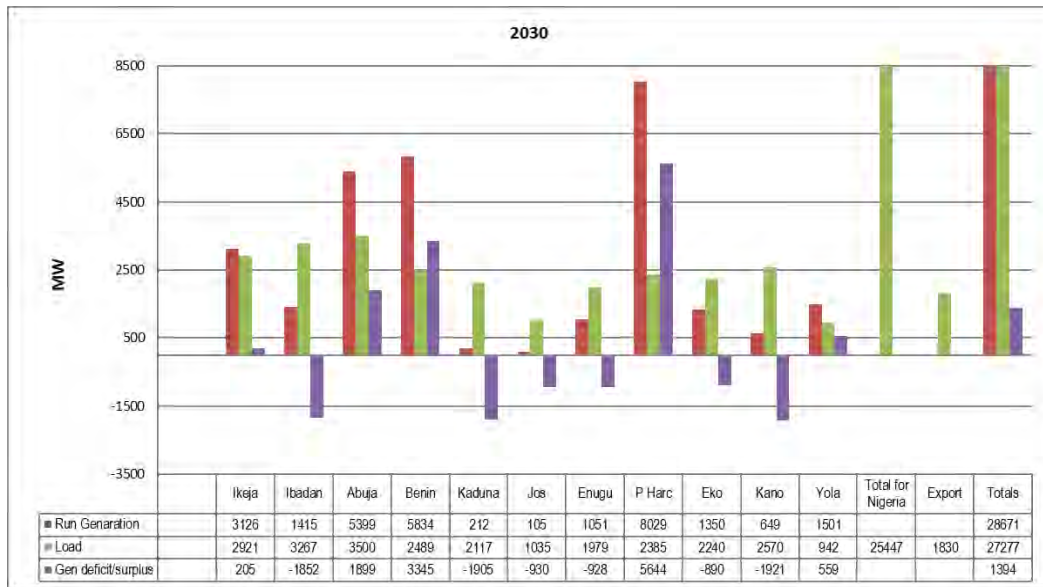
各 DisCo で想定される合計発電出力を表 7-7.2 及び図 7-7.1 に示す。これには太陽光発電 (PV) からの 640 MW と水力発電からの 3,240 MW が含まれる。

表 7-7.2 2030年に稼働している各 DisCo の発電出力

DisCo		発電出力 [MW]
IKEDC	1-Ikeja	3,041
IBEDC	2-Ibadan	1,415
AEDC	3-Abuja	5,399
BEDC	4-Benin	5,834
KAEDCO	5-Kaduna	212
JEDC	6-Jos	105
EEDC	7-Enugu	1,051
PHEDC	8-Port Harcourt	8,029
EKEDC	9-Eko	1,350
KEDCO	10-Kano	649
YOLA	11-Yola	1,501

出所：JICA 調査団作成

DisCo 別の負荷及び合計発電出力を棒グラフで図 7-7.1 に示す。



出所：JICA 調査団作成

図 7-7.1 2030年の各 DisCo の発電出力及び負荷

想定される発電出力の解析結果を表 7-7.3 に示す。新たに追加された発電出力及び 2025 年と比較して発電所の出力が増加したところについては太字で記載する。

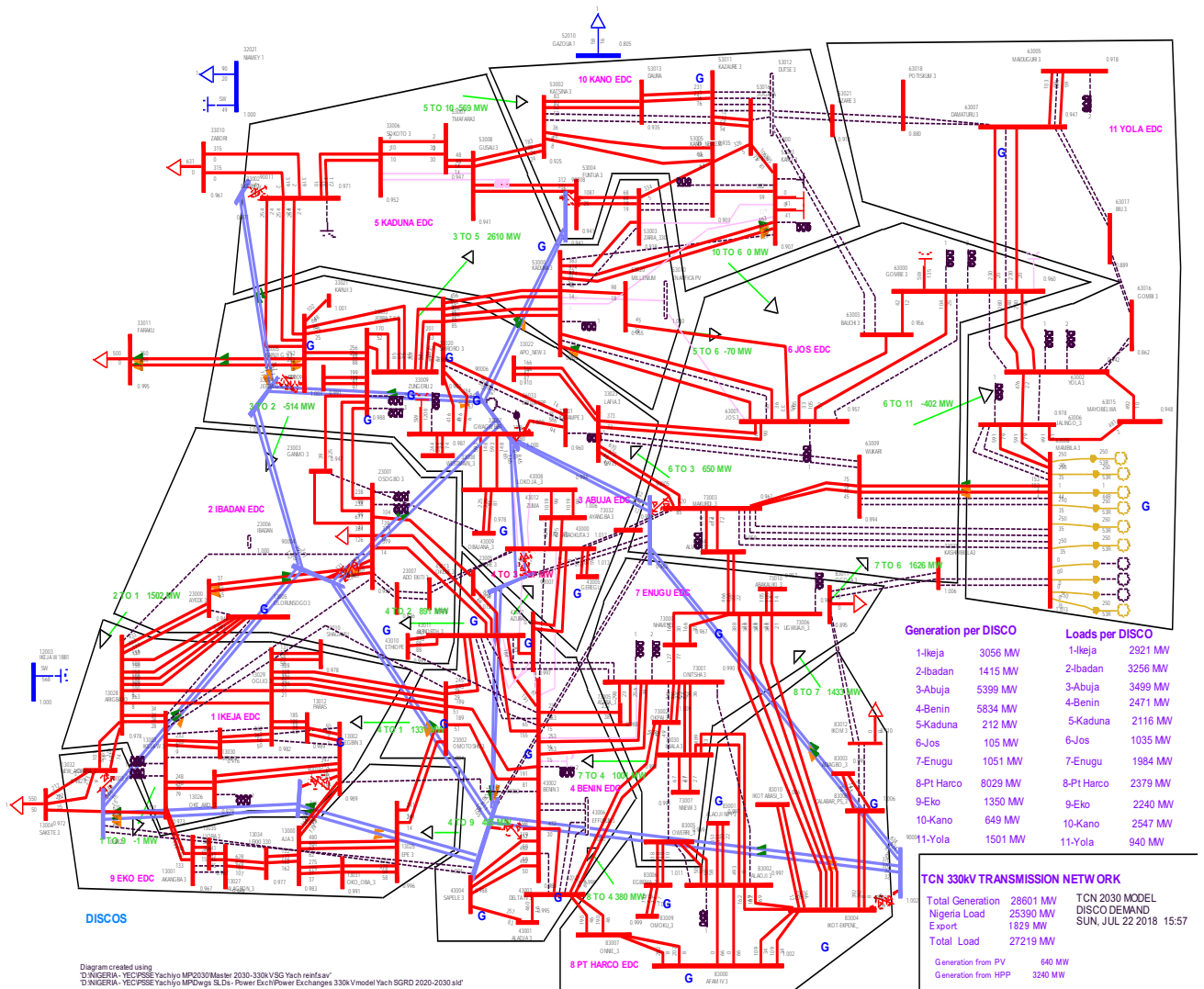
表 7-7.3 2030年の発電出力

母線番号	母線名	発電量 (MW)	母線番号	母線名	発電量 (MW)	母線番号	母線名	発電量 (MW)
86012	AFAM VI GT11	150	86069	GBARAIN_GTB2	102	46026	NIPP2 ST	257
86013	AFAM VI GT12	150	86055	GEN_AMADI	45	96007	OATS	270
86014	AFAM VI GT13	105	56010	GEN_KADUNA	194	96021	ODUGPANI NIP	508
86015	AFAM VI ST10	180	46023	GER NIPP21	140	96020	ODUGPANI NIP	229
86003	AFAM2 GT5-6	48	46024	GER NIPP22	140	76000	OKPAI GT11	149
86004	AFAM2GT 7-8	48	96015	GEREGU 2	266	76001	OKPAI GT12	148

母線番号	母線名	発電量 (MW)	母線番号	母線名	発電量 (MW)	母線番号	母線名	発電量 (MW)
86005	AFAM3 GT9-10	54	96014	GEREGU 2	248	76020	OKPAI GT4PH2	135
86006	AFAM3GT11-12	54	46020	GEREGU GT11	124	76021	OKPAI GT5PH2	135
86080	AKWA-IBOM NU	1,800	56003	GURARA GBUS	18	76002	OKPAI ST18	126
86039	ALAOJI_GTB1	112.5	96002	HUDSON	135	76022	OKPAI STPH2	135
86040	ALAOJI_GTB2	112.5	86025	IBOM GT1	32	16064	OLOR NIPPST1	100
86041	ALAOJI_GTB3	112.5	86026	IBOM GT2	32	16065	OLOR NIPPST2	100
86042	ALAOJI_GTB4	112.5	86027	IBOM GT3	32	16060	OLORNIPPGT11	100
86043	ALAOJI2_STB1	257	86028	IBOM II	497	16061	OLORNIPPGT12	100
86031	ALSCON GT1	90	96013	IHOVBOR 2	229	16062	OLORNIPPGT21	100
86032	ALSCON GT2	117	46031	IHOVBOR_GTB1	110	16063	OLORNIPPGT22	100
46027	ASCO G1	50	46032	IHOVBOR_GTB2	110	16050	OLORUNSO GT1	30
46028	ASCO G2	50	46033	IHOVBOR_GTB3	110	16055	OLORUNSO GT6	15
96011	AZIKEL	440	46034	IHOVBOR_GTB4	110	16057	OLORUNSO GT8	30
46035	AZURA GT	280	66033	JBS WIND	70	86047	OMA_GT	450
96001	BRESSON	135	36006	JEBBA 2G1	80	86022	OMOKU2 GT2	102
16008	BRESSON GTS	80	36007	JEBBA 2G2	80	26026	OMOTNIPP GT1	115
96009	CABLE INLAND	1350	36008	JEBBA 2G3	80	26027	OMOTNIPP GT2	115
86061	CALABAR_GTB2	100	36009	JEBBA 2G4	80	26030	OMOTOSHO 2+	230
86060	CALABAR_GTB3	100	36011	JEBBA 2G6	80	26020	OMOTOSO GT1	74
76011	CENTURY IPP	223	36004	KAINJ 1G11	80	96008	ONDO IPP	400
96006	CHEVRON TEX	702	36005	KAINJ 1G12	80	16012	PARAS	270
86030	CUMMINS	135	36000	KAINJ 1G5	80	16011	PARASGT1-9	54
46006	DELTA IV 2-1	140	36001	KAINJ 1G6	80	46070	PROTON	135
46007	DELTA IV 2-2	140	36002	KAINJ 1G7-8	160	86070	QUA IBOE PP	468
46008	DELTA IV 2-3	140	36003	KAINJ 1G9-10	160	86035	RIVERS_GT1	172
46010	DELTAIV GT19	133	76013	KASHIMB HPP	21	46050	SAP_NIPP_GT1	100
46011	DELTAIV GT20	133	56011	KAZAURE PV1	80	46051	SAP_NIPP_GT2	100
66005	DKOWA G1	14	56012	KAZAURE PV2	80	46052	SAP_NIPP_GT3	100
96018	EGBEMA II	114	56013	KAZAURE PV3	80	46012	SAPELE GT1-2	180
86067	EGBEMA_GTB3	100	56014	KAZAURE PV4	80	46013	SAPELE GT3-4	90
16000	EGBIN GT 1	254.1	56015	KAZAURE PV5	80	46060	SAPELE ROT	140
16001	EGBIN GT 2	254.1	56016	KAZAURE PV6	80	46061	SAPELE ROT 2	140
16002	EGBIN GT 3	254.1	56017	KAZAURE PV7	80	46062	SAPELE ROT 2	130
16003	EGBIN GT 4	254.1	56018	KAZAURE PV8	80	36012	SHIROR 411G1	120
16004	EGBIN ST 5	254.1	46080	KOJI NUCLEAR	1,800	36013	SHIROR 411G2	120
16005	EGBIN ST 6	254.1	55075	KT WF 33	9	36014	SHIROR 411G3	120
86050	ELEME	68	16010	LAFARAGE 2	200	96016	TURBINE DR	300

