

ナイジェリア連邦共和国
連邦電力・公共事業・住宅省 (FMPWH)
ナイジェリア送電公社 (TCN)

ナイジェリア国 電カマスタープラン策定プロジェクト

ファイナルレポート

平成31年2月
(2019年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

八千代エンジニアリング株式会社

産公
JR
19-009

ナイジェリア連邦共和国
連邦電力・公共事業・住宅省 (FMPWH)
ナイジェリア送電公社 (TCN)

ナイジェリア国 電カマスタープラン策定プロジェクト

ファイナルレポート

平成31年2月
(2019年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

八千代エンジニアリング株式会社

要 約

第 1 章 序論

1-1 調査の背景

アフリカ最大の約 1.91 億人の人口を擁するナイジェリア連邦共和国（以下、「ナイジェリア」と記す）は、世界有数の原油と天然ガスの埋蔵量を有する資源国である。しかしながら、12,800MW 程度と推定される潜在電力需要に対し、5,300MW 程度（2015 年 12 月時点）という送電容量の制約、さらに発電設備の維持管理の不備や主な発電燃料であるガス供給量の不足等の理由から 6,600MW 程度の発電可能容量（2015 年 12 月時点）に留り、地方部、都市部とも計画停電が頻繁に発生しており、電力セクターが同国の経済成長の阻害要因とされている。

ナイジェリア政府は、余剰原油会計（Excess Crude Account）¹を活用して火力発電所や送電線を建設する、総合国家電力事業（National Integrated Power Project : NIPP）を実施し、更に電力セクターの効率化や政府による投資負担の軽減を目的として、電力セクターの民営化を推進している。

電力セクターにおける総合的な開発を担うナイジェリア連邦電力・公共事業・住宅省（Federal Ministry of Power, Works and Housing : FMPWH）は、将来的な電力需要予測に基づく長期的な電源開発計画・系統拡張計画を立案し、戦略的、効率的に電力セクターの開発を進めるための 25 年間の電力マスタープラン策定と同プラン策定の過程と更新に必要な技術移転を我が国に要請し、本プロジェクトが実施される運びとなった。

1-2 調査の目的

25 年間の電力開発マスタープランを策定するため、電力需要予測、最少費用計画、及び一次エネルギー供給に係る制約及びエネルギーベストミックスを考慮した最適電源開発計画の策定、並びに上記電源開発計画に基づく送電開発計画の策定を実施し、同マスタープランの策定作業を通じて FMPWH 及びナイジェリア送電公社（Transmission Company of Nigeria : TCN）職員、並びに関連機関が属する TWG（Technical Working Group）メンバーに対するマスタープラン策定・更新能力の向上を図る。

1-3 調査の概要

本調査の主要事項を表 1-1 に示す。

表 1-1 本調査の主要事項

項目	内容
目的	25 年間の電力開発マスタープランの策定 ナイジェリア側カウンターパートに対する技術移転
対象地域・範囲	発電設備ならびに TCN 所轄の送電設備、132/33kV 以上の変電設備
実施機関	FMPWH
業務範囲	電力マスタープランの策定（電力需要予測、電源開発計画、系統開発計画、投資計画等を含む）

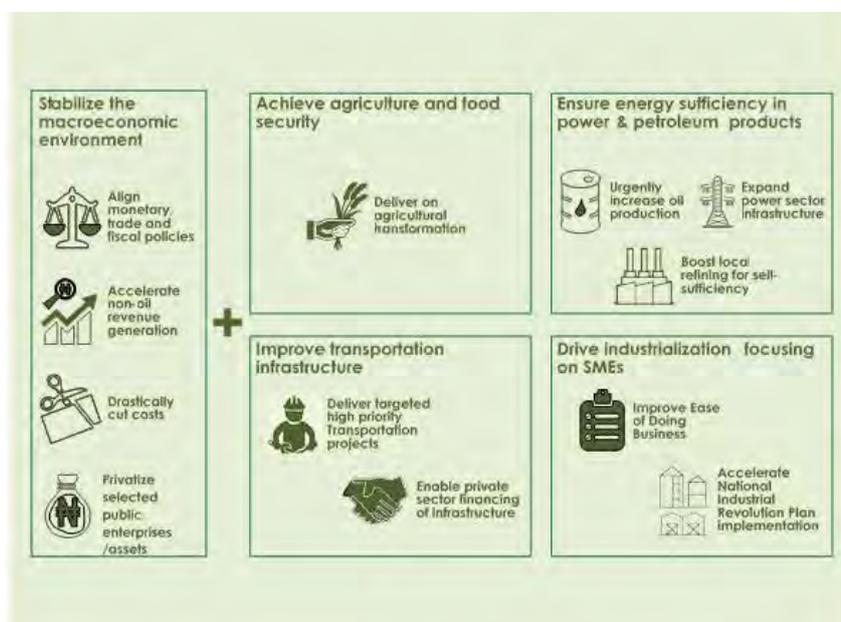
¹余剰原油会計（Excess Crude Account）：ナイジェリア政府の会計口座で、ナイジャーデルタ地域で原油価格の基準を超える取り引きで得た収入を積み立て、予測不能な原油価格の変化による政府予算の不足を防ぐ目的で 2004 年に開設された。

第2章 社会経済状況と開発計画

2-1 国家景気回復・成長計画（Economic Recovery and Growth Plan 2017-2020 : ERGP）

ERGP は、原油価格の高騰を背景に、打撃を受けた原油生産を回復するとともに、石油部門に依存せず農業、製造業、サービス業といった非原油部門の成長を加速することを目的として2017年に策定された。最優先課題として以下の5項目が挙げられている。

- マクロ経済の安定化
- 農業と食料安全保障の実現
- エネルギーの十分な確保（電力と石油製品）
- 交通インフラの改善
- 中小企業に焦点を当てた工業化の促進



出所：Ministry of Budget and National Planning, “Economic Recovery and Growth Plan 2017-2020”, February 2017

図2-1 ERGPが掲げる最優先課題

ERGPでは最優先課題を実現するための目標として、「すべての部門の経済活動を促進し、市民の生活の質を改善するために、2020年までに少なくとも10GWの電力供給能力を整備する」ことを掲げており、電力セクター強化は重点政策の一つと位置づけられている。具体的な戦略としては以下が示されている。

- 電力バリューチェーンに関しては、発電、送電、配電の3つの主要な電力部門全体にわたるガバナンス、資金調達、法律、規制および価格問題に関連する現在の課題を克服し、より厳格な契約や法令遵守を保証するために努力を集中する。
- 2020年までに少なくとも10GWの電力供給能力を整備し、再生可能エネルギーのより一層の活用を含むエネルギーミックスを改善する。
- 電力供給能力の最適化に資する小規模プロジェクトを奨励し、長期にわたってより多くの

能力を構築することによって、発電容量を増加させる。

- 送電インフラに投資する。

ERGP では、「ナイジェリアの全設備容量は 12.5GW であるが、その 3 分の 1 以下しか稼動していない (2015 年平均 3.9GW、2016 年 11 月 3.2GW)。全体として、最終的には設備容量の約 15% の需要家にしか電力は供給されておらず、その結果、全国の電力供給が大幅に不足している」と報告されており、既設電力供給設備容量の有効活用と信頼性の改善、並びに、より品質の高い電力の供給が期待されている。

2-2 電力セクターに係る開発計画

ナイジェリアでは 2003 年に策定された National Energy Policy を 2014 年に改訂案を作成しており、その実施方法とフレームワークを示す国家エネルギー開発計画 (National Energy Master Plan (Draft Revised Edition) 2014) が公表されている。この開発計画は 2030 年までを見通す計画であり、エネルギー需要については、表 2-1 のように工業化がいつそう進む傾向を示している。

表 2-1 エネルギー需要予測

Sector	Growth rate(%) 2009-2030	Demand (Mtoe)						Share (%)					
		2009	2010	2015	2020	2025	2030	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Industry	24.01	1.15	0.47	23.34	46.72	73.80	105.52	3.20	1.30	38.0	49.6	53.2	55.3
Transport	6.46	7.65	9.26	11.63	15.53	21.12	28.51	21.20	24.90	18.9	16.5	15.2	14.9
Household	3.16	24.09	24.68	23.40	27.28	36.46	46.29	66.90	66.50	38.1	28.9	26.3	24.2
Services	6.01	3.13	2.71	3.06	4.76	7.46	10.67	8.70	7.30	5.0	5.0	5.3	5.6
Total		36.02	37.12	61.425	94.29	138.84	190.99	100.00	100.00	100.0	100.0	100.0	100.0

出所：National Energy Master Plan (Draft Revised Edition) 2014

また、国家エネルギー開発計画では、GDP 成長率を 7% (Reference)、10% (High)、そして 13% (Optimistic) とした電力需要を予測し、燃料別の発電設備容量の計画を策定している。

表 2-2 国家エネルギー開発計画の電力需要予測と燃料別発電設備計画

項目	(MW)					
	2009 年	2010 年	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
Electricity Demand Projection						
Reference Growth (GDP growth rate: 7%)	4,054	7,440	24,380	45,490	79,748	115,674
High Growth (GDP growth rate: 10%)	4,052	8,420	30,236	63,363	103,859	196,875
Electricity Supply Project by Fuel						
Coal	0	609	1,850	6,527	7,545	10,984
Electricity Import	0	0	0	0	0	31,948
Gas	3,803	4,572	18,679	33,711	61,891	80,560
Hydro (Large and Small)	1,930	1,930	3,043	6,533	6,533	6,533
Nuclear	0	0	1,000	1,500	2,500	3,500
Small Hydro	20	60	172	409	894	1,886
Solar	0	260	1,369	3,455	7,000	25,917
Wind	0	10	19	22	25	29
Biomass	0	0	3	16	35	54
Supply	5,753	7,440	26,092	52,174	86,422	161,411

出所：Nigeria Vision 20:2020

第3章 電力・エネルギーセクターの組織・政策・制度

3-1 電力セクターの問題点

ナイジェリアの電力セクターでの重要な問題は（1）～（6）に述べる通りである。

（1）政策策定における省庁間コーディネーションの不足

電力セクターにおいては、数多くの機関が政策の策定・実施に関わっており、それぞれが独自のデータ・手法に基づいて政策策定を行っている。そのため、大まかな目標数値などについての調整・共有も十分に行われておらず、各々の政策の整合性がとれていない場合がある。

（2）発電エネルギー資源確保の不確実性

ナイジェリアにおいて発電エネルギー源の82%を占める天然ガス供給は安定的とはいえない。ストライキ等でたびたび供給が止まるほか、ガスや石油のパイプラインでは盗難や政治的理由などから穴を開けるなどの妨害行為が恒常的に行われており、数年に1・2度の頻度で100人以上が犠牲となる大事故に発展する。このような状況から、発電セクターに対する民間投資促進のため、政府が燃料供給保証をつけるなどの方策も今後検討する必要があると思われる。

（3）電力各社の電力料金滞納

2017年10月～2018年10月において、発電会社(DisCo)からナイジェリア電力取引会社(NBET)に、NBETから発電会社(GenCo)に支払われる金額は請求額の1/4程度に留まっていた。農村部では電気は政府が無償で提供すべきものという考えが残っている地方もあり、都市部を抱えるDisCoからの料金徴収率が高く、その他のDisCoから料金徴収率が低くなっている。

また、DisCoがTCNに支払う必要のある送電料金の支払い率も2013年から2016年にかけて61%から34%へ低下しており、TCNの財務圧迫の原因となっている。

（4）消費者の電力料金未払い

DisCoの電力料金未払い問題の直接的な原因は、最終消費者からの料金徴収率が低いことである。DisCoの消費者からの料金徴収率は平均で62%（2018年第1四半期）となっている。

また、民間の消費者のみならず、大口消費者である省庁などの政府機関も電力料金の支払いを怠っている。これは省庁への予算が予定通りに執行されていないことが原因であるが、近年の財政難がそれに拍車を掛けている。この状況改善のため、Power Sector Recovery Programme 2017-2021では政府は、電力各社に対する政府機関の未払い債務計620億ナイラの支払いを実施すると公約している。執行の時期等については現在のところ不明である。

（5）高い配電ロス率

Advisory Power TeamのPower Baseline Report（2005年）によれば配電部門では、技術的損失が12.5%、商業的損失が6.9%、料金未収率が36.5%となっている。また、2018年第1四半期のNERC（Nigerian Electricity Regulatory Commission）報告書によれば技術的・商業的損失率、

料金未収率の損失合計は 55%となっている。なお、メーター設置率全国平均で 42%となっている。

(6) 低い電化率

ナイジェリアの電化率は低く、人口比で 61%に留まっている。これはガーナ (82%)、南アフリカ (86%) など、ほかのアフリカ諸国に比べても低い数値である。また電化されている地域でも、電力供給の不安定さから自家発電に頼っている事業者や家庭も多い。低い電化率や不安定な電力供給は、国家の経済成長の大きな足かせとなっている。

3-2 Power Sector Recovery Programme (2017-2021)

Power Sector Recovery Programme 2017-2021 (PSRP) には、1) 財政措置、2) 運営・技術改善、3) ガバナンス改善、4) 政策立案・実行改善に関する具体的な行動計画が述べられている。これらの行動計画は、電力セクターの抱える問題と課題を踏まえて周到に準備されているように見受けられる。

- 1) 財政措置 (①持続可能・適切な電気料金体系の確立、②費用回収可能な料金体系が確立されるまで (2017-2021) の赤字 (37.7 億米ドル) に対する資金支援計画の策定と実施、③過去 (2015-2016) の低料金設定による累積赤字 (13.8 億米ドル) に対する補填、④財源確保、⑤これまでの政府機関の未払金 (0.85 億米ドル) の支払と将来の未払の防止、⑥世銀からの資金援助)
- 2) 運営・技術改善 (①ベースライン発電・送電・配電量 (オングリッドで 4,500W) の確保 (2021 年まで)、②DisCo の運営改善、③発電のための適切な天然ガスの供給)
- 3) ガバナンス改善 (①電力セクターでのガバナンスの回復、②セクターの透明性の向上、③契約の履行、④PSRP に関する明快なコミュニケーション、⑤PSRP 実施モニタリングチーム設立)
- 4) 政策立案・実行改善 (①民間セクターによる投資促進のための財政政策、②電力へのアクセスの向上、③経済的な電力の調達)

PSRP が作成されて 1 年近くが経った 2018 の 12 月に至っても PSRP の実施状況は捗捗しくないようである。現地での聞き取り調査では、「PSRP は関係者の誰もが否定のしようのない優れたものではあるが、実際に実施しようとするのが、何をどう進めたらいいのかわからない状況である」といった声が聞かれた。また、「計画としては良くできているが、実効性には疑問がある」という者もいた。このため、現在 NERC を中心に、PSRP の詳細実施計画を策定中とのことである。

第4章 電力需要予測

4-1 電力需要の現状

(1) 現状の電力消費

ナイジェリアでは、慢性的に電力供給が不足している。FMPWH の統計年鑑によれば、この原因は水力発電所の稼働率の低下、発電所全般でのメンテナンスの不足などが指摘されている。

TCN の統計を使って送電端での国内電力需要（電力エネルギー量）の伸び率を計算すると2005年から2016年までの年平均伸び率は3.2%である。一般的に、開発途上国の電力需要のGDP弾性値は1.2~2.0である。ナイジェリアの2005年~2014年までのGDP伸び率は6.9%（2015年、2016年は原油価格の低下によりGDP伸び率は低下している）であるので、この間の電力需要は8%~14%の伸び率が期待される。ところがナイジェリアの電力供給はこの期間3.2%/年の伸びであった。このように開発途上国では、しばしば実際の電力供給が需要規模を表していないことがある。つまり、開発途上国の過去の需要は「実績供給+ α 」ということになる。ここでは、長期的な電力需要を見るため実際の電力供給量でなく短期的な諸々の制限をなくしたところの需要量を出発点として予測を行う。すなわち実績値を「Recorded data」(With constrain data)として、諸々の制限を除いた需要を「Computed data」(Without Constrain data)として双方で予測する。Computed data と Recorded data との差は、将来的には需要の拡大とともにゼロにする方向である。

(2) 現状のピーク需要

ナイジェリア大学の有識者によって2014年3月に発表された「Analysis of Nigeria's National Electricity Demand Forecast in 2009」によれば、ナイジェリアのピーク需要時間帯を以下のように分析している。時間帯別需要は家庭部門での需要動向が大きく影響し、年間需要では気温と湿度が影響している。

表 4-1 日負荷需要 (Daily load demand)

時間帯	需要状態	理由
00-05	低い需要時間帯	家庭部門や商業部門での需要がない時間帯
05-08	高い需要時間帯	家庭部門での需要が旺盛
08-18	低い需要時間帯	多くの人が職場におり家庭部門での需要がない時間帯
18-24	高い需要時間帯	家庭部門での需要が旺盛

出所：Analysis of Nigeria National Electricity Demand Forecast in 2009

表 4-2 年間負荷需要 (Annual load demand)

期間	需要状態	理由
Jan- April	高い需要月	この間の気温は高く湿度は低い
Jun-Sep	低い需要月	この間の気温は相対的に低い

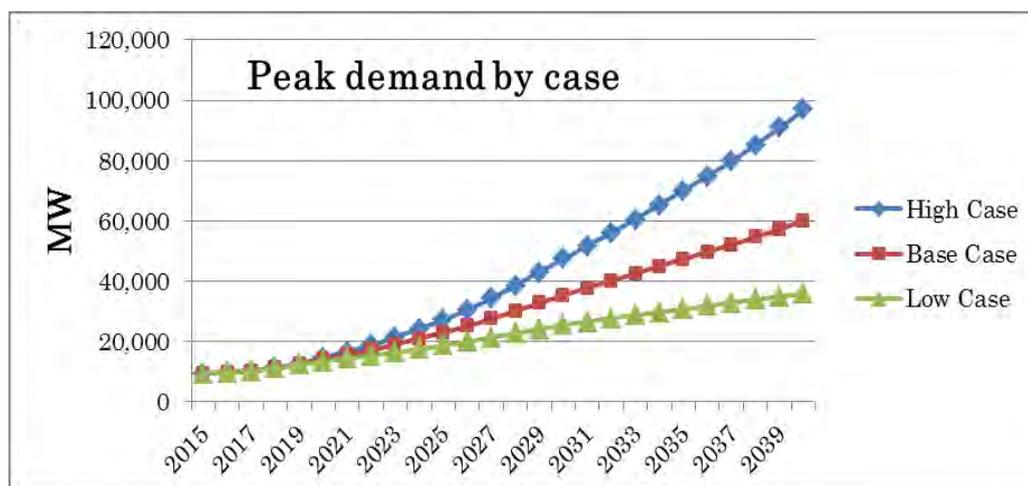
出所：Analysis of Nigeria National Electricity Demand Forecast in 2009

ピーク需要 (MW) を Computed data と Recorded data (TCN 実績) の双方でみると2016年

時点で Computed データでは 9,571 MW であるが、実際に供給されたピーク需要は 5,074 MW である。ただし、このピーク需要は TCN 供給分で、地方でのオフグリッドについては計上されていない。このように 2016 年では需要の半分ほどの供給状態である。

4-2 GDP シナリオ別電力需要

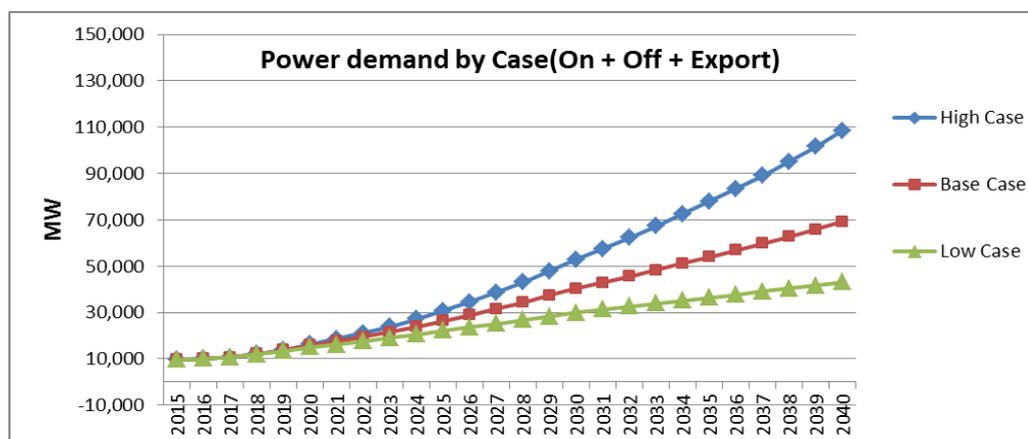
GDP の伸び率の違いによる国内電力需要の見通し (On grid のみ) は以下のとおりである。GDP の伸び率はそれぞれ、High ケースは 7.3 % (2020 年以降 8.0%)、Base ケースは 6.1% (2020 年以降 6.5%)、Low ケースは 4.8 % (2020 年以降は 5.0%) である。各最大電力需要の伸び率は、2015 年から 2040 年平均伸び率で High ケースは 9.9 %、Base ケースは 7.8 %、Low ケースは 5.6 % である。



出所：JICA 調査団作成

図 4-1 ケース別電力需要見通し (TCN + Auto producers)

以上の国内需要 (TCN+Auto producer) に対しオフグリッド需要および輸出を含んだところのナイジェリア全体の電力需要は以下の通りである。

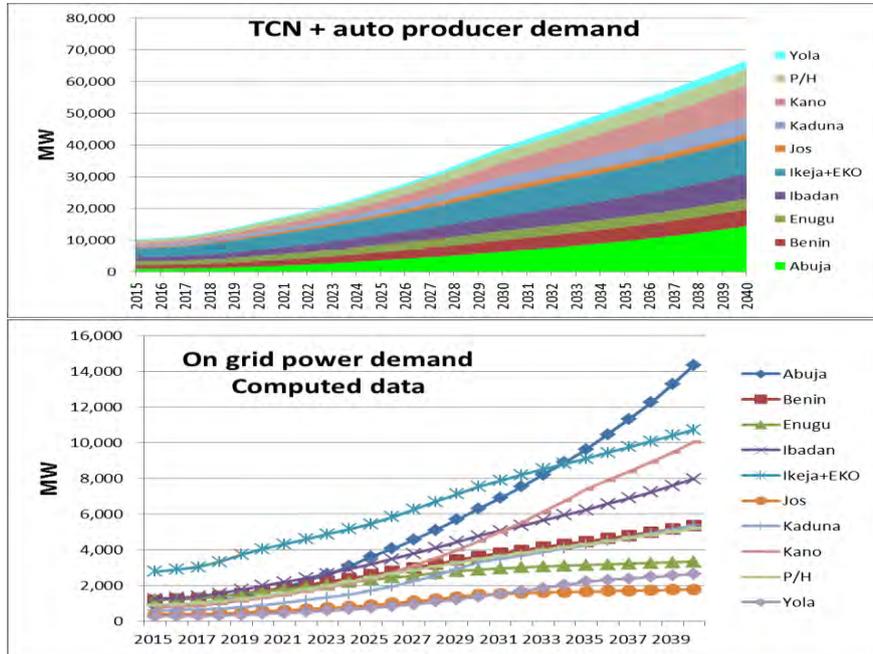


出所：JICA 調査団作成

図 4-2 ケース別ピーク需要見通し (On + Off+ Export)

4-3 DisCo 別電力需要見通し

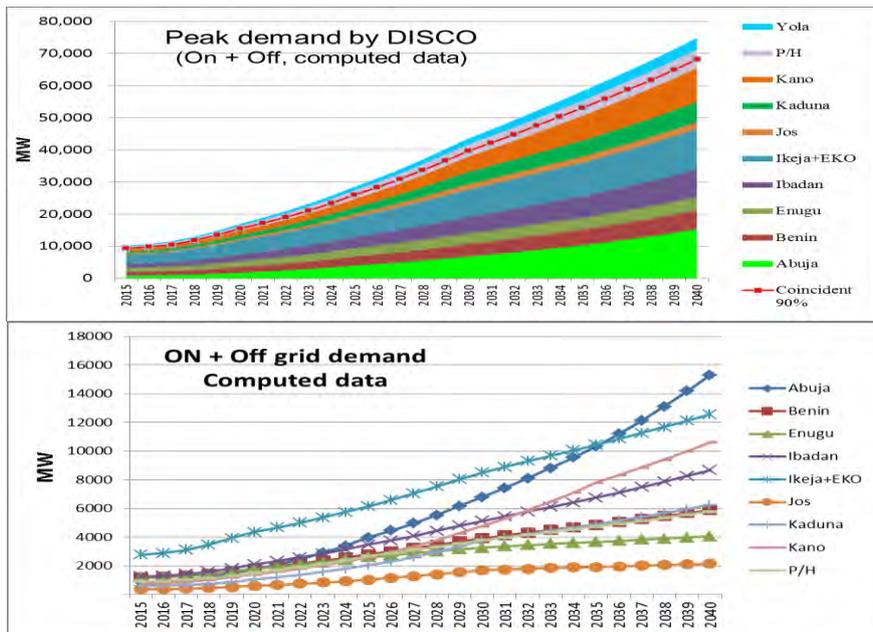
DisCo 別の顧客数で Base case の TCN+Auto producers の全国需要を配分することにより DisCo 別需要量を計算する。予測結果は以下の図のとおりである



出所：JICA 調査団作成

図 4-3 DisCo 別の電力需要 (TCN + Auto producers)

また、TCN+Auto producers 需要に将来のオフグリッド接続による全国需要を DisCo 別に計算すると以下の図のとおりである。



出所：JICA 調査団作成

図 4-4 DisCo 別の電力需要 (TCN + Auto producers + Off-grid)

第5章 一次エネルギー

5-1 一次エネルギーの現状

ナイジェリアにおける一次エネルギーの現状分析の対象は、石炭、石油製品、天然ガスなどの化石燃料、並びに水力、バイオ燃料とその廃棄物、太陽光、風力などの再生可能エネルギーとする。また、当該検討で使用する基本データは、International Energy Agency (IEA) Database、NNPC Annual Statistical Bulletin (ASB) および OPEC Annual Statistical Bulletin (ASB) に記載されたエネルギー統計データにナイジェリア政府機関・研究機関が発表したデータを加えたものとし、他の国際研究機関発表のデータで補完したものを活用する。

表5-1および表5-2に、IEAの2017年統計データベース(IEA Database 2017)に基づいたナイジェリアの2015年におけるトータルエネルギーバランスおよび部門別のエネルギー供給と消費の構成を示す。IEAデータベースの元々のバランス表に含まれている資源区分から原子力・地熱・太陽光他の項目は、2015年時点では該当しない、または無視できるので上表の資源項目リストから外している。

表5-1 トータルエネルギーバランス (2015年)

[単位: Mtoe]

	Coal	Crude Oil	Oil Products ²	Natural Gas	Hydro	Biofuel Waste	Electricity	Total
Production	0.03	106.49	0	35.68	0.49	111.57	0	254.26
Imports			10.43					10.43
Exports		-106.25	-0.12	-20.78				-127.15
International marine bunker			-0.37					-0.37
International aviation bunker			-0.36					-0.36
Stock changes		1.61	0.95					2.56
Total Primary Energy Supply (TPES)	0.03	1.86	10.53	14.90	0.49	111.57	0	139.38
Transfers		0.40	-0.35					0.05
Statistical difference				-0.87				-0.87
Transformation (incl. Energy industry own use)	0	2.25	-1.41	10.20	0.49	8.76	-2.16	18.13
Electricity plants		0	0	-5.63	-0.49		2.70	-3.33
CHP plants		0	0					0.00
Oil refineries		-1.76	1.62					-0.14
Other transformation		0	0.00			-8.76		-8.76
Energy industry own use		0	-0.17	-4.57			-0.09	-4.83
Losses		-0.49	-0.04				-0.45	-0.98
Total Final Consumption	0.03	0	11.59	3.94	0	102.80	2.16	120.52
Industry	0.03		0.43	2.56		4.15	0.36	7.50
Transport			8.43			0	0	8.43
Residential			0.54			95.88	1.24	97.66
Commercial & public services			0			2.77	0.56	3.33
Agriculture & forestry			0					0
Fishery			0					0
Other non-specified			2.16					2.16
Non-energy use			0.03	1.38				1.41
(Chemicals/petrochemicals)				(1.38)				(1.38)

² Total gross oil products input: Import + Stock Change + Products from Oil Refineries = 13.00Mtoe

	Coal	Crude Oil	Oil Products ²	Natural Gas	Hydro	Biofuel Waste	Electricity	Total
Electricity generated - TWh				25.71	5.72			31.43

出所： IEA Database 2017

表5-2 部門別エネルギーの供給と消費（2015年）

	Coal %	Crude Oil %	Oil Products %	Natural Gas %	Hydro %	Biofuel Waste %	Electricity %	Total %
Production	0.0	41.9	0.0	14.0	0.2	43.9	0.0	100.0
Imports	0.0	0.0	100.0 ³	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0
Exports	0.0	88.6	0.1	16.3	0.0	0.0	0.0	100.0
International marine bunker	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0
International aviation bunker	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0
Stock changes	0.0	62.9	37.1	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0
Total Primary Energy Supply (TPES)	0.0	1.3	7.6	10.7	0.4	80.0	0.0	100.0
	Constitutions at Total Primary Energy Supply = 100 [Notes 2&3] [Note 4]							
	%	%	%	%	%	%	%	%
Transformation (incl. Energy industry own use)	0.0	121.0 ⁴	-10.8	68.5	100.0	7.9	0.0	13.0
Electricity plants	0.0	0.0	0.0	-37.8	-100.0	0.0	100.0	-2.5
CHP plants	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Oil refineries	0.0	-94.6	12.5	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1
Other transformation	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-7.9	0.0	-6.3
Energy industry own use	0.0	0.0	-1.3	-30.7	0.0	0.0	-3.3	-3.5
Losses	0.0	-26.3	-0.3	0.0	0.0	0.0	-16.7	-0.7
Total Final Consumption	100.0	0.0	89.2	26.4	0.0	92.1	80.0	86.5
Industry	100.0	0.0	3.3	17.2	0.0	3.7	13.3	5.4
Transport	0.0	0.0	64.8	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0
Residential	0.0	0.0	4.2	0.0	0.0	85.9	45.9	70.1
Commercial & public services	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	20.7	2.4
Agriculture & forestry	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fishery	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Non-specified	0.0	0.0	16.6	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5
Non-energy use	0.0	0.0	0.2	9.3	0.0	0.0	0.0	1.0

出所： IEA Database 2017

上表に示すとおり、IEA のエネルギーバランス表は、国全体のエネルギー供給・転換・最終消費の状況を統一された基準に従って年毎に取りまとめている。一次エネルギー総供給量（TPES：Total Primary Energy Supply）欄は国内生産、輸出、輸入および在庫調整のバランスを示している。

転換（Transformation）欄は、発電プラント、コージェネレーションプラント、石油精製プラント、その他の転換、LNG 等のエネルギー産業の内部消費およびロスを示している。

最終消費（Final Energy Consumption）欄は、エネルギー消費を産業、輸送、家庭、商業・公共サービス、農林業、漁業の各セクターおよび未分類セクターと非エネルギー用途に分けてバランスを示している。