母線番号	母線名	発電量 (MW)	母線番号	母線名	発電量 (MW)	母線番号	母線名	発電量 (MW)
86056	ESSAR GTS	150	66008	MAMBILA GT2	250	96004	WESCOM	225
86057	ESSAR ST	140	66009	MAMBILA GT3	250	96017	YELLOW STONE	324
96012	ETHIOPE	450	66010	MAMBILA GT4	250	46029	ZUMA	810
46037	ETHIOPE GTS	310	66011	MAMBILA GT5	250	86071	ZUMA (GAS)	337
46038	ETHIOPE ST	140	66014	MAMBILA GT8	250	36024	ZUNGE_G1	150
86048	GBARAIN 2 GT	511	66015	MAMBILA GT9	250	36025	ZUNGE_G2	150
86068	GBARAIN_GTB1	102	96005	MBH	270			

出所：JICA 調査団作成



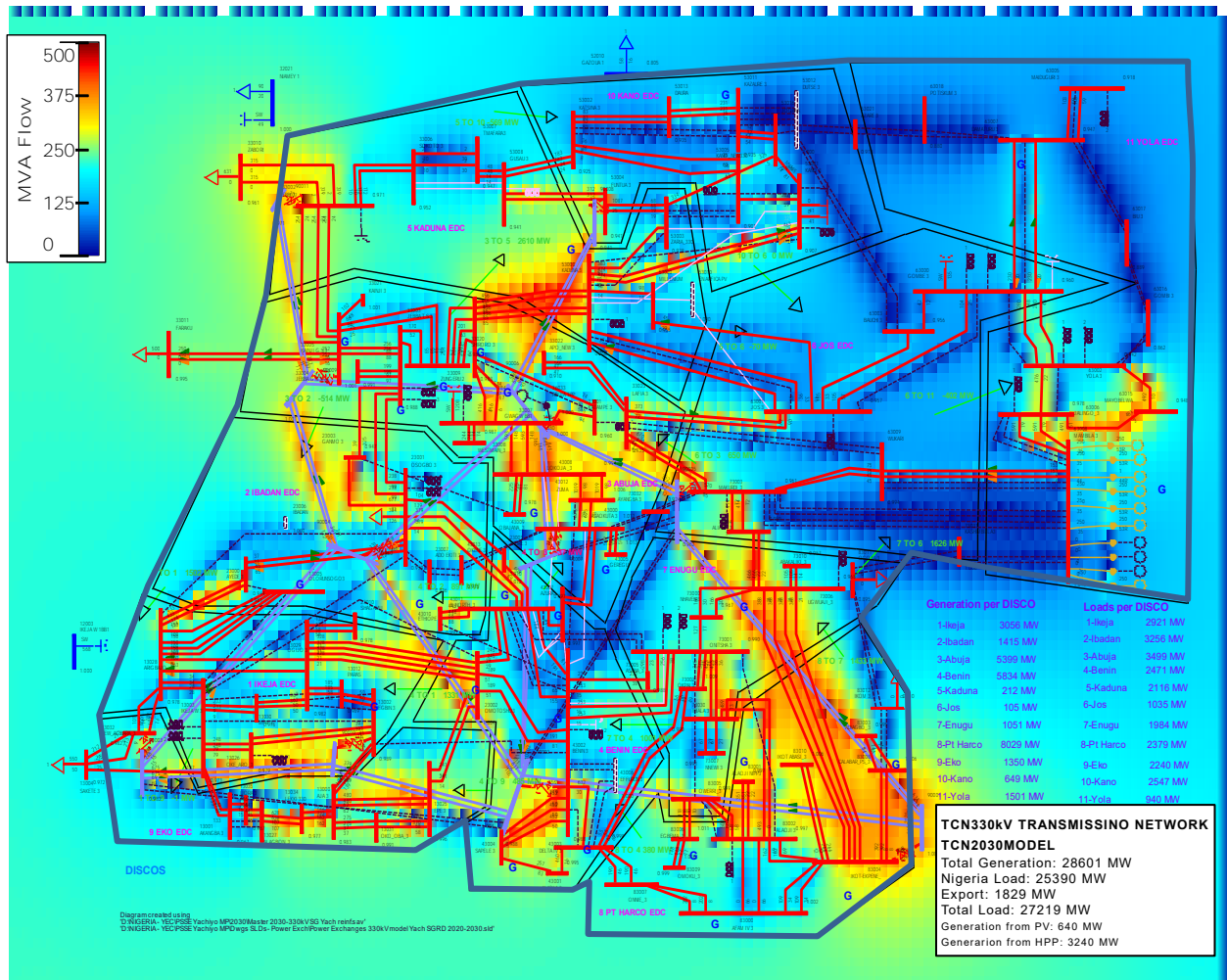
出所：JICA 調査団作成

図 7-7.2 2030年の330 kV送電系統

7-7-2 2030年の潮流解析の結果

330 kV 2回線送電線の定格負荷は Grid Code を満たすよう選定された。この時の送電系統の負

荷を図 7-7.3 に示す。



出所：JICA 調査団作成

図 7-7.3 2030 年の送電線負荷

330 kV 及び 132 kV 系統において、過負荷及び電圧の許容範囲からの逸脱はほとんどなかった。132 kV (0.84 pu) で多少の逸脱はあったが、これらは 132 kV 系統が N-1 基準を満たすよう増強する場合には、解消された。

7-7-3 無効電力補償

2025 年のケースに加えて、以下の無効電力補償が 2030 年に必要となる。

- 330 kV Gombe 変電所において、100 MVar 進相コンデンサもしくは SVC
- 2025 年ケースにおいて、Bernin Kebbi 変電所で、無効電力補償（150 MVar 進相コンデンサ）が WAPP への輸出のため必要となるが、2030 年にスーパーグリッドが Kainji-Bernin Kebbi 間に延長されることにより Bernin Kebbi の無効電力補償は必要なくなる。
- アブジャの予測負荷が急増しているため、アブジャ地域（Gwagwalada 330 kV 変電所）において約 700 MVar の大規模な無効電力補償装置が必要となる。この無効電力補償装置の設置場所と容量の決定には、個別の調査の実施が推奨される。なお、1,000MW の

Gwagwalada 発電所が 2030 年に運転される場合、このエリアにおいて無効電力補償の必要はない。

- 20MVar 進相コンデンサ (Gashuwa 132kV)
- 60MVar 進相コンデンサ (Apo 132kV)
- 25MVar 進相コンデンサ (Keffi 132kV)
- 40MVar 進相コンデンサ (Uba 132kV)

7-8 2035 年に向けた拡張計画

7-8-1 2035 年の潮流解析の前提条件

7-8-1-1 送電網の構成

2035 年の 330kV 送電系統を図 7-8.1 に示す。

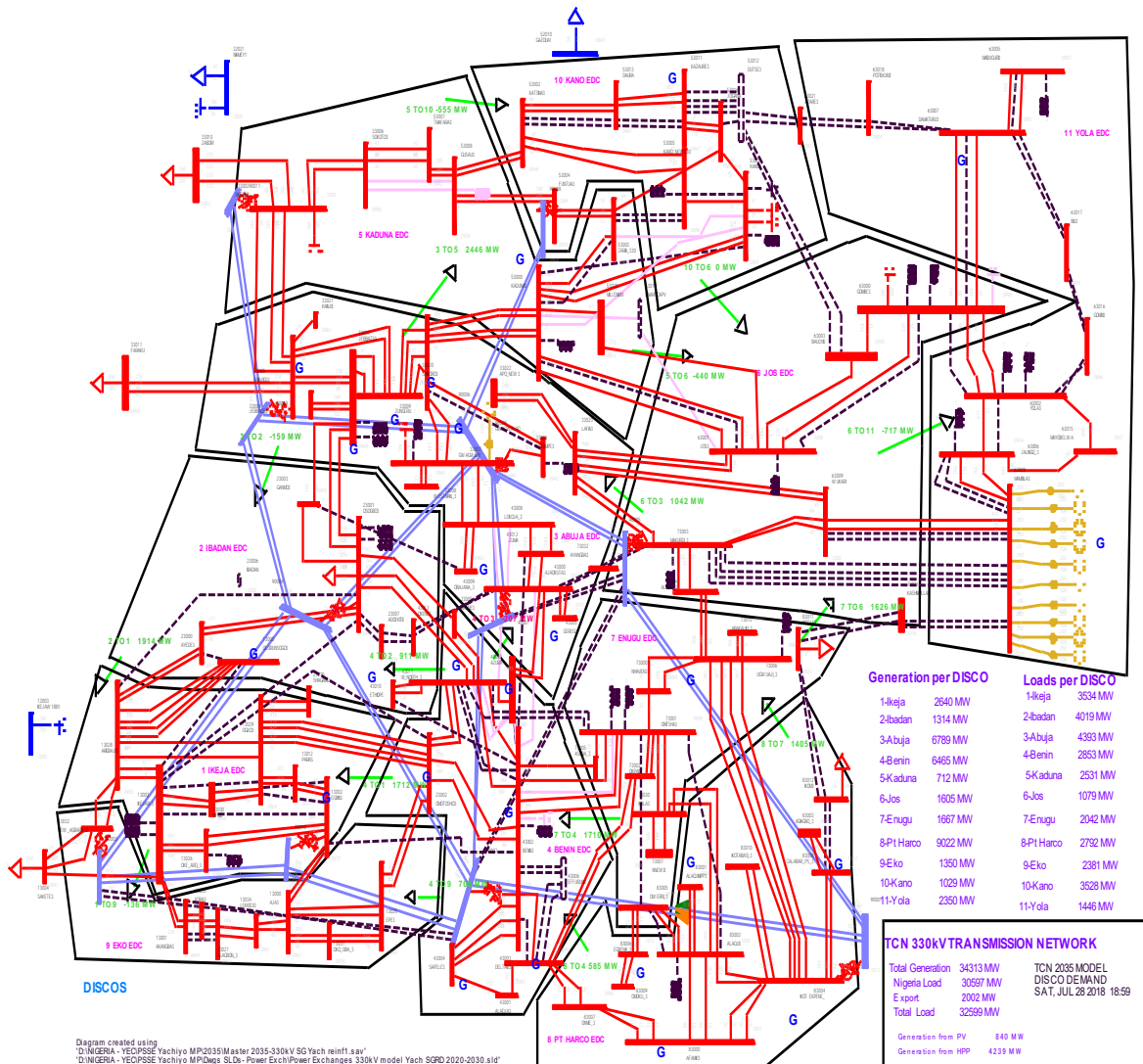


図 7-8.1 2035 年の 330kV 送電系統

7-8-1-2 負荷

2035年のDisCo別の負荷を表7-8.1に示す。

表 7-8.1 2035年のDisCo別の負荷

DisCo		2030年の負荷 (MW)	増加率 (2030年～2035年)	2035年の負荷 (MW)
IKEDC	1-Ikeja	2,921	21.06%	3,536
IBEDC	2-Ibadan	3,267	24.08%	4,054
AEDC	3-Abuja	3,500	25.66%	4,398
BEDC	4-Benin	2,489	16.54%	2,901
KAEDCO	5-Kaduna	2,117	19.61%	2,533
JEDC	6-Jos	1,035	4.24%	1,079
EEDC	7-Enugu	1,979	2.93%	2,037
PHEDC	8-Port Harcourt	2,385	17.49%	2,802
EKEDC	9-Eko	2,240	6.33%	2,382
KEDCO	10-Kano	2,570	38.06%	3,549
YOLA	11-Yola	942	53.72%	1,448
Total	-	25,447	20.72%	30,719
Export*	-	1,830	-	2,000
Total load	-	27,277	-	32,719