³ For oil products, total gross input of oil products = 100 (See Note of Table 5-1.1 above)

⁴ Transformation of crude oil is higher than 100%, as other feedstock is processed additionally

5-2 一次エネルギー需要見通し

5-2-1 一次エネルギー需要見通し

最終エネルギー需要と電力部門での燃料消費を加算した合計が、一次エネルギー需要見通しとなる。結果は以下の通りである。

表5-3 一次エネルギー需要見通し（物理単位）

Year	GDP from Model	LPG	Gasoline(PMS)	Kerosene(ATK)	Kerosene(HHK)	Diesel(AGO)	Fuel oil	Natural gas	Coal	Hydro	Nuclear	RE	Wood & Charcoal
	%	1000 ton	Million liter	Million cma	1000ton	ktoe	ktoe	ktoe	1000tons				
2015	3.0	141	9,345	113	588	1,197	242	16,565	0	527	0	0	58,660
2016	4.0	152	10,072	121	634	1,273	261	18,419	0	583	0	0	57,850
2017	4.5	168	11,079	132	701	1,381	288	19,544	0	610	0	0	57,051
2018	5.0	188	12,389	147	784	1,526	322	20,979	0	610	0	0	56,263
2019	5.5	213	14,024	165	888	1,703	365	22,779	0	610	0	15	55,486
2020	6.0	241	15,884	186	1,005	1,910	414	23,893	0	868	0	315	54,720
2021	6.0	265	16,938	198	1,106	2,059	455	25,972	0	1,323	0	551	53,660
2022	6.0	291	18,063	211	1,216	2,220	500	27,677	0	1,476	0	768	52,620
2023	6.0	320	19,262	225	1,337	2,394	550	29,610	0	1,489	0	932	51,600
2024	6.0	352	20,541	240	1,470	2,582	605	31,733	0	1,489	0	1,096	50,600
2025	6.0	387	21,905	256	1,615	2,784	664	31,663	2,130	1,614	1,831	1,260	49,620
2026	6.5	415	23,385	273	1,735	2,975	713	33,853	2,130	1,974	1,831	1,424	48,145
2027	6.5	446	24,966	292	1,864	3,181	765	35,790	2,130	2,357	1,831	1,588	46,714
2028	6.5	478	26,653	312	2,002	3,400	821	38,002	2,840	2,403	2,746	1,752	45,325
2029	6.5	513	28,454	333	2,151	3,634	881	40,828	2,840	2,448	3,662	1,916	43,977
2030	6.5	551	30,377	355	2,311	3,884	946	44,614	2,840	2,494	3,662	2,081	42,670
2031	6.5	586	32,338	378	2,460	4,135	1,007	46,908	3,550	2,539	4,577	2,143	41,401
2032	6.5	623	34,336	401	2,612	4,391	1,069	49,563	3,550	2,585	5,493	2,242	40,171
2033	6.5	660	36,414	426	2,770	4,657	1,133	53,044	3,550	2,630	5,493	2,329	38,976
2034	6.5	698	38,522	450	2,931	4,926	1,199	55,576	4,260	2,630	6,408	2,454	37,818
2035	6.5	737	40,636	475	3,092	5,196	1,265	58,494	4,260	2,630	7,323	2,566	36,693
2036	6.5	776	42,812	500	3,257	5,475	1,333	61,858	4,970	2,630	7,323	2,715	35,603
2037	6.5	816	44,993	526	3,423	5,753	1,400	65,620	4,970	2,630	7,323	2,840	34,544
2038	6.5	857	47,257	552	3,595	6,043	1,471	69,447	4,970	2,630	7,323	2,964	33,517
2039	6.5	900	49,660	580	3,778	6,350	1,546	73,214	5,680	2,630	7,323	3,114	32,521
2040	6.5	946	52,149	610	3,967	6,669	1,623	77,464	5,680	2,630	7,323	3,263	31,554
2040/15	6.1	7.9	7.1	7.0	7.9	7.1	7.9	6.4	6.8	6.6	9.7	6.5	-2.4

注：LNG 向け天然ガスは含まれない。

出所：PSD

表5-4 一次エネルギー需要見通し（石油換算単位：ktoe）

Year	GDP from Model	LPG	Gasoline(PMS)	Kerosene(ATK)	Kerosene(HHK)	Diesel(AGO)	Fuel oil	Natural gas	Coal	Hydro	Nuclear	RE	Wood & Charcoal	Total
	%	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2015	3.0	153	7,402	94	487	1,043	210	14,296	0	527	0	0	24,900	49,111
2016	4.0	165	7,977	100	525	1,109	226	15,896	0	583	0	0	24,600	51,182
2017	4.5	183	8,775	109	580	1,203	250	16,867	0	610	0	0	24,200	52,777
2018	5.0	204	9,812	122	649	1,329	280	18,105	0	610	0	0	23,900	55,011
2019	5.5	231	11,107	136	735	1,484	317	19,659	0	610	0	15	23,600	57,894
2020	6.0	262	12,580	154	832	1,664	359	20,621	0	868	0	315	23,300	60,954
2021	6.0	288	13,415	164	915	1,794	395	22,415	0	1,323	0	551	22,800	64,061
2022	6.0	317	14,306	175	1,007	1,934	434	23,886	0	1,476	0	768	22,400	66,702
2023	6.0	348	15,256	186	1,107	2,086	478	25,554	0	1,489	0	932	21,900	69,335
2024	6.0	383	16,269	199	1,216	2,249	525	27,386	0	1,489	0	1,096	21,500	72,311
2025	6.0	421	17,349	212	1,336	2,425	577	27,326	1,193	1,614	1,831	1,260	21,100	76,643
2026	6.5	451	18,521	226	1,436	2,592	619	29,216	1,193	1,974	1,831	1,424	20,500	79,984
2027	6.5	484	19,773	241	1,542	2,770	664	30,888	1,193	2,357	1,831	1,588	19,900	83,234
2028	6.5	520	21,109	258	1,657	2,961	713	32,798	1,590	2,403	2,746	1,752	19,300	87,807
2029	6.5	558	22,536	275	1,780	3,166	765	35,237	1,590	2,448	3,662	1,916	18,700	92,633
2030	6.5	599	24,059	294	1,912	3,384	821	38,504	1,590	2,494	3,662	2,081	18,100	97,498
2031	6.5	637	25,612	313	2,036	3,602	874	40,483	1,988	2,539	4,577	2,143	17,600	102,404
2032	6.5	677	27,194	332	2,162	3,825	928	42,775	1,988	2,585	5,493	2,242	17,100	107,300
2033	6.5	718	28,840	352	2,293	4,056	984	45,779	1,988	2,630	5,493	2,329	16,600	112,062
2034	6.5	759	30,509	373	2,425	4,291	1,041	47,965	2,386	2,630	6,408	2,454	16,100	117,341
2035	6.5	801	32,184	393	2,558	4,526	1,098	50,482	2,386	2,630	7,323	2,566	15,600	122,548
2036	6.5	844	33,907	414	2,695	4,769	1,157	53,386	2,783	2,630	7,323	2,715	15,100	127,724
2037	6.5	887	35,634	435	2,833	5,012	1,216	56,632	2,783	2,630	7,323	2,840	14,700	132,925
2038	6.5	932	37,428	457	2,975	5,264	1,277	59,935	2,783	2,630	7,323	2,964	14,200	138,169
2039	6.5	979	39,331	480	3,126	5,532	1,342	63,186	3,181	2,630	7,323	3,114	13,800	144,024
2040	6.5	1,028	41,302	504	3,283	5,809	1,409	66,855	3,181	2,630	7,323	3,263	13,400	149,988
2040/15		7.9	7.1	7.0	7.9	7.1	7.9	6.4	6.8	6.6	9.7	6.5	-2.4	4.6

注：LNG と輸出向け天然ガスは含まれない。

出所：PSD

第6章 電源開発計画

6-1 ナイジェリアの電源の現状と開発状況の整理

ナイジェリアにおける2010年から2016年の電力供給実績は、図6-1のように発電設備容量(Installed capacity)は年々増加しており、2016年には12,310MWとなっている。発電設備容量に対する発電可能容量(Available capacity)が50%程度の低い状態が続いていたが改善傾向を示している。しかしながら、発電可能容量と潜在的な電力需要がかけ離れている状態が続いている。潜在的な電力需要は、電力の供給側に制約が全くない場合に、どれだけの電力需要が潜在的にあるかを示すものであり、現状では、発電設備の故障や出力低下による計画停電等の電力供給側の制約により、潜在的な電力需要に電力供給が追い付いていない。例えば2017年度においても、潜在需要14,630MW⁵に対して発電可能容量7,743MWという具合に、両者に大きな開きが生じている。そのため、新規発電設備の建設計画に並行して既設の発電可能容量の低下の原因究明と向上対策が急務となっている。



出所：TCN Annual Technical Report 2010-2016

図6-1 ナイジェリアの電力供給実績(2010年~2016年)

6-2 電源開発計画の検討条件

6-2-1 火力

火力発電分野は既に民営化されているため、今後開発される火力電源は全て民間投資により賄われる。火力の開発候補のうち、建設中及び独立系発電事業者(IPP: Independent Power Producer)の中でNERCのライセンスを取得済みのプロジェクトは、開発決定済み電源として扱う。NERCライセンスを取得したプロジェクトは確度、熟度が高いと判断される。

⁵ TCN, "Transmission Expansion Plan, Development of Power System Master Plan for the Transmission Company of Nigeria", December 2017

開発決定済み以外で、今後開発される可能性のある電源は、モデルプラントとして電源開発計画策定ソフト（WASP：Wien Automatic System Planning Package）に入力する。本調査の電源開発計画において検討の対象とする火力発電所のモデルプラントとしては、国産の燃料が調達でき、既にナイジェリアでも導入されているコンバインドサイクル、シンプルサイクルガスタービン、並びに開発が計画されている石炭火力とし、その概要を表6-1に示す。火力発電所の開発候補の諸元については、Gas turbine world や米国エネルギー省の文献⁶、他国の電力マスタープラン⁷での諸元を基に設定した。

表 6-1 火力発電所の開発候補の諸元

発電方式	型式	容量	熱効率*	建設単価**	建設期間	設備寿命
シンプルサイクル ガスタービン	1,100℃級	100MW 級	30.8%	US\$980/kW	2 年	30 年
	1,100℃級	200MW 級	34.7%	US \$680/kW	2 年	30 年
コンバインドサイクル	1,100℃級, 一軸	300MW 級	51.4%	US \$980/kW	4 年	30 年
	1,300℃級, 一軸	500MW 級	54.0%	US \$941/kW	4 年	30 年
	1,300℃級, 多軸	1,000MW 級	55.1%	US \$842/kW	4 年	30 年
石炭火力	亜臨界圧	300MW 級	40.7%	US \$2,500/kW	5 年	40 年
	超々臨界圧	700MW 級	42.1%	US \$2,000/kW	5 年	40 年
	超々臨界圧	1,000MW 級	43.0%	US \$2,000/kW	5 年	40 年

注：*：HHV（高位発熱量）基準

出所：**：“Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants” (US-EIA), Gas Turbine World Handbook

6-2-2 水力

(1) 新規水力開発地点

1) 候補地点の選定方法

Tractebel Engineering（仏）は、2015年1月から2016年11月にかけてナイジェリアの水力発電プロジェクトの可能性調査を実施した。開発可能性地点は、過去に確認された地点と同調査で新しく確認された地点からなっている。過去に確認された地点は、「全国水資源マスタープラン」（JICA, 2014）の報告書に示された地点座標およびダム特性を参考にしている。

Tractebel Engineering は ArcGIS ソフトウェアおよびグーグルアースを使って、新しい開発地点を確認している。ISHY ツールは河川の傾斜（地形が作る高低差）をダムと発電所間の水頭差とし最も険しい傾斜を自動的に認識させるために使っている。河川の屈曲の利用も考慮されている。確認された開発可能地点は設備容量によって小規模地点（5-20MW の小水力）、中規模地点（20-100MW）および大規模地点（>100MW）の3タイプに分類されている。

また、これらの開発可能地点を大規模、中規模および小規模の3タイプに分け、流域、プ

⁶ U.S. Energy Information Administration (April 2013) “Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants”

⁷ 国際協力機構（2017年3月）”タンザニア国電力システムマスタープラン策定・更新プロジェクト”

プロジェクトの位置、プロジェクトコスト、経済性および環境条件から評価を加えた。

6-2-3 原子力

2016年3月に発表された FMPWH 大臣の声明によれば、2025年までに1,200MW、2035年までに4,800MWの原子力開発を行うこととされている⁸。また IAEA (International Atomic Energy Agency) は、ナイジェリアにおける原子力開発の準備状況を確認するため定期的にミッションを派遣しており、進捗は概ね問題ない旨の見解を示している。更に、NAEC (Nigeria Atomic Energy Commission) からの聞き取りでは、原子力発電所の候補地点はコギ州アジャオクタ LGA (Local Government Area) 及びアクワ・イボム州イトゥ LGA の二箇所であり、地方自治体やコミュニティとの関係は良好で特に住民からの反対はないこと、原子炉の型式はロシアの WWER-1200 であり初号機はロシア企業による BOT (Build Operate and Transfer) 方式で建設を行う、といった情報を得た。

以上の情報により、原子力開発はナイジェリアのエネルギー政策に基づき具体的に進められていると判断されることから、原子力発電を電源開発計画の候補とする。

6-2-4 再生可能エネルギー

太陽光、風力といった再生可能エネルギーによる発電プロジェクトは、民間投資 (IPP) により進められることになっている。このため、表 6-2 に示す開発中又は計画中の IPP プロジェクトを、電源開発計画における再生可能エネルギーの開発候補とする。

表 6-2 再生可能エネルギーの開発候補

プロジェクト名	発電方式	定格容量(MW)
PAN AFRICA SOLAR	太陽光	75
NIGERIA SOLAR CAPITAL PARTNERS	太陽光	100
NOVA SOLAR	太陽光	100
MOTIR DUSABLE	太陽光	100
LR AARON SOLAR POWER PLANT	太陽光	100
MIDDLE BAND SOLAR	太陽光	100
AFRINERGIA SOLAR	太陽光	50
NOVA SCOTIA POWER	太陽光	80
KVK POWER NIGERIA LTD	太陽光	55
QUAINT ENERGY SOLUTIONS	太陽光	50
ANJEED KAFACHAN SOLAR IPP	太陽光	100
CT COSMOS	太陽光	70
ORIENTAL	太陽光	50
EN Consulting & Projects - Kaduna	太陽光	100
KAZURE (KANO DisCo)	太陽光	1000
JBS Wind Power Plant	風力	100

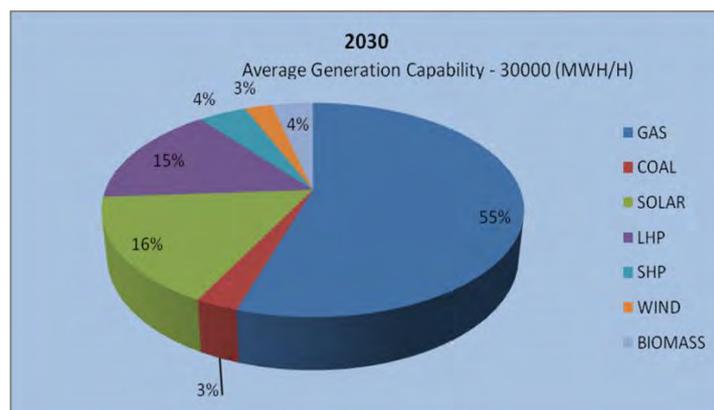
出所：TCN

⁸ Federal Ministry of Power, Works and Housing, Press and Public Relations (Power) (16th March 2016) “FG Committed to diversifying Electricity Generation with Nuclear Energy- Fashola”

6-3 電源開発シナリオの検討

6-3-1 電源開発シナリオの設定

ナイジェリアでは2030年における電源構成の目標（Energy Mix Target）を図6-2のように設定している。一方で、同国では発電部門が民営化されているため、水力や原子力といった国家プロジェクトを除き、電源開発は全て民間資本により実施される。従って、現在進行中及び計画中のIPPプロジェクト並びに水力及び原子力等の国家プロジェクトに基づく電源開発シナリオをベースとして、表6-3に示す三ケースのシナリオを設定した。



出所：Federal Ministry of Power Works and Housing (June 2016) “The Nigerian Power Sector Investment Opportunities and Guidelines”

図6-2 電源構成の目標

表6-3 電源開発シナリオ

発電方式	Energy Mix Target of Nigeria	[シナリオ 1] 進行中・計画中の IPP 計画に基づくシ ナリオ	[シナリオ 2] シナリオ 1 よりも再 生可能エネルギー が多い	[シナリオ 3] Energy Mix Target に沿った電源構成
ガス	55%	70%	65%	55%
石炭	3%	3%	3%	3%
水力	合計: 19% 大規模: 15% 小規模: 4%	16%	16%	16%
再生可能エ ネルギー	Total: 23% 太陽光: 16% 風力: 3% バイオマス: 4%	5%	10%	20%
原子力	-	6%	6%	6%
非化石燃料 起源の発電*	42%	27%	32%	42%

注 ①*：水力、再生可能エネルギー、原子力の合計

②：表に記載した各発電方式の割合は、設備容量の割合を意味する。

出所：JICA 調査団作成

6-3-2 電源開発シナリオの比較

各電源開発シナリオの総コスト及びCO₂排出量を表6-4に示す。

表6-4 電源開発シナリオの比較

	シナリオ 1	シナリオ 2	シナリオ 3
2040年時点の発電設備容量	54,927MW (ベース)	58,727MW (+7%)	66,127MW (+20%)
2040年までの総コスト (建設費+燃料費+O&M費)	204,556 百万米ドル (ベース)	210,315 百万米ドル (+3%)	214,646 百万米ドル (+5%)
2040年までのCO ₂ 排出量 合計	1,008 百万 t (ベース)	1,002 百万 t (-1%)	957 百万 t (-5%)
再生可能エネルギー増による系統安定化対策の要否	不要	要	要

備考：()はシナリオ1をベースとした場合の、各シナリオでの増減の割合を示す。

6-4 電源開発シナリオの評価

シナリオ1に関して、開発候補に含まれているガス火力は、約70%がシンプルサイクルガスタービン、約30%がコンバインドサイクルとなっている。コンバインドサイクルはシンプルサイクルガスタービンと比べて熱効率が高く、同じ発電量で比較した場合、コンバインドサイクルの燃料消費量はシンプルサイクルガスタービンの2/3程度となる。従って、IPPで計画されているシンプルサイクルガスタービンをコンバインドサイクルに転換させることで、CO₂排出量を削減することが可能となる。例えば、シナリオ1の電源開発計画に含まれるシンプルサイクルガスタービンのうち50%をコンバインドサイクルに転換させたとすれば、シナリオ1のCO₂排出量は10%削減される。更に、IPPで計画される単機容量100MWクラスのガスタービンの建設単価は、300MWクラスのコンバインドサイクルの建設単価とほぼ同等であり、費用の面でも民間事業者に大きな負担を強いるものではないと考えられる。シナリオ3に関して、更なるコスト削減方策は、再生可能エネルギーの建設費や系統安定化システムの将来的な価格低下を待つこととなる。将来的にこれらのコストは低下することが予想されるが、具体的な時期や金額を予測することは困難であり、また政府の規制やインセンティブ等によりコントロールすることも不可能である。

総発電コスト、CO₂排出量、系統安定度への影響を評価項目として、各シナリオを評価した結果を表6-5に示す。シナリオ1が最も評価が高いが、シナリオ1を基本としつつ、政府の規制やインセンティブによりシンプルサイクルガスタービンからコンバインドサイクルへの転換を奨励することが、現実的な電源開発計画であると判断される。INDC (Intended Nationally Determined Contributions) では、ガス火力の効率化を地球温暖化ガス排出削減方策として挙げており、政府の方針にも合致している。

表6-5 電源開発シナリオの評価

	シナリオ 1	シナリオ 2	シナリオ 3
総発電コスト	3	2	1
CO ₂ 排出量	1	2	3
系統の安定性への影響	3	2	1
総合評価(合計)	7	6	5

備考：点数付けは、3が最もポイントが高く1が低い

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 が抱える課題

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。

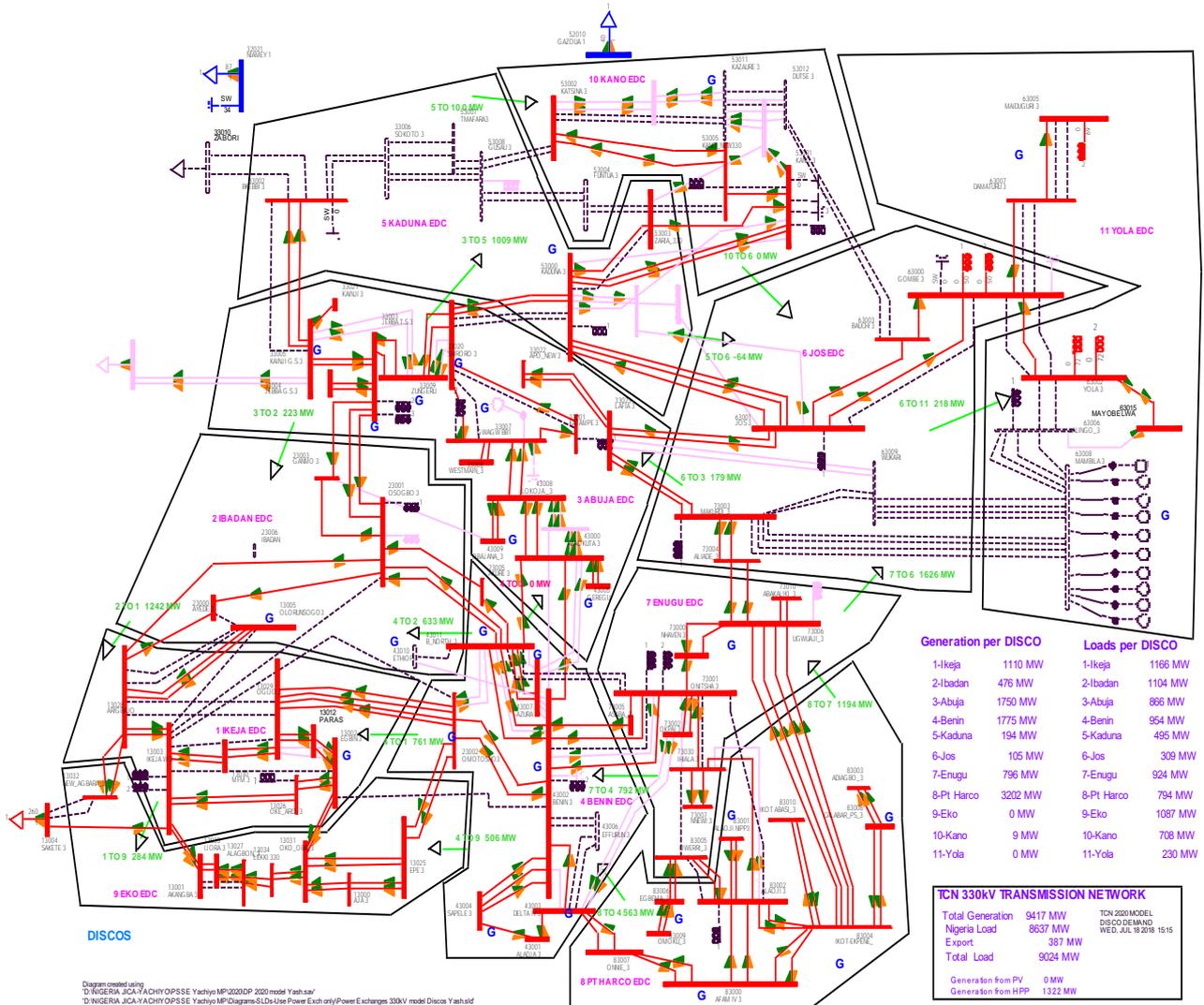
この不均衡は、主に南部（Port Harcourt、Enugu、Benin、Lagos）に火力発電所が、中西部（Shiroro地域のJebba、Kainji、Shiroro）に水力発電所が集中していることによる。発電設備がほとんどない中央部、北部、北東部地域には、南部から330 kV送電線で長距離送電が行われていることから、それらの地域では無効電力対策用の大規模な補償装置が必要となる。

7-1-2 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。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。

7-2 2020年に向けた拡張計画

図7-1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 7-1 2020 年の 330 kV 送電系統

7-3 スーパーグリッドの必要性検討

7-3-1 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。

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)

7-3-2 スーパーグリッドに関する結論

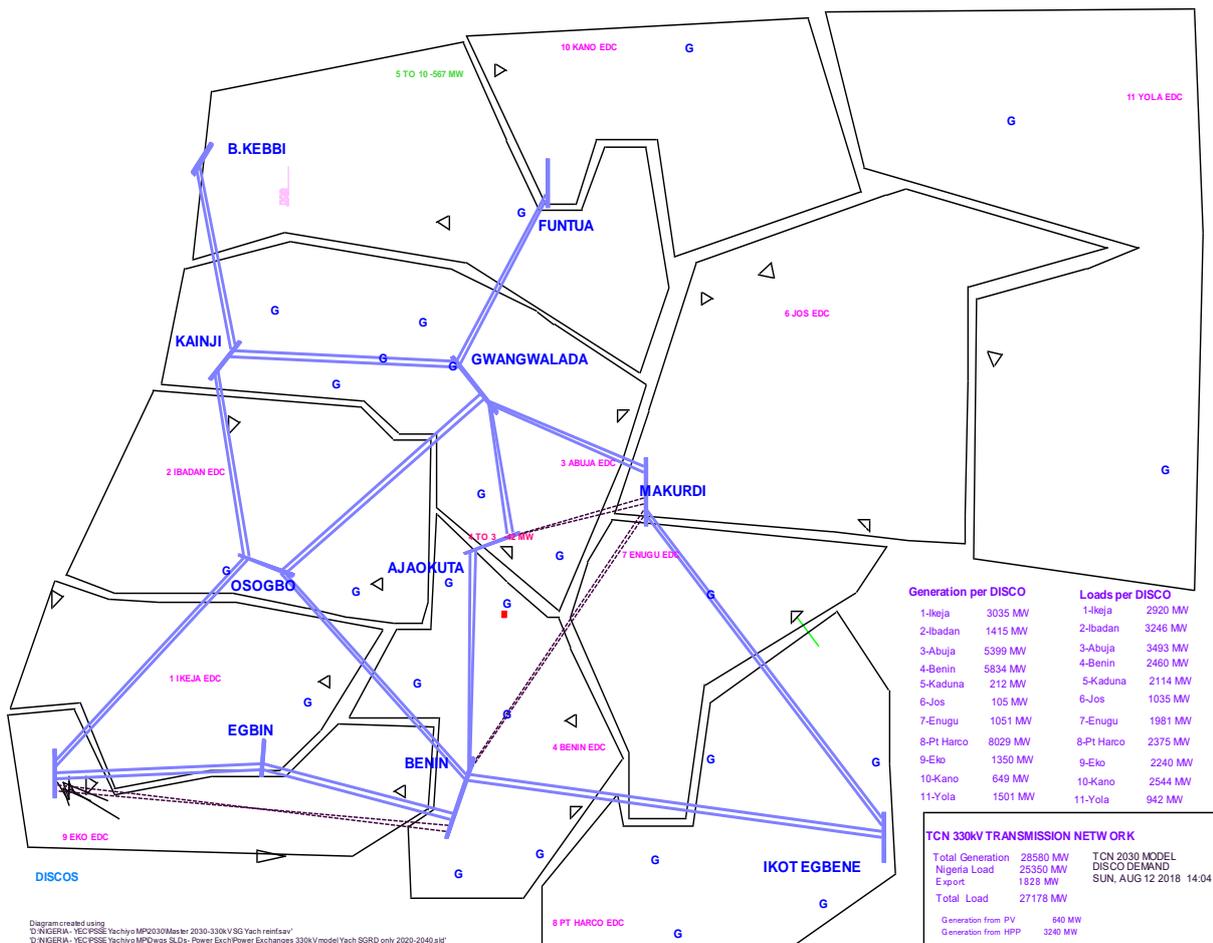
系統解析では、送電系統を大幅に更新しない場合、系統全体において広範囲な電圧低下及び過負荷が発生し、系統の損失は高くなることが確認された。そのためスーパーグリッドすなわち大容量送電のための基幹送電線を 330kV, 500kV, 750 kV のいずれかで導入することは、この段階で必要であり、導入に適切なタイミングであると考えられる。

3つの電圧階級の選択肢に対して、既存及び計画中の 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 7-2 に示す。

表 7-1 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 7-2 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, Egbin, 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、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、750 kV 導入の高コストは見合わない。

表 7-2 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 7-2 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 Ekpene	Benin	2 x 1,550	300	
Ikot Ekpene	Makurdi	2 x 1,550	320	2025 年に必要
Benin	Egbin	2 x 1,550	230	
Egbin	Ajegunle (New Agbara)	2 x 1,550	50	
Benin	Osogbo	2 x 1,550	200	
Ajegunle (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

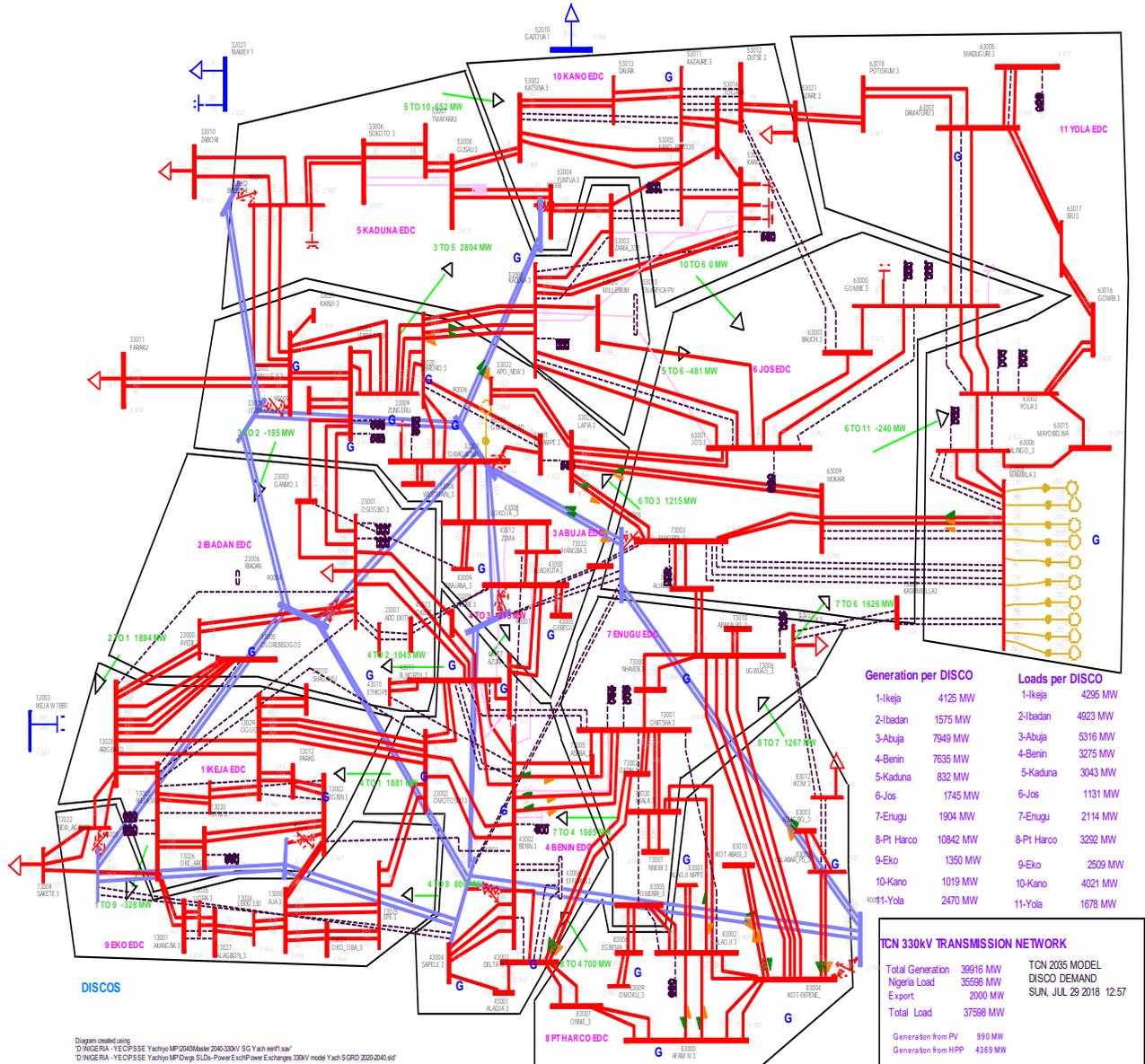
(*) 2025 年のスーパーグリッド導入時の注意点:

スーパーグリッドは 2030 年までに導入される必要性が認められている。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。

7-4 2040 年に向けた拡張計画

7-4-1 2040 年の潮流解析の前提条件

2040 年の 330kV 送電系統を図 7-3 に示す。



出所：JICA 調査団作成

図 7-3 2040 年の 330kV 送電系統

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

第8章 環境社会配慮

8-1 本調査における SEA の実施

(1) マスタープラン策定におけるシナリオ

本マスタープランでは、電源開発シナリオについて 2030 年の電源構成目標（Energy Mix Target）を踏まえ、現在進行中・計画中の IPP プロジェクト及び水力・原子力等の国家プロジェクトに基づき、各種燃料を組み合わせた最適電源構成の視点から以下の 3 つの異なる電源開発シナリオが設定されている。

シナリオ 1：進行中・計画中の IPP 計画に基づくシナリオ

シナリオ 2：シナリオ 1 よりも再生可能エネルギー比率が多いシナリオ

シナリオ 3：再生可能エネルギー比率が最も多いシナリオ（電源構成目標に沿った電源構成）

ナイジェリアでは、今後もガス火力発電が主流となるものの、現在開発候補に含まれているガス火力の半分以上がシンプルサイクルガスタービンであり、コンバインドサイクルより熱効率が劣る。そこで、INDC では高効率ガス火力発電の導入による CO2 削減が掲げられていることから、各電源開発シナリオに含まれるシンプルサイクルのガス火力のうち、50%をコンバインドサイクルとした場合を各シナリオに追加し、全 6 ケースのシナリオ代替案の比較を行うこととした。

表 8-1 2030 年における電源開発シナリオ

電源構成	シナリオ					
	S1-1	S1-2	S2-1	S2-2	S3-1	S3-2
ガス火力	70 % (SC: 49%) (CC: 21%)	70 % (SC: 24%) (CC: 46%)	65 % (SC: 46%) (CC: 19%)	65 % (SC: 23%) (CC: 42%)	55 % (SC: 38%) (CC: 17%)	55 % (SC: 19%) (CC: 36%)
石炭火力	3 %		3 %		3 %	
水力	16 %		16 %		16 %	
再生可能エネルギー	5 %		10 %		20 %	
原子力	6 %		6 %		6 %	

SC:シンプルサイクル方式 CC:コンバインドサイクル方式

※シナリオ 1-2 は、シナリオ 1-1 のガス火力の約 70%を占めるシンプルサイクルの 50%をコンバインドサイクルにした場合。シナリオ 2-2、シナリオ 3-2 も同様。

※各シナリオに含まれている石炭火力、水力、原子力は、既に計画中のプロジェクトをベースにしており、シナリオ間での違いはない。

出所：JICA 調査団作成

8-2 SEA の実施

8-2-1 代替案の影響評価

各シナリオ案について、総コスト、系統安定化対策の要否、CO2 排出量、環境影響度の視点から以下のとおり最大 3 ポイントとして採点し総合点を比較した。

表 8-2 環境社会配慮の視点を含めたシナリオ代替案比較

評価の視点	シナリオ					
	S1-1	S1-2	S2-1	S2-2	S3-1	S3-2
1. 2040年までの総コスト (百万米ドル)	204,556	204,556	210,315	210,315	214,646	214,646
ポイント	3.0	3.0	2.0	2.0	1.0	1.0
2. 再生可能エネルギー増による システム安定化対策の要否	不要	不要	要	要	要	要
ポイント	3.0	3.0	1.5	1.5	1.5	1.5
3. 2040年までのCO2排出量 (百万t)	1,008	907.2	1,002	901.8	957	861.3
ポイント	0.5	2.0	1.0	2.5	1.5	3.0
4. 環境影響度 (気候変動を除く)	0.48	0.48	0.47	0.47	0.45	0.45
ポイント	1.0	1.0	2.0	2.0	3.0	3.0
ポイント合計	7.5	9.0	6.5	8	7	8.5

上記6つのシナリオ比較の結果、S1-2が最も高い得点となった。S1-2は再生可能エネルギー比率が最も低いため環境影響度のポイントは低いものの、コンバインドサイクルのガス火力を導入することにより、低コストでCO2排出を抑えた開発が可能である。シナリオ1に含まれる想定プロジェクトは、ガス火力、石炭火力、水力、原子力、再生可能エネルギー（太陽光、風力）である。このうちシンプルサイクルガス火力の50%をコンバインドサイクルにすることが推奨シナリオとなる。

ナイジェリアでは、INDCにて2030年までにオフグリッドの太陽光発電を13GW導入、NPCCでは2030年までに最低20%の再生可能エネルギー導入を掲げている。2030年にオフグリッド太陽光発電が13GW導入された場合、S1-2では本マスタープランの系統電力量（54,927MW）と併せると合計67,927MWとなる。S1-2では系統電力のうち5%（2,746MW）が再生可能エネルギーであることから、オフグリッド太陽光発電と併せると15,746MWとなり、約23%が再生可能エネルギーとなる。従って、再生可能エネルギーの系統接続が最も少ないシナリオ1であっても、NPCCに掲げる目標は達成可能と考えられる。

8-2-2 緩和策

推奨シナリオにおいては、ガス火力を基本として効率改善によりCO2排出削減を目指すことから、優先的に開発が望まれるプロジェクトの発電方式としてはガス火力発電が挙げられる。一方、ナイジェリアでは今後火力発電は民間資本にて実施されることとなっており、本マスタープランにて個別のガス火力発電事業を優先プロジェクトとして選定することができない。また、送電開発計画については、電源開発シナリオに基づく技術的な解析を基に多数の改修・新設を予定しているが、個別送電線のルート選定については特定していない。そこで、本マスタープランではガス火力発電（全般）及び一般的な送電線開発を想定し、実施したスコーピングを基に、重要な環境影響項目について調査内容と調査方法、影響緩和策とモニタリングの概略（フレームワーク）を検討した。個別プロジェクトでは本概略を活用しつつ、各プロジェクトの特性に応じた項目についてEIAにて十分に調査を行う必要がある。

第9章 経済財務分析

9-1 経済分析

9-1-1 経済分析の目的・方法

(1) 目的

経済分析では、国家経済の見地から、本マスタープランの実施の妥当性を検証する。本マスタープランの実施がナイジェリアの経済にもたらす便益が本マスタープランの実施のために使用される資源（経済価格に変換した費用）に相応のものかを検証するため、費用便益分析を行った。

9-1-2 経済分析の結果

(1) 経済性を示す指標の推計

経済的内部収益率（EIRR）・費用便益費（B/C）・純現在価値（NPV、割引率を10%とした場合）の算定結果は表9-1に示す通り。EIRRはカットオフレートを超え、B/Cは1以上であり、かつ、NPVが正の値であることから、本マスタープランは経済的に妥当なものであり、実施すべものであるといえることができる。

表9-1 マスタープランの経済性を示す指標の推計結果

経済的内部収益率（EIRR）	16.1%
費用便益費（B/C）	1.29
純現在価値（NPV、割引率10%、USD million）	22,088

出所：JICA 調査団作成

(2) 感度分析の結果

投資費用・運営維持管理費が27.5%増えた場合、便益が22%減少した場合のEIRR・B/C・NPVの推計値を表9-2に示す。これらのケースにおいては、EIRRはカットオフレートである10%に肉薄し、B/Cはほぼ1.00となり、これ以上、費用が増加する、もしくは、便益がする場合と本マスタープランは経済的妥当性を失う。

表9-2 感度分析の結果

ケース	EIRR	B/C	NPV
費用が27.5%増えた場合	10.1%	1.00	USD 330 million
便益が22%減った場合	10.1%	1.00	USD 220 million

出所：JICA 調査団作成

9-2 財務分析

9-2-1 財務分析の目的・方法

(1) 目的

財務分析では、本マスタープランの実施により、投資費用、運転維持管理に見合った収入を発電事業者、送電事業者が得られ、本マスタープランは財務的に見て健全であることを検証する。また、感度分析の結果も踏まえて、必要に応じて料金レベルの提言を行う。さらに、プロジェクトの性格と財務的内部収益率（EIRR）の高低から事業費の調達の方角性を探る。

9-2-2 財務分析の結果

(1) 財務的健全性を示す指標の推計

表 9-3 に示す通り、FIRR は、マスタープラン全体、発電部門、送電部門のいずれについてもカットオフレートの 9% を超え、B/C は 1 以上であり、かつ、NPV が正の値であることから、本マスタープランは財務的に健全で、実施すべきであり、料金徴収が適切に行われれば、運営維持管理費は賄え、投資費用も回収できるものであるということが出来る。

表 9-3 マスタープランの財務的健全性を示す指標の推計結果

マスタープラン全体	
財務的内部収益率 (FIRR)	12.6%
費用便益費 (B/C)	1.19
純現在価値 (NPV、割引率 9%、USD million)	17,947
発電部門	
財務的内部収益率 (FIRR)	11.6%
費用便益費 (B/C)	1.13
純現在価値 (NPV、割引率 9%、USD million)	10,747
送電部門	
財務的内部収益率 (FIRR)	17.7%
費用便益費 (B/C)	1.70
純現在価値 (NPV、割引率 9%、USD million)	7,200

出所：JICA 調査団作成

(2) 感度分析の結果

感度分析の結果を表 9-4 に示す。マスタープラン全体で言えば、費用が 19% まで増えても、または、料金収入が 19% まで減ってもマスタープランは財務的な健全性を保持するものと推計される。ただし、それ以上に費用が増える、あるいは料金収入が減る場合は、マスタープランは財務的に健全なものとは言えなくなる。

表 9 - 4 感度分析の結果

	ケース	FIRR	B/C	NPV
マスタープラン全体	費用が 19%増えた場合	9.0%	1.00	USD 80 million
	便益が 16%減った場合	9.0%	1.00	USD 30 million
発電部門	費用が 12.5%増えた場合	9.1%	1.00	USD 276 million
	便益が 11%減った場合	9.1%	1.00	USD 351 million
	費用が 15%増え、料金が 27.5%引き上げられ、 80%の料金が支払われた場合	9.0%	1.00	USD 72 million
送電部門	費用が 30%増えた場合	12.9%	1.31	USD 4,119 million
	便益が 41%減った場合	9.0%	1.00	USD 38 million
	費用が 30%増え、80%の料金が支払われた場合	9.6%	1.05	USD 626 million

出所：JICA 調査団作成

発電部門については、費用が 12.5%まで増えても、または、料金収入が 11%まで減っても財務的に健全であるといえる。また、発電料金を 27.5%引き上げれば、投資費用・運営維持管理費双方ともに 15%増え、発電会社への支払いが 80%に留まったとしても、発電部門の財務的妥当性は保たれる。

送電部門について見ると、投資費用・運営維持管理費双方ともに 30%増えても FIRR・B/C・NPV は十分に高く財務的健全性は堅持されている。また、財務収入については 41%までの減少に対して財務的な健全性を保持し続ける。また、費用が 30%増加し、料金収入が 80%となった場合でも送電部門は財務的妥当を保っている。しかしながら、本分析では下位系統に係る投資費用は概数を想定しているに過ぎないため、この感度分析の結果から、送電料金が高すぎる、あるいは引き下げが可能であると言うことはできない。

第10章 マスタープランの実現に向けた提言

10-1 マスタープラン実現のために実施すべき事項

10-1-1 投資資金の調達

マスタープラン実施のためには、発電部門で793億米ドル（施設・設備更新を含めると846億米ドル）、送電部門では198億米ドル（うち、330kVへの降圧までの上位系統は56億米ドル）の投資費用の調達が必要である。マスタープランを構成する事業は、水力発電所の建設・運用、送電施設・設備の整備・運営維持管理のような公的部門により実施される事業と民間部門により実施されるべき水力以外の発電所の建設・運用に大別される。財務分析の結果を見ると、発電部門の事業、送電部門の事業のいずれも財務的に妥当で、財務的内部収益率（FIRR）は9%を上回り、発電部門・送電部門への料金支払いが適切に行われれば、運営維持管理費のみならず、投資費用の回収も十分可能である。以下に公的部門・民間部門による投資資金調達策を述べる。

（1） 公的部門の投資資金調達

水力発電所建設・リハビリについては約100億米ドルの投資が必要である。その内の60億米ドル近くが中国からの支援により準備されることになっている。残りの資金についても、基本的にはドナーからの借款を中心とする政府借入れによる資金調達が望まれる。なお、ドナーの支援を得る、得ないに拘わらず、新規サイトでの開発にあたっては、環境対策・住民移転対策を適切な実施し、部族対立に繋がりにくいシコリを残さないよう、十分な配慮が必要である。

同じく公的部門である送電部門の必要投資費用は約200億米ドルと推計されている。現在までに国際金融機関（世銀・アフリカ開発銀行・仏開発行・イスラム開発銀行）からの融資が決まっているのは約13億米ドルに過ぎない。残りの投資資金についてもドナーからの借款を中心とする政府による借入れ、送電公社（TCN）への転貸などが好ましいが、下位系統への投資を中心に、TCNもしくは政府による公的・民間金融機関からの借入れも併せて検討する必要がある。TCNあるいは水力発電会社が民間の金融機関から借入れざるを得ない場合は、借入金利をできるだけ抑える意味でも、政府による返済保証などを組み入れることが好ましい。

電力セクターの資金調達は、地方電化事業・緊急事業を除いて今後ドナーからの無償資金協力を得ることには困難が予想される。財務分析の結果から、借入者が政府であろうとも、TCNであろうとも、借入金の返済の原資としては料金収入を充てることが望ましい。このため、10-1-3に述べる配電会社によるロスの軽減と料金徴収率の向上と発電会社・TCNへの料金支払いの適正化のための施策実施は是非必要である。

（2） 民間部門の投資資金調達

水力発電を除く発電部門は、民間部門により投資・運営が行われる。したがって、投資・運営の原資は全て料金収入で賄われる必要がある。このためには、まず料金の改定が不可欠である。また、民間会社・個人がIPPを含む発電部門への参入を検討する際に、現在の配電会社

(DisCo)での技術的・商業的ロスの高さ、料金徴収率の低さからすると、参入を躊躇する可能性が高いと言える。発電会社(GenCo)自身の事由により売電できないケースを除いて、何らかの料金支払い保証のメカニズムがなければ、発電部門の健全な発展は考えにくい。また、特に国内資本の発電会社による円滑な投資資金調達のためには、ナイジェリア開発銀行(Development Bank of Nigeria (DBN))などの開発金融機関による融資を適用しやすくする施策も必要となろう。

10-1-2 料金の改定

財務分析の結果から分かるように、発電・送電料金の支払いが適切に行われれば、本マスタープランは十分な財務的収益性(FIRRは12.6%、カットオフレートは銀行からの借入れ実質金利などを参考に9%と設定)を示している。ナイジェリアでの電力事業は数々のリスクがあるが、Power Sector Recovery Programme 2017-2021(PSRP)に述べられる財務支援・料金政策などが実施されれば民間セクターにとっても参加を検討する余地は十分にある。

発電部門については、全電源について考えると、投資費用・運営維持管理費双方ともに15%増加し、発電会社への支払いが80%に留まった場合にも、発電部門の財務的妥当性を保つためには、発電料金を27.5%引き上げる必要がある。料金未払い率を考慮しなければ、2%の料金引き上げにより、15%の費用増に対応可能となるが、いずれにしても発電料金については、引き上げが必要である。ただし、本調査での財務分析はMYTOに定められる電源別の発電料金と発電量(予測)にもとづく加重平均料金収入を推計した上での分析に過ぎないために、実際の料金改定にあたっては、本調査での費用積算を参考に、各電源開発に必要な投資費用と運用費を見直し、費用以外の料金設定要素(温暖化ガス削減など)を再検討して電源別に料金引き上げ額を検討することを提案する。

送電部門の料金については、現行の料金レベルで、投資費用・運営維持管理費双方ともに15%増え、発電会社への支払いが80%に留まった場合でも、十分に財務的健全性を保たれることが財務分析の結果から判明しているため、料金引き上げは必要ないと考えられる。一方、本調査での財務分析は330kVに降圧した後(下位系統)の送電施設・設備の整備・運用のための費用については概略想定をしているに過ぎないため、本調査での財務分析から送電料金は引き下げ可能であるという結論を導き出すことは適切でないとする。

本財務分析では、料金設定時に想定された為替レートを用いた米ドル換算値で分析をしているのに対し、実際の料金はナイラで設定され、支払われているため、全費用の65%が外貨であると言われている電力セクターにあっては、大幅な為替レートの変動への迅速な対応は不可欠である。また、ナイジェリアでは物価上昇率の変動も非常に大きい。このため、MYTO要領(Methodology)で述べられる小規模な見直し(minor review)を、PSRPで述べられているように、半年に一度程度実施されることが望まれる。

10-1-3 配電会社によるロスの軽減と料金徴収率の向上

発電事業者にとってもTCNにとっても、配電事業者(DisCo)が電力使用者から料金を徴収しないことには、料金を受け取ることができない。電力セクター(発電部門・送電部門)マスター

プランが経済的にも財務的にも妥当・健全であるといっても、現在のような DisCo の低い料金徴収率の下では発電事業者・TCN の経営は立ちゆかないことは感度分析の結果からも明らかである。

Power Sector Recovery Programme (2017-2021)では、DisCo のロスの軽減と料金徴収率の向上について下記のように抜本的かつ具体的な行動計画を打ち出している。これらは DisCo の経営改善ひいては電力セクターの健全化にとって不可欠であり、適切に実施されれば有効なものと思受けられる。本マスタープランの円滑な実施の前提と言える重要な行動計画である。

- 1) DisCo の顧客データベースの整備と電力メーター普及プログラムの開始についての MERC による確認
- 2) DisCo の業務改善計画 (PIP) 策定・実施・実施モニタリング・監理と複数年料金規則 (MYTO) ・TCN の送電計画などとの連動
- 3) 公共事業庁 (DPE) と各 DisCo との業務実施協定の改訂と関係者の義務と協定不履行の際の結果についての DPE による確認
- 4) 透明な手続きによる DPE 派遣の DisCo 役員会メンバーの独立したプロへの交代
- 5) 連邦政府による専任警察部門の設立もしくは DisCo への必要な警察職員の派遣と州政府による地方裁判所の活用による料金未払に対する審判
- 6) DisCo ・NBET ・TCN の会計監査報告書と NERC 作成のモニタリングレポートのウェブサイトでの公表
- 7) DisCo が購入可能な価格での電力購入の契約・請求書に関する NERC から NBET への指示と、DisCo からの信用状の提出を待っての、NERC からの許可の枠内での契約の有効化
- 8) 政府機関の過去の未払金の精算
- 9) 政府機関による電力料金の遅延のない支払についての政府通達の発布・実施と政府機関による電力の効率的使用の推進
- 10) 過去 (2015-2016) の低料金設定による累積赤字 (13.8 億米ドル) に対する補填
- 11) 費用回収可能な料金体系が確立されるまで (2017-2021) の赤字に対する資金支援計画の策定と実施

10-1-4 IPP の振興

将来の電力需要に対応するためには、水力発電会社・PHCN (Power Holding Company of Nigeria) 傘下にあった発電会社 (GenCo、現在は DPE と民間部門が出資) ・NIPP(国家総合電力事業-National Integrated Power Project)で建設・設立された発電所・会社では対応しきれず、IPP (On-grid で電力を卸売りする 100%民間の会社) の役割が重要となると予測される。IPP は、これまで公的資金により建設・設立され、運用を開始してきた GenCo や NIPP とは異なって、利益追求を主目的とする民間資金による出資・融資により事業が開始される。このため、特別な支援メカニズムを用意しないと、現在のような電力セクターでのリスクの高さを忌避して民間資本は参入をせず、増加する電力需要に応じた IPP の推進は覚束ない。これには、政府機関による料金支払い保証、債務返済保証なども考えらようが、電力供給などの公的サービスの民営化に際してよく利用される世銀や AfDB による Partial Risk Guarantee Program の適用が推奨できる。

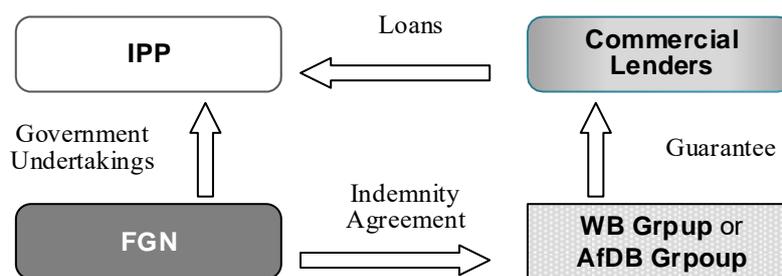


図 10-1 国際開発期間による保証と政府による損失補償

出所：Private Sector Financing Trends and Instruments, World Bank, November 2011

Partial Risk Guarantees and Insurance Products Panel, African Development Bank, April 2102

10-1-5 コンバインドサイクルの促進

天然ガスの産出国であるナイジェリアでは、天然ガスが比較的安価で入手できることから、発電のための主要熱源となっている。また、天然ガスの有効利用には繋がるが、機器整備に多額を要するコンバインドサイクルが普及していない。しかしながら、資源保全・有効利用、液化天然ガスへの加工と輸出促進による外貨確保、温暖化ガス削減目標の達成の観点から、コンバインドサイクルを促進する必要がある。

MYTO では発電料金について、設備投資費用、資金調達費用（WACC: Weighed Average Cost of Capital）、燃料費、O&M 費（固定費・変動費）などに応じて設定されており、ガス利用の卸電力価格は既存の発電事業者と新規事業者については区別しているものの、設備投資費用・資金調達費用・燃料費、O&M 費（固定費・変動費）については、ガスタービン発電・コンバインドサイクル発電の区別なく火力発電一律のパラメータのより料金を決めている。このため、コンバインドサイクルの普及にとって不利な料金設定となっている可能性が高い。ガスタービン発電・コンバインドサイクル発電のそれぞれについて、費目毎のパラメータを設定する方策も考えられなくはないが、この方法では、外部不経済（大気汚染、温暖化ガスの発生など）を適切に反映できない。環境税による外部不経済の反映も可能性はあるが、ナイジェリアでは環境税制の整備は今後の課題と言えよう。単純に、ガスタービン発電に対する課徴金を原資とするコンバインドサイクル導入のための補助金の支給を提案する。

10-1-6 ガスの安定供給

天然ガスが発電会社に十分に供給されない主な理由としては、①ガスの産地と発電所を結ぶパイプライン敷設・改修のための投資が十分になされていない、②ガスパイプラインに対する Vandalism が横行していることが上げられる。

①に対しては、④ガス生産にあたるメジャーに支払われる料金レベルを一定以上に保つことが必要であるが、2013 年・2014 年にかけて百万 BTU 当たり USD 0.3 から USD 2.5 に引きあげられ、主な天然ガス生産者であるシェブロン・シェルはガス公社に提供するようになってきている。また、⑥発電会社からナイジェリアガス公社に対してガスの購入代金がきちっと払われることが必要であるが、そのためには、③DisCo から NBET を通して電力卸売料金が発電会社にきちっと払われること、さらには④DisCo がユーザーからきちっと料金を回収できるようになることが必要で

ある。

②に対しても、第3章で紹介したように Power Sector Recovery Programme 2017-2021 以下の有効と見受けられる施策計画している。

- 1) 天然ガス産出地域での優先開発課題・事業の確定と優先事業計画策定・実施
- 2) 天然ガス産出地域での地元コミュニティの持ち分の分与と資産保護のためのインセンティブの付与
- 3) ナイジェリア電力市場安定化基金によるガス供給者へ未納金の全額支払
- 4) ガスパイプライン基幹インフラ整備プロジェクト管理

Vandalism は歴史的な部族対立、資源分配についての部族対立に深く根ざしていることから、住民との対話・住民参加に基づく施策の実施が求められる一方、DisCo のユーザーからの料金徴収に基づくガス供給に包括協定 (GSAA) の履行が求められている。

10-1-7 Power Sector Recovery Programme 2017-2021 の確実な実施

Power Sector Recovery Programme 2017-2021 (PSRP) はナイジェリアのこれまでの電力セクターの政策文書に比べ、非常に具体的で、現状認識・洞察に基づいて周到に準備されたものと言える。また、本マスタープランの実施の前提となる電力セクターの回復・適正化のために必要な行動が盛り込まれている。しかしながら、PSRP といえども、これまでの政策・計画同様に実施されない可能性もないとはいえない。ナイジェリアの電力セクターはこの PSRP で述べられる行動計画を着実に実施しなければ現在の惨状に留まるしかないと考えられる。しかし、電力セクターの改革実施においてはさまざまな利害対立もあり、ナイジェリア政府内の自助努力だけでは限界もあろう。

ナイジェリアの電力セクターに対しては、数々のドナーが関与している。これらのドナーが連携・協調して、PSRP の進捗をモニタリングし、実施を促し、PSRP の実施ステップを踏んでいることを資金援助の条件とするなどの施策を講じる必要があると思量される。

10-2 電力セクター改善のための政策提言

10-2-1 信頼できる基礎統計データの整備

現実的で達成可能な政策策定において、重要な指針となる需要予測や将来予測値を算出する際には、できるだけ信頼性における基礎データを利用し、根拠のある予測を行う必要がある。

現在実施されているナイジェリアの基幹統計調査としては、世銀の協力により 2010 年から 2 年毎に実施している一般世帯調査があるが、サンプル世帯数は全国で 5000 程度であるうえ、本調査ではパネルデータの収集を目的としているため、これまでの 3 回の調査では同じ世帯が調査対象となっている。センサスは 2006 年を最後に行われておらず、現在の人口数も推定に過ぎない。治安などの問題もあるが、前回の調査から 10 年以上も経っているため、できるだけ早くセンサス調査を実施知るとともに、基礎統計データの収集・保管を大幅に充実させるべきである。

10-2-2 電力・エネルギー部門の政策担当省庁の役割分担の明確化または組織の改編

電力・エネルギー部門の政策策定に関わる省庁は多数に及んでおり、PSRP で指摘されているように、省庁間の情報共有なども密接に行われているとは言い難く、担当分野の重複・欠落もあり、各々の政策や法令間で齟齬や矛盾が生じるなどしている。効率的かつ一貫した政策策定のため、PSRP に述べられるコミュニケーション政策の実施に加えて、以下のような政府省庁の再編や管轄の変更を提案する。

■ FMPWH、ECN および連邦石油資源省との間での役割分担の再検討

FMPWH、ECN および連邦石油資源省の間では一部担当分野の重複が見られる。再生可能エネルギーについては FMPWH の Renewable and Rural Power Access Department が政策策定を担当し、関連省庁とのコーディネーションについては ECN が担当するのが望ましい。また、発電所へのガス供給については一貫して連邦石油資源省の所管で、NGC が責任を持つべき事項と考えられる。また、枯渇性資源は、連邦石油資源省が石油・ガス、連邦鉱物資源鉄鋼開発省が石炭を担当しているが、これらの担当省庁を一本化するのが資源エネルギー開発規制の効率化の面では望ましい。

■ ECN の管轄の変更

エネルギー分野の政策データは、現在 ECN が主に収集・分析している。ECN の需要予測結果などは FMPWH の施策に活用されている。しかし ECN の予測は、FMPWH が把握している実際の発電所建設計画などを勘案し現実的なものとなっているかどうかの検討は十分になされていないようである。また、ECN の分析結果等は、FMBNP などが策定する国家計画には反映されていない。現在 ECN は科学技術省の下部機関であるが、より活発な組織間の政策データ共有と、エネルギー施策において ECN がより大きなイニシアティブをとるための方策として、ECN の所轄を FMBNP に移す、または FMBNP の内部組織にするなどの管轄の変更が考えられる。

第 1 1 章 Transmission Expansion Plan (TEP) との協調

1 1 - 1 本マスタープランとの違い（電力需要予測）

本マスタープランの見通しと TEP の見通しは TCN の需要（国内+輸出）においてのみ比較可能となるので、この状況下で比較を行う。なお、TEP の見通しは 2016 年から 5 年おきに予測している。結果は下表の通りであるが、送電計画には TEP は下表の「5) TEP (Planning)」を使い、本マスタープランでは「3) JICA (Low case)」を採用している。

表 1 1 - 1 マスタープランの 3 ケースと TEP の需要見通し

	ピーク需要 (GW)					需要増化率 (%)			
	2016	2020	2025	2030	2035	20/16	25/20	30/25	35/30
1) JICA (High Case)	3.7	7.4	23.8	45.3	67.1	18.7%	26.2%	13.7%	8.2%
2) JICA (Base Case)	3.7	7.1	19.7	33.0	44.0	17.5%	22.5%	10.9%	5.9%
3) JICA (Low Case)	3.7	6.6	15.6	23.0	27.4	15.3%	18.8%	8.0%	3.5%
4) TEP (Demand)	5.3	10.3	15.3	24.0	40.0	17.8%	8.2%	9.5%	10.8%
5) TEP (Planning)	5.3	10.0	15.0	23.0	28.0	17.0%	8.4%	8.9%	4.0%