(*) 330 kV 輸出用送電線 (Sakete 550MW, Faraku 550MW, Zabori 750MW) を参照
出所：JICA 調査団作成

7-8-1-3 発電容量

各 DisCo で稼働が想定される合計発電出力を表7-8.2に示す。これには太陽光発電からの840 MW と水力発電からの4,239 MW が含まれる。

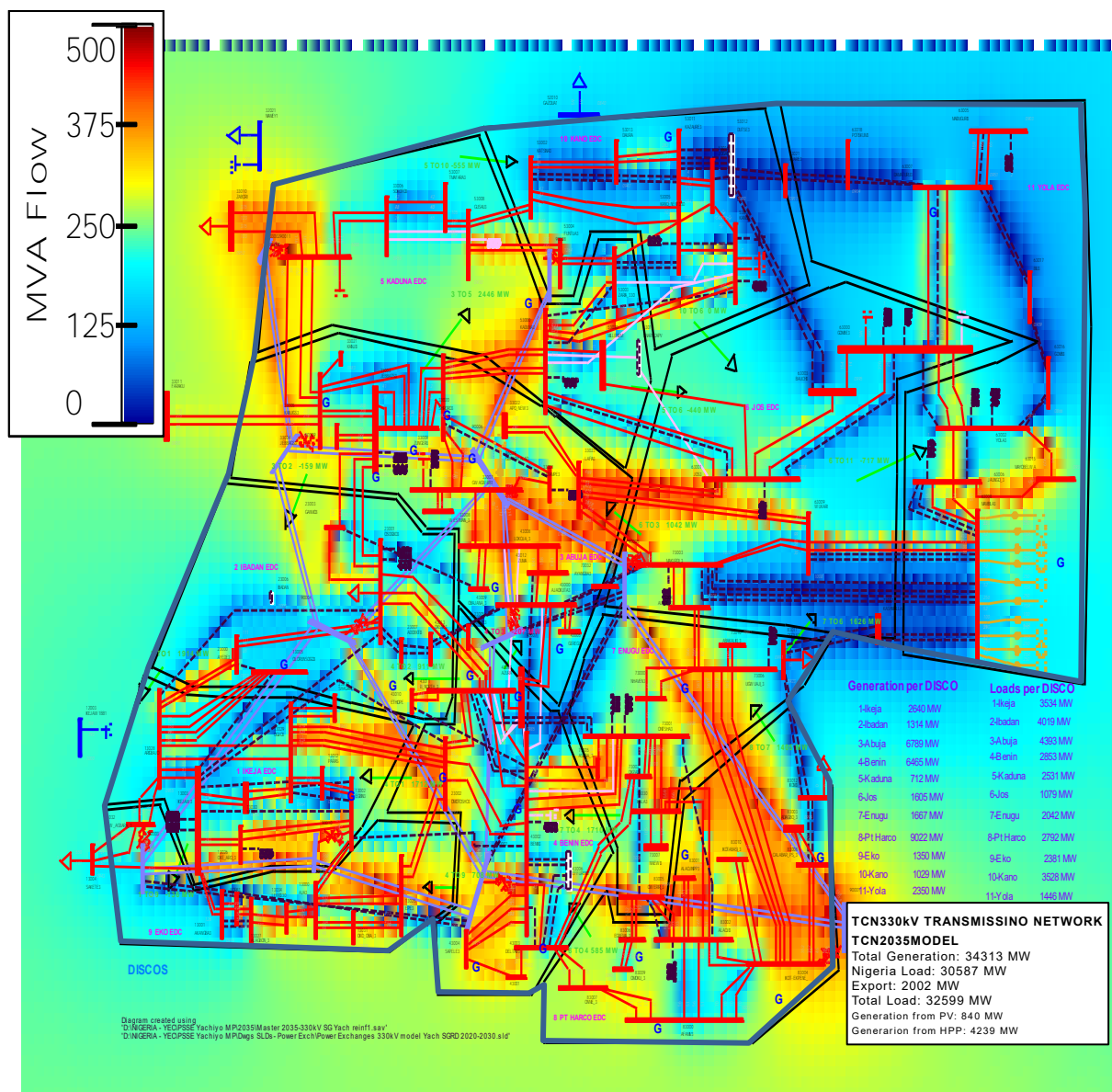
表 7-8.2 2035年に稼働中の各DisCoの発電出力

DisCo		発電量 [MW]
IKEDC	1-Ikeja	2,640
IBEDC	2-Ibadan	1,314
AEDC	3-Abuja	6,789
BEDC	4-Benin	6,465
KAEDCO	5-Kaduna	712
JEDC	6-Jos	1,605
EEDC	7-Enugu	1,667
PHEDC	8-Port Harcourt	9,022
EKEDC	9-Eko	1,350
KEDCO	10-Kano	1,029
YOLA	11-Yola	2,350

出所：JICA 調査団作成

7-8-2 2035年の潮流解析の結果

送電系統の潮流を図 7-8.2 に示す。



出所：JICA 調査団作成

図 7-8.2 2035年の送電線負荷

7-8-2-1 送電線の過負荷と電圧許容値からの逸脱

330 kV 及び 132 kV 系統において、過負荷及び電圧の許容値からの逸脱はなかった。132 kV (0.84 pu)で多少の電圧許容範囲からの逸脱はあったが、これらは 132 kV 系統が N-1 基準を満たすよう増強した場合に解消した。

7-8-3 2035年までに必要な新たな送電線及び無効電力補償

7-8-3-1 送電線

Zuma-Lokoja間の330kV 2回線送電線(25km)はZuma発電所からの送電線が過負荷状態であり、4導体送電線の張り替えが推奨される。Makurdi-Lafia間の330kV 2回線送電線は新設900MW Ramos 石炭火力発電所からの送電線が過負荷状態である。Wukari-Lafia間に330kV 2回線送電線(95km)を新設することで過負荷は解消される。

以下の330kV送電線は通常運転条件(N-0)下で101%から107%の過負荷状態となっており、4導体に転換する必要がある。

Aja - Lekki
Benin North - Akure

N-1基準を満たし電圧低下を解消するため、以下の132kV 1回線送電線に対して、2回線送電線への増強が推奨される。

Kwaya Kusar - Biu
Biu - Damboa
Damboa - Maiduguri

過負荷を解消しN-1基準を満たすために表7-8.3に示す送電線の新設と増強が必要とされる。

表 7-8.3 2035年の拡張計画に含まれる新規送電線と増強

変電所	変電所	電圧(kV)	長さ(km)	回線	増強方法
Wukari	Lafia	330	95	DC	2回線送電線を新設
Zuma	Lokoja	330	25	DC	4導体2回線化
Aja	Lekki	330	7	DC	4導体2回線化
Benin North	Akure	330	130	SC	4導体送電線に張り替えもしくは2回線化
Kwaya Kusar	Biu	132	42	SC	1回線送電線から2回線化
Biu	Damboa	132	140	SC	1回線送電線から2回線化
Damboa	Maiduguri	132	64	SC	1回線送電線から2回線化

注：SC: 1回線、DC: 2回線

出所：JICA調査団作成

7-8-3-2 無効電力補償

2030年ケースに加えて、次の無効電力補償が2035年までに必要である。

- アブジャ地域の予想負荷が急増するため、Gwagwalada 330kV 変電所における無効電力補償が必要である。1,200MW Gwagwalada 発電所が2035年以降に運転される場合には、無効電力補償は不要となる。
- 250MVar 進相コンデンサ (Gombe 330kV)
- 700MVar 進相コンデンサ (Bernin Kebbi 330kV)
- 300MVar 進相コンデンサ (Ikeja West 132kV)

7-8-3-3 2035年のスーパーグリッドに関する潮流計算の結果

スーパーグリッドに関する2035年の潮流計算結果の比較を表7-8.4に示す。

表 7-8.4 2035年の負荷潮流計算結果

電圧 (kV)	発電量 (MW)	330 kV 以上の O/V 及び U/V (0.9-1.05 外)	過負荷率 80%以上の 330 kV O/L	ロス (MW)	備考
330	28,763	5 buses	16 circuits*	1,471 (5.11%)	
500	28,974	10 buses	20 circuits *	1,737 (5.99%)	330 kV より 266 MW (0.91%)ロスが大きい
750	28,688	1 bus	12 circuits**	1,359 (4.73%)	330 kV よりわずかにロスが小さい

出所：JICA 調査団作成

7-8-3-4 2035年のスーパーグリッドに関する結論

結論は2030年ケースと同じである。330 kV と 500 kV について、以下を考慮し解析に基づいて検討した。

- 330 kV スーパーグリッドラインの容量：3,100 MVA
- 500 kV スーパーグリッドラインの容量：2,350 MVA
- 330 kV と 500 kV スーパーグリッドの損失差：損失差はほぼない
- 電圧変動及び過負荷に対する効果：330 kV 有利
- 2回線導入による330 kV スーパーグリッドの高いN-1の安定性

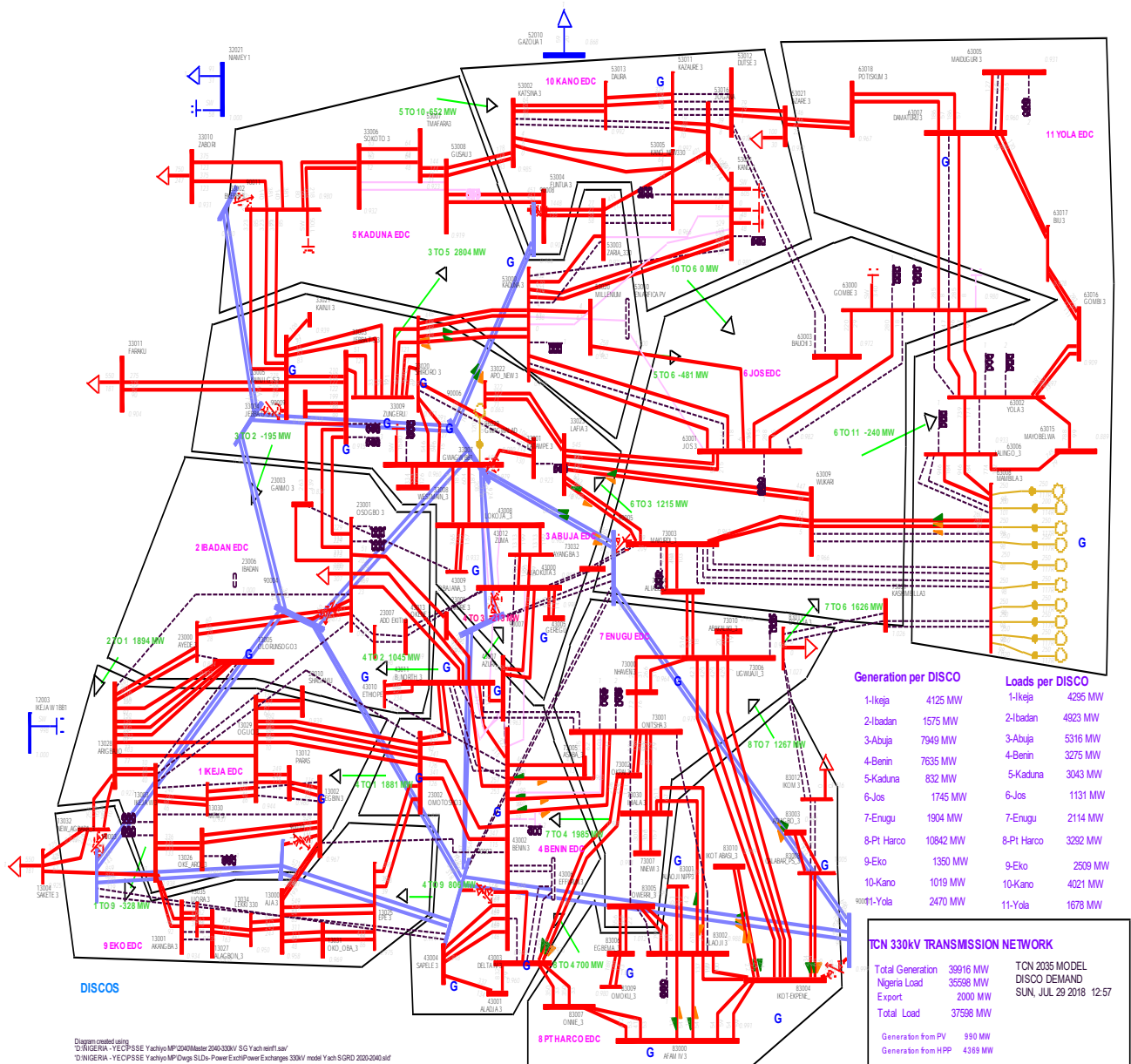
330 kV のスーパーグリッドシステムが優位であることは明らかである。コストを考慮する場合、750 kV を検討する必要はなくなる。2035年時点においても4,400 MVA の送電容量は必要ない。