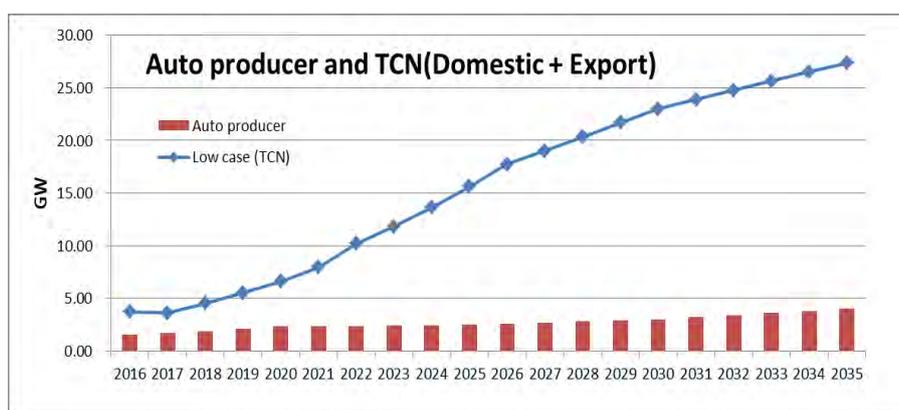
出所：JICA 調査団作成

注：ここで掲載する本マスタープランの需要見通しは「自家発電」を取り除いているため他の需要とは違いがある。たとえば 2035 年での自家発電は 4GW 程度であるので、これを含む Low ケースでは 31.4GW(=27.4GW+4GW)になる。

TEP の需要見通しは、TCN からの国内需要と輸出であるため、以下の手順で TEP と比較可能な需要を計算した。式の値は Low case の 2035 年時点である。

$$\text{国内需要 (30,718MW)} + \text{輸出 (673MW)} - \text{自家発電 (4,000MW)} = \text{TCN 需要 (27,391MW)}$$

この式で求められた自家発電が TCN に移行しなかったときの推移は下図の通りである。



出所：JICA 調査団作成

図 1 1 - 1 自家発電の見通しと TCN（国内+輸出）推移

1 1 - 2 本マスタープランとの違い（電源開発計画）

TEP において策定された電源開発計画と本マスタープランの電源開発計画の違いは、以下に示す通りである。

- ① TEP では原子力開発が考慮されていないが、本マスタープランでは原子力発電所が電源開

発計画に含まれている。

- ② TEP では世界銀行の支援で実施された「Screening of potential hydropower options with associated water resources developments in the Niger basin」で特定された水力開発地点が含まれていないが、本マスタープランでは含んでいる。
- ③ 計画策定の基本とする電力需要の違いにより、TEP における 2037 年の総発電設備容量は 48,823MW であるが、本マスタープランでは 54,927MW (+6,104MW) となっている。

1 1 - 3 本マスタープランとの違い（送電開発計画）

TEP において策定された送電開発計画と本マスタープランの送電開発計画の違いは、以下に示す通りである。本マスタープランでは、ラゴス州、オグン州地域の電力系統の現況について TCN と詳細確認し、かつ、JICA が実施を検討しているコンポーネントを更新したうえで、系統解析を実施し、計画を策定した。

また、本マスタープランで策定した電力需要予測は、TEP における系統開発計画策定に適用した負荷想定より高いため、対象年度の最大負荷想定が異なる。このため、本マスタープランで策定した 2025 年以降の系統開発計画は TEP で策定された開発計画より計画年度が前倒しされているものもある。

表 1 1 - 2 TEP と本マスタープランの最大負荷想定

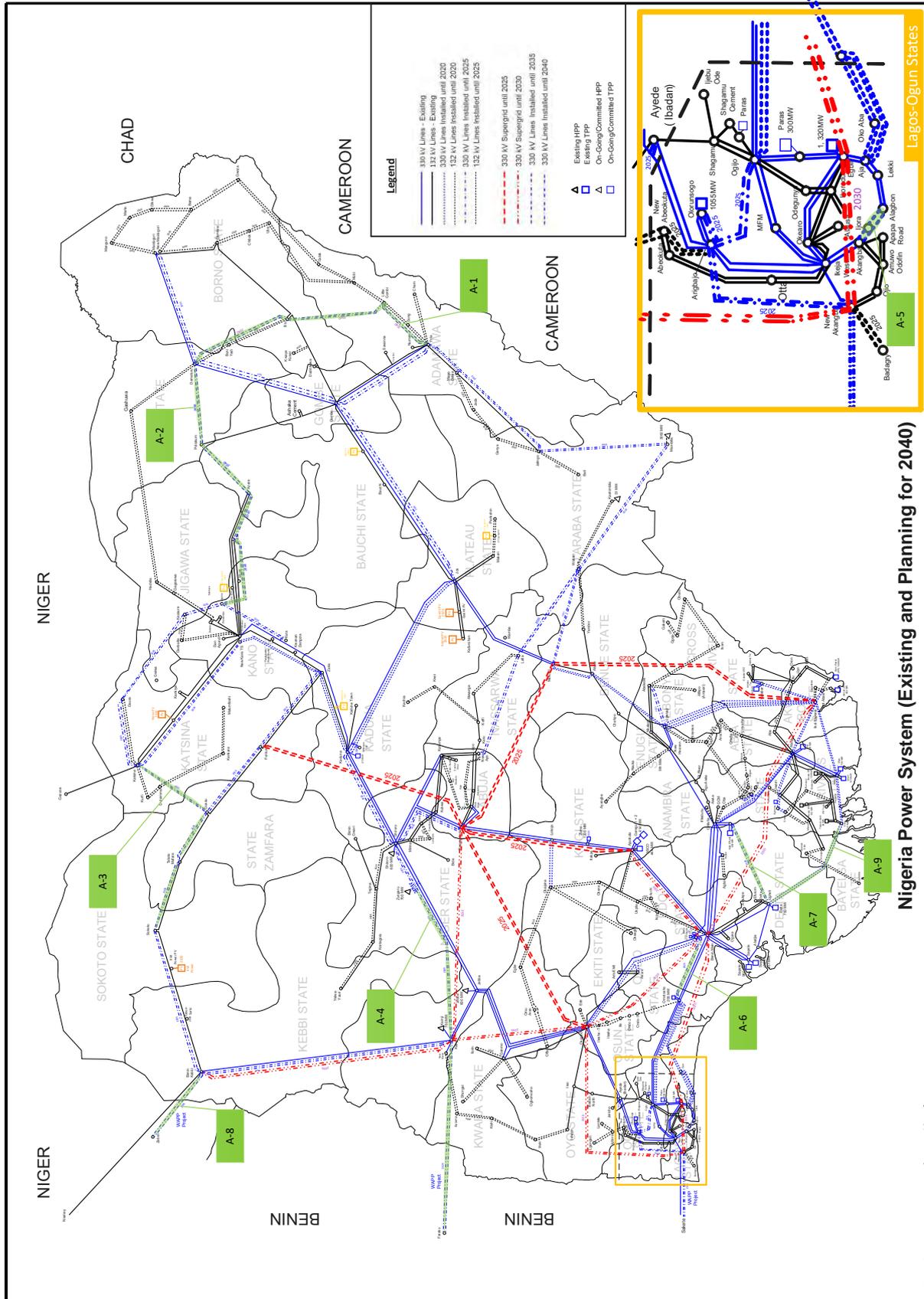
マスタープラン	負荷	2020 年	2025 年	2030 年	2035 年	2040 年
Transmission Expansion Plan	DisCo 負荷想定 (MW)	9,883	13,628	20,812	25,286	-
	輸出 (MW)	387	1,540	1,831	2,000	-
	最大負荷想定 (MW)	10,270	15,168	22,643	27,286	-
本マスタープラン	DisCo 負荷想定 (MW)	8,636	17,703	25,447	30,719	35,890
	輸出 (MW)	387	1,540	1,831	2,000	2,000
	最大負荷想定 (MW)	9,023	19,243	27,278	32,719	37,890

出所：JICA 調査団作成

なお、本マスタープランでは、TEP 策定後に TCN から要請のあった表 1 1 - 3 に示す送電線の検討を行い推奨すべき送電線（適用：Yes）を計画内に反映させた。このため、TEP による送電開発計画に含まれていない送電線も存在する。

表 1 1 - 3 TEP 策定後に TCN から検討要請のあった 330kV 送電線

330kV Transmission Lines	適用	参照図
330kV line Mambila-Kashimbila- Ogoja- Calabar	No	-
330kV line Yola-Little Gombi-Biu-Damaturu	Yes	A-1
330kV line Damaturu-Potiscum-Azare-Dutse-Jogana	Yes	A-2
330kV line Katsina-Sokoto (already considered in the TEP study by Fichtner)	Yes	A-3
330kV line Makurdi (Apir)-Ayangba-Ajaokuta	No	-
Zungeru to Kainji to Kaiama to Parakuay of Benin Republic (Mid Core Project)	Yes	A-4
Akangba to Ijora to Alagbon (Closing of Lagos Loop)	Yes	A-5
Oshogbo to Ado Ekiti to Okene to Ajaokuta	No	-
Proposed Benin North (Ihovbor) to Omotosho through PPP business plan	Yes	A-6
Okpai to Ughelli	Yes	A-7
Birnin Kebbi to Niamey (North Core Project)	Yes	A-8
Ughelli (Delta) to Onne (Port-Harcourt)	Yes	A-9



由所：JICA 調査団作成

備考：緑色ハイライトが該当する送電線

図 11-2 TEP 策定後に ICN から検討要請のあった 330kV 送電線

ナイジェリア国電力マスタープラン策定プロジェクト ファイナルレポート

目 次

巻頭図 Nigeria Power System (Existing and Planning for 2040)

要約

目次

略語集

図表リスト

第1章 序論	1-1
1-1 調査の背景.....	1-1
1-2 調査の目的.....	1-1
1-3 調査の概要.....	1-1
1-4 調査のプロセス.....	1-3
1-5 調査の実施体制.....	1-4
1-6 マスタープラン策定のフロー.....	1-6
第2章 社会経済状況と開発計画	2-1
2-1 社会状況.....	2-1
2-1-1 ナイジェリアの概況.....	2-1
2-1-2 ナイジェリアの行政執行体制.....	2-2
2-1-3 人口.....	2-3
2-1-4 国際協力.....	2-9
2-2 経済状況.....	2-10
2-2-1 GDP.....	2-10
2-2-2 最終家計消費支出.....	2-12
2-2-3 消費者物価と金利.....	2-12
2-2-4 為替レート.....	2-13
2-2-5 貿易.....	2-13
2-2-6 国家財政.....	2-14
2-2-7 公的債務.....	2-15
2-2-8 対外債務.....	2-15
2-3 開発計画.....	2-16
2-3-1 国家景気回復・成長計画 (Economic Recovery and Growth Plan 2017-2020 : ERGP).....	2-16
2-3-2 電力セクターに係る開発計画.....	2-17

第3章 電力・エネルギーセクターの組織・政策・制度	3-1
3-1 電力・エネルギーセクターの現状.....	3-1
3-1-1 電力・エネルギーセクターの組織と機能.....	3-1
3-1-2 電力開発計画.....	3-7
3-1-3 電力用燃料の調達.....	3-8
3-1-4 地方電化計画の目標・政策・プロジェクト.....	3-10
3-1-5 ドナーの動向.....	3-24
3-1-6 NIPP で建設された発電所の運営会社の民間への売却.....	3-26
3-1-7 IPP の現状.....	3-27
3-2 電力および一次エネルギー関連政策.....	3-30
3-2-1 電力および一次エネルギー利用関連政策.....	3-30
3-2-2 電力セクターの法令・規制・規定.....	3-32
3-3 電力セクターの構造と課題.....	3-36
3-3-1 電力セクター改革の動向.....	3-36
3-3-2 電力セクターの構造と課題.....	3-36
3-3-3 Power Sector Recovery Programme (2017-2021).....	3-44
第4章 電力需要予測	4-1
4-1 電力需要の現状.....	4-1
4-1-1 系統での電力消費.....	4-1
4-1-2 オフグリッド需要.....	4-4
4-1-3 電力輸出.....	4-4
4-2 電力需要予測の方法.....	4-6
4-2-1 電力需要予測モデルの必要機能.....	4-6
4-2-2 需要予測モデルの構造.....	4-6
4-2-3 電力需要予測式.....	4-8
4-3 需要予測前提とシナリオ設定.....	4-9
4-3-1 社会経済見通しの前提条件.....	4-9
4-3-2 電力需要予測に関する前提.....	4-17
4-4 電力需要予測.....	4-20
4-4-1 セクター別電力需要の設定係数.....	4-20
4-4-2 セクター別電力需要見通し.....	4-21
4-4-3 TCN (含む自家発電) の電力需要見通し.....	4-23
4-4-4 TCN と Auto producers の需要割合.....	4-25
4-4-5 オフグリッドの需要見通し.....	4-27
4-4-6 TCN 系統とオフグリッド (独立系統) の需要見通し.....	4-29
4-4-7 GDP シナリオ別電力需要.....	4-30
4-4-8 国際比較.....	4-34
4-5 DisCo 別電力需要見通し.....	4-35
4-5-1 DisCo 別電力需要見通しの予測方法.....	4-35

4-5-2 DisCo 別顧客数見通し.....	4-36
4-5-3 地方調査.....	4-40
4-5-4 DisCo 別電力需要見通し.....	4-41
4-6 設備計画上の需要想定.....	4-45
4-6-1 設備計画上の制約条件.....	4-45
第5章 一次エネルギー.....	5-1
5-1 一次エネルギーの現状.....	5-1
5-1-1 概要.....	5-1
5-1-2 天然ガス.....	5-5
5-1-3 LNG.....	5-15
5-1-4 石油製品.....	5-17
5-1-5 石炭.....	5-22
5-1-6 再生可能エネルギー.....	5-26
5-2 一次エネルギー需要見通し.....	5-34
5-2-1 ECN のエネルギー需要見通し.....	5-34
5-2-2 GDP の違いの調整.....	5-36
5-2-3 エネルギー弾性値の調整.....	5-37
5-2-4 最終エネルギー需要.....	5-38
5-2-5 電力セクターで使用される化石エネルギー.....	5-39
5-2-6 一次エネルギー需要見通し.....	5-41
5-2-7 天然ガスの需要見通し.....	5-42
5-3 ナイジェリアにおける GHG 排出量予測.....	5-42
5-3-1 ナイジェリアにおける GHG 排出量.....	5-42
5-3-2 INDC における GHG 削減目標.....	5-44
第6章 電源開発計画.....	6-1
6-1 ナイジェリアの電源の現状と開発状況の整理.....	6-1
6-1-1 火力.....	6-5
6-1-2 水力発電分野の現状.....	6-11
6-1-3 現在実施中及び近年完了した水力発電事業.....	6-17
6-2 電源開発計画の検討条件.....	6-21
6-2-1 電源開発計画の方針.....	6-21
6-2-2 最適電源計画プログラム.....	6-37
6-3 電源開発シナリオの検討.....	6-42
6-3-1 電源開発シナリオの設定.....	6-42
6-3-2 各シナリオの発電設備容量及び発電電力量.....	6-43
6-3-3 電源開発シナリオの比較.....	6-44
6-4 電源開発シナリオの評価.....	6-46
6-4-1 電源開発シナリオの評価.....	6-46

6-4-2 再生可能エネルギー導入に向けた技術的課題	6-47
----------------------------------	------

第7章 送電開発計画.....7-1

7-1 送電系統及び電力供給の概要.....	7-1
7-1-1 TCNの送電計画と運用対象.....	7-1
7-1-2 既設及び計画中の電力系統及び送電網.....	7-2
7-1-3 周波数及び電圧の運用規定	7-4
7-1-4 電力系統における需要と発電設備	7-4
7-1-5 TCNが抱える課題.....	7-8
7-1-6 近隣諸国との国際連系.....	7-9
7-2 進行中のプロジェクト	7-9
7-2-1 プロジェクトの内容.....	7-9
7-2-2 ドナーによる援助及び将来のドナー動向.....	7-10
7-3 送電系統開発計画の策定手法.....	7-17
7-3-1 TCN送配電網拡張の評価基準	7-17
7-3-2 系統解析の概要.....	7-18
7-3-3 負荷.....	7-19
7-3-4 発電可能容量.....	7-20
7-4 2020年に向けた拡張計画.....	7-21
7-4-1 2020年の潮流解析の前提条件.....	7-21
7-4-2 2020年のベースケースでの潮流解析の結果.....	7-25
7-4-3 2020年の事故発生時の潮流解析	7-36
7-4-4 2020年ケースの潮流解析結果概要	7-41
7-4-5 2020年までに必要な系統拡張計画	7-47
7-4-6 事故解析（三相短絡事故）	7-50
7-5 2025年に向けた拡張計画.....	7-51
7-5-1 2025年の潮流解析の前提条件.....	7-51
7-5-2 2025年の平常時での潮流解析の結果.....	7-59
7-5-3 2025年の事故発生時の潮流解析結果.....	7-63
7-5-4 2025年平常時の潮流解析結果.....	7-63
7-5-5 2025年までに必要な系統拡張計画	7-70
7-6 スーパーグリッドの必要性検討.....	7-72
7-6-1 スーパーグリッド（330, 500, 750 kV）の要件.....	7-72
7-7 2030年に向けた拡張計画.....	7-77
7-7-1 2030年の潮流解析の前提条件.....	7-77
7-7-2 2030年の潮流解析の結果.....	7-80
7-7-3 無効電力補償	7-81
7-8 2035年に向けた拡張計画.....	7-82
7-8-1 2035年の潮流解析の前提条件.....	7-82
7-8-2 2035年の潮流解析の結果.....	7-84

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	7-85
7-9	2040年に向けた拡張計画	7-87
7-9-1	2040年の潮流解析の前提条件	7-87
7-9-2	2040年の潮流解析の結果	7-89
7-9-3	2040年までに必要な新規送電線と無効電力補償	7-89
7-10	送電開発計画の費用算出	7-91
7-10-1	費用算出の原則	7-91
7-10-2	2020年までに必要な送電強化	7-92
7-10-3	2025年までに必要な送電強化	7-95
7-10-4	2030年までに必要な送電強化	7-100
7-10-5	2035年までに必要な送電強化	7-101
7-10-6	2040年までに必要な送電強化	7-102
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	7-102

第8章 環境社会配慮.....8-1

8-1	ナイジェリアにおける環境社会配慮に係る関連法制度	8-1
8-1-1	環境社会配慮に係る法制度	8-1
8-1-2	気候変動に関する取り組み・施策	8-3
8-1-3	多国間環境合意（MEAs）	8-4
8-1-4	環境管理に係る組織体制	8-5
8-1-5	環境影響評価（EIA）	8-8
8-1-6	戦略的環境影響評価（SEA）	8-11
8-1-7	ナイジェリアにおける環境基準及びその他関連法制度	8-13
8-1-8	用地取得・住民移転に係る法制度	8-17
8-2	JICA 環境社会配慮ガイドラインとナイジェリア関連法令との比較	8-17
8-2-1	EIA 関連法令	8-17
8-2-2	用地取得・住民移転関連法令	8-19
8-3	本調査における SEA 実施方法	8-21
8-4	ベースとなる環境及び社会の状況	8-23
8-4-1	計画されている発電所の位置	8-23
8-4-2	自然環境	8-24
8-4-3	社会環境	8-28
8-4-4	既存 EIA のレビュー	8-29
8-5	SEA の実施	8-34
8-5-1	スコーピング	8-34
8-5-2	環境影響度評価	8-37
8-5-3	代替案の影響評価	8-40
8-5-4	緩和策	8-41
8-6	ステークホルダー協議	8-49

第9章 経済財務分析	9-1
9-1 経済分析.....	9-1
9-1-1 経済分析の目的・方法.....	9-1
9-1-2 経済分析の結果.....	9-4
9-2 財務分析.....	9-6
9-2-1 財務分析の目的・方法.....	9-6
9-2-2 財務分析の結果.....	9-7

第10章 マスタープランの実現に向けた提言	10-1
10-1 マスタープラン実現のために実施すべき事項.....	10-1
10-1-1 投資資金の調達.....	10-1
10-1-2 配電会社によるロスの軽減と料金徴収率の向上.....	10-2
10-1-3 IPPの振興.....	10-4
10-1-4 コンバインドサイクルの促進.....	10-5
10-1-5 ガスの安定供給.....	10-6
10-1-6 Power Sector Recovery Programme 2017-2021の確実な実施.....	10-6
10-2 電力セクター改善のための政策提言.....	10-7
10-2-1 信頼できる基礎統計データの整備.....	10-7
10-2-2 電力・エネルギー部門の政策担当省庁の役割分担の明確化と連携の推進.....	10-7

第11章 Transmission Expansion Plan (TEP) との協調	11-1
11-1 TEPの概要.....	11-1
11-2 本マスタープランとの違い（電力需要予測）.....	11-2
11-2-1 設備計画に使用する需要見通し.....	11-3
11-3 本マスタープランとの違い（電源開発計画）.....	11-3
11-4 本マスタープランとの違い（送電開発計画）.....	11-4

[附属書]

A-1 関係機関・関係者リスト.....	A-1-1
A-2 PPA 価格と電力販売単価.....	A-2-1
A-3 Nigeria Power System (Existing and Planning for 2040).....	A-3-1
A-4 合同調整委員会議事録等.....	A-4-1
A-5 その他調査活動実績.....	A-5-1
A-6 本邦招聘プログラム.....	A-6-1

[Annex]

Annex 3a IPP リスト	
Annex 3b 配電会社への請求額と配電会社からの支払額	
Annex 3c 発電会社からの請求額と発電会社への支払額	
Annex 6.1 電源開発計画 (Scenario-1) Low case demand	

Annex 7.1a 既設、進行中、計画中の TCN 系統プロジェクト (NETAP, NIPP, TCN)

Annex 7.1b ナイジェリア国の系統図ー既設、進行中、計画中の送電プロジェクト
(2018-2028 年の 10 年プラン)

Annex 7.1c ナイジェリアの既設系統の単線結線図

Annex 7.1d Osogbo 地域の送電線のテクニカルデータ

Annex 7.1e 変圧器のテクニカルデータ

Annex 7.2a TCN による進行中の TCN 主要プロジェクト

Annex 7.2b NIPP による進行中の TCN 主要プロジェクト

Annex 7.2c JICA が実施を検討している Lagos 州及び Ogun 州の 330 kV 送電網拡張ー配置図

Annex 7.2d JICA が実施を検討している Lagos 州及び Ogun 州の 330 kV 送電網拡張ー系統構成

Annex 7.2e1 AFD 資金による Abuja 送電リングプロジェクト

Annex 7.2e2 JICA が実施を検討している Lagos 州及び Ogun 州の 330 kV 送電網拡張
(TCN による試算)

Annex 7.2e3 AfDB 資金によるナイジェリア送電拡張プロジェクト

Annex 7.2e4 世界銀行資金による NETAP パッケージ

Annex 7.2e5 AFD 資金による北部コリドー送電プロジェクト

Annex 7.4.1 2020 年の 330kV 送電線

Annex 7.4.2 2020 年 TCN 送電網の PSSE 単線結線図

Annex 7.4.3 既設および拡張予定のナイジェリアの 330, 132 kV 送電網

Annex 7.4.4 ナイジェリア電気ガス改善プロジェクトの送電拡張計画

Annex 7.4.5 2020 年の Discos 供給負荷

Annex 7.4.6 2020 年乾季ピーク時の単線結線図

Annex 7.4.7 2020 年乾季オフピーク時の単線結線図

Annex 7.4.8 2020 年雨季ピーク時の単線結線図

Annex 7.4.9 2020 年雨季オフピーク時の単線結線図

Annex 7.4.10 事故解析結果

Annex 7.5.1 2025 年の 330 kV 送電網

Annex 7.5.2 2025 年 TCN 送電網の PSSE 単線結線図

Annex 7.5.3 2025 年乾季ピーク時の単線結線図

Annex 7.5.4 2025 年乾季オフピーク時の単線結線図

Annex 7.6.1 2030 年 330kV 送電網

Annex 7.6.2 2030 年 TCN 送電網の PSSE 単線結線図

Annex 7.7.1 2035 年 330kV 送電網

Annex 7.7.2 2035 年 TCN 送電網の PSSE 単線結線図

Annex 7.8.1 2040 年 330kV 送電網

Annex 7.8.2 2040 年 TCN 送電網の PSSE 単線結線図

Annex 9a 電力セクターの料金

Annex 9b 電力セクター企業の現況

略 語 集

ACCC	AC Contingency Calculation (交流故障想定計算)
ACHPR	African Commission on Human and Peoples' Rights (アフリカ人権委員会)
ACSR	Aluminium Conductor, Steel Reinforced (鋼心アルミより線)
ADB	Asian Development Bank (アジア開発銀行)
AEDC	Abuja Electricity Distribution Company (アブジャ配電会社)
AFD	Agence Française de Développement (フランス開発庁)
AfDB	African Development Bank (アフリカ開発銀行)
a.n.	abstract number same to u.n.= unitless number (無名数)
ASB	Annual Statistical Bulletin (統計年報)
AU	African Union (アフリカ連合)
AVR	Automatic Voltage Regulator (自動電圧調整器)
BAU	Business As Usual (従来通りの状況)
B/C Ratio	Benefit by Cost Ratio (便益・費用比率)
BPE	Bureau of Public Enterprise (民営化・商業化移行政策機関)
BTU	British Thermal Unit (英国熱量単位)
C/P	Counter Part (カウンターパート)
CBN	Central bank of Nigeria (ナイジェリア中央銀行)
CCGHRU	Climate Change, Gender, and Human Rights Unit (ジェンダー/人権・気候変動課)
CEB	Ceylon Electricity Board (スリランカ)
CGCC	China Gezhouba Group Corporation
CHP	Combined Heat and Power (熱電併給システム)
COP	Conference of the Parties (気候変動枠組条約締結国会議)
CR	Critically Endangered (絶滅寸前)
DAC	Development Assistance Committee (開発援助委員会)
DC	Double Circuit (2回線送電線)
DCC	Department of Climate Change (連邦環境省気候変動対策部)
DisCo	Distribution Company (配電会社)
D-loss	Distribution loss (配電損失)
DSM	Demand Side Management (需要側管理)
EAD	Environmental Assessment Division (環境評価局)
ECN	Energy Commission of Nigeria (ナイジェリアエネルギー委員会)
ECOWAS	Economic Community of West African States (西アフリカ諸国経済共同体)
EHS	Environment, Health and Safety Policy (環境・労働安全衛生)
EHV	Extra High Voltage (超高電圧)
EIA	Environmental Impact Assessment (環境影響評価)
EIA	U.S. Energy Information Administration (米国エネルギー情報局)
EIAD	Environmental Impact Assessment Decree (環境影響評価課)
ELP	Escravos-Lagos Pipeline (エスクラボスーラゴスパイプライン)
EMP	Energy Management Program (環境マネジメントプログラム)

EN	Endangered (絶滅危惧)
EPC	Engineering, procurement, Construction (設計、調達、施工)
EPCL	Eleme Petrochemicals Company Limited
EPIC	Electric Power Sector Reform Implementation Committee (電力セクター改善実施委員会)
EPSRA	Electric Power Sector Reform Act (電力セクター改革法)
ERGP	Economic Recovery and Growth Plan 2017-2020 (国家景気回復・成長計画)
FAO	Forestry Resources Assessment (森林資源評価)
FCDA	Federal Capital Development Authority (連邦首都開発局)
FCT	Federal Capital Territory (連邦首都区)
FGN	Federal Government of Nigeria (ナイジェリア連邦政府)
FMEnv	Federal Ministry of Environment (連邦環境省)
FMP	Federal Ministry of Power (連邦電力省)
FMPR	Federal Ministry of Petroleum Resources (連邦石油資源省)
FMPWH	Federal Ministry of Power, Works and Housing (連邦電力・公共事業・住宅省)
FMST	Federal Ministry of Science and Technology (連邦科学技術省)
FMWR	Federal Ministry of Water Resources (連邦水資源省)
F/S	Feasibility Study (実現可能性調査)
GACN	Gas Aggregation Company Nigeria Ltd. (ナイジェリアガス集約会社)
GAVI	Global Alliance for Vaccine and Immunization (ワクチンと予防接種のための世界同盟)
GDP	Gross Domestic Product (国内総生産)
GenCo	Generation Company (発電会社)
GFATM	Global Fund to Fight AIDS, Tuberculosis and Malaria (世界エイズ・結核・マラリア対策基金)
GHG	Greenhouse Gas (温室効果ガス)
GMR	Geometric Mean Radius (幾何平均半径)
giz	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (ドイツ国際協力公社)
GSAA	Gas Sales and Aggregation Agreement (ガス販売集約契約)
GSPA	Gas Sales and Purchase Agreement (ガス販売購入契約)
GT	Gas Turbine (ガスタービン)
GTA	Gas Transportation Agreement (ガス輸送契約)
HA	Hydrological Area (流域全体)
HPP	Hydroelectric power plant (水力発電所)
HSEU	Health Safety & Environment Unit (健康安全環境課)
HV	High Voltage (高電圧)
IDA	International Development Association (国際開発協会)
IAEA	International Atomic Energy Agency (国際原子力機関)
ICREEE	Inter-Ministerial Committee on Renewable Energy and Energy Efficiency (再生可能エネルギー・エネルギー効率に係る省庁間委員会)
IEA	International Energy Agency (国際エネルギー機関)

IEE	Initial Environmental Evaluation (初期環境調査)
IFC	International Finance Corporation (国際金融公社)
IFS	International Financial Statistics (国際金融統計)
IGU	International Gas Union (国際ガス連盟)
ILO	International Labour Organization (国際労働機関)
IMF	International Monetary Fund (国際通貨基金)
INDC	Intended Nationally Determined Contributions (各国が自主的に決定する約束草案)
IOC	International Oil Company (国際石油会社)
IPP	Independent Power Producer (独立系発電事業者)
IUCN	International Union for Conservation of Nature (国際自然保護連合)
JCC	Joint Coordination Committee (合同調整委員会)
JICA	Japan International Cooperation Agency (独立行政法人国際協力機構)
LGA	Local Government Area (地方行政区)
LNG	Liquefied Natural Gas (液化天然ガス)
LOLP	Loss Of Load Probability (供給不足確率)
LPG	Liquefied Petroleum Gas (液化石油ガス)
MBNP	Ministry of Budget and National Planning (予算・国家計画省)
MEAs	Multilateral Environmental Agreements (多国間環境合意)
MIGA	Multilateral Investment Guarantee Agency (多数国間投資保証機関)
MO	Market Operator (電力市場運用部門)
MOF	Ministry of Finance (財務省)
MOU	Memorandum of Understanding (了解覚書)
MYTO	Multi-Year Tariff Order (複数年料金規程)
NACOP	National Council On Power (国家電力評議会)
NAPTIN	National Power Training Institute of Nigeria (ナイジェリア電力トレーニング機構)
NBET	Nigeria Bulk Electricity Trading Plc (ナイジェリア電力取引所)
NBS	National Bureau of Statistics (国家統計局)
NCC	National Control Center (中央給電指令所)
NDPHC	Niger Delta Power Holding Company (ナイジャデルタ電力持株会社)
NEGIP	Nigeria Electricity and Gas Improvement Project (ナイジェリア電力・ガス改善計画)
NELMCO	Nigeria Electricity Liability Management Ltd. (ナイジェリア電力負債管理株式会社)
NEMSA	Nigeria Electricity Management Services Authority (ナイジェリア電力管理サービス局)
NEMP	National Energy Master Plan (国家電力マスタープラン)
NEPA	National Electric Power Authority (国家電力公社)
NERC	Nigerian Electricity Regulatory Commission (ナイジェリア電力規制委員会)
NESREA	National Environmental Standards and Regulation Enforcement Agency (国家環境規制局)
NESI	Nigerian Electricity Supply Industry (ナイジェリア電力供給業界)
NG	Natural gas (天然ガス)