7-9 2040 年に向けた拡張計画

7-9-1 2040 年の潮流解析の前提条件

7-9-1-1 送電網の構成

2040 年の 330kV 送電系統を図 7-9.1 に示す。



出所：JICA 調査団作成

図 7-9.1 2040 年の 330kV 送電系統

7-9-1-2 負荷需要

2040 年の DisCo 別の負荷を表 7-9.1 に示す。

表 7-9.1 2040 年の DisCo 別の負荷

DisCo		2035 年の負荷 [MW]	増加率 (2035 年～2040 年)	2040 年の負荷 [MW]
IKEDC	1-Ikeja	3536	21.61%	4,300
IBEDC	2-Ibadan	4054	24.70%	5,055
AEDC	3-Abuja	4398	21.31%	5,336
BEDC	4-Benin	2901	16.90%	3,391
KAEDCO	5-Kaduna	2533	20.23%	3,045
JEDC	6-Jos	1079	4.83%	1,131
EEDC	7-Enugu	2037	3.67%	2,112
PHEDC	8-Port Harcourt	2802	17.94%	3,305
EKEDC	9-Eko	2382	5.44%	2,512
KEDCO	10-Kano	3549	13.38%	4,023
YOLA	11-Yola	1448	16.05%	1,680
Total		30719	16.83%	35,890
Export		2000		2,000
Total load		32719		37,890

注：330 kV 輸出用送電線（Sakete 550MW, Faraku 550MW, Zabori 750MW）を参照
出所：JICA 調査団作成

7-9-1-3 発電容量

DisCo 別の想定される合計発電出力を表 7-9.2 及び図 7-9.1 に示す。これには太陽光発電からの 990 MW と水力発電からの 4,369 MW が含まれる。

表 7-9.2 2040 年の DisCo 別の発電出力

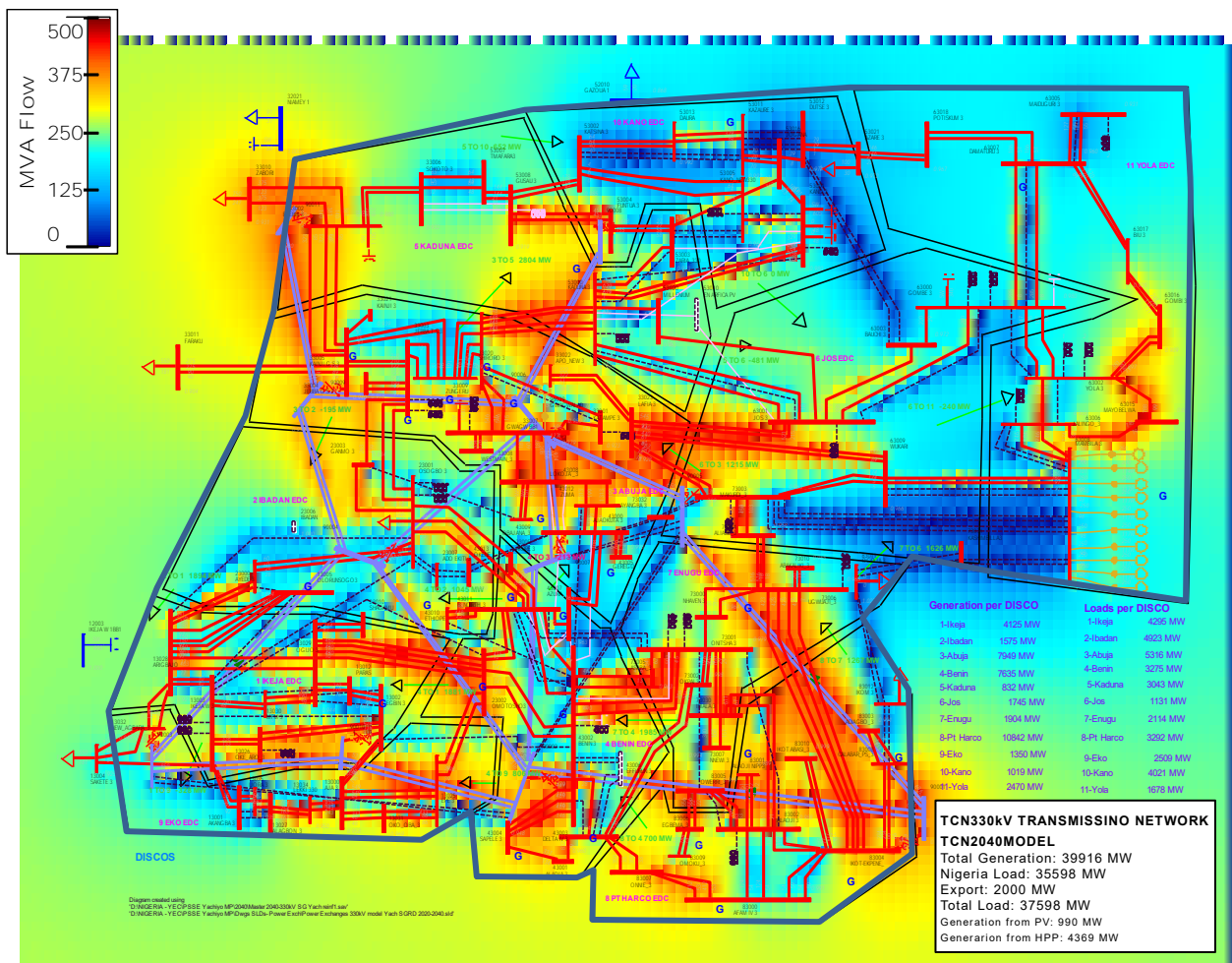
DisCo		発電量 [MW]
IKEDC	1-Ikeja	4,125
IBEDC	2-Ibadan	1,575
AEDC	3-Abuja	7,949
BEDC	4-Benin	7,635
KAEDCO	5-Kaduna	832
JEDC	6-Jos	1,745
EEDC	7-Enugu	1,904
PHEDC	8-Port Harcourt	10,842
EKEDC	9-Eko	1,350
KEDCO	10-Kano	1,019
YOLA	11-Yola	2,470

出所：JICA 調査団作成

2040 年の予測負荷に対応するため、Egbin 発電所の近くに Ethiope ph 2 のような最小発電容量が 1,000 MW の追加の発電所が必要である。

7-9-2 2040年の潮流解析の結果

図 7-9.2 に 2040 年の送電線の負荷を示す。



出所：JICA 調査団作成

図 7-9.2 2040年の送電線負荷

7-9-2-1 送電線の過負荷と電圧許容値からの逸脱

330 kV 及び 132 kV 系統において、過負荷及び電圧許容値からの逸脱はなかった。132 kV (0.84 pu)で多少の電圧許容値からの逸脱はあったが、これらは 132 kV 系統が N-1 基準を満たすよう増強した場合に解消した。330 kV 系統では、以下の送電線が過負荷状態であり、増強の必要がある。

- Aladja - Delta IV
- Osogbo - Ganmo

7-9-3 2040年までに必要な新規送電線と無効電力補償

7-9-3-1 送電線

以下の 330 kV 送電線の新設を北部地域及び北東地域において推奨する。

- Yola-Little Gombi-Biu-Damaturu
- Damaturu-Potiskum-Azare-Dutse-Jogana

以下に新設及び増設が必要な送電線を示す。

表 7-9.3 2040 年までに必要な新規送電線と増強

変電所	変電所	電圧 (kV)	長さ (km)	回線	増強方法
Aladja	Delta IV	330	32	SC	2 回線送電線に改修
Osogbo	Ganmo	330	50	SC	2 回線送電線に改修
Yola	Little Gombi	330	100	DC	2 回線送電線の 신설
Little Gombi	Biu	330	80	DC	2 回線送電線の 신설
Biu	Damaturu	330	130	DC	2 回線送電線の 신설
Damaturu	Potiskum	330	100	DC	2 回線送電線の 신설
Potiskum	Azare	330	100	DC	2 回線送電線の 신설
Azare	Dutse	330	90	DC	2 回線送電線の 신설
Dutse	Jogana	330	76	DC	2 回線送電線の 신설

注：SC: 1 回線、DC:2 回線

出所：JICA 調査団作成

7-9-3-2 無効電力補償

2035 年ケースに加えて、以下を考慮した上で 2040 年までに無効電力補償が求められる。

- アブジャ地域における予測負荷の急速な増加のため、約 1,500 MVar の無効電力不足が生じる。
- 無効電力不足 (Kano において、約 600 MVar)
- 無効電力不足 (Bernin Kebbi において、約 400 MVar)
- 無効電力不足 (Ikeja West において、約 200 MVar)

2040 年の無効電力補償装置の最適な容量と設置場所を決定するために、より詳細な無効電力補償に関する調査を実施することが推奨される。

7-10 送電開発計画の費用算出

7-10-1 費用算出の原則

送電システムの拡張に必要な送電線と変電所の費用は、単純化したコストモデルで推計する。送電線の費用は、電圧階級と回線数によって1 km当たりの単価に長さを乗じて算出する。

変電所の費用は、主変圧器、リアクトル、進相コンデンサ及び高圧フィーダーの費用を含める。これらは、高電圧機器とその他の費用（土木工事、鉄鋼、保護制御機器、補助電源など）から構成される。新設の132/33 kV変電所の費用には新設33 kV開閉設備の費用が含まれる。既設の132/33 kV変電所の変圧器容量を増やす場合は、追加の33 kV開閉設備を設置することが想定される。この手法による費用算出の精度は、通常±25%とされる。表7-10.1に各コンポーネントの単価を示す。この単価は過去の実績に基づく金額であり、TCNとも合意している。

表 7-10.1 コンポーネントの単価表

送電設備 (百万米ドル/km)	
132 kV SC Line	0.17
330 kV SC Line	0.22
500 kV SC Line	0.28
750 kV SC Line	0.35
132 kV DC Line	0.26
330 kV DC Line	0.45
132 kV SC Line Reconductoring	0.04
330 kV SC Line Reconductoring	0.08
132 kV DC Line Reconductoring	0.08
330 kV DC Line Reconductoring	0.15
変電設備 (百万米ドル/km)	
132 kV HV equipment	0.70
330 kV HV equipment	1.00
500 kV HV equipment	1.30
750 kV HV equipment	2.20
132 kV feeder (= 132 kV HV equipment + Other components)	1.60
330 kV feeder (= 330 kV HV equipment + Other components)	1.90
30 MVA Transformer 132/11 kV	0.60
60 MVA Transformer 132/33 kV	0.80
150 MVA Transformer 330/132 kV	1.50
1000 MVA Transformer 750/330 kV	10.00
11 kV Switchgear	0.50
33 kV Switchgear	0.70
30 MVar Shunt Reactor - 33 kV (including 33 kV switchgear)	0.50
75 MVar Shunt Reactor - 330 kV	0.80
25 MVar Shunt Capacitor - 33 kV (including 33 kV switchgear)	0.25
25 MVar Shunt Capacitor - 132 kV	0.30
100 MVar Shunt Capacitor - 330kV	1.00
Other components (Civil Works, Steel, Protection, Station Control, Auxiliary Power Supply, Installation etc.)	0.90

出所：JICA 調査団作成

なお、費用見積もりで検討する送電線の増強方法は、以下の4通りである。

- SC : 1回線送電線の新設 / 既設1回線送電線に1回線を増設し、2回線送電線へ改修
- DC : 2回線送電線の新設・増設
- RE (SC) : 1回線送電線の張り替え
- RE (DC) : 2回線送電線の張り替え

7-10-2 2020年までに必要な送電強化

2025年までに必要な送電系統の拡張は、その大半を北部が占め、特に330kV送電系統の拡張が求められる。TCNとNIPPによる実施中の送電系統拡張プロジェクト（Annex 7.2a及びAnnex 7.2bを参照）では、ほとんどが南部及び中央部で実施されている。プロジェクトの一部は既に完了しており、残りも2020年まで、2020年以降早期に運用開始される予定である。

系統解析の結果に基づいて、330kV及び132kV送電線、330/132kV、132/33kV及び132/11kV変圧器、分路リアクトル、並びに、進相コンデンサの費用を算出した。2020年までに送電系統で9GW以上の電力供給は困難である。送電網拡張の大部分は132kV送電網であり、330/132kV及び132/33kV変圧器にも関係している。

7-10-2-1 プロジェクト別の費用

表7-10.2から表7-10.8に2020年までの系統拡張に必要な送電線、変圧器及び無効電力補償装置等の費用算出を示す。また、これらの合計額を表7-10.9に示す。

表 7-10.2 132 kV 送電線の増強費用算出 [(~2020年) (N-0条件下)]

2020年までに必要なN-0条件下で過負荷状態の132kV送電線の増強の費用算出													
No.	プロジェクト	送電線						変電所					金額 (百万米ドル)
		定格電圧 (kV)	長さ (km)	選択肢①		選択肢②		330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	150 MVA、 330/132kV 変圧器の数量	60 MVA、 132/33 kV 変圧器の数量	
		増強方法	単価 (百万米ドル/km)	増強方法	単価 (百万米ドル/km)	選択肢①の金額 (長さ×単価) (百万米ドル)	選択肢②の金額 (長さ×単価) (百万米ドル)						
Overhead Lines													
1	Ibom IPP - Ikot Abasi	132	30	SC	0.17	DC	0.26	5.1	7.8				
Subtotal I								5.1	7.8				
Substations													
1	Ibom IPP							0	1	0	0	0	1.6
2	Ikot Abasi							0	1	0	0	0	1.6
Subtotal II													3.2
Grand Total (Alternative 1)								8.3					
Grand Total (Alternative 2)								14.2					

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.3 132 kV 送電線の増強費用算出 [(~2020年)(N-1条件下)]

2020年までに必要なN-1条件下で過負荷状態の132kV送電線の増強の費用算出														
No.	プロジェクト	送電線						変電所					金額 (百万米ドル)	
		定格電圧	長さ	選択肢①		選択肢②		330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	150 MVA、 330/132kV 変圧器の数量	60 MVA、 132/33 kV 変圧器の数量		
		(kV)	(km)	増強方法	単価 (百万米ドル/km)	増強方法	単価 (百万米ドル/km)							(百万米ドル)
Overhead Lines														
1	Gombe - T-Junction	132	40	SC	0.17	DC	0.26	6.8	10.4					
2	Yola - T-Junction	132	56	SC	0.17	DC	0.26	9.5	14.6					
3	Omoku - Rumusoi	132	20	RE	0.08	DC	0.26	1.6	5.2					
4	PHCT Main - Rumusoi	132	10	RE	0.08	DC	0.26	0.8	2.6					
5	Ajaokuta - Okene	132	60	SC	0.17	DC	0.26	10.2	15.6					
6	Benin - Irrua	132	88	SC	0.17	DC	0.26	15.0	22.9					
7	Mando - Kudenda	132	20	RE	0.08	DC	0.26	1.6	5.2					
8	Osogbo - Iwo	132	80	SC	0.17	DC	0.26	13.6	20.8					
9	Yenagoa - Gbarain	132	5	RE	0.08	DC	0.26	0.4	1.3					
10	Afam 1-2-3 - Afam IV	132	1	RE	0.08	DC	0.26	0.1	0.3					
11	Ikeja West - Alimoso	132	4	RE	0.08	DC	0.26	0.3	0.9					
12	Biu - Dadinkowa	132	82	SC	0.17	DC	0.26	13.9	21.3					
13	Yenagoa - Ahoada	132	46	RE	0.08	DC	0.26	3.7	12.0					
14	Ayede - Idaban North	132	12	SC	0.17	DC	0.26	2.0	3.1					
15	Eket - Iboim IPP	132	45	RE	0.08	DC	0.26	3.6	11.7					
16	Onne - Tramadi	132	10	RE	0.08	DC	0.26	0.8	2.6					
17	PHCT Main - Rivers IPP	132	12	RE	0.08	DC	0.26	1.0	3.1					
18	Zaria - Funtua	132	7	SC	0.17	DC	0.26	1.2	1.8					
Subtotal I								86.1	155.4					
Substations														
1	Ajaokuta							0	1	0	0	0	0	1.6
2	Okene							0	1	0	0	0	0	1.6
3	Yenagoa							0	0	0	0	0	0	0.0
4	Gbarain							0	0	0	0	0	0	0.0
5	Osogbo							0	1	0	0	0	0	1.6
6	Iwo							0	1	0	0	0	0	1.6
7	Biu							0	1	0	0	0	0	1.6
8	Dadinkowa							0	1	0	0	0	0	1.6
9	Benin							0	1	0	0	0	0	1.6
10	Irrua							0	1	0	0	0	0	1.6
11	Ikeja West							0	0	0	0	0	0	0.0
12	Alimosho							0	0	0	0	0	0	0.0
13	Mando							0	0	0	0	0	0	0.0
14	Kudenda							0	0	0	0	0	0	0.0
15	PHCT Main							0	0	0	0	0	0	0.0
16	Rumusoi							0	0	0	0	0	0	0.0
17	Eket							0	0	0	0	0	0	0.0
18	Zaria							0	1	0	0	0	0	1.6
19	Funtua							0	1	0	0	0	0	1.6
20	Onne							0	1	0	0	0	0	1.6
21	Tramadi							0	0	0	0	0	0	0.0
Subtotal II														17.6
Grand Total - Alternative 1														103.7

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.4 330/132 kV 3巻線変圧器の更新費用算出 [(~2020年)(N-1条件下)]

2020年までに必要なN-1条件下で過負荷状態の330/132kV 3巻線変圧器の更新の費用算出											
No.	プロジェクト	送電線				変電所					金額 (百万米ドル)
		定格電圧	長さ	単価	金額	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	150 MVA、 330/132kV 変圧器の数量	60 MVA、 132/33 kV 変圧器の数量	
		(kV)	(km)	(百万米ドル/km)	(百万米ドル)						
Subtotal I											0.0
Substations											
1	Benin					2	2	0	2	0	10.0
2	Benin North					1	1	0	1	0	5.0
3	Birnin Kebbi					1	1	0	1	0	5.0
4	Ganmo					1	1	0	1	0	5.0
Subtotal II											25.0
Grand Total											25.0

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.5 変圧器の更新費用算出 [(~2020年)(N-0条件下)]

2020年までに必要なN-0条件下で過負荷状態の変圧器の更新の費用算出													
No.	プロジェクト	送電線				変電所							金額 (百万米ドル)
		定格電圧	長さ	単価	金額	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	11kV 開閉装置 の数量	150 MVA、 330/132kV 変圧器の数量	60 MVA、 132/33 kV 変圧器の数量	30 MVA、 132/11 kV 変圧器の数量	
		(kV)	(km)	(百万米ドル/km)	(百万米ドル)								
Overhead Lines													
Subtotal I												0.0	
Substations													
1	Suleja					0	1	0	1	0	0	1	2.7
2	Benin					0	3	3	0	0	3	0	9.3
3	Benin North					0	1	1	0	0	1	0	3.1
4	Kano					0	1	1	0	0	1	0	3.1
5	Funtua					0	1	1	0	0	1	0	3.1
6	Funtua					0	1	0	1	0	0	1	2.7
7	Ojo					0	1	1	0	0	1	0	3.1
8	Omuaran					0	1	1	0	0	1	0	3.1
Subtotal II													30.2
Grand Total													30.2

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.6 変圧器(85%過負荷)の更新費用算出 [(~2020年)(N=0条件下)]

2020年までに必要なN=0条件下で85%過負荷状態の変圧器の更新の費用算出													
No.	プロジェクト	送電線				変電所							金額 (百万米ドル)
		定格電圧	長さ	単価	金額	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	11kV 開閉装置 の数量	150 MVA、 330/132kV 変圧器の数量	60 MVA、 132/33 kV 変圧器の数量	30 MVA、 132/11 kV 変圧器の数量	
		(kV)	(km)	(百万米ドル/km)	(百万米ドル)								
Subtotal I						0.0							
Overhead Lines													
Substations													
1	Kano					1	1	0	0	1	0	0	5.0
2	Benin North					1	1	0	0	1	0	0	5.0
3	Odogunyan					0	1	1	0	0	1	0	3.1
4	Ganmo					0	1	1	0	0	1	0	3.1
5	Ejigbo					0	1	1	0	0	1	0	3.1
6	Ojo					0	1	1	0	0	1	0	3.1
7	Alimosho					0	1	1	0	0	1	0	3.1
8	Ughelli					0	1	1	0	0	1	0	3.1
9	Paras					0	1	1	0	0	1	0	3.1
10	Shagamu					0	1	1	0	0	1	0	3.1
11	Afam 1-2-3					0	1	0	1	0	0	1	2.7
12	Iwo					0	1	1	0	0	1	0	3.1
13	Shiroro					0	1	1	0	0	1	0	3.1
Subtotal II													43.7
Grand Total													43.7

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.7 新規リアクトル及び進相コンデンサの更新費用算出 (~2020年)

2020年までに必要な新規リアクトルおよびコンデンサの費用算出													
No.	プロジェクト	送電線				変電所							金額 (百万米ドル)
		定格電圧	長さ	単価	金額	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	11kV 開閉装置 の数量	132 kV コンデンサ の数量	330 kV リアクトル の数量	32 kV リアクトル の数量	
		(kV)	(km)	(百万米ドル/km)	(百万米ドル)								
Subtotal I						0.0							
Overhead Lines													
Substations													
1	Maiduguri					1	0	0	0	0	1	0	2.7
2	Ondo2					0	1	0	0	1	0	0	1.9
3	Irrua					0	1	0	0	1	0	0	1.9
4	Gusau					0	1	0	0	1	0	0	1.9
Subtotal II													8.4
Grand Total													8.4

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.8 送電線の費用算出 [(~2020年)(新設)]

2020年までに必要な新規132 kV送電線の費用算出													
No.	プロジェクト	送電線				変電所							金額 (百万米ドル)
		定格電圧	長さ	単価	金額	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	150 MVA、 330/132kV 変圧器の数量	60 MVA、 132/33 kV 変圧器の数量			
		(kV)	(km)	(百万米ドル/km)	(百万米ドル)								
Overhead Lines													
1	Kaduna - Kano	330	230	0.45	103.5								
2	Akangba - Ijora	330	14	0.45	6.3								
3	Ijora - Alagbon	330	8	0.45	3.6								
4	Arigbso - New Agbara	330	40	0.45	18.0								
5	Ugwaji - Abakaliki	330	85	0.45	38.3								
6	Osogbo - Arigbajo	330	183	0.45	82.4								
7	Ayede - Idaban North	132	15	0.26	3.9								
8	New Agbara - Agbara	132	18	0.26	4.7								
9	Ogijo - Redeem	132	14	0.26	3.6								
10	Birmin Kebbi - Dosso	132	128	0.26	33.3								
Subtotal I						297.5							
New Substations / Extension of Substations													
1	Kaduna					4	2	1		2	2	16.1	
2	Kano					2	1	1		1	1	8.4	
3	Akangba					4	2	1		2	2	16.1	
4	Ijora					4	2	1		2	2	16.1	
5	Arigbajo					12	2	1		2	2	31.3	
6	Agbara					0	2	1		0	1	4.7	
7	New Agbara					4	2	1		2	2	16.1	
8	Ugwaji					2	0	0		0	0	3.8	
9	Abakaliki					2	0	0		0	0	3.8	
10	Osogbo					0	2	0		0	0	3.2	
11	Ayede					0	2	0		0	0	3.2	
12	Ibadan North					0	2	0		0	0	3.2	
13	Ogijo					0	2	0		0	0	3.2	
14	Redeem					0	4	1		0	2	8.7	
15	Dosso					0	2	0		0	0	3.2	
16	Ibom IPP					0	2	0		0	0	3.2	
17	Ikot Abasi					0	2	0		0	0	3.2	
Subtotal II													147.5
Grand Total													445.0