NGC	Nigerian Gas Company Ltd. (ナイジェリア天然ガス公社)
NGL	Natural Gas Liquids (天然ガス液)
NGN	Nigerian Naira (ナイラ)
NGO	Non-governmental Organization (特定非営利活動法人)
NGSA	Nigerian Geological Survey Agency (ナイジェリア地質調査機関)
NIHSA	Nigeria Hydrological Services Agency (ナイジェリア水文庁)
NIIMP	National Integrated Infrastructure Master Plan (国家総合インフラマスタープラン)
NIPP	National Integrated Power Project (国家総合電力事業)
NNPC	Nigeria National Petroleum Corporation (ナイジェリア国営石油会社)
NPC	National Planning Commission (国家計画委員会)
NPCC	National Policy on Climate Change (気候変動国家政策)
NPopC	National Population Commission (国家人口委員会)
NPV	Net Present Value (純現在価値)
NREEEP	National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy (国家再生可能エネルギー/エネルギー効率政策)
Nt	Nigeria NGN per US dollar (ナイジェリアナイラの対米ドル為替レート)
O&M	Operation and Maintenance (運営保守)
ODA	Official Development Assistance (政府開発援助)
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries (石油輸出国機構)
PHCN	Power Holding Company of Nigeria (ナイジェリア電力持株会社)
PPA	Power Purchase Agreement (電力購入契約)
PPP	Public-Private Partnership (官民連携)
PRG	Partial Risk Guarantee (部分リスク保証)
PSD	Master Plan Study on National Power System Development (国家電源開発マスタープラン調査)
PSRP	Power Sector Recovery Programme 2017-2021 (電力セクター復旧プログラム 2017-2021)
PTFP	Presidential Task Force on Power (大統領電力タスクフォース)
PV	Photovoltaic (太陽光発電)
RAP	Resettlement Action Plan (住民移転計画)
RCC	Roller Compacted Concrete (ローラー転圧コンクリート)
RE	Reconductoring (電線張替え)
REA	Rural Electrification Agency (地方電化庁)
REF	Rural Electrification fund (地方電化基金)
REMP	Renewal Energy Master Plan (再生可能エネルギーマスタープラン)
RES	Renewal Energy Sources (再生可能エネルギー源)
RESIP	Rural Electrification Strategy and Implementation (地方電化戦略実施)
REUAs	Rural Electricity Users Associations (地方電化利用者団体)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (監視制御システム)
SCF	Standard Conversion Factor (標準変換係数)
SEA	Strategic Environmental Assessment (戦略的環境影響評価)

SHAs	Sub-hydrological Areas (水文区分エリア)
SHP	Small Hydro Power (小水力発電)
SHS	Small Hydropower Systems (小水力発電)
SIL	Surge Impedance Loading (特性インピーダンス負荷)
SO	System Operator (系統運用部門)
SC	Single Circuit (1回線送電線)
SPM	Suspended Particular Matter (浮遊粒子状物質)
ST	Steam Turbine (蒸気タービン)
SVC	Static Var Compensator (無効電力補償装置)
TCN	Transmission Company of Nigeria (ナイジェリア送電公社)
T/D loss	Transmission / Distribution loss (送配電損失)
T-loss	Transmission loss (送電損失)
TFC	Total Final Energy Consumption (最終エネルギー消費量)
TEM	Transitional Electricity Market (電力市場移行期間)
TOR	Terms Of Reference (委託事項)
TPES	Total Primary Energy Supply (一次エネルギー総供給量)
TSP	Transmission Services Provider (送電サービス部門)
TWG	Technical Working Group (技術ワークショップ)
UBRBDA	Upper Benue River Basin Development Authority (Benue川上流流域開発庁)
UFLS	Under Frequency Load Shedding (負荷の遮断と系統からの切り離し)
UN	United Nations (国連)
UNDP	United Nations Development Program (国連開発計画)
UNESCO	United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization (国連教育科学文化機関)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (国連気候変動枠組条約)
UNICEF	United Nations Children's Fund (国連児童基金)
US	United States (アメリカ合衆国)
VU	Vulnerable (危急)
WAGP	West Africa Gas Pipeline (西アフリカガスパイプライン)
WAPP	West African Power Pool (西アフリカパワープール)
WASP	Wien Automatic System Planning Package (電源開発計画策定ソフト)
WB	World Bank (世界銀行)
WHO	World Health Organization (世界保健機関)
WSC	Water Steam Condenser (蒸気と水の循環システム)
WTI	West Texas Intermediate (ウエスト・テキサス・インターミディエート)

図表リスト

第1章

図 1-4.1	調査プロセス	1-3
図 1-5.1	調査の実施体制と役割	1-4
図 1-5.2	JCC の体制と役割	1-4
図 1-5.3	TWG の体制と役割	1-4
図 1-5.4	TWG の体制	1-5
図 1-6.1	本マスタープラン策定の全体構図	1-6
表 1-3.1	本調査の主要事項	1-2
表 1-3.2	業務概要	1-2

第2章

図 2-1.1	ナイジェリアの人口推移	2-3
図 2-1.2	LGA 単位の推定人口 (2015 年)	2-5
図 2-1.3	LGA 単位の推計人口 (2020 年)	2-5
図 2-1.4	LGA 単位の推計人口 (2030 年)	2-6
図 2-1.5	LGA 単位の推計人口 (2040 年)	2-6
図 2-1.6	LGA 単位の推定人口密度 (2015 年)	2-7
図 2-1.7	LGA 単位の推計人口密度 (2020 年)	2-7
図 2-1.8	LGA 単位の推計人口密度 (2030 年)	2-8
図 2-1.9	LGA 単位の推計人口密度 (2040 年)	2-8
図 2-2.1	ナイジェリアの実質 GDP の推移	2-10
図 2-2.2	ナイジェリアの一人当たり実質 GDP の推移	2-11
図 2-2.3	一人当たりの最終家計消費支出	2-12
図 2-2.4	対米ドル為替レートの推移	2-13
図 2-2.5	ナイジェリアの対外債務の推移	2-15
図 2-3.1	ERGP が掲げる最優先課題	2-16
表 2-1.1	ナイジェリアの概況	2-1
表 2-1.2	ナイジェリアの連邦行政機関	2-2
表 2-1.3	ナイジェリアの州別面積及び人口	2-4
表 2-1.4	諸外国の対ナイジェリア経済協力実績	2-9
表 2-1.5	国際機関の対ナイジェリア経済協力実績	2-10
表 2-2.1	セクター別 GDP (現在価格の GDP に占める割合)	2-12
表 2-2.2	ナイジェリアのインフレ率と金利の推移	2-13
表 2-2.3	ナイジェリアの輸出入の推移	2-14
表 2-2.4	ナイジェリアの国家財政 (現在価格の GDP に占める割合)	2-14
表 2-2.5	ナイジェリアの公的債務の GDP 比率	2-15
表 2-3.1	エネルギー需要予測	2-17

表 2-3.2	国家エネルギー開発計画の電力需要予測と燃料別発電設備計画	2-18
表 2-3.3	州及び FCT 別電化率 (2014 年)	2-19
表 2-3.4	再生可能エネルギーのポテンシャル	2-20
表 2-3.5	再生可能エネルギーの目標	2-20
表 2-3.6	送電部門 (TSP) の投資計画	2-21
表 2-3.7	送電容量 10GW (パッケージ 2) プロジェクトの地域別分類	2-21

第 3 章

図 3-1.1	FMPWH の組織図	3-6
図 3-1.2	TCN の組織図	3-7
図 3-1.3	地方電化庁 (REA) の組織図	3-22
図 3-1.4	電力事業免許の認可フロー	3-29
図 3-3.1	電力供給フローおよび主な問題点	3-37
図 3-3.2	発電事業者への天然ガス供給フロー	3-39
図 3-3.3	DisCo への請求額と DisCo からの支払額 (2016 年 10 月～2017 年 9 月、2017 年 10 月～2018 年 10 月 (2018 年 6 月のデータ欠落)	3-40
図 3-3.4	GenCo からの請求額と GenCo への支払額 (2016 年 10 月～2017 年 9 月、2017 年 10 月～2018 年 10 月 (2018 年 6 月のデータ欠落)	3-41
表 3-1.1	FMPWH および下部組織等	3-1
表 3-1.2	大統領府直轄機関	3-2
表 3-1.3	電力セクターに関わる財務省の下部組織	3-2
表 3-1.4	電力セクターに関わる省庁横断連絡会議	3-2
表 3-1.5	電力セクターに関わる地方自治体組織等	3-3
表 3-1.6	その他の電力セクター関連組織	3-3
表 3-1.7	石油事業関連組織	3-3
表 3-1.8	石炭事業関連組織	3-4
表 3-1.9	水力事業関連組織	3-4
表 3-1.10	原子力利用関連組織	3-5
表 3-1.11	その他の一次エネルギー関連組織	3-5
表 3-1.12	その他の関連組織	3-5
表 3-1.13	2004 年から 2016 年の破壊活動に起因するパイプライン事故数の記録	3-9
表 3-1.14	2020 年までの地方電化の需要予測	3-23
表 3-1.15	我が国の電力セクターへの無償資金協力事業の概要	3-25
表 3-1.16	我が国の援助により実施された開発調査	3-25
表 3-1.17	送電設備への投資のためのドナー支援の見通し	3-26
表 3-2.1	電力・一次エネルギー関連政策一覧	3-30
表 3-2.2	電力・エネルギー関連政策の主要担当省庁	3-32
表 3-2.3	電力セクター関連法	3-32

表 3-2.4	NERC による規制・ガイドライン・通達一覧	3-32
表 3-3.1	電力セクター改革の進捗状況	3-36
表 3-3.2	主要政策の発電能力将来目標値・予測値	3-38
表 3-3.3	主要政策の電力供給将来目標値の設定・推計方法	3-38
表 3-3.4	主要政策の電力需要予測値	3-38
表 3-3.5	DisCo の消費者からの料金徴収率	3-42
表 3-3.6	各 DisCo での電力損失	3-43
表 3-3.7	各 DisCo でのメーター設置状況	3-44

第 4 章

図 4-1.1	セクター別 Recorded 需要推移	4-3
図 4-1.2	セクター別 Computed 需要推移	4-3
図 4-2.1	電力需要予測フロー	4-6
図 4-2.2	電力需要予測モデルの構成フロー	4-7
図 4-3.1	UN Population Study と JICA 人口推移見通し	4-10
図 4-3.2	実質 GDP 伸び率の推移 (2006~2016 年)	4-11
図 4-3.3	インフレーション率の推移	4-12
図 4-3.4	Computed data と Recorded data の推移	4-18
図 4-4.1	セクター別需要構成比予測	4-22
図 4-4.2	セクター別需要予測推移	4-22
図 4-4.3	TCN (含む自家発電) の電力需要見通し	4-24
図 4-4.4	最大需要時の Shedding 量	4-24
図 4-4.5	TCN と Auto producers の電力エネルギー需要推移	4-26
図 4-4.6	TCN と Auto producers の最大需要推移	4-26
図 4-4.7	自家発電事業者が TCN から供給を受けなかった時の見通し	4-26
図 4-4.8	オフグリッドでの電力エネルギー需要	4-28
図 4-4.9	ナイジェリアの最大電力需要と発電能力	4-30
図 4-4.10	ナイジェリアの電力エネルギー需要	4-30
図 4-4.11	ケース別電力需要見通し (TCN + Auto producers)	4-32
図 4-4.12	ケース別ピーク需要見通し (On + Off+ Export)	4-33
図 4-4.13	一人当たり電力消費	4-34
図 4-4.14	GDP 当たり電力消費	4-34
図 4-4.15	一人当たりおよび GDP 当たり電力消費	4-34
図 4-5.1	配電会社の電力供給範囲 (2016 年 1 月現在)	4-36
図 4-5.2	DisCo 別の電力需要 (TCN + Auto producers)	4-43
図 4-5.3	DisCo 別の電力需要 (TCN + Auto producers + Off-grid)	4-43
表 4-1.1	ナイジェリアの電力需要実績	4-1
表 4-1.2	日負荷需要 (Daily load demand)	4-2
表 4-1.3	年間負荷需要 (Annual load demand)	4-2
表 4-1.4	セクター別電力需要	4-3

表 4-1.5	オフグリッドの能力と電力エネルギー需要	4-4
表 4-1.6	電力輸出	4-4
表 4-1.7	実績データの収集状況・推定値と将来見通し	4-5
表 4-3.1	人口推移見通し（国連人口見通しによる）	4-9
表 4-3.2	人口推移見通し	4-10
表 4-3.3	各機関のナイジェリアの GDP 見通し	4-11
表 4-3.4	Base case の実質 GDP 伸び率	4-11
表 4-3.5	High case の実質 GDP 伸び率	4-12
表 4-3.6	Low case の実質 GDP 伸び率	4-12
表 4-3.7	全国 GDP に対する産業別 GDP 弾性値	4-12
表 4-3.8	インフレ率	4-13
表 4-3.9	為替レートの見通し	4-13
表 4-3.10	WTI 価格の見通し	4-14
表 4-3.11	電力料金の見通し	4-15
表 4-3.12	セクター別 Recorded data の計算	4-17
表 4-3.13	Computed データの計算	4-18
表 4-3.14	セクター別 Computed データの計算	4-18
表 4-3.15	送電ロス（T-loss）と送電ロス率（T-loss rate）の推移	4-19
表 4-3.16	Load factor の見通し	4-19
表 4-4.1	セクター別電力需要予測構造式の係数	4-20
表 4-4.2	セクター別電力需要見通し	4-21
表 4-4.3	セクター別電力需要伸び率	4-21
表 4-4.4	TCN と Auto producers の電力需要見通し	4-23
表 4-4.5	TCN（含む自家発電）の電力需要伸び率	4-24
表 4-4.6	TCN と Auto producers の割合	4-25
表 4-4.7	TCN と Auto producers の需要伸び率	4-25
表 4-4.8	再生可能エネルギー（除く大規模水力発電）	4-27
表 4-4.9	オフグリッドの需要推定	4-28
表 4-4.10	ナイジェリア全体の電力需要	4-29
表 4-4.11	ナイジェリア全体の需要伸び率	4-29
表 4-4.12	ケース別国内電力需要見通し(TCN + Auto producers)	4-31
表 4-4.13	ケース別国内電力需要伸び率と弾性値	4-31
表 4-4.14	ケース別電力需要（On + off + Export）	4-32
表 4-4.15	ケース別電力需要伸び率（On + Off+ Export）と弾性値	4-33
表 4-5.1	DisCo 別顧客数の計算式	4-35
表 4-5.2	DisCo 別 Load Factor	4-35
表 4-5.3	地域と DisCo の関係	4-36
表 4-5.4	DisCo 別人口見通し	4-37
表 4-5.5	DisCo 別電化率（世帯接続ベース）	4-37
表 4-5.6	DisCo 別セクター別顧客数見通し	4-38

表 4-5.7	セクター別 DisCo 別顧客数見通し	4-39
表 4-5.8	2016 年の実績地方調査結果	4-40
表 4-5.9	DisCo 別電力需要見通し(TCN + Auto Producers 需要).....	4-41
表 4-5.10	Peak 需要伸び率(TCN + Auto Producers 需要)	4-41
表 4-5.11	DisCo 別電力需要見通し(On + Off-grid)	4-42
表 4-5.12	DisCo 別電力需要伸び率(On + Off-grid)	4-42
表 4-5.13	DisCo 別一人当たり電力消費	4-44
表 4-5.14	DisCo 別一人当たり需要伸び率(On + Off-grid).....	4-44

第 5 章

図 5-1.1	各エネルギー源の一次エネルギー総生産量に占める割合 (2015 年)	5-3
図 5-1.2	既存および計画中の主要なガス・インフラストラクチャー概念図	5-10
図 5-1.3	トランス-ナイジェリア ガスパイプライン (計画図)	5-11
図 5-1.4	炭層が確認された炭田位置図.....	5-24
図 5-1.5	ナイジェリアの太陽光輻射強度分布図.....	5-28
図 5-1.6	ナイジェリアの地上 10m の高さでの平均風速分布図	5-30
図 5-3.1	ナイジェリアにおける GHG 排出量内訳 (2015 年)	5-43
図 5-3.2	エネルギー分野の GHG 排出量内訳 (2015 年)	5-44
図 5-3.3	ナイジェリアにおけるエネルギー分野 GHG 排出量 (2000 年～2015 年) ..	5-44
図 5-3.4	GHG 排出量予測 (2015 年～2030 年)	5-45
表 5-1.1	トータルエネルギーバランス (2015 年)	5-1
表 5-1.2	部門別エネルギーの供給と消費 (2015 年)	5-2
表 5-1.3	2006 年～2015 年の天然ガスの需給バランス推移	5-5
表 5-1.4	天然ガスの生産量と利用度の推移実績 (2006 年～2015 年)	5-6
表 5-1.5	表 5-1.4 に使用された各項目用語の定義概説	5-7
表 5-1.6	天然ガスの正味生産量と輸出量の比較 (OPEC/IEA) 2006 年—2015 年.....	5-9
表 5-1.7	NGC が操業する既存の主要ガスパイプライン.....	5-12
表 5-1.8	既存及び計画中のガスプラント.....	5-13
表 5-1.9	ガスの確認埋蔵量とガス生産設備の目標値.....	5-15
表 5-1.10	2006 年～2015 年の LNG とパイプラインガス輸出の推移 (推定値)	5-15
表 5-1.11	ナイジェリアの LNG プラント設備能力 (既存・計画)	5-16
表 5-1.12	2015 年の原油及び石油製品の需給バランス (重量ベース)	5-17
表 5-1.13	2006 年～2015 年の LPG の需給バランス推移	5-18
表 5-1.14	2006 年～2015 年のガソリンの需給バランス推移	5-19
表 5-1.15	2006 年～2015 年のジェット燃料の需給バランス推移	5-20
表 5-1.16	2006 年～2015 年のその他の灯油の需給バランス推移	5-21
表 5-1.17	2006 年～2015 年の軽油・ディーゼルの需給バランス推移	5-21
表 5-1.18	2006 年～2015 年の重油の需給バランス推移	5-22
表 5-1.19	2006 年～2015 年の石炭の需給バランス推移	5-23
表 5-1.20	ナイジェリアの炭田とその埋蔵量.....	5-23

表 5-1.2.1	提案されている石炭火力発電所建設計画(2015 年末現在).....	5-25
表 5-1.2.2	2006 年～2015 年の再生可能エネルギー（バイオ燃料、廃棄物） の需給バランス推移	5-27
表 5-1.2.3	再生可能エネルギーの潜在能力と現在の利用状況	5-27
表 5-1.2.4	独立型発電会社が提案中の太陽光発電プロジェクト（2015 年末現在） ..	5-29
表 5-1.2.5	バイオマスおよび廃棄物の保有するエネルギー試算値（2008 年）	5-31
表 5-1.2.6	穀物生産量およびその残渣の生産量（2010 年）	5-31
表 5-1.2.7	家畜の糞の生産量の推算（2000 年/2002 年）	5-32
表 5-1.2.8	バイオ燃料の生産目標（REMP 2013）	5-33
表 5-1.2.9	バイオ燃料の生産に必要な穀物量.....	5-33
表 5-2.1	Country Study Team のメンバー省庁	5-34
表 5-2.2	Energy Vision の Reference シナリオの最終エネルギー需要	5-35
表 5-2.3	Energy Vision 見通しから PSD への調整方法.....	5-36
表 5-2.4	Energy Vision の GDP と PSD の GDP.....	5-36
表 5-2.5	GDP 調整後のエネルギー需要見通し.....	5-37
表 5-2.6	調整前（Energy Vision の弾性値）と調整後の弾性値	5-38
表 5-2.7	最終エネルギー需要予測（物理単位）	5-38
表 5-2.8	最終エネルギー需要予測（原油換算 ktoe 単位）	5-39
表 5-2.9	電源構成別発電量	5-39
表 5-2.10	発電設備での燃料使用量	5-40
表 5-2.11	一次エネルギー需要見通し（物理単位）	5-41
表 5-2.12	一次エネルギー需要見通し（石油換算単位：ktoe）	5-41
表 5-2.13	天然ガスの一次エネルギー需要見通し.....	5-42
表 5-3.1	ナイジェリアにおける GHG 排出量（2015 年）	5-43
表 5-3.2	GHG 排出目標（2030 年）	5-45
表 5-3.3	GHG 削減目標の対策.....	5-46

第 6 章

図 6-1.1	ナイジェリアの電力供給実績（2010 年～2016 年）	6-1
図 6-1.2	発電設備種類別割合（2012 年～2016 年）	6-2
図 6-1.3	ナイジェリアの地形区分	6-12
図 6-1.4	ナイジェリアの地質区分	6-13
図 6-1.5	ナイジェリアの水文観測所	6-15
図 6-1.6	ナイジェリアの地域別の年間降水量と月別推移.....	6-16
図 6-2.1	Mambilla Project bird-eye view	6-25
図 6-2.2	Gurara-II 計画図.....	6-27
図 6-2.3	水力開発候補地点	6-29
図 6-2.4	WASP-IV のフローチャート	6-38
図 6-2.5	ナイジェリアの乾季の日負荷曲線（2014 年 2 月 1 日～28 日）	6-39
図 6-2.6	ナイジェリアの雨季の日負荷曲線（2014 年 8 月 1 日～31 日）	6-39

図 6-2.7	ナイジェリアの負荷持続曲線 (Tractebel Engineering による推定)	6-40
図 6-3.1	電源構成の目標	6-42
図 6-3.2	シナリオ別電源容量	6-43
図 6-3.3	シナリオ別電源比率	6-43
図 6-3.4	シナリオ別発電電力量内訳	6-44
図 6-3.5	シナリオ別発電電力量比率	6-44
表 6-1.1	発電設備容量 (2012 年～2016 年)	6-2
表 6-1.2	既設火力発電所及び水力発電所 (2016 年)	6-3
表 6-1.3	発電種別ごとの発電可能容量の将来予測	6-4
表 6-1.4	発電所の稼働状況及び停止原因	6-6
表 6-1.5	天然ガスの消費量及び燃料単価	6-8
表 6-1.6	電力供給設備の不具合による系統擾乱	6-9
表 6-1.7	PPA 取得の進捗状況 (火力 IPP プロジェクト)	6-10
表 6-1.8	水力発電に係る基礎情報	6-11
表 6-1.9	既設水力発電所の発電実績	6-11
表 6-1.10	水文区分とその特徴	6-17
表 6-1.11	Zungeru 発電計画の概要	6-19
表 6-2.1	NERC ライセンス申請に必要な情報	6-21
表 6-2.2	建設中の火力発電プロジェクト	6-21
表 6-2.3	NERC ライセンス取得済みのガス火力プロジェクト	6-22
表 6-2.4	民間事業者から提案されたガス火力プロジェクト	6-22
表 6-2.5	NERC ライセンス取得済みの石炭火力プロジェクト	6-23
表 6-2.6	民間事業者から提案された石炭火力プロジェクト	6-23
表 6-2.7	火力発電所の開発候補の諸元	6-23
表 6-2.8	既設火力発電所の諸元 (WASP 入力データ)	6-24
表 6-2.9	Mambilla 発電計画の概要	6-26
表 6-2.10	水力開発候補地点 (大規模)	6-30
表 6-2.11	水力開発候補地点 (中規模)	6-31
表 6-2.12	水力開発候補地点 (小規模)	6-32
表 6-2.13	確認された水力発電所地点 (2015 年レベル)	6-33
表 6-2.14	既設発電所の設備利用率 (2006 年から 2014 年の運転記録から)	6-34
表 6-2.15	水力開発候補地点のスクリーニング	6-35
表 6-2.16	再生可能エネルギーの開発候補	6-36
表 6-2.17	再生可能エネルギーの建設コスト	6-36
表 6-2.18	ナイジェリアの負荷持続曲線 (Tractebel Engineering による推定)	6-40
表 6-2.19	燃料価格	6-41
表 6-3.1	電源開発シナリオ	6-42
表 6-3.2	電源開発シナリオの比較	6-45
表 6-3.3	CO2 排出原単位	6-46
表 6-4.1	電源開発シナリオの評価	6-47

第7章

図 7-1.1	ナイジェリア国内の TCN の地理的構図 (TCN)	7-1
図 7-1.2	ナイジェリア国内における DisCo の管轄地域区分	7-2
図 7-1.3	年間発電量	7-5
図 7-1.4	全国ピーク需要	7-6
図 7-1.5	日負荷曲線 (2014 年 10 月 1 日)	7-7
図 7-3.1	プロジェクトの審査基準と得点	7-17
図 7-3.2	2020-2040 年のナイジェリアの負荷の増加	7-19
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	7-20
図 7-4.1	2020 年の 330 kV 送電系統	7-21
図 7-4.2	DisCo の地域別発電可能出力及び負荷	7-27
図 7-4.3	330kV, 132kV, 33kV 系統の電圧プロファイル	7-28
図 7-4.4	TCN 系統の電力潮流	7-29
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	7-30
図 7-4.6	2020 年乾季ピーク時の 330 kV 系統の電力潮流	7-32
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	7-33
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	7-34
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	7-35
図 7-5.1	Mambilla 水力発電所からの送電	7-52
図 7-5.2	Mambilla 送電用の PV 解析	7-53
図 7-5.3	鉄塔の設計図	7-54
図 7-5.4	330 kV 送電線の導体配置図	7-55
図 7-5.5	DisCo 別の乾季ピーク時の発電出力及び負荷	7-59
図 7-5.6	330 kV 系統の 2025 年乾季ピーク時の電力潮流	7-61
図 7-5.7	DisCo 別の乾季オフピーク時の発電出力及び負荷	7-62
図 7-5.8	330 kV 系統の 2025 年乾季オフピーク時の電力潮流	7-62
図 7-6.1	500 kV、750 kV 超高圧系統用鉄塔姿図	7-73
図 7-6.2	スーパーグリッドの構成	7-75
図 7-7.1	2030 年の各 DisCo の発電出力及び負荷	7-78
図 7-7.2	2030 年の 330 kV 送電系統	7-80
図 7-7.3	2030 年の送電線負荷	7-81
図 7-8.1	2035 年の 330kV 送電系統	7-82
図 7-8.2	2035 年の送電線負荷	7-84
図 7-9.1	2040 年の 330kV 送電系統	7-87
図 7-9.2	2040 年の送電線負荷	7-89
表 7-1.1	既設の分路リアクトル	7-2
表 7-1.2	既設の進相コンデンサ	7-3
表 7-1.3	エネルギーバランス概要 (2016 年 1~12 月)	7-6
表 7-1.4	隣国への電力輸出力	7-9

表 7-2.1	ドナー支援の見通し	7-11
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	7-11
表 7-3.1	電圧基準	7-18
表 7-3.2	DisCo 別の負荷需要	7-19
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	7-20
表 7-4.1	DisCo 別の負荷(2020 年)	7-22
表 7-4.2	発電機の定格容量 (Pmax).....	7-23
表 7-4.3	2020 年までに運用開始予定の太陽光発電所	7-25
表 7-4.4	2020 年ケーススタディ	7-25
表 7-4.5	DisCo 別の発電可能容量と負荷	7-26
表 7-4.6	2020 年乾季ピーク時の発電出力.....	7-30
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)	7-32
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)	7-32
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)	7-33
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)	7-34
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)	7-34
表 7-4.12	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)	7-35
表 7-4.13	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)	7-35
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)	7-36
表 7-4.15	計算が収束しなかったケース.....	7-36
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) ..	7-37
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) ..	7-38
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).....	7-39
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)	7-40
表 7-4.20	N-0 条件下で過負荷状態の 132 kV 送電線の増強	7-41
表 7-4.21	N-1 条件下で過負荷状態の 330 kV 及び 132 kV 送電線の増強	7-41
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.....	7-43
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 巻線変圧器の更新要件	7-43
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	7-44
表 7-4.25	2020 年の乾季ピーク時に必要なリアクトル	7-45
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	7-45
表 7-4.27	2020 年の乾季ピーク時に必要な進相コンデンサ	7-45
表 7-4.28	2020 年の乾季オフピーク時の進相コンデンサ	7-46
表 7-4.29	2020 年までに 2 回線化が必要な送電線.....	7-47
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	7-48

表 7-4.3.1	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	7-48
表 7-4.3.2	2020 年の拡張計画に含まれる新規リアクトル	7-49
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	7-50
表 7-4.3.4	2020 年の事故解析結果	7-50
表 7-5.1	330 kV 架空送電線用の導体の基本条件	7-54
表 7-5.2	330 kV 2 回線送電線の特徴	7-57
表 7-5.3	DisCo 別の負荷	7-58
表 7-5.4	2025 年ケーススタディ	7-58
表 7-5.5	2025 年の乾季ピーク時の発電出力	7-60
表 7-5.6	N-1 条件下での過負荷状態の 330 kV 送電線	7-63
表 7-5.7	過負荷状態の 330/132 kV 変圧器	7-63
表 7-5.8	過負荷状態の 132/33 kV 変圧器	7-64
表 7-5.9	2025 年の乾季ピーク時に必要なリアクトル	7-67
表 7-5.1.0	2025 年乾季オフピーク時に必要なリアクトル	7-67
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	7-68
表 7-5.1.2	2025 年の乾季オフピーク時に必要な進相コンデンサ	7-69
表 7-5.1.3	2025 年の拡張計画に含まれる追加の送電線 (1)	7-70
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)	7-71
表 7-5.1.5	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	7-72
表 7-6.1	提案するスーパーグリッドの特性	7-73
表 7-6.2	2030 年の潮流解析結果	7-74
表 7-6.3	スーパーグリッドの電圧レベルの評価	7-75
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	7-76
表 7-7.1	DisCo 別の 2030 年の負荷	7-77
表 7-7.2	2030 年に稼働している各 DisCo の発電出力	7-78
表 7-7.3	2030 年の発電出力	7-78
表 7-8.1	2035 年の DisCo 別の負荷	7-83
表 7-8.2	2035 年に稼働中の各 DisCo の発電出力	7-83
表 7-8.3	2035 年の拡張計画に含まれる新規送電線と増強	7-85
表 7-8.4	2035 年の負荷潮流計算結果	7-86
表 7-9.1	2040 年の DisCo 別の負荷	7-88
表 7-9.2	2040 年の DisCo 別の発電出力	7-88
表 7-9.3	2040 年までに必要な新規送電線と増強	7-90
表 7-10.1	コンポーネントの単価表	7-91
表 7-10.2	132 kV 送電線の増強費用算出 [(~2020 年) (N-0 条件下)]	7-92
表 7-10.3	132 kV 送電線の増強費用算出 [(~2020 年) (N-1 条件下)]	7-93
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)]	7-93
表 7-10.5	変圧器の更新費用算出 [(~2020 年) (N-0 条件下)]	7-93
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)]	7-94