備考：North East Ring 及び North West Ring の 330 kV 送電線については、2020年までの実施が難しいため、2025年のコストに追加する。

出所：JICA 調査団作成

7-10-2-2 2020年までに必要な費用の合計額

2020年までの系統拡張に必要な費用の合計額を表7-10.9に示す。330kV North East Ringと330kV Kainji - Birnin Kebbiに対しても予想される負荷9GW以上の供給が必要である。しかし、これらの送電線工事の2020年までの完了は困難であるため、2025年までの実施を想定し2025年の費用に含める。

表 7-10.9 2020年までに必要な費用の合計額

2020年までに必要な費用の合計額			
送電システムの拡張	送電線 (百万米ドル)	変電所 (百万米ドル)	金額 (百万米ドル)
Reinforcements of 132 kV lines overloaded under N-0	5.1	3.2	8.3
Reinforcements of 132 kV lines overloaded under N-1	86.1	17.6	103.7
Upgrading requirements of 330/132 kV 3-winding transformers overloaded under N-0	0.0	25.0	25.0
Upgrading requirements of 132/33 kV and 132/11 kV transformers overloaded under N-0	0.0	30.2	30.2
Upgrading requirements of 330/132 kV, 132/33 kV and 132/11 kV transformers overloaded loaded over 85% under N-0	0.0	43.7	43.7
New Reactors and Capacitors	0.0	8.4	8.4
New Transmission Lines by 2020	297.5	147.5	445.0
Total Additional Investment Cost by 2020			664.3

出所：JICA 調査団作成

7-10-3 2025年までに必要な送電強化

2025年までに約20GWの送電を可能にするには、330kV及び132kV送電線の各地での建設、既設の132kV送電線の送電容量増加、330/132kV、132/33kV及び132/11kV変圧器の設置が必要である。

7-10-3-1 プロジェクト別の費用

2025年までの送電拡張に必要な送電線、変圧器及び無効電力補償装置等のコスト見積もりを表7-10.10から表7-10.19に示す。また、これらの合計額を表7-10.20に示す。

表 7-10.10 330kV送電線の費用算出〔(~2025年) (北西部追加送電線)〕

2025年までに必要な追加の送電線の費用算出(330kV North West Ring)											
No.	プロジェクト	送電線				変電所					
		定格電圧 (kV)	長さ (km)	単価 (百万米ドル/km)	金額 (百万米ドル)	330kV フィーダ の数量	132kV フィーダ の数量	33kV 開閉装置 の数量	150MVA、 330/132kV 変圧器の数量	60MVA、 132/33kV 変圧器の数量	金額 (百万米ドル)
Overhead Lines											
1	Kainji - Birnin Kebbi 330 kV DC Line	330	310	0.45	139.5						
2	Birnin Kebbi - Sokoto 330 kV DC Line	330	130	0.45	58.5						
3	Sokoto - Talata Mafara 330 kV DC Line	330	125	0.45	56.3						
4	Talata Mafara - Gusau 330 kV DC Line	330	85	0.45	38.3						
5	Gusau - Funtua 330 kV DC Line	330	70	0.45	31.5						
6	Funtua - Zaria 330 kV DC Line	330	70	0.45	31.5						
Subtotal I					355.5						
Substations											
1	Kainji					2	0	0	0	0	3.8
2	Birnin Kebbi					7	1	1	1	1	17.9
3	Sokoto					7	9	1	2	1	32.2
4	Talata Mafara					7	9	1	2	1	32.2
5	Gusau					7	9	1	2	1	32.2
6	Funtua					7	9	1	2	1	32.2
7	Zaria					4	2	1	2	1	15.3
Subtotal II											165.8
Grand Total											521.3

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.11 330 kV 送電線の費用算出 [(~2025 年) (北東部追加送電線)]

2025年までに必要な追加の送電線の費用算出(330 kV North East Ring)											
No.	プロジェクト	送電線				変電所					金額 (百万米ドル)
		定格電圧	長さ	単価	金額	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	150 MVA、 330/132kV 変圧器の数量	60 MVA、 132/33 kV 変圧器の数量	
		(kV)	(km)	(百万米ドル/km)	(百万米ドル)						
Overhead Lines											
1	Jos - Gombe 330 kV DC Line	330	270	0.45	121.5						
2	Gombe - Damaturu 330 kV DC Line	330	180	0.45	81.0						
3	Damaturu - Maiduguri 330 kV DC Line	330	260	0.45	117.0						
4	Gombe - Yola 330 kV DC Line	330	240	0.45	108.0						
5	Yola - Jalingo 330 kV DC Line	330	160	0.45	72.0						
Subtotal I					499.5						
Substations											
1	Jos					2	0	0	0	0	3.8
2	Gombe					9	7	1	2	2	33.6
3	Damaturu					7	7	1	2	2	29.8
4	Maiduguri					5	5	1	2	2	22.8
5	Yola					7	7	1	2	2	29.8
6	Jalingo					7	9	1	2	1	32.2
Subtotal II											152.0
Grand Total											651.5

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.12 330 kV 送電線の費用算出 [(~2025 年) (Mambilla 追加送電線)]

2025年までに必要な追加の送電線の費用算出(330 kV Mambilla Network Con-nections)											
No.	プロジェクト	送電線				変電所					金額 (百万米ドル)
		定格電圧	長さ	単価	金額	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	150 MVA、 330/132kV 変圧器の数量	60 MVA、 132/33 kV 変圧器の数量	
		(kV)	(km)	(百万米ドル/km)	(百万米ドル)						
Overhead Lines											
1	Mambilla - Wukari 330 kV DC Line	330	159	0.45	71.6						
2	Mambilla - Jalingo	330	95	0.45	42.8						
3	Wukari - Makurdi	330	159	0.45	71.6						
4	Wukari - Lafia	330	95	0.45	42.8						
Subtotal I					228.6						
Substations											
1	Mambilla					2	0	0	0	0	3.8
2	Wukari					5	5	0	2	2	22.1
3	Makurdi					2	0	0	0	0	3.8
4	Lafia					2	0	0	0	0	3.8
5	Jalingo					2	0	0	0	0	3.8
Subtotal II											37.3
Grand Total											265.9

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.13 送電線の費用算出 [(~2025 年) (その他1)]

2025年までに必要な送電線(その他1)											
No.	プロジェクト	送電線				変電所					金額 (百万米ドル)
		定格電圧	長さ	単価	金額	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	150 MVA、 330/132kV 変圧器の数量	60 MVA、 132/33 kV 変圧器の数量	
		(kV)	(km)	(百万米ドル/km)	(百万米ドル)						
Overhead Lines											
1	Arigbajo - Ayede Loop-in at Ayede	330	1	0.22	0.2						
2	Katsina - Daura	330	40	0.45	18.0						
3	Daura - Kazaure	330	25	0.45	11.3						
4	Shiroro - Kaduna	330	96	0.45	43.2						
5	Gwangwalada - Shiroro	132	145	0.26	37.7						
6	Benin North - Omotosho	330	110	0.45	49.5						
7	Zungeru - Kainji	330	200	0.45	90.0						
8	Zungeru - Shiroro	330	25	0.45	11.3						
Subtotal I					261.1						
Substations											
1	Ayede					2	0	0	0	0	3.8
2	Katsina					2	0	0	0	0	3.8
3	Daura					4	0	0	0	0	7.6
4	Kazaure					2	0	0	0	0	3.8
5	Shiroro					6	0	0	0	0	11.4
6	Kaduna					2	0	0	0	0	3.8
7	Gwangwalada					2	0	0	0	0	3.8
8	Benin North					2	0	0	0	0	3.8
9	Omotosho					2	0	0	0	0	3.8
10	Zungeru					4	0	0	0	0	7.6
11	Kainji					2	0	0	0	0	3.8
Subtotal II											57.0
Grand Total											318.1

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.14 送電線の費用算出 [(~2025年) (その他2)]

2025年までに必要な送電線(その他2)											
No.	プロジェクト	送電線				変電所					
		定格電圧	長さ	単価	金額	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	150 MVA、 330/132kV 変圧器の数量	60 MVA、 132/33 kV 変圧器の数量	金額
		(kV)	(km)	(百万米ドル/km)	(百万米ドル)						(百万米ドル)
Overhead Lines											
1	Shiroro - Tegina	132	65	0.26	16.9						
2	Tegina - Kontagora	132	90	0.26	23.4						
3	Kontagora - Yelwa-Yauri	132	88	0.26	22.9						
4	Ganmo - Ilorin	132	10.5	0.26	2.7						
5	Obajana - Egbe	132	97	0.26	25.2						
6	Omotosho - Ondo	132	98	0.26	25.5						
7	Benin - Irrua	132	88	0.26	22.9						
8	Irrua - Ukpilla	132	43	0.26	11.2						
9	Ukpilla - Okene	132	33	0.26	8.6						
10	Shamagu - Ijebu Ode	132	41	0.26	10.7						
11	Dakata - Gagarawa	132	89	0.26	23.1						
12	Gagarawa - Hadejia	132	60	0.26	15.6						
13	Dakata - Kumbotso	132	30	0.26	7.8						
14	Obajana - Okene	132	97	0.26	25.2						
15	Kainji - Iseyin	132	200	0.26	52.0						
Subtotal I					293.7						
Substations											
1	Shiroro					0	2	0	0	0	3.2
2	Tegina					0	2	0	0	0	3.2
3	Kontagora					0	2	0	0	0	3.2
4	Yelwa-Yauri					0	2	0	0	0	3.2
5	Ganmo					0	2	0	0	0	3.2
6	Ilorin					0	2	0	0	0	3.2
7	Obajana					0	2	0	0	0	3.2
8	Egbe					0	2	0	0	0	3.2
9	Omotosho					0	2	0	0	0	3.2
10	Ondo					0	2	0	0	0	3.2
11	Benin					0	2	0	0	0	3.2
12	Ukpilla					0	2	0	0	0	3.2
13	Shamagu					0	2	0	0	0	3.2
14	Ijebu Ode					0	2	0	0	0	3.2
15	Dakata					0	2	0	0	0	3.2
16	Gagarawa					0	2	0	0	0	3.2
17	Hadejia					0	2	0	0	0	3.2
18	Dakata					0	2	0	0	0	3.2
19	Kumbotso					0	2	0	0	0	3.2
20	Birmin Kebbi					0	2	0	0	0	3.2
21	Dosso					0	2	0	0	0	3.2
Subtotal II						0	20	0	0	0	67.2
Grand Total						360.9					

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.15 スーパーグリッドの費用算出 (~2025年)

2025年までに必要なスーパーグリッドの送電線の費用算出											
No.	プロジェクト	送電線				変電所					
		定格電圧	長さ	単価	金額	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	150 MVA、 330/132kV 変圧器の数量	60 MVA、 132/33 kV 変圧器の数量	金額
		(kV)	(km)	(百万米ドル/km)	(百万米ドル)						(百万米ドル)
Overhead Lines											
1	Ikot-Ekpene - Makurdi	330	320	0.45	144.0						
2	Makurdi - Gwangwalada	330	180	0.45	81.0						
3	Ajaokuta - Gwangwalada	330	150	0.45	67.5						
4	Osogbo - Gwangwalada	330	250	0.45	112.5						
5	Gwangwalada - Funtua	330	250	0.45	112.5						
Subtotal I					517.5						
Substations											
1	Ikot-Ekpene					2	2	0	2	0	10.0
2	Makurdi					2	2	0	2	0	10.0
3	Ajaokuta					2	2	0	2	0	10.0
4	Gwangwalada					8	2	0	2	0	21.4
5	Osogbo					2	2	0	2	0	10.0
6	Funtua					2	2	0	2	0	10.0
Subtotal II						16	10	0	10	0	71.4
Grand Total						588.9					

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.16 132kV 送電線の張り替え費用算出（～2025年）