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）	7-94
表 7-10.8	送電線の費用算出〔（～2020年）（新設）〕	7-94
表 7-10.9	2020年までに必要な費用の合計額	7-95
表 7-10.10	330kV送電線の費用算出〔（～2025年）（北西部追加送電線）〕	7-95
表 7-10.11	330kV送電線の費用算出〔（～2025年）（北東部追加送電線）〕	7-96
表 7-10.12	330kV送電線の費用算出〔（～2025年）（Mambilla追加送電線）〕	7-96
表 7-10.13	送電線の費用算出〔（～2025年）（その他1）〕	7-96
表 7-10.14	送電線の費用算出〔（～2025年）（その他2）〕	7-97
表 7-10.15	スーパーグリッドの費用算出（～2025年）	7-97
表 7-10.16	132kV送電線の張り替え費用算出（～2025年）	7-98
表 7-10.17	330/132kV変圧器の更新費用算出（～2025年）	7-98
表 7-10.18	132/33, 132/11kV変圧器の更新費用算出（～2025年）	7-99
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）	7-99
表 7-10.20	2021年から2025年までに必要な費用の合計額	7-100
表 7-10.21	スーパーグリッド及び変電所の費用算出（～2030年）	7-100
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）	7-101
表 7-10.23	送電線の費用算出（～2035年）	7-101
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）	7-101
表 7-10.25	送電線の費用算出（～2040年）	7-102
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）	7-102
表 7-10.27	330kVスーパーグリッドの費用算出	7-103
表 7-10.28	500kVスーパーグリッドの費用算出	7-103
表 7-10.29	750kVスーパーグリッドの費用算出	7-104
表 7-10.30	3つの電圧レベルに関する費用比較の概要	7-104

第8章

図 8-1.1	FMEEnvの部署構成	8-5
図 8-1.2	FMEEnv環境評価局の組織図	8-6
図 8-1.3	NESREA組織図	8-7
図 8-1.4	ナイジェリアのEIA認可手順	8-10
図 8-3.1	本マスタープラン策定におけるSEAの実施ステップ	8-22
図 8-4.1	各シナリオに含まれる建設中及び計画中の発電所	8-24
図 8-4.2	ナイジェリア国内の植生及び生態系	8-27
図 8-4.3	ナイジェリアにおける主な民族グループ	8-28
図 8-4.4	ダム建設予定地	8-30
表 8-1.1	主要な環境関連法令	8-1
表 8-1.2	主要な環境関連規制	8-2
表 8-1.3	NPCCにおけるエネルギー分野戦略	8-3
表 8-1.4	ナイジェリアが批准/加盟する多国間環境合意	8-4
表 8-1.5	SEAレベルの調査を実施した案件	8-12

表 8-1.6	ナイジェリア大気質環境基準.....	8-14
表 8-1.7	ナイジェリア電力セクターにおける排出基準.....	8-15
表 8-1.8	ナイジェリア環境基準（表流水）.....	8-15
表 8-1.9	ナイジェリア排水基準（電力セクター）.....	8-16
表 8-1.10	最大許容騒音レベル.....	8-16
表 8-2.1	JICA ガイドラインとナイジェリア EIA 関連法令の比較.....	8-18
表 8-2.2	JICA ガイドライン/世銀セーフガードポリシーと ナイジェリア国内法令との比較.....	8-19
表 8-3.1	2030 年における電源開発シナリオ.....	8-23
表 8-4.1	森林植生の分類.....	8-25
表 8-4.2	ナイジェリアの自然保護区/重要な自然生息地.....	8-26
表 8-4.3	絶滅の恐れがある種.....	8-27
表 8-4.4	先住民族 3 グループの特徴.....	8-29
表 8-5.1	想定される影響レベル.....	8-35
表 8-5.2	重要な環境影響項目と評価指標（電源開発）.....	8-36
表 8-5.3	重要な環境影響項目と評価指標（送電線）.....	8-37
表 8-5.4	電源方式ごとの環境影響度評価.....	8-38
表 8-5.5	環境社会配慮の視点を含めたシナリオ代替案比較.....	8-40
表 8-5.6	ガス火力発電（全般）に係る重要な環境影響項目と影響緩和策 （フレームワーク）.....	8-42
表 8-5.7	ガス火力発電（全般）に係る重要な環境影響項目とモニタリング （フレームワーク）.....	8-45
表 8-5.8	送電線開発に係る重要な環境影響項目と影響緩和策（フレームワーク）... ..	8-46
表 8-5.9	送電線開発に係る重要な環境影響項目とモニタリング （フレームワーク）.....	8-48

第 9 章

表 9-1.1	JICA 調査団の推計・TCN の予測による運営維持管理費の比較.....	9-3
表 9-1.2	マスタープランの経済性を示す指標の推計結果.....	9-4
表 9-1.3	感度分析の結果.....	9-4
表 9-1.4	ベースケースでの経済分析の結果と便益・費用の流れ.....	9-5
表 9-2.1	マスタープランの財務的健全性を示す指標の推計結果.....	9-7
表 9-2.2	感度分析の結果.....	9-8
表 9-2.3	ベースケースでの財務分析の結果と便益・費用の流れ.....	9-9

第 10 章

図 10-1.1	PSRP の詳細計画策定手順.....	10-7
表 10-1.1	サブサハラ・アフリカ各国での料金徴収率.....	10-4

第 11 章

図 1 1 - 2.1	マスタープランと TEP の需要見通しの推移.....	11-2
図 1 1 - 2.2	自家発電の見通しと TCN（国内+輸出）推移.....	11-3
図 1 1 - 2.3	DisCo 別ピーク需要（Low case）.....	11-3
図 1 1 - 4.1	TEP 後に TCN から検討要請のあった 330kV 送電線.....	11-5
表 1 1 - 2.1	マスタープランの 3 ケースと TEP の需要見通し.....	11-2
表 1 1 - 4.1	TEP と本マスタープランの最大負荷想定.....	11-4
表 1 1 - 4.2	TEP 後に TCN から検討要請のあった 330kV 送電線.....	11-4
表 1 1 - 4.3	本マスタープランと TEP の対比表.....	11-6

第 1 章 序論

第1章 序論

1-1 調査の背景

アフリカ最大の約 1.91 億人の人口を擁するナイジェリア連邦共和国（以下、「ナイジェリア」と記す）は、世界有数の原油と天然ガスの埋蔵量を有する資源国である。しかしながら、12,800MW 程度と推定される潜在電力需要に対し、5,300MW 程度（2015 年 12 月時点）という送電容量の制約、さらに発電設備の維持管理の不備や主な発電燃料であるガス供給量の不足等の理由から 6,600MW 程度の発電可能容量（2015 年 12 月時点）に留り、地方部、都市部とも計画停電が頻繁に発生しており、電力セクターが同国の経済成長の阻害要因とされている。

ナイジェリア政府は、余剰原油会計（Excess Crude Account）¹を活用して火力発電所や送電線を建設する、総合国家電力事業（National Integrated Power Project : NIPP）を実施し、更に電力セクターの効率化や政府による投資負担の軽減を目的として、電力セクターの民営化を推進している。

電力セクターにおける総合的な開発を担うナイジェリア連邦電力省（Federal Ministry of Power : FMP）（現在の連邦電力・公共事業・住宅省、Federal Ministry of Power, Works and Housing : FMPWH）は、将来的な電力需要予測に基づく長期的な電源開発計画・系統拡張計画を立案し、戦略的、効率的に電力セクターの開発を進めるための 25 年間の電力マスタープラン策定と同プラン策定の過程と更新に必要な技術移転を我が国に要請し、これを受け JICA は詳細計画策定調査を 2014 年 7 月に実施し、同年 10 月にナイジェリア側との間で R/D（Record of Discussions）が取り交わされ、本プロジェクトが実施される運びとなった。

1-2 調査の目的

25 年間の電力開発マスタープランを策定するため、電力需要予測、最少費用計画、及び一次エネルギー供給に係る制約及びエネルギーベストミックスを考慮した最適電源開発計画の策定、並びに上記電源開発計画に基づく送電開発計画の策定を実施し、同マスタープランの策定作業を通じて FMPWH 及びナイジェリア送電公社（Transmission Company of Nigeria : TCN）職員、並びに関連機関が属する TWG（Technical Working Group）メンバーに対するマスタープラン策定・更新能力の向上を図る。

1-3 調査の概要

本調査の主要事項を表 1-3.1 に示し、実施する業務の内容と概要を表 1-3.2 に示す。

¹余剰原油会計（Excess Crude Account）：ナイジェリア政府の会計口座で、ナイジャーデルタ地域で原油価格の基準を超える取り引きで得た収入を積み立て、予測不能な原油価格の変化による政府予算の不足を防ぐ目的で 2004 年に開設された。

表 1-3.1 本調査の主要事項

項目	内容
目的	25年間の電力開発マスタープランの策定 ナイジェリア側カウンターパートに対する技術移転
対象地域・範囲	発電設備ならびにTCN所轄の送電設備、132/33kV以上の変電設備
実施機関	FMPWH
業務範囲	電力マスタープランの策定(電力需要予測、電源開発計画、系統開発計画、投資計画等を含む)

出所：JICA 調査団作成

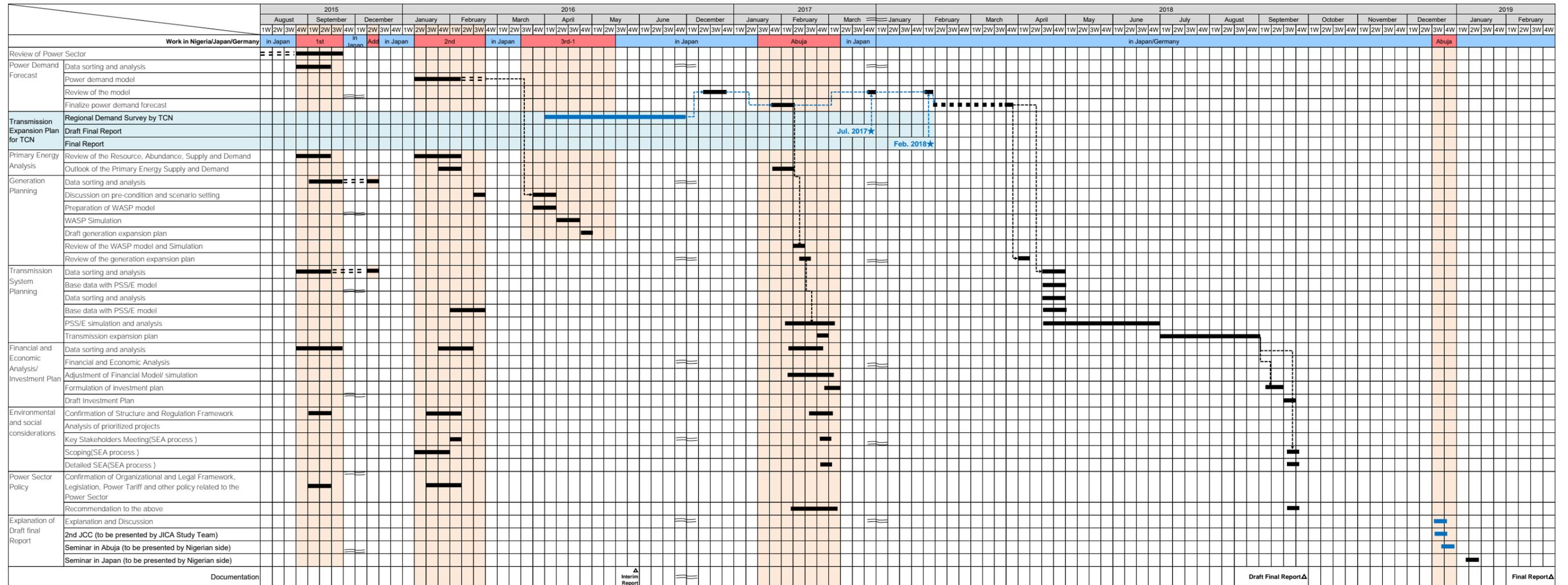
表 1-3.2 業務概要

業務内容	概要
1. 電力セクターのレビュー	<ul style="list-style-type: none"> ■ 組織体制、法制度、規制枠組みや電気料金、その他電力セクターに関連する政策のレビュー ■ 電力需給状況の分析 ■ 既存電力設備の状況把握
2. 一次エネルギー調査	<ul style="list-style-type: none"> ■ エネルギー政策、受給状況、組織体制のレビュー ■ 国産一次エネルギーの把握 ■ 一次エネルギー需給見通し
3. 電力需要予測	<ul style="list-style-type: none"> ■ 電力需要予測手法のレビュー ■ 需要予測手法の策定 ■ 2040年までの需要予測の作成
4. 電源開発計画の最適化に係る検討	<ul style="list-style-type: none"> ■ 既設発電所に係る情報収集 ■ 発電所の新設・改修計画に係る情報収集の入手、分析 ■ 最適電源開発計画の最適化に係る検討
5. 系統開発計画の策定	<ul style="list-style-type: none"> ■ 既設送電系統に係る情報収集 ■ 送電線及び変電所の新設・改修計画に係る情報の入手、分析 ■ 送電マスタープランとの協調 ■ 系統開発計画の検討
6. 環境社会配慮	<ul style="list-style-type: none"> ■ 環境社会配慮に係る組織体制・法規制枠組みに係る情報収集 ■ 優先プロジェクトに係る情報収集、分析 ■ SEAの実施
7. 電力マスタープランの策定	<ul style="list-style-type: none"> ■ 最適電源開発計画の策定 ■ 最適系統計画の策定 ■ 長期投資計画の策定及び経済性評価 ■ 電力マスタープラン策定手順の整理
8. 政策提言	<ul style="list-style-type: none"> ■ 電力マスタープランの実行可能性を高める観点から、組織体制、法制度、電気料金、民間資金活用方針等に係る、電力・エネルギー政策の提言
9. 技術移転等	<ul style="list-style-type: none"> ■ 協働作業によるマスタープランの策定 ■ セミナー・トレーニングの開催
10. 本邦招聘プログラム	<ul style="list-style-type: none"> ■ 電力マスタープランを広く周知し、情報・意見交換を行うための本邦セミナーの実施 ■ 本邦における電力政策・制度の紹介、電力設備施設見学等

出所：JICA 調査団作成

1-4 調査のプロセス

本調査の行程は大別して①データ収集と分析、②基礎データ作成、③シナリオ検討とマスタープランの作成、④マスタープランのレビューと提言の4つのステージに分けられる。各ステージにおける調査業務のプロセスを図1-4.1に示す。



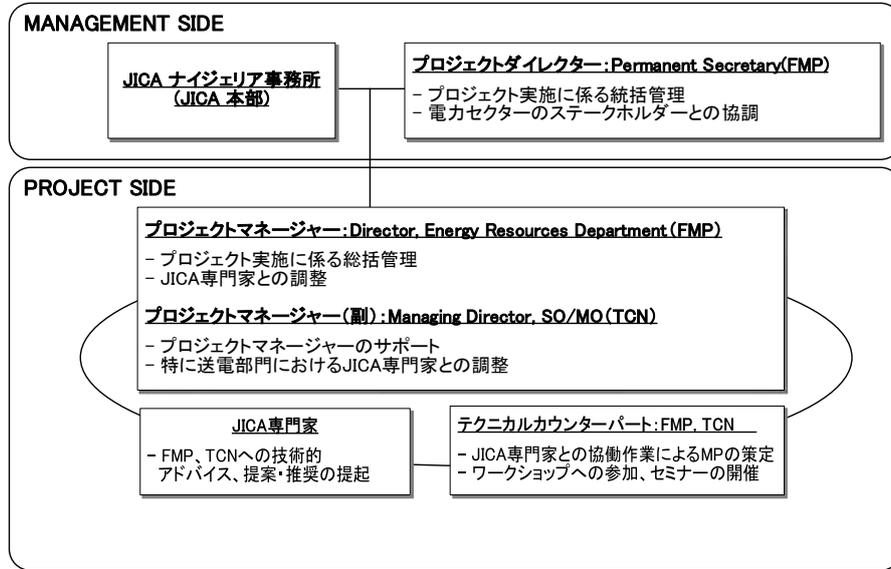
出所：JICA 調査団作成

図 1-4.1 調査プロセス

1-5 調査の実施体制

(1) 調査の実施体制と役割

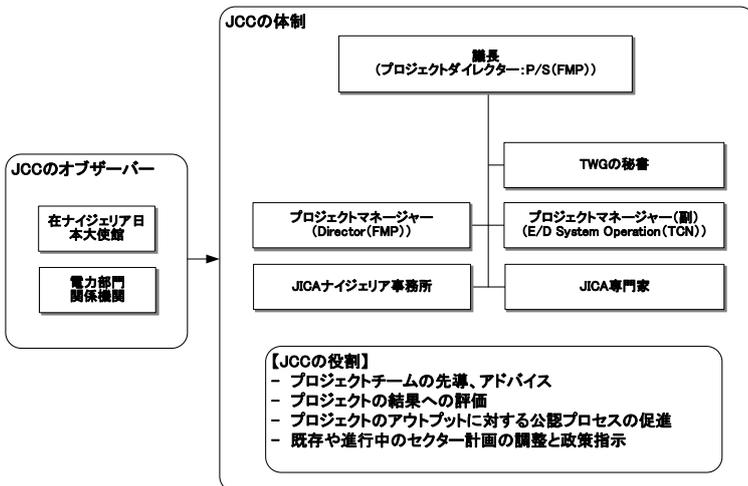
本マスタープラン策定調査における実施体制と役割を図1-5.1、図1-5.2、及び図1-5.3に示す。



備考: FMP: Federal Ministry of Power (現 FMPWH), TCN: Transmission Company of Nigeria
 SO: System Operation, MO: Market Operation
 JCC: Joint Coordination Committee, TWG: Technical Working Group

出所: JICA 調査団作成

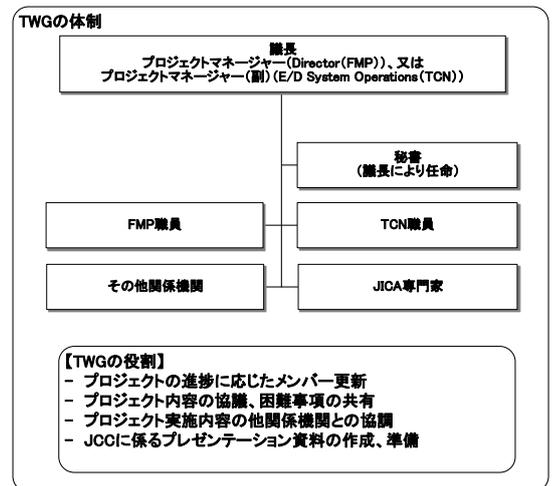
図 1-5.1 調査の実施体制と役割



備考: P/S: Permanent Secretary, E/D: Executive Director, JCC: Joint Coordination Committee

出所: JICA 調査団作成

図 1-5.2 JCC の体制と役割



備考: P/S: Permanent Secretary, E/D: Executive Director, JCC: Joint Coordination Committee

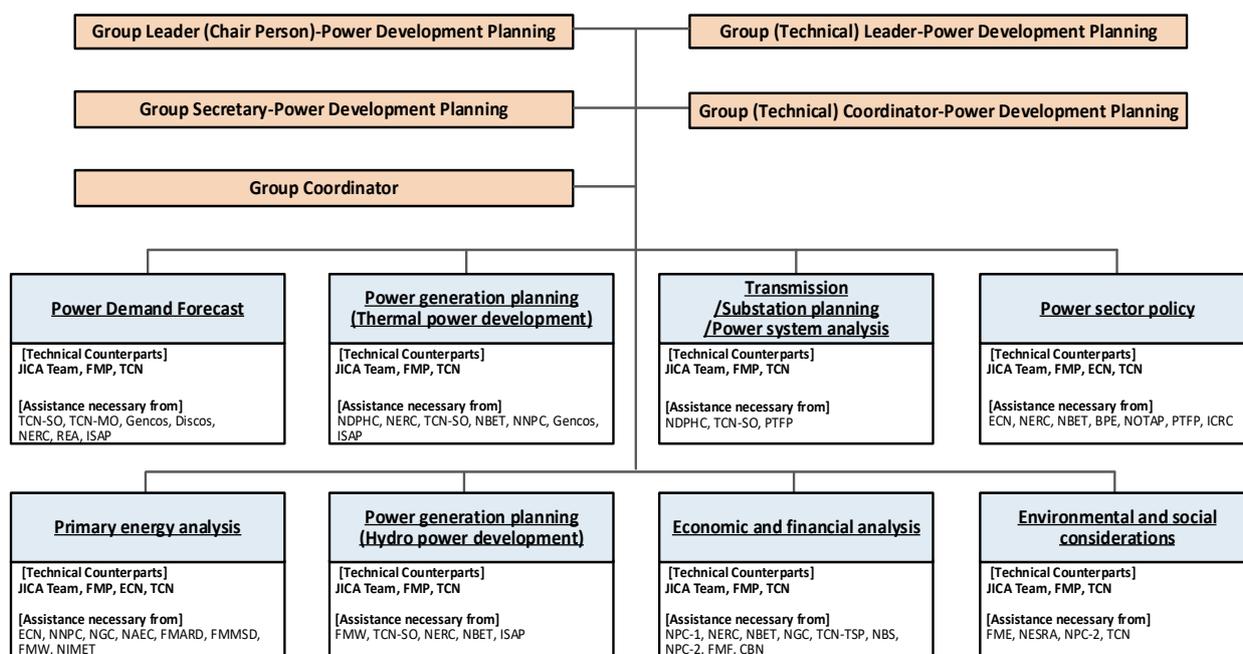
出所: JICA 調査団作成

図 1-5.3 TWG の体制と役割

(2) テクニカルカウンターパートチーム

調査団と FMPWH は 2015 年 8 月に開始した現地調査の協議を経て、マスタープラン策定調査の実施、及び同プラン更新に係る TWG の体制を整え、同年 9 月 4 日に開催された第一回 JCC にて関係者間で TWG の体制を共有した。

図 1 - 5.4 に本調査実施に係る TWG の体制を示す。



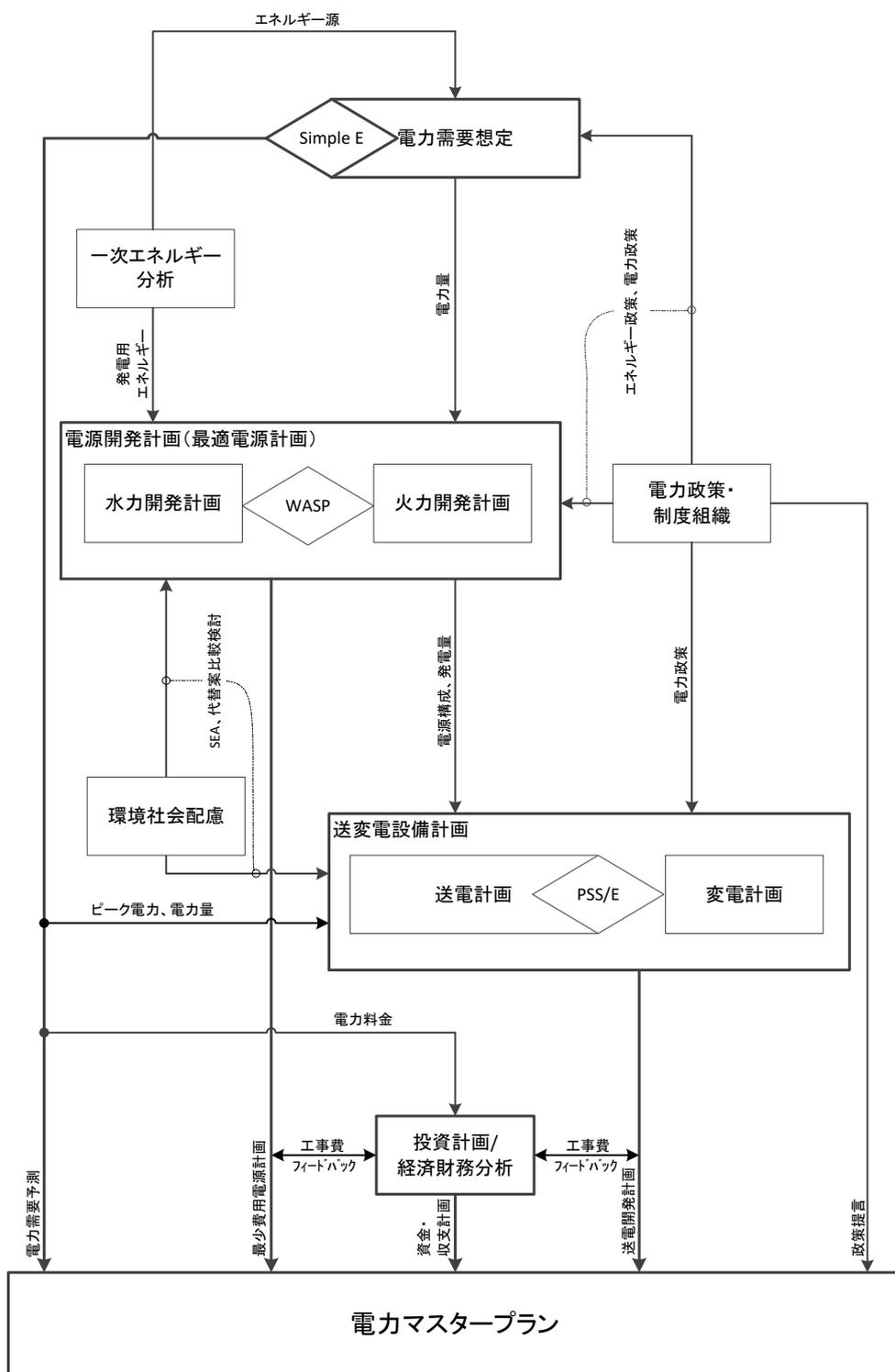
* Main Counterparts: JICA Team, FMP

出所：JICA 調査団作成

図 1 - 5.4 TWG の体制

1-6 マスタープラン策定のフロー

本マスタープラン策定の全体フローを図1-6.1に示す。



備考： WASP: Wien Automatic System Planning Package, PSS/E: Power System Simulator for Engineering
SEA: Strategic Environmental Assessment

出所： JICA 調査団作成

図 1-6.1 本マスタープラン策定の全体構図

第2章 社会経済状況と開発計画

第2章 社会経済状況と開発計画

2-1 社会状況

2-1-1 ナイジェリアの概況

ナイジェリアは、北緯3°~14°、東経3°~15°の範囲内に位置し、国土面積は923,769km²である。国土は南部でギニア湾に臨み、西部はベナン、北部はニジェール、東部はカメルーンと国境を接し、北東端はチャド湖に面している。

ナイジェリアはアフリカ最大の約1.91億人の人口を擁する国家であり、アフリカの総人口の20~25%が居住する超大国である。また250以上の民族と500以上の言語が存在する多民族国家でもある。北部のハウサ人及びフラニ人が全人口の29%、南西部のヨルバ人が21%、南東部のイボ人が18%、残りが少数民族である。官庁では英語が公用語として使用されるが、議会では英語に加えて多数派であるハウサ語、ヨルバ語、イボ語の使用も認められている。初等教育では母語によって授業が行われているが、高等教育では英語のみが使用されている。ナイジェリアは1960年に独立して以来民族紛争が相次いで発生し、独立当初は3州しかなかったが、現在では細分化されて36州及び連邦首都地区（Federal Capital Territory: FCT）となっている。

また、ナイジェリアはアフリカの指導的責務を自認し、アフリカ連合（AU）や西アフリカ諸国経済共同体（ECOWAS）等の枠組を通じ、域内の政治的安定や経済統合を積極的に主導し、国連や国際機関での活動にも積極的に取り組んでいる。

ナイジェリアの概況を表2-1.1に示す。

表 2-1.1 ナイジェリアの概況

国名	ナイジェリア連邦共和国
面積	923,769 km ² ¹
人口	1億9,088万人(2017年) ²
首都	アブジャ(1991年12月にラゴスより遷都)
国民構成	ハウサ人、ヨルバ人、イボ人(民族・部族は250以上)
言語	英語(公用語)、各民族・部族語
宗教	キリスト教—南東部、イスラーム教—北部、土着アニミズム宗教—全域
政治体制	連邦共和制(大統領制)
元首	大統領(ムハンマド・ブハリ)、任期4年、2015年5月に着任

出所：ナイジェリア政府 Website を基に作成

¹ Annual Abstract of Statistics 2010. National Bureau of Statistics, Federal Republic of Nigeria

² World Development Indicators, World Bank

2-1-2 ナイジェリアの行政執行体制

(1) 国家

ナイジェリアは大統領を国家元首とする連邦共和制国であり、大統領が行政の長となる。また、ナイジェリアは、立法権、行政権、司法権の3権分立制を採っている。国会が立法権を司り上院及び下院の2院から成っている。上院は109議席（36州：108議席、FCT：1議席）、下院は360議席から成り、それぞれ4年毎に改選される。行政の長である大統領及び各連邦省が行政権を司る。最高裁判所が、ナイジェリアの司法権を司る最高機関となる。大統領は4年ごとの直接選挙で選ばれる。各連邦省の大臣は大統領任命による。ナイジェリアの連邦行政機関を表2-1.2に示す。

表 2-1.2 ナイジェリアの連邦行政機関

番号	省庁	番号	省庁
1	Agriculture and Rural Development	13	Industry, Trade & Investment
2	Budget and National Planning	14	Justice
3	Communication	15	Labour and Employment
4	Defence	16	Niger Delta Affairs
5	Education	17	Petroleum Resources
6	Environment	18	Power, Works and Housing
7	Federal Capital Territory Administration	19	Science and Technology
8	Finance	20	Mines and Steel Development
9	Foreign Affairs	21	Transportation
10	Health	22	Water Resources
11	Information and Culture	23	Women Affairs
12	Interior	24	Youth and Sports

出所：ナイジェリア政府の Website を基に作成

(1) 地方政府

地方政府は、州政府及び地方自治体（Council of Local Government Area）の2層から成る。ナイジェリアは、36州及びFCTの合計37の地域区分に分かれる（表2-1.3参照）。1996年までは31州であったが分割されて今の36州及び連邦首都地区に増えた。行政は州知事を長とする州政府により執行され、州知事は4年毎の直接選挙で選ばれる。州は更に地方行政区（Local Government Area: LGA）に分かれ、ナイジェリア全土のLGA数は775にのぼる（表2-1.3参照）。LGAは市議会議長を長とする市議会により行政管理されている。

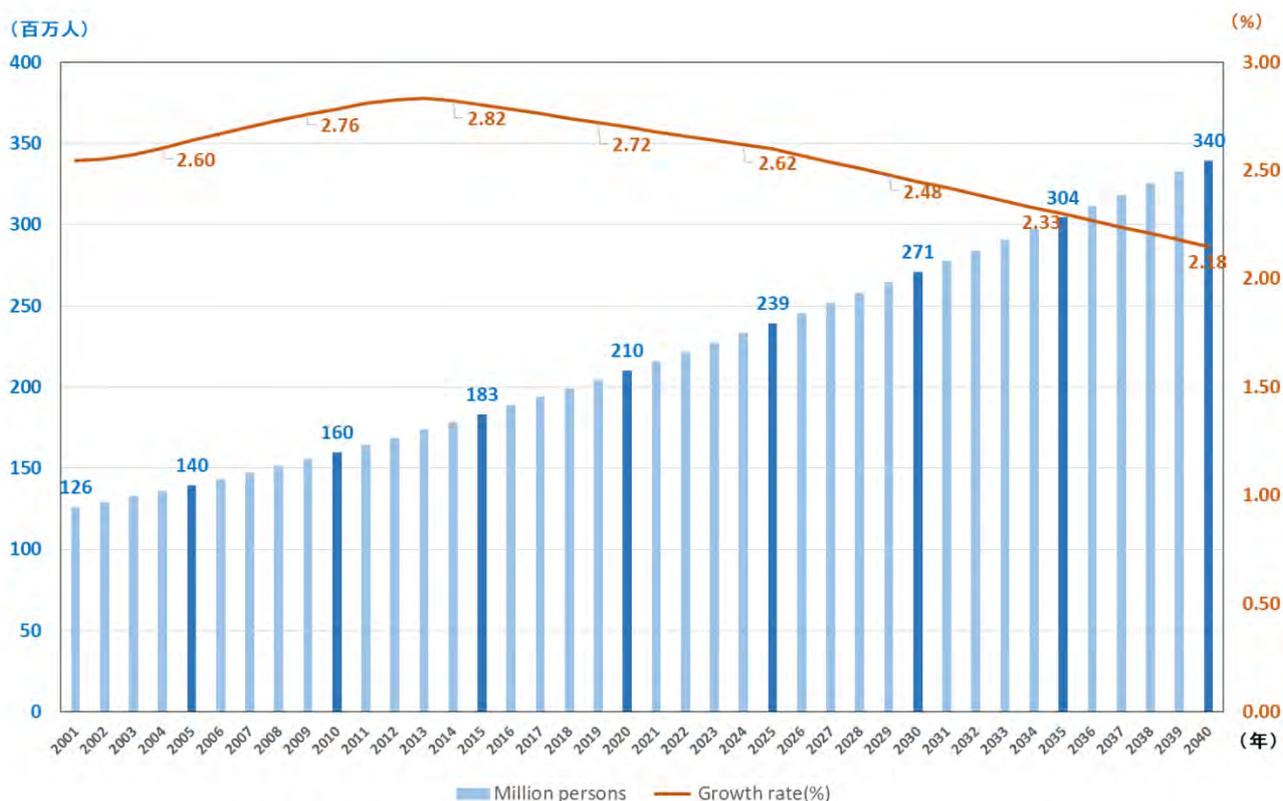
2-1-3 人口

(1) 国勢調査人口

ナイジェリアでは、1991年および2006年に全国規模の国勢調査が行われている。同調査によるとナイジェリアの人口は、各々約88.9百万人、約140.4百万人であり、同期間の人口伸び率は年平均3.18%であった（表2-1.3参照）。なお、1991年の州別人口は、1996年の6州（Bauchi、Enugu、Ondo、Plateau、Rivers、Sokoto）分割後の状況にあわせてNational Population Commission of Nigeria（NPC）が調整している。

(2) 推計人口

本マスタープラン調査にて、調査団は将来人口推計に際し、2006年の国勢調査を参考に、UN population studyの「World Population Prospects 2012 Division」による2015年の基準推定値を基準年度人口として、2040年までの推計人口を算出した。図2-1.1に2001年から2040年までの推移及び推計を示す。



備考：(2016年～2040年までは推計値)

出所：ナイジェリア国勢調査(1991年)、同(2006年)及びNPCの情報、並びに「World Population Prospects 2012 Division, UN」

図 2-1.1 ナイジェリアの人口推移

表 2-1.3 にナイジェリア全国と州及び FCT 別の人口推計を示す。また、図 2-1.2～図 2-1.5 に本マスタープラン対象年度（2040 年まで）の人口の分布図を、図 2-1.6～図 2-1.9 に人口密度の変化を示す。

表 2-1.3 ナイジェリアの州別面積及び人口

全国	地域	単位	国勢調査		推定値 (UN)	推計値 (調査団)						
			1991	2006	2015	2020	2030	2040				
人口(全国)	(全国)	千人	88,992	140,432	183,523	210,096	270,901	339,543				
	(都市部)	千人	32,287	66,518	95,564	115,584	164,650	224,971				
	(地方部)	千人	56,705	76,797	87,959	94,512	106,251	114,573				
シェア	(都市部)	%	36.0	46.4	52.1	55.0	60.8	66.3				
	(地方部)	%	64.0	53.6	47.9	45.0	39.2	33.7				
伸び率	(全国)	%	-	3.18	2.8	2.7	2.5	2.2				
	(都市部)	%	-	4.15	4.1	3.8	3.4	3.0				
	(地方部)	%	-	1.43	1.5	1.3	1.0	0.5				
(単位：人/km ²)												
州及びFCT	面積 (km ²)	州内の LGA数	国勢調査		推定値 (UN)	推計値 (調査団)			人口密度			
			1991	2006	2015	2020	2030	2040	2015	2020	2030	2040
1 Abia	4,734	17	1,914	2,845	3,553	3,993	5,019	6,124	751	844	1,060	1,294
2 Adamawa	37,943	21	2,102	3,179	3,932	4,363	5,290	6,270	104	115	139	165
3 Akwa Ibom	6,964	31	2,410	3,902	4,997	5,640	7,025	8,542	718	810	1,009	1,227
4 Anambra	4,722	21	2,796	4,178	5,253	5,876	7,233	8,668	1,112	1,244	1,532	1,835
5 Bauchi	48,095	20	2,862	4,653	6,369	7,441	9,987	12,939	132	155	208	269
6 Bayelsa	13,018	8	1,122	1,704	2,304	2,676	3,564	4,575	177	206	274	351
7 Benue	30,732	23	2,753	4,254	5,550	6,381	8,293	10,458	181	208	270	340
8 Borno	74,463	27	2,536	4,171	5,437	6,216	7,971	9,924	73	83	107	133
9 Cross River	22,212	18	1,911	2,893	3,973	4,652	6,235	8,071	179	209	281	363
10 Delta	17,169	25	2,590	4,112	5,642	6,628	8,937	11,641	329	386	521	678
11 Ebonyi	6,320	13	1,454	2,177	2,683	2,954	3,502	4,145	424	467	554	656
12 Edo	19,603	18	2,172	3,233	4,106	4,641	5,840	7,139	209	237	298	364
13 Ekiti	5,281	16	1,536	2,399	3,205	3,725	4,936	6,323	607	705	935	1,197
14 Enugu	7,666	17	2,125	3,268	4,065	4,508	5,487	6,469	530	588	716	844
15 Gombe	17,261	11	1,489	2,365	3,195	3,725	4,967	6,406	185	216	288	371
16 Imo	5,434	27	2,486	3,927	4,925	5,465	6,661	7,893	906	1,006	1,226	1,453
17 Jigawa	23,529	27	2,876	4,361	5,663	6,473	8,324	10,395	241	275	354	442
18 Kaduna	44,236	23	3,936	6,114	7,404	8,161	9,696	11,337	167	184	219	256
19 Kano	20,615	44	5,810	9,401	12,391	14,274	18,633	23,585	601	692	904	1,144
20 Katsina	23,516	34	3,753	5,802	7,793	9,036	11,920	15,210	331	384	507	647
21 Kebbi	35,186	21	2,068	3,257	4,321	4,991	6,537	8,312	123	142	186	236
22 Kogi	29,045	21	2,148	3,314	4,137	4,621	5,705	6,878	142	159	196	237
23 Kwara	36,066	16	1,548	2,365	2,939	3,262	3,918	4,648	81	90	109	129
24 Lagos	3,836	20	5,725	9,114	11,971	13,811	18,061	22,894	3,120	3,600	4,708	5,967
25 Nassarawa	26,385	13	1,208	1,869	2,273	2,490	2,931	3,371	86	94	111	128
26 Niger	72,201	25	2,422	3,955	5,386	6,288	8,418	10,897	75	87	117	151
27 Ogun	16,688	20	2,334	3,751	4,977	5,743	7,534	9,568	298	344	451	573
28 Ondo	14,689	18	2,250	3,461	4,629	5,362	7,056	8,992	315	365	480	612
29 Osun	9,481	30	2,158	3,417	4,700	5,516	7,420	9,652	496	582	783	1,018
30 Oyo	27,854	33	3,453	5,581	7,578	8,840	11,774	15,168	272	317	423	545
31 Plateau	27,948	17	2,105	3,207	3,871	4,250	5,040	5,914	138	152	180	212
32 Rivers	9,309	23	3,188	5,199	7,045	8,223	10,984	14,174	757	883	1,180	1,523
33 Sokoto	32,253	23	2,397	3,703	4,987	5,773	7,597	9,673	155	179	236	300
34 Taraba	59,313	17	1,512	2,295	2,796	3,067	3,710	4,365	47	52	63	74
35 Yobe	43,998	17	1,400	2,321	3,154	3,684	4,936	6,386	72	84	112	145
36 Zamfara	35,614	14	2,073	3,279	4,393	5,104	6,765	8,689	123	143	190	244
37 FCT(Abuja)	7,330	6	372	1,406	1,925	2,243	2,993	3,852	263	306	408	526
全国	920,710	775	88,994	140,432	183,523	210,096	270,901	339,543	199	228	294	369

出所：ナイジェリア国勢調査（1991 年）、同（2006 年）及び NPC の情報、並びに「World Population Prospects 2012 Division, UN」

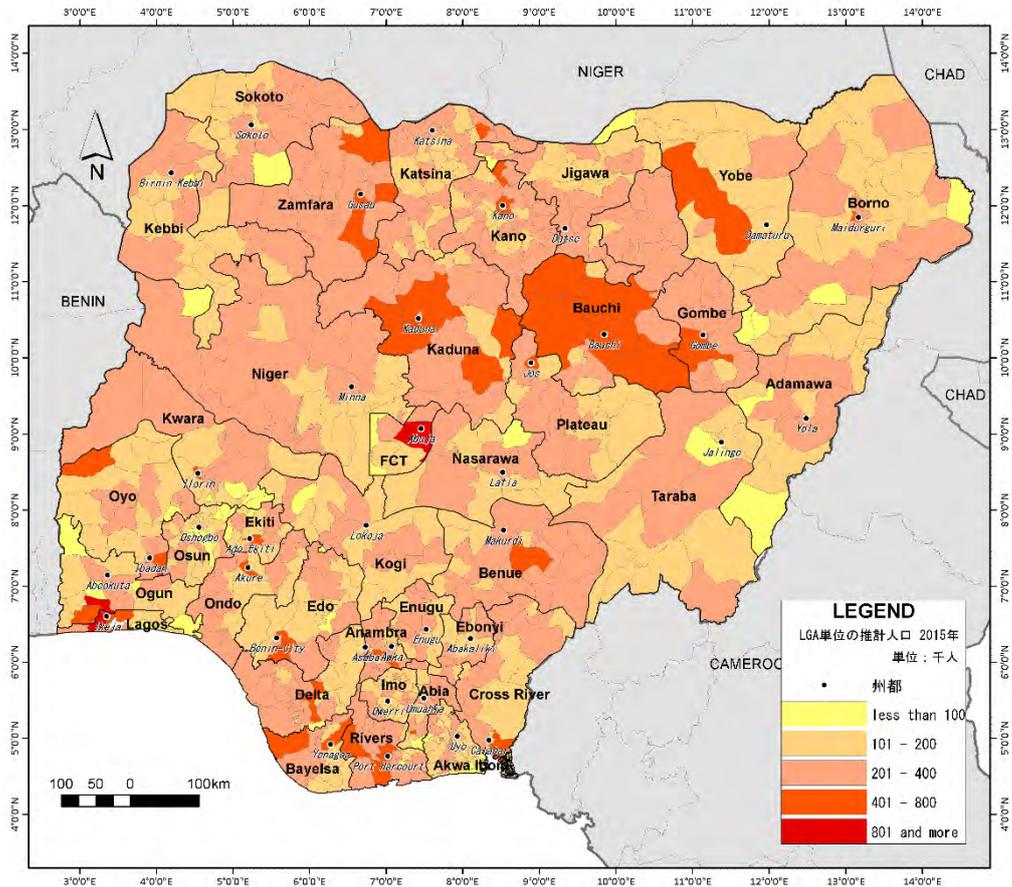


図 2-1.2 LGA 単位の推定人口 (2015 年)

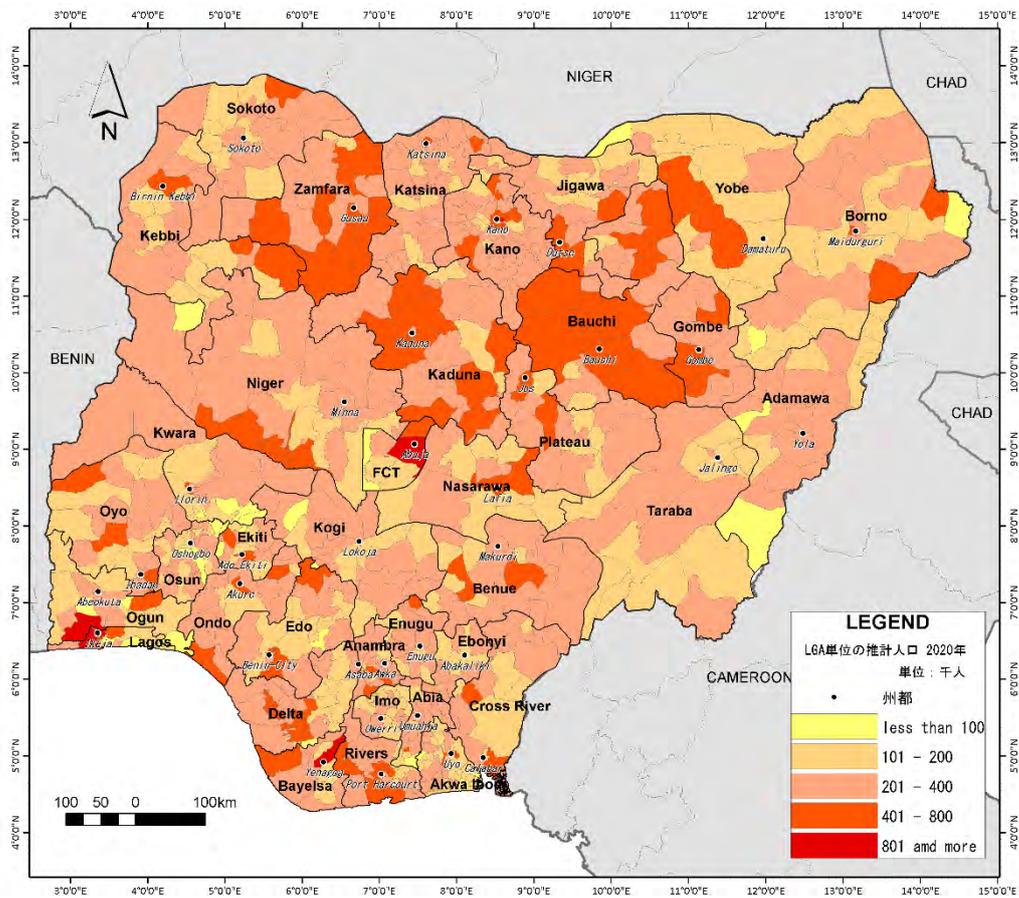


図 2-1.3 LGA 単位の推計人口 (2020 年)

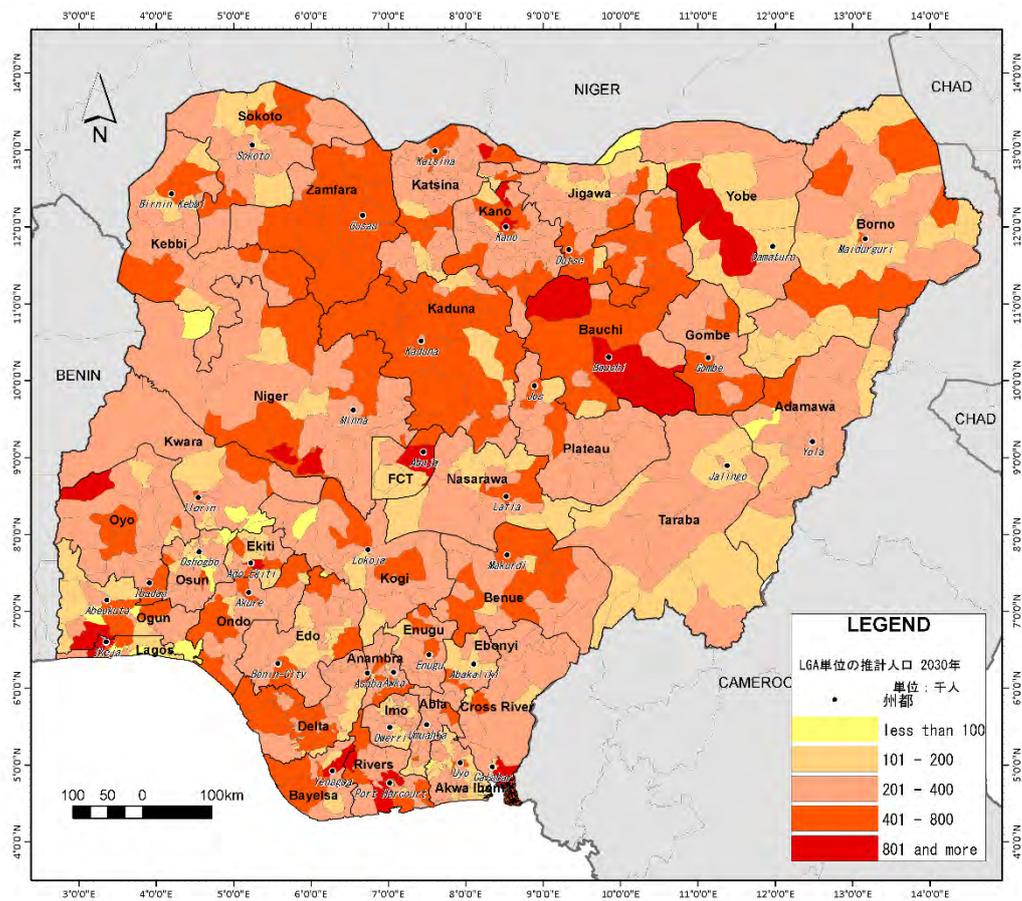


図 2-1.4 LGA 単位の推計人口 (2030 年)

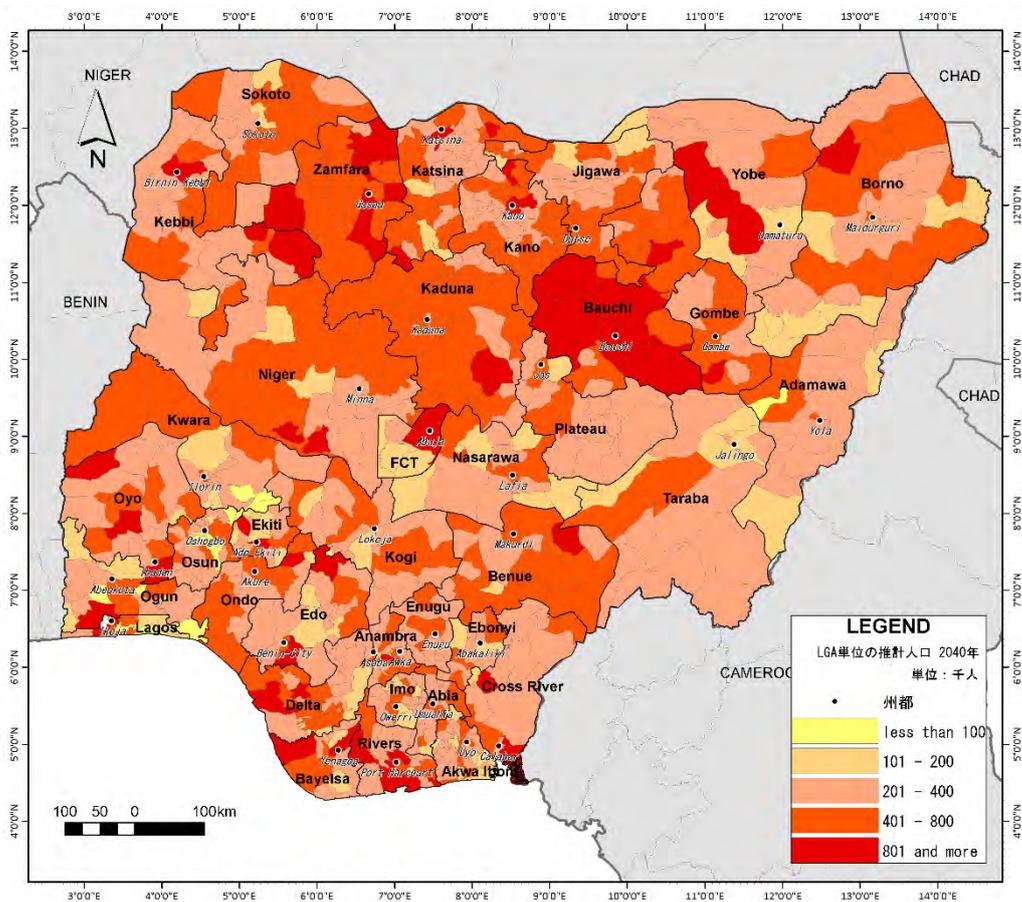


図 2-1.5 LGA 単位の推計人口 (2040 年)

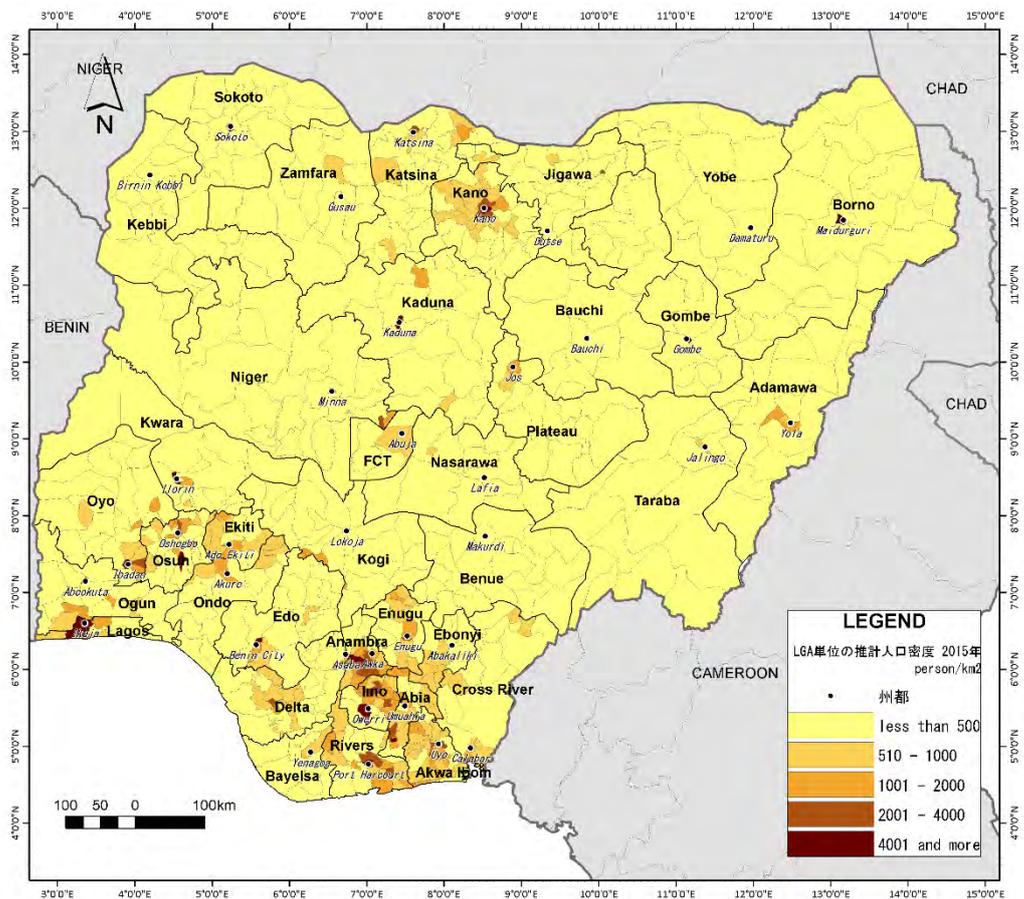


図 2 - 1. 6 LGA 単位の推定人口密度 (2015 年)

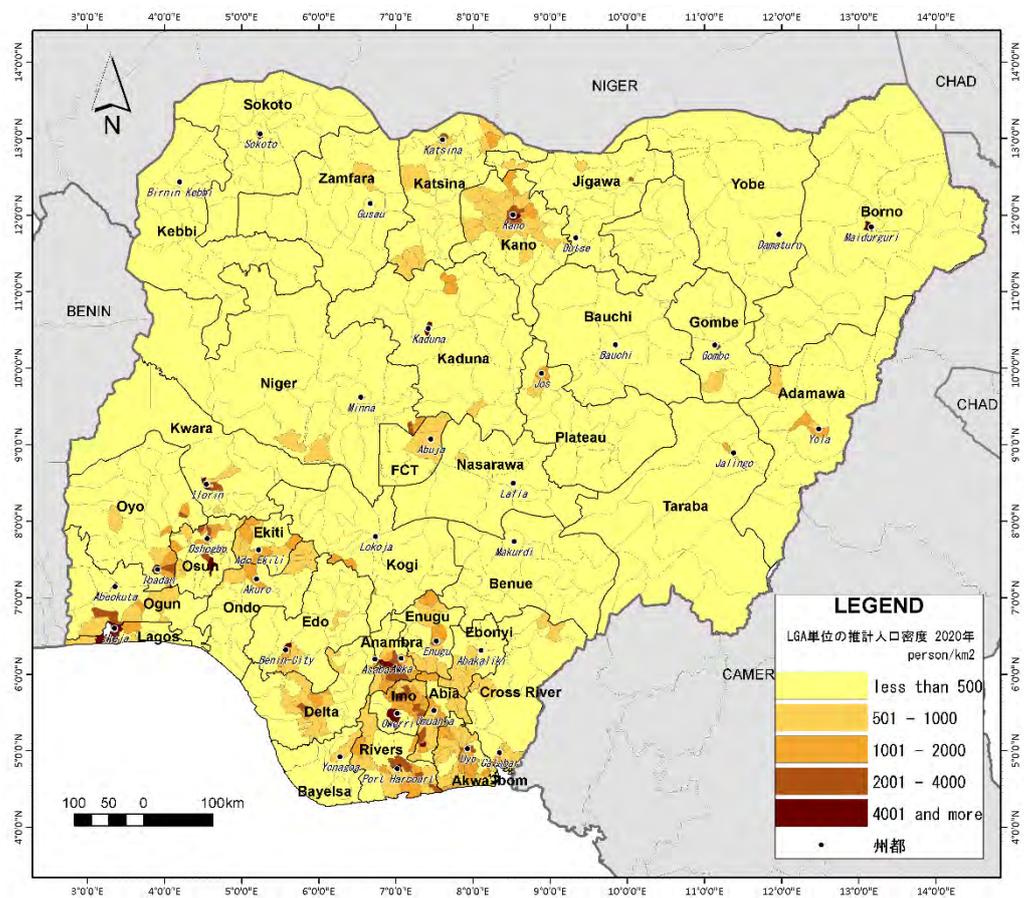


図 2 - 1. 7 LGA 単位の推計人口密度 (2020 年)

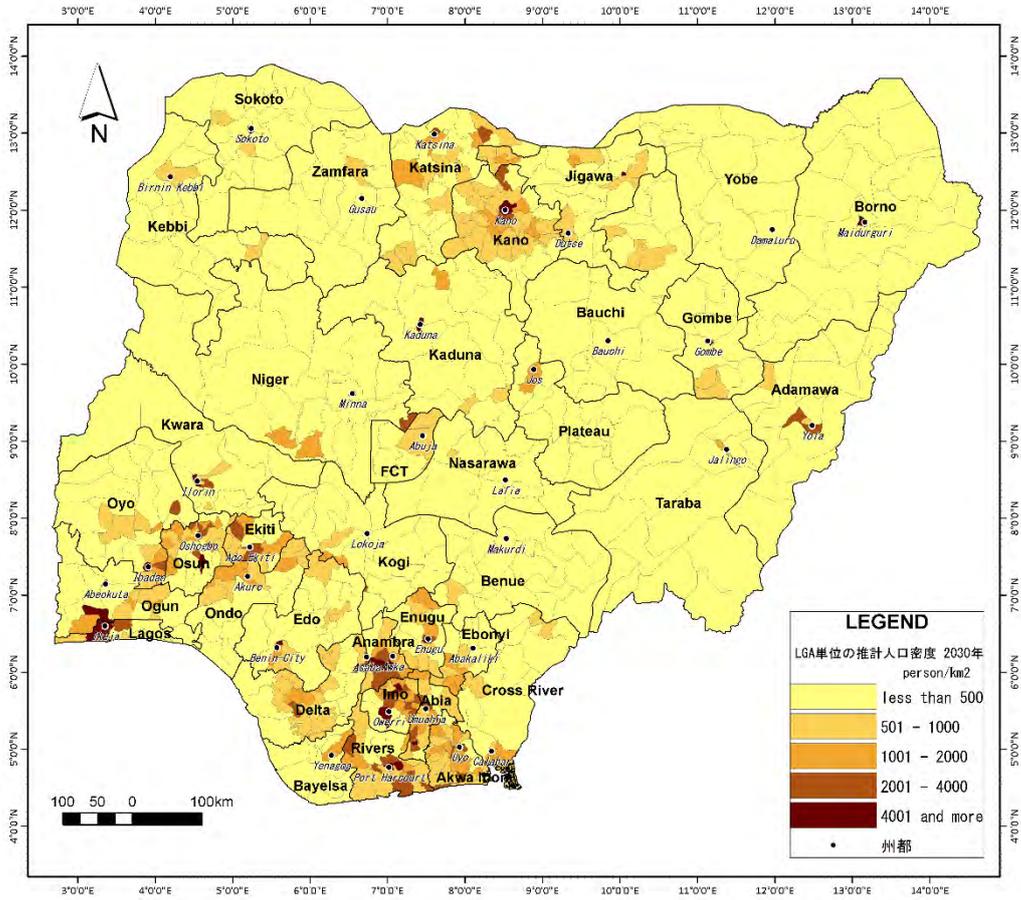


図 2 - 1. 8 LGA 単位の推計人口密度 (2030 年)