2025年までに必要な張替用132 kV送電線の費用算出											
No.	プロジェクト	送電線				変電所					
		定格電圧	長さ	単価	金額	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	150 MVA、 330/132kV 変圧器の数量	60 MVA、 132/33 kV 変圧器の数量	金額
		(kV)	(km)	(百万米ドル/km)	(百万米ドル)						(百万米ドル)
Overhead Lines											
1	Egbin - Ikorodu	132	20	0.08	1.6						
2	Ogijo - Shagamu	132	16	0.08	1.3						
3	Ayede - Idaban North	132	12	0.04	0.5						
4	Ayede - Jericho	132	6	0.08	0.5						
5	Alaoji - Aba	132	10	0.08	0.8						
6	Eket - Ibom IPP	132	45	0.08	3.6						
7	PHCT Main - PHCT Town	132	6	0.04	0.2						
Subtotal I					8.5						
Substations											
Subtotal II										0.0	
Grand Total										8.5	

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.17 330/132 kV 変圧器の更新費用算出（～2025年）

2025年までに必要な330/132 kV 3巻線変圧器の更新の費用算出											
No.	プロジェクト	送電線				変電所					
		定格電圧	長さ	単価	金額	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	150 MVA、 330/132kV 変圧器の数量	60 MVA、 132/33 kV 変圧器の数量	金額
		(kV)	(km)	(百万米ドル/km)	(百万米ドル)						(百万米ドル)
Overhead Lines											
Subtotal I					0.0						
Substations											
1	Adiagbo					2	2	0	2	0	10.0
2	Aja					2	2	0	2	0	10.0
3	Ajaokuta					2	2	0	2	0	10.0
4	Akangba					2	2	0	2	0	10.0
5	Akoka					2	2	0	2	0	10.0
6	Akure					2	2	0	2	0	10.0
7	Apapa					2	2	0	2	0	10.0
8	Ayede					2	2	0	2	0	10.0
9	Delta					2	2	0	2	0	10.0
10	Ganmo					2	2	0	2	0	10.0
11	Ihala					2	2	0	2	0	10.0
12	Ikeja West					2	2	0	2	0	10.0
13	Isolo					2	2	0	2	0	10.0
14	Jericho					2	2	0	2	0	10.0
15	Kano					2	2	0	2	0	10.0
16	Kumbotoso					2	2	0	2	0	10.0
17	Nnewi					2	2	0	2	0	10.0
18	Omotosho					2	2	0	2	0	10.0
19	Onitsha					2	2	0	2	0	10.0
20	Osogbo					2	2	0	2	0	10.0
21	Oweri					2	2	0	2	0	10.0
22	West Main					2	2	0	2	0	10.0
Subtotal II										210.0	
Grand Total										210.0	

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.18 132/33, 132/11 kV 変圧器の更新費用算出 (~2025 年)

2025年までに必要な132/33, 132/11 kV 変圧器の更新の費用算出												
No.	プロジェクト	送電線				変電所						
		定格電圧 (kV)	長さ (km)	単価 (百万米ドル/km)	金額 (百万米ドル)	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	11kV 開閉装置 の数量	150 MVA, 330/132kV 変圧器の数量	60 MVA, 132/33 kV 変圧器の数量	30 MVA, 132/11 kV 変圧器の数量
Subtotal I		0.0										
Overhead Lines												
Substations												
1	Aba	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
2	Abakaliki	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
3	Afam 1-2-3	0	2	0	2	0	0	2	0	2	0	5.4
4	Ahoada	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
5	Ajaokuta	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
6	Akangba	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
7	Akoka	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
8	Akure	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
9	Alagbon	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
10	Alimosho	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
11	Amukpe	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
12	Arigbojo	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
13	Ayede	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
14	Benin	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
15	Dan Agundi	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
16	Egbin	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
17	Ejigbo	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
18	Eket	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
19	Elelenwo	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
20	Ganmo	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
21	Gashuwa	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
22	Gusau	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
23	Idaban North	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
24	Jjebu Ode	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
25	Jjora	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
26	Ikordu	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
27	Ikot Abasi	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
28	Ilesha	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
29	Illupeju	0	2	0	2	0	0	2	0	2	0	5.4
30	Irrua	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
31	Iseyin	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
32	Isolo	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
33	Itire	0	2	0	2	0	0	2	0	2	0	5.4
34	Iwo	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
35	Jalingo	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
36	Jos	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
37	Kaduna Town	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
38	Kafanchan	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
39	Kano	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
40	Katsina	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
41	Kazaire	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
42	Makeri	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
43	New Haven	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
44	Nkalagu	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
45	Odogunyan	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
46	Ogba	0	2	0	2	0	0	2	0	2	0	5.4
47	Ojo	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
48	Ondo2	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
49	Onitsha	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
50	Osogbo	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
51	Otta	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
52	Oweri	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
53	Oworosoki	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
54	Paras	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
55	PHCT Town	0	2	0	2	0	0	2	0	2	0	5.4
56	Rumusoi	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
57	Savannah	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
58	Shagamu	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
59	Shagamu Cement	0	2	0	2	0	0	2	0	2	0	5.4
60	Shiroro	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
61	Suleja	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
62	Tegina	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
63	Ughelli	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
64	Umuaibia	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
65	Uyo	0	2	2	0	0	2	0	0	2	0	6.2
Subtotal II		398.2										
Grand Total		398.2										

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.19 新設リアクトル及び進相コンデンサ費用算出 (~2025 年)

2025年までに必要な新規リアクトルおよびコンデンサの費用算出													
No.	プロジェクト	送電線				変電所							
		定格電圧 (kV)	長さ (km)	単価 (百万米ドル/km)	金額 (百万米ドル)	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	11 kV 開閉装置 の数量	132 kV コンデンサ	132 kV リアクトル	33 kV コンデンサ	33 kV リアクトル
Subtotal I		0.0											
Overhead Lines													
Substations													
1	Iseyin	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0.50
2	Irrua	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0.25
3	Keffi	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1.90
4	Omuaran	0	2	0	0	2	0	0	0	0	0	0	3.80
5	Hadeja	0	2	0	0	2	0	0	0	0	0	0	3.80
6	Apo	0	2	0	0	2	0	0	0	0	0	0	3.80
7	Suleja	0	2	0	0	2	0	0	0	0	0	0	3.80
8	Uyo	0	4	0	0	4	0	0	0	0	0	0	7.60
9	Ondo	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1.90
Subtotal II		27.35											
Grand Total		27.35											

出所：JICA 調査団作成

7-10-3-2 2021～2025年までの系統拡張に必要なコストの合計額

2025年までの系統拡張に必要な費用の合計額を表7-10.20に示す。

表 7-10.20 2021年から2025年までに必要な費用の合計額

送電システムの拡張	送電線 (百万米ドル)	変電所 (百万米ドル)	金額 (百万米ドル)
Project 1: 330 kV North West Ring by 2025	355.5	165.8	521.3
Project 2: 330 kV North East Ring by 2025	499.5	152.0	651.5
Project 3: 330 kV Mambilla Network Connections by 2025	228.6	37.3	265.9
Additional Transmission Lines by 2025 - Part 1	261.1	57.0	318.1
Additional Transmission Lines by 2025 - Part 2	293.7	67.2	360.9
First Transmission Lines of the Supergrid by 2025	517.5	71.4	588.9
Reconductoring of 132 kV Lines	8.5	0.0	8.5
Additional 330/132 kV Transformers by 2025	0.0	210.0	210.0
Additional 132/33 and 132/11 kV Transformers	0.0	398.2	398.2
New Reactive Power Compensation	0.0	27.4	27.4
Costs for converting 330 kV DC lines to quad conductors	10.0	0.0	10.0
Total Additional Investment Cost by 2025			3360.7

出所：JICA 調査団作成

7-10-4 2030年までに必要な送電強化

2030年までに330kV スーパーグリッドの拡張、及び電圧を許容範囲内に維持するため多数の変電所に進相コンデンサの設置が必要である。

7-10-4-1 プロジェクト別の費用

2030年までに必要な送電線、変圧器及び無効電力補償装置等のコストを表7-10.21から表7-10.22に示す。

表 7-10.21 スーパーグリッド及び変電所の費用算出（～2030年）

2030年までに必要な追加の330 kVスーパーグリッド送電線および変電所の費用算出											
No.	プロジェクト	送電線				変電所					金額 (百万米ドル)
		定格電圧 (kV)	長さ (km)	単価 (百万米ドル/km)	金額 (百万米ドル)	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	150 MVA、 330/132kV 変圧器の数量	60 MVA、 132/33 kV 変圧器の数量	
Overhead Lines											
1	Ikot Ekpene - Benin	330	300	0.45	135.0						
2	Benin - Egbin	330	230	0.45	103.5						
3	Egbin - New Agbara	330	50	0.45	22.5						
4	Benin - Osogbo	330	200	0.45	90.0						
5	Osogbo - Kainji	330	200	0.45	90.0						
6	Benin - Ajeokuta	330	150	0.45	67.5						
7	Gangwalada - Kainji	330	250	0.45	112.5						
8	Kainji - Bernin Kebbi	330	300	0.45	135.0						
9	New Agbara - Osogbo	330	150	0.45	67.5						
Subtotal I					823.5						
Substations											
1	Ikot Ekpene					2	0	0	0	0	3.8
2	Benin					6	5	0	0	0	19.4
3	Egbin					4	0	0	0	0	7.6
4	New Agbara					4	0	0	0	0	7.6
5	Osogbo					6	0	0	0	0	11.4
6	Ajaokuta					2	0	0	0	0	3.8
7	Gangwalada					2	0	0	0	0	3.8
8	Kainji					4	0	0	0	0	7.6
9	Bernin Kebbi					2	0	0	0	0	3.8
Subtotal II											68.8
Grand Total											892.3

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.22 新規リアクトル及び進相コンデンサの更新費用算出（～2030年）

2030年までに必要な新規リアクトルおよびコンデンサの費用算出														
No.	プロジェクト	送電線				変電所								
		定格電圧	長さ	単価	金額	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	11 kV 開閉装置 の数量	132 kV コンデンサ	132 kV リアクトル	33 kV コンデンサ	33 kV リアクトル	金額
		(kV)	(km)	(百万米ドル/km)	(百万米ドル)	(百万米ドル)								
Subtotal I					0.0									
Overhead Lines														
Substations														
1	Gombe					0	4	0	0	4	0	0	0	7.6
2	Bernin Kebbi					0	3	0	0	6	0	0	0	6.6
3	Gashuwa					0	1	0	0	1	0	0	0	1.9
4	Apo					0	2	0	0	2	0	0	0	3.8
5	Keffi					0	1	0	0	1	0	0	0	1.9
6	Uba					0	2	0	0	2	0	0	0	3.8
Subtotal II					25.6									
Grand Total					25.6									

出所：JICA 調査団作成

7-10-5 2035年までに必要な送電強化

2035年までに送電系統拡張に必要な送電線及び無効電力補償装置等のコストを表 7-10.23 から表 7-10.24 に示す。

表 7-10.23 送電線の費用算出（～2035年）

2035年までに必要な新規送電線の費用算出															
No.	プロジェクト	送電線								変電所			金額 (百万米ドル)		
		定格電圧	長さ	選択肢①		選択肢②		選択肢①の金額	選択肢②の金額	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量		150 MVA、 330/132kV 変圧器の数量	60 MVA、 132/33 kV 変圧器の数量
		(kV)	(km)	増強方法	単価 (百万米ドル/km)	増強方法	単価 (百万米ドル/km)	(百万米ドル)	(百万米ドル)	(百万米ドル)					
Overhead Lines															
1	Wukari - Lafia	330	95	DC	0.45	DC	0.45	42.8	42.8						
2	Zuma - Lokoja	330	25	RE	0.15	DC	0.45	3.8	11.3						
3	Aja - Lekki	330	7	RE	0.15	DC	0.45	1.1	3.2						
4	Benin North - Akure	330	130	RE	0.08	DC	0.45	10.4	58.5						
5	Kwaya Kusar - Biu	132	42	SC	0.17	DC	0.26	7.1	10.9						
6	Biu - Damboa	132	140	SC	0.17	DC	0.26	23.8	36.4						
7	Damboa - Maiduguri	132	64	SC	0.17	DC	0.26	10.9	16.6						
Subtotal I									99.8	179.6					
Substations															
1	Wukari									2	0	0	0	3.8	
2	Lafia									2	0	0	0	3.8	
3	Zuma									0	0	0	0	0.0	
4	Lokoja									0	0	0	0	0.0	
5	Aja									0	0	0	0	0.0	
6	Lekki									0	0	0	0	0.0	
7	Benin North									0	0	0	0	0.0	
8	Akure									0	0	0	0	0.0	
9	Kwaya Kusar									0	1	0	0	1.6	
10	Biu									0	2	0	0	3.2	
11	Damboa									0	2	0	0	3.2	
12	Maiduguri									0	1	0	0	1.6	
Subtotal II												17.2			
Grand Total - Alternative 1									117.0						

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.24 新規リアクトル及び進相コンデンサの更新費用算出（～2035年）

2035年までに必要な新規リアクトルおよびコンデンサの費用算出															
No.	プロジェクト	送電線				変電所									
		定格電圧	長さ	単価	金額	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	11 kV 開閉装置 の数量	330 kV コンデンサ の数量	132 kV コンデンサ の数量	132 kV リアクトル の数量	33 kV コンデンサ の数量	33 kV リアクトル の数量	金額
		(kV)	(km)	(百万米ドル/km)	(百万米ドル)	(百万米ドル)									
Subtotal I					0.0										
Overhead Lines															
Substations															
1	Gombe					3	0	0	0	1	3	0	0	7.6	
2	Bernin Kebbi					7	0	0	0	1	7	0	0	16.4	
3	Ikeja West					0	12	0	0	1	12	0	0	23.8	
Subtotal II					47.8										
Grand Total					47.8										

出所：JICA 調査団作成

7-10-6 2040年までに必要な送電強化

2040年までに送電系統拡張に必要な送電線及び無効電力補償装置等のコストを表7-10.25から表7-10.26に示す。

表 7-10.25 送電線の費用算出（～2040年）

2040年までに必要な新規送電線の費用算出															
No.	プロジェクト	送電線						変電所					金額 (百万米ドル)		
		定格電圧 (kV)	長さ (km)	選択肢①		選択肢②		選択肢①の金額 (百万米ドル)	選択肢②の金額 (百万米ドル)	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量		150 MVA、 330/132kV 変圧器の数量	60 MVA、 132/33 kV 変圧器の数量
				増強方法	単価 (百万米ドル/km)	増強方法	単価 (百万米ドル/km)								
Overhead Lines															
1	Aladja - Delta IV	330	32	SC	0.22	DC	0.45	7.0	14.4						
2	Osogbo - Ganmo	330	50	SC	0.22	DC	0.45	11.0	22.5						
3	Yola - Little Gombe	330	100	DC	0.45	DC	0.45	45.0	45.0						
4	Little Gombi - Bliu	330	80	DC	0.45	DC	0.45	36.0	36.0						
5	Bliu - Daimaturu	330	130	DC	0.45	DC	0.45	58.5	58.5						
6	Daimaturu - Potiscum	330	100	DC	0.45	DC	0.45	45.0	45.0						
7	Potiscum - Azare	330	100	DC	0.45	DC	0.45	45.0	45.0						
8	Azare - Dutse	330	90	DC	0.45	DC	0.45	40.5	40.5						
9	Dutse - Jogana	330	76	DC	0.45	DC	0.45	34.2	34.2						
Subtotal I								322.2	341.1						
Substations															
1	Aladja									2	0	0	0	0	3.8
2	Osogbo									2	0	0	0	0	3.8
3	Ganmo									2	0	0	0	0	3.8
4	Little Gombi									4	0	0	0	0	7.6
5	Bliu									4	0	0	0	0	7.6
6	Daimaturu									4	0	0	0	0	7.6
7	Potiscum									4	0	0	0	0	7.6
8	Azare									4	0	0	0	0	7.6
9	Dutse									4	1	0	0	0	9.2
10	Jogana									2	2	0	0	0	7.0
Subtotal II															65.6
Grand Total - Alternative 1								322.2	406.7						

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.26 新規リアクトル及び進相コンデンサの更新費用算出（～2040年）

2040年までに必要な新規リアクトルおよびコンデンサの費用算出															
No.	プロジェクト	送電線				変電所								金額 (百万米ドル)	
		定格電圧 (kV)	長さ (km)	単価 (百万米ドル/km)	金額 (百万米ドル)	330 kV フィーダ の数量	132 kV フィーダ の数量	33 kV 開閉装置 の数量	11 kV 開閉装置 の数量	330 kV コンデンサ の数量	132 kV コンデンサ の数量	132 kV リアクトル の数量	33 kV コンデンサ の数量		33 kV リアクトル の数量
Overhead Lines															
Subtotal I				0.0											
Substations															
1	Abuja					15	0	0	0	15	0	0	0	0	43.5
2	Kano					6	0	0	0	6	0	0	0	0	17.4
3	Bernin Kebbi					4	0	0	0	4	0	0	0	0	11.6
4	Ikeja West					2	0	0	0	2	0	0	0	0	5.8
Subtotal II															78.3
Grand Total															78.3

出所：JICA 調査団作成

7-10-7 スーパーグリッドに係る電圧レベル別費用比較の概要

電圧階級の異なる3つのスーパーグリッド（330kV, 500 kV, 750 kV）に対して費用比較を行った。なお、500kV, 750kVは公称電圧値であり、定格電圧ではそれぞれ550 kV, 800 kVである。回線数及び導体はそれぞれ以下とした。

- ・ 330kV スーパーグリッドの送電線は、2回線、4導体バイソン
- ・ 500kV スーパーグリッドの送電線は、1回線、4導体バイソン
- ・ 750kV スーパーグリッドの送電線は、1回線、5導体バイソン

変電所の母線方式については、330kV スーパーグリッドでは母線区分遮断器（ブスタイ、ブスセクション）を含む二重主母線方式、500kV及び750kV スーパーグリッドでは1.5遮断器方式が採用される。

スーパーグリッドの費用をそれぞれ表7-10.27～表7-10.29に示す。

表 7-10.27 330kV スーパーグリッドの費用算出

330kVスーパーグリッドの費用算出										
No.	プロジェクト	送電線				変電所				
		定格電圧	長さ	単価	金額	330 kV 送電線用 フィーダ の数量	330 kV 変圧器用 フィーダ の数量	330 kV リアクトル の数量	金額	
		(kV)	(km)	(百万米ドル/km)	(百万米ドル)					(百万米ドル)
Overhead Lines										
1	Ikot Ekpene - Benin	330	300	0.45	135	/				
2	Ikot Ekpene - Makurdi	330	300	0.45	135					
3	Benin - New Agbara	330	250	0.45	113					
4	Benin - Osogbo	330	160	0.45	72					
5	Benin - Ajaokuta	330	300	0.45	135					
6	New Agbara - Osogbo	330	160	0.45	72					
7	Osogbo - Gwagwalad	330	260	0.45	117					
8	Makurdi - Gwagwalad	330	200	0.45	90					
9	Makurdi - Ajaokuta	330	200	0.45	90					
10	Ajaokuta - Gwagwalad	330	200	0.45	90					
11	Gwagwalad - Funtua	330	250	0.45	113					
Subtotal I					1,161					
Substations										
1	Ikot Ekpene					9	2	2		25
2	Benin					11	2	2		29
3	Makurdi					11	2	2		29
4	Osogbo					11	2	2		29
5	New Agbara					9	2	2		25
6	Ajaokuta					11	2	2		29
7	Gwagwalad					13	2	2		33
8	Funtua					7	2	2		21
Subtotal II										220
Grand Total					1,381					

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.28 500kV スーパーグリッドの費用算出

500kVスーパーグリッドの費用算出										
No.	プロジェクト	送電線				変電所				
		定格電圧	長さ	単価	金額	500kV フィーダ の数量	330kV フィーダ の数量	500MVA 500/330 kV 変圧器 の数量	500kV リアクトル の数量	金額
		(kV)	(km)	(百万米ドル/km)	(百万米ドル)					
Overhead Lines										
1	Ikot Ekpene - Benin	500	300	0.28	84	/				
2	Ikot Ekpene - Makurdi	500	300	0.28	84					
3	Benin - New Agbara	500	250	0.28	70					
4	Benin - Osogbo	500	160	0.28	45					
5	Benin - Ajaokuta	500	300	0.28	84					
6	New Agbara - Osogbo	500	160	0.28	45					
7	Osogbo - Gwagwalad	500	260	0.28	73					
8	Makurdi - Gwagwalad	500	200	0.28	56					
9	Makurdi - Ajaokuta	500	200	0.28	56					
10	Ajaokuta - Gwagwalad	500	200	0.28	56					
11	Gwagwalad - Funtua	500	250	0.28	70					
Subtotal I					722					
Substations										
1	Ikot Ekpene					6	2	2	2	64
2	Benin					8	2	2	2	72
3	Makurdi					7	2	2	2	68
4	Osogbo					7	2	2	2	68
5	New Agbara					6	2	2	2	64
6	Ajaokuta					7	2	2	2	68
7	Gwagwalad					8	2	2	2	72
8	Funtua					5	2	2	2	60
Subtotal II										533
Grand Total					1,256					

出所：JICA 調査団作成

表 7-10.29 750kV スーパーグリッドの費用算出

750kVスーパーグリッドの費用算出										
No.	プロジェクト	送電線				変電所				
		定格電圧	長さ	単価	金額	750kV フィーダ の数量	330kV フィーダ の数量	500MVA 750/330 kV 変圧器 の数量	750kV リアクトル の数量	金額
		(kV)	(km)	(百万米ドル/km)	(百万米ドル)					(百万米ドル)
Overhead Lines										
1	Ikot Ekpene - Benin	750	300	0.35	105	/				
2	Ikot Ekpene - Makurdi	750	300	0.35	105					
3	Benin - New Agbara	750	250	0.35	88					
4	Benin - Osogbo	750	160	0.35	56					
5	Benin - Ajaokuta	750	300	0.35	105					
6	New Agbara - Osogbo	750	160	0.35	56					
7	Osogbo - Gwagwalad	750	260	0.35	91					
8	Makurdi - Gwagwalad	750	200	0.35	70					
9	Makurdi - Ajaokuta	750	200	0.35	70					
10	Ajaokuta - Gwagwalad	750	200	0.35	70					
11	Gwagwalad - Funtua	750	250	0.35	88					
Subtotal I					903					
Substations										
1	Ikot Ekpene	/				6	2	2	2	82
2	Benin		8	2	2	2	92			
3	Makurdi		7	2	2	2	87			
4	Osogbo		7	2	2	2	87			
5	New Agbara		6	2	2	2	82			
6	Ajaokuta		7	2	2	2	87			
7	Gwagwalad		8	2	2	2	92			
8	Funtua		5	2	2	2	77			
Subtotal II										686
Grand Total										1,589

出所：JICA 調査団作成

スーパーグリッド（330kV, 500 kV, 750 kV）の費用比較を表 7-10.30に示す。概略的に費用比較を行った結果、500 kV スーパーグリッドが最も安価であった。しかし、330 kV との費用差は10%程度と比較的小さく、送電システムの改善効果（送電容量、送電損失、電圧低下、過電圧、安全度の改善）は330 kV 系統の方が大きい。また、750 kV の費用は、330 kV と500 kV に比べてかなり高い。330 kV 2回線送電線及び500 kV 1回線送電線の送電容量はそれぞれ3,100 MVA、2,350 MVA であるのに対し、750 kV 1回線送電線では4,400 MVA であるが、系統解析では330 kV 及び500 kV のスーパーグリッドの送電容量で十分であることが確認されている。以上から、スーパーグリッドの電圧階級は330 kV とすることが適当といえる。

なお、この調査はあくまでも概略的なものであるため、この結論をさらに正確に確認するためには詳細な調査が必要である。したがって、将来のスーパーグリッドの電圧階級（330 kV または500 kV）について最終的な決定をする前に、詳細な調査が実施されることが推奨される。

表 7-10.30 3つの電圧レベルに関する費用比較の概要

電圧レベル	送電線 (百万米ドル)	変電所 (百万米ドル)	合計 (百万米ドル)
330 kV	1,161	220	1,381
500 kV	722	533	1,256
750 kV	903	686	1,589

出所：JICA 調査団作成