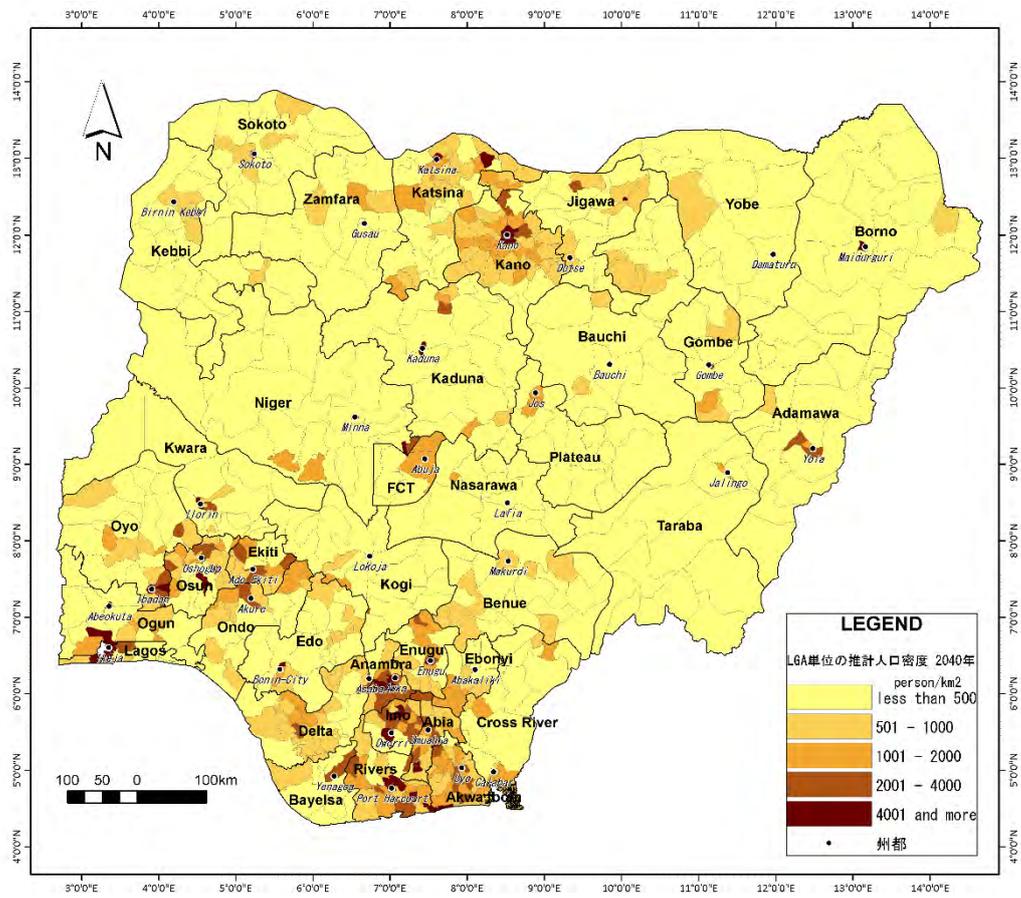


図 2 - 1. 9 LGA 単位の推計人口密度 (2040 年)

2-1-4 国際協力

(1) 日本との協力関係

日本とナイジェリアの二国間関係は、ナイジェリアの独立以来、経済協力関係を中心に良好に進展してきた。一時はアバチャ政権（1993年～1998年）による民主化逆行措置を懸念し、1994年3月に緊急的・人道的援助を除く新規の援助を停止したこともあったが、1999年5月の民政移管を受け、方針が撤回された。オバサンジョ政権（1976年～1979年、1999年～2007年）以降、再び二国間関係が強化され、両国の政府要人の相互訪問を始め、両国の民間機関の交流も活発に行われている。外務省のデータによると、2011年から2016年度までの累計で有償資金協力 865.97 億円（債務繰延・債務免除を除く）、無償資金協力 514.02 億円、技術協力 201.29 億円をナイジェリアに供与してきた。

(2) 諸外国及び国際機関との協力関係

諸外国の対ナイジェリア経済協力実績を表 2-1.4 に、また、国際機関の対ナイジェリア経済協力実績を表 2-1.5 に示す。諸外国との二国間関係では、2011年～2015年まで米国が一貫して対ナイジェリア経済協力実績の首位にある。DAC 加盟国の中でも米国の ODA 拠出額は 29ヶ国中毎年首位であり、かつ 2000年以降サブサハラアフリカに米国の ODA 拠出額の 3割以上が投入されてきた結果が反映されている。国際機関との関係では、世界銀行のグループ機関である国際開発協会（IDA）の経済協力実績が同 5年間一貫して首位であり、172ヶ国の加盟国による拠出金と、最貧国 82ヶ国（うちアフリカは 40ヶ国）に重点を置いた援助の結果が反映されている。

表 2-1.4 諸外国の対ナイジェリア経済協力実績

（支出総額ベース、単位：米百万ドル）

	1位	2位	3位	4位	5位	合計
2011年	米国 409.23	英国 323.84	日本 39.20	カナダ 28.20	ドイツ 25.91	886.48
2012年	米国 418.24	英国 347.01	日本 48.12	カナダ 39.55	ドイツ 39.09	934.09
2013年	米国 545.71	英国 397.50	ドイツ 74.06	フランス 45.89	日本 40.13	1,171.84
2014年	米国 486.17	英国 406.59	フランス 81.86	ドイツ 62.20	日本 35.15	1,120.63
2015年	米国 492.84	英国 401.84	日本 85.33	ドイツ 34.24	フランス 32.63	1,127.73

出所：OECD/DAC

表 2-1.5 国際機関の対ナイジェリア経済協力実績

(支出総額ベース、単位：米百万ドル)

	1 位	2 位	3 位	4 位	5 位	合計
2011 年	IDA 681.54	GFATM 107.46	EU 機関 88.18	UNICEF 52.44	AfDB 31.54	1,041.17
2012 年	IDA 526.51	GFATM 220.21	EU 機関 133.47	UNICEF 53.58	AfDB 48.82	1,084.10
2013 年	IDA 739.70	GFATM 209.16	AfDB 158.31	GAVI 146.96	EU 機関 129.93	1,497.90
2014 年	IDA 926.14	GFATM 236.77	EU 機関 122.66	GAVI 76.84	UNICEF 56.04	1,501.55
2015 年	IDA 774.59	GFATM 176.92	GAVI 130.34	EU 機関 103.24	AfDB 102.91	1,385.31

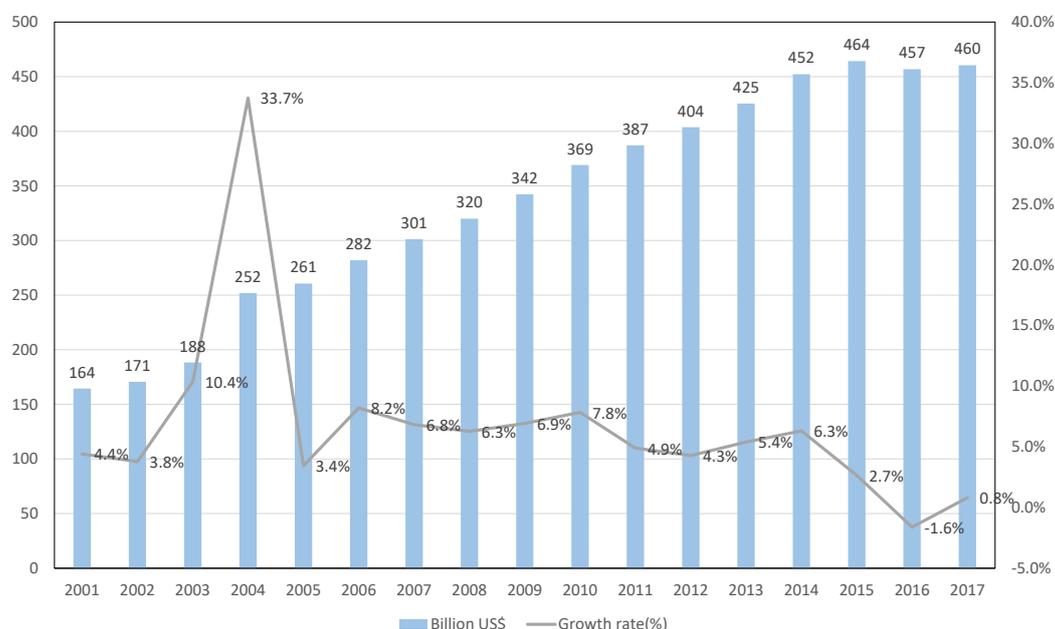
出所：OECD/DAC

2-2 経済状況

2-2-1 GDP

(1) 実質 GDP

ナイジェリアの実質 GDP (2010 年価格基準米ドルベース) は、図 2-2.1 のように推移している。2006 年から 2014 年まで、年率 4.3% から 8.2% の間で成長している。2015 年には、実質 GDP は 4,840 億米ドルに達した。2016 年はマイナス 1.6%、2017 年は 0.8% と低迷しているが、これは主に原油価格低下の影響を受けたものと想定される。



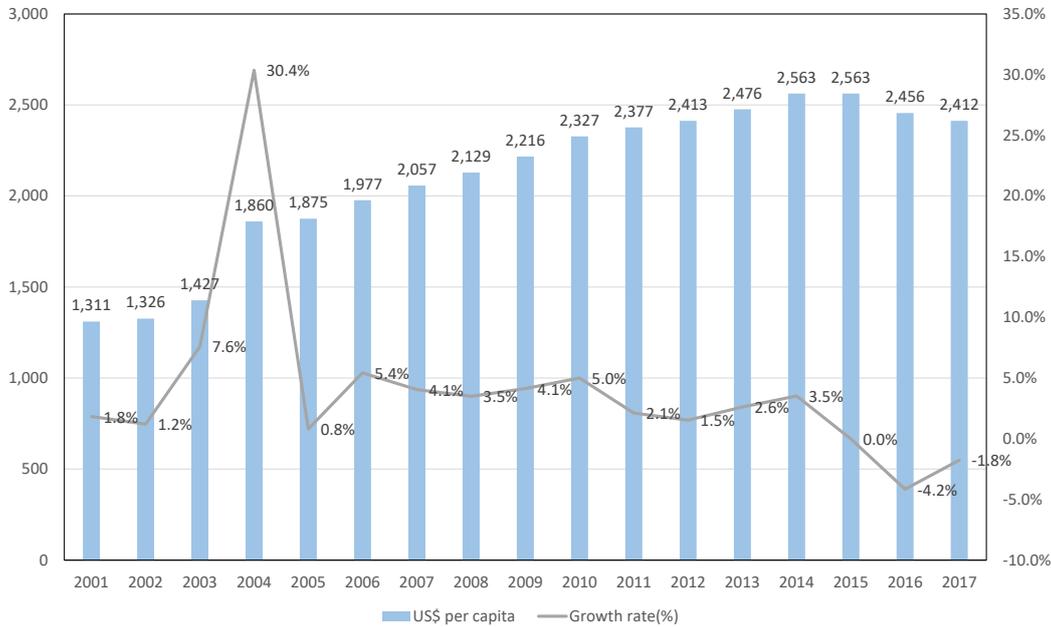
出所：世界銀行データベースを基に JICA 調査団作成

図 2-2.1 ナイジェリアの実質 GDP の推移

(2) 一人当たりの実質 GDP

一人当たりの実質 GDP (2010 年価格基準米ドルベース) は図 2-2.2 のように推移してい

る。2006年から2014年まで、年率1.5%から5.4%の間で拡大している。一人当たりの実質GDPは、2007年には2,000米ドルを超え、2014年には2,563米ドルに達している。しかし、2016年、2017年は減少傾向にある。



出所：世界銀行データベースを基に JICA 調査団作成

図 2-2.2 ナイジェリアの一人当たり実質 GDP の推移

(3) セクター別の GDP

2011年と2017年のセクター別のGDPを表2-2.1に示す。2011年には、「農業、林業、漁業、狩猟」22.3%と「石油」17.5%で、GDPの39.8%を占めており、国の経済がこの2部門に大きく依存する構造になっていた。しかし、わずか8年後の2017年には、「農業、林業、漁業、狩猟」21.1%と「石油」9.1%で、GDPに占める比率は30.2%まで低下した。

これらのセクターに代わって、GDPに占める比率を高めたのが、「金融、不動産、ビジネスサービス」(2011年13.1%から2017年16.7%)、「卸売・小売業、自動車の修理、家庭用品、レストラン・ホテル」(2011年16.8%から2017年19.8%)、「製造業」(2011年7.2%から2017年8.8%)などである。経済主体が多様化し、より複層的な安定した経済構造に転換されつつある。

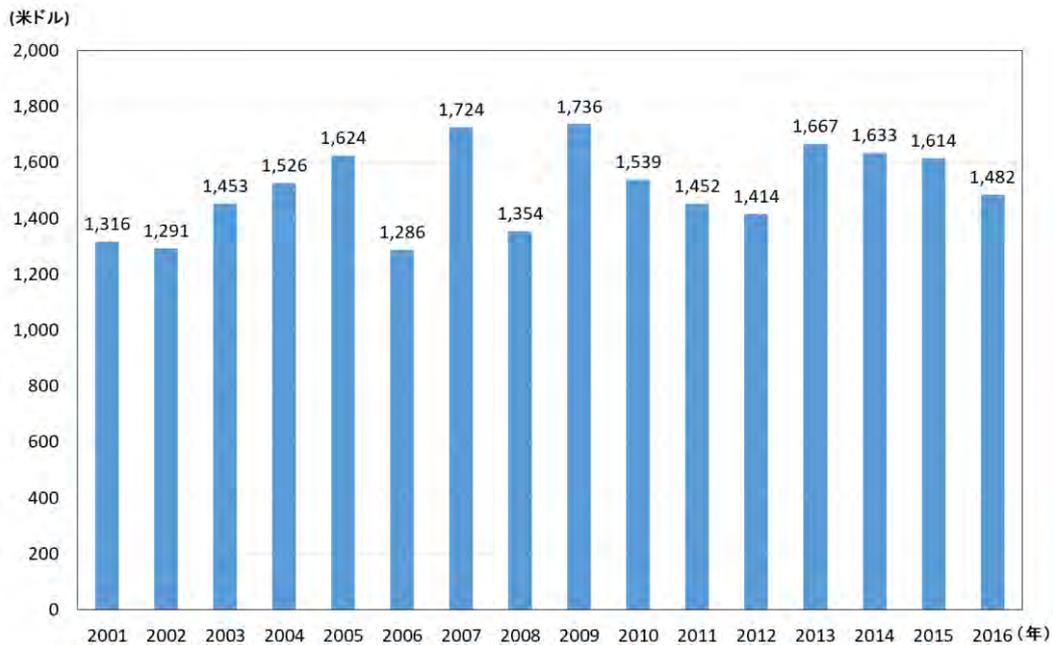
表 2-2.1 セクター別 GDP (現在価格の GDP に占める割合)

項目	2011年	2017年
農業、林業、漁業、狩猟	22.3	21.1
(内、漁業)	0.5	0.5
鉱業および採石業	17.6	9.2
(内、石油)	17.5	9.1
製造業	7.2	8.8
電気、ガス、水道	0.5	0.7
建設	3.0	3.8
卸売・小売業;自動車の修理、家庭用品;レストラン・ホテル	16.8	19.8
(内、レストラン・ホテル)	0.4	0.9
輸送、保管、通信	11.4	10.5
金融、不動産、ビジネスサービス	13.1	16.7
行政・防衛	3.9	2.6
その他のサービス	4.2	6.8
国内総生産	100.0	100.0

出所：African Economic Outlook 2018, AfDB

2-2-2 最終家計消費支出

ナイジェリアの一人当たりの最終家計消費支出（2010年価格基準米ドルベース）の推移を図2-2.3に示す。年により変動がみられ、2013年には1,667米ドルとなったものの、その後減少し、2016年には1,482米ドルとなっている。



出所：世界銀行データベースより JICA 調査団作成

図 2-2.3 一人当たりの最終家計消費支出

2-2-3 消費者物価と金利

ナイジェリアのインフレ率は、2013年から2017年までの5年間8%以上の水準を続けており、上昇率は高い水準にある。金利も高い水準にあり、政策金利は直近の3年間で13%台、優遇金利は直近の3年間で17%台の水準となっている。

表 2-2.2 ナイジェリアのインフレ率と金利の推移

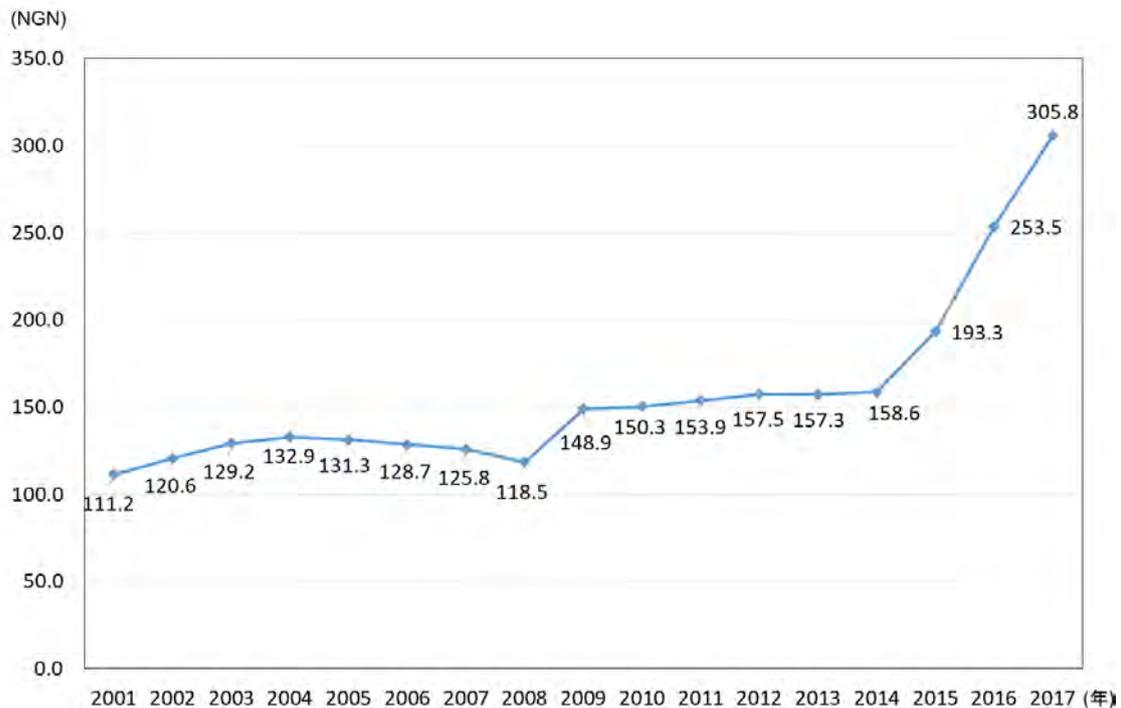
(%)

年	政策金利	優遇金利	インフレ率
2013	12.0	17.0	8.0
2014	13.0	15.9	8.0
2015	11.0	17.0	9.6
2016	14.0	17.1	18.5
2017	14.0	17.7	15.4
3年平均(2015-17)	13.0	17.3	14.5
5年平均(2013-17)	12.8	16.9	11.9

出所：ナイジェリア中央銀行“ANNUAL REPORT 2017”

2-2-4 為替レート

ナイジェリア・ナイラ（NGN）の対米ドルの為替レートの推移を図2-2.4に示す。2000年代前半は、比較的安定した為替レートを示していたが、2009年及び2014年から2017年にかけて対米ドル為替レートが大きく下落し、2017年には305.8NGN/米ドルとなっている。



出所：ナイジェリア中央銀行統計データより JICA 調査団作成

図 2-2.4 対米ドル為替レートの推移

2-2-5 貿易

ナイジェリアの米ドルベースでの輸出入の推移を表2-2.3に示す。輸出は2010年の932億ドルから2011年に1290億米ドルへと急増したが、その後はほぼ横ばいで推移している。

輸入は、2010年の642億米ドルから2011年の884億米ドルへと急増したが、2012年に597億

米ドルへと減少し、その後横ばいで推移している。

ナイジェリアは、アフリカ随一の原油輸出国であり、輸出は原油の寄与度が大きい。この輸出があるため、一貫して貿易収支は黒字を維持している。

表 2-2.3 ナイジェリアの輸出入の推移

項目	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年
貿易収支(10億米ドル)	29.1	40.6	85.3	26.0	34.0	0.0	-9.3
輸出(10億米ドル)	93.2	129.0	144.9	93.0	104.8	51.3	37.3
輸入(10億米ドル)	64.2	88.4	59.7	66.9	70.8	51.3	46.6
輸出(年間増減率 %)	53.5	25.8	-3.6	-21.7	24.1	0.1	11.5
輸入(年間増減率 %)	12.7	-7.8	-32.9	12.2	6.0	-25.7	-10.4

出所：世界銀行データベースより JICA 調査団作成

2-2-6 国家財政

ナイジェリアの国家財政の GDP に占める比率の推移を表 2-2.4 に示す。2016 年でその構造を見ると、歳入と助成金の合計収入は、GDP 比で 5.6% となっている。この内訳は、税収が 3.0%、石油収入が 2.1% である。2009 年と比較すると、かつては石油収入が国家財政の主要収入源となっていたが、年々その割合が小さくなっていることが分かる。

一方、2016 年の総支出と純貸出の合計は、GDP 比で 9.5% となっている。経常支出の GDP 比は 7.6% となっている。

収支のプライマリーバランス、総合収支は 2014 年でほぼ均衡のとれた状態となったが、以後石油収入の伸び悩みから赤字状態が続いている。

表 2-2.4 ナイジェリアの国家財政（現在価格の GDP に占める割合）

項目	2009年					2014年					2015年					2016年					2017年 (推定値)				
歳入と贈与合計	12.0					11.4					7.6					5.6					5.7				
税収	3.8					3.5					3.7					3.0					2.8				
石油収入	7.9					7.7					3.5					2.1					2.5				
総支出と純貸出*	19.1					13.0					11.1					9.5					10.8				
経常支出	12.0					10.1					8.9					7.6					8.8				
除く利子	11.0					9.3					8.3					7.1					6.9				
賃金および給与	2.9					2.1					2.0					1.8					1.7				
利子	1.0					0.8					0.6					0.6					1.1				
資本支出	7.0					2.8					2.2					1.8					2.0				
プライマリーバランス	-6.1					-0.7					-2.9					-3.4					-4.0				
総合収支	-7.0					-1.5					-3.5					-3.9					-5.1				

*主要項目のみが報告されている。

出所：African Economic Outlook 2018, AfDB

2-2-7 公的債務

ナイジェリアの公的債務の GDP 比率を表 2-2.5 に示す。近年、10-16%程度の水準で安定している。公的債務の GDP 比率は低い水準で推移していることから、財政構造は安定していると評価できる。

表 2-2.5 ナイジェリアの公的債務の GDP 比率

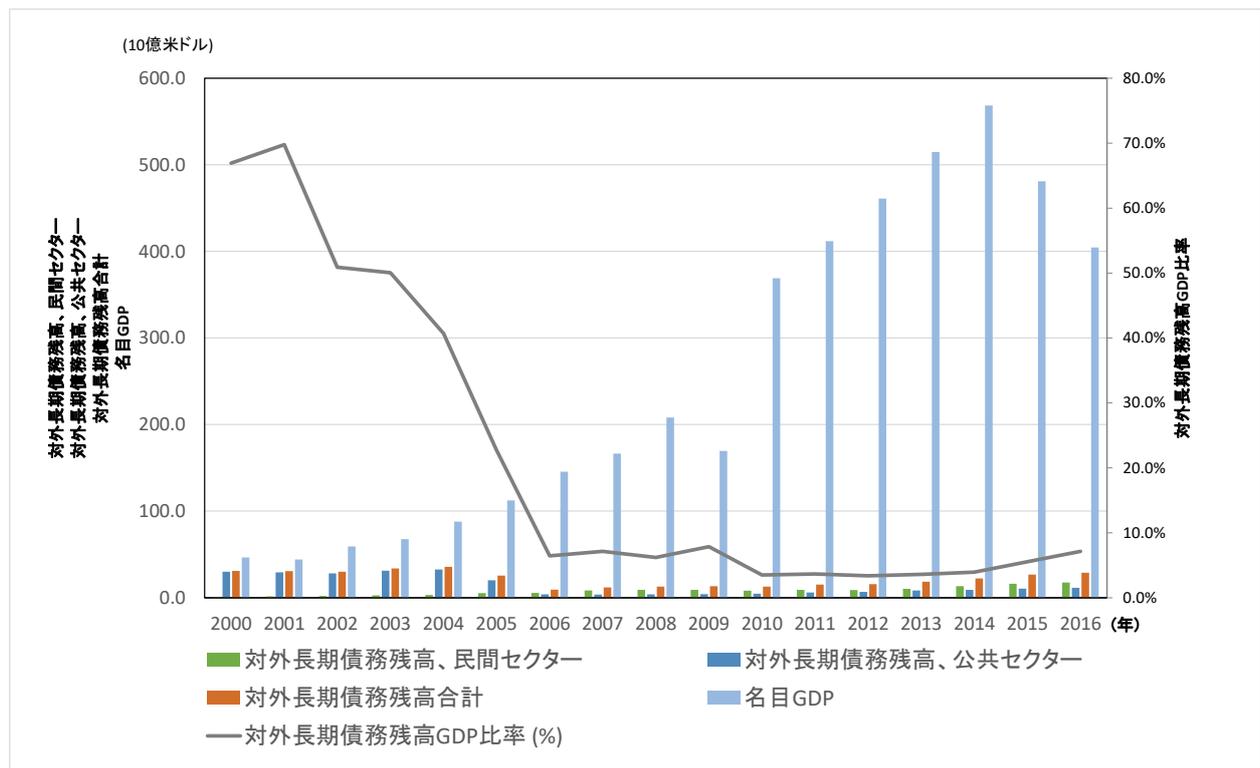
(%)

項目	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
公的債務の GDP 比率	10.2	10.3	11.2	14.2	16.0

出所：世界銀行データベースより JICA 調査団作成

2-2-8 対外債務

ナイジェリアの対外債務の推移を図 2-2.5 に示す。2000 年代前半までは、対外債務の GDP に占める割合は高い水準にあったが、2006 年以降は対外債務の総額が低い水準に抑えられた。現在は、GDP も拡大したことから、対外債務の GDP 比率は 2000 年代前半と比べると低い水準に収まっている。現在は、対外債務は、健全な水準で安定していると評価できる。



出所：世界銀行データベースより JICA 調査団作成

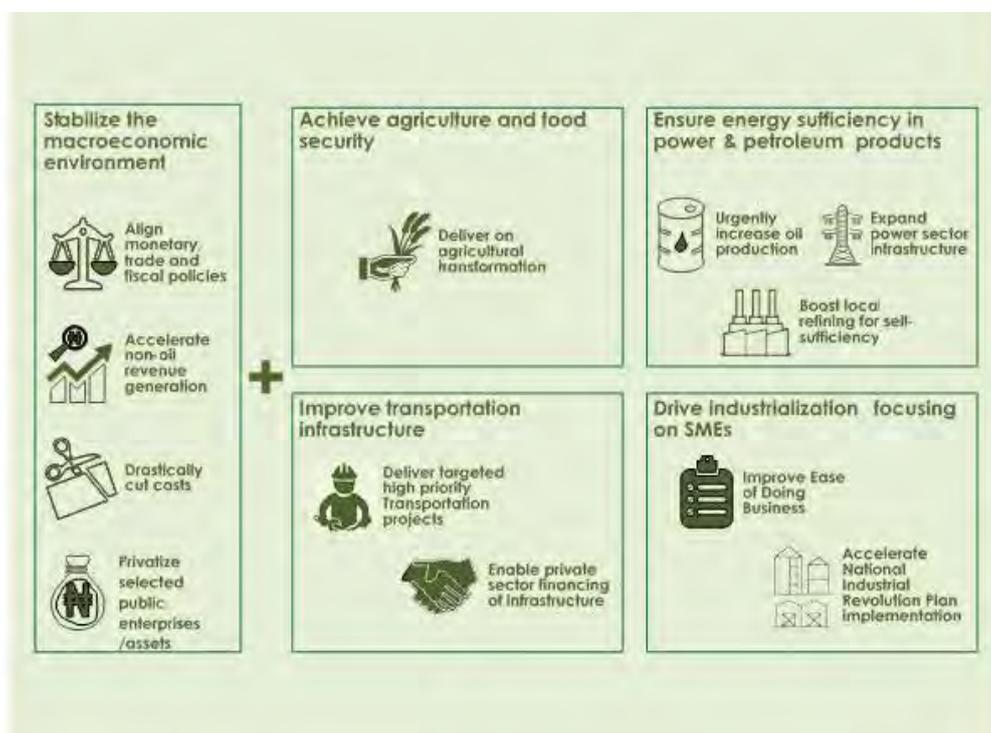
図 2-2.5 ナイジェリアの対外債務の推移

2-3 開発計画

2-3-1 国家景気回復・成長計画（Economic Recovery and Growth Plan 2017-2020：ERGP）

ERGP は、原油価格の高騰を背景に、打撃を受けた原油生産を回復するとともに、石油部門に依存せず農業、製造業、サービス業といった非原油部門の成長を加速することを目的として 2017 年に策定された。最優先課題として以下の 5 項目が挙げられている。（図 2-3.1 参照）

- マクロ経済の安定化
- 農業と食料安全保障の実現
- エネルギーの十分な確保（電力と石油製品）
- 交通インフラの改善
- 中小企業に焦点を当てた工業化の促進



出所：Ministry of Budget and National Planning, “Economic Recovery and Growth Plan 2017-2020”, February 2017

図 2-3.1 ERGP が掲げる最優先課題

ERGP では最優先課題を実現するための目標として、「すべての部門の経済活動を促進し、市民の生活の質を改善するために、2020 年までに少なくとも 10GW の電力供給能力を整備する」ことを掲げており、電力セクター強化は重点政策の一つと位置づけられている。具体的な戦略としては以下が示されている。

- 電力バリューチェーンに関しては、発電、送電、配電の 3 つの主要な電力部門全体にわたるガバナンス、資金調達、法律、規制および価格問題に関連する現在の課題を克服し、より厳格な契約や法令遵守を保証するために努力を集中する。
- 2020 年までに少なくとも 10GW の電力供給能力を整備し、再生可能エネルギーのより

一層の活用を含むエネルギーミックスを改善する。

- 電力供給能力の最適化に資する小規模プロジェクトを奨励し、長期にわたってより多くの能力を構築することによって、発電容量を増加させる。
- 送電インフラに投資する。

ERGP では、「ナイジェリアの全発電設備容量は 12.5GW であるが、その 3 分の 1 以下の稼働となっている（2015 年平均 3.9GW、2016 年 11 月 3.2GW）。全体として、最終的には発電設備容量の約 15% の需要家への電力供給となっており、その結果、全国の電力供給が大幅に不足している」と報告されており、既設電力供給設備容量の有効活用と信頼性の改善、並びにより品質の高い電力供給が期待されている。

2-3-2 電力セクターに係る開発計画

(1) 国家エネルギー開発計画 (National Energy Master Plan (Draft Revised Edition) 2014)

ナイジェリアでは 2003 年に策定された National Energy Policy を 2014 年に改訂案を策定しており、その実施方法とフレームワークを示す国家エネルギー開発計画が公表されている。この開発計画は 2030 年までを見通す計画であり、エネルギー需要については、表 2-3.1 のように工業化がいつそう進む傾向を示している。

表 2-3.1 エネルギー需要予測

Sector	Growth rate(%) 2009-2030	Demand (Mtoe)						Share (%)					
		2009	2010	2015	2020	2025	2030	2009	2010	2015	2020	2025	2030
Industry	24.01	1.15	0.47	23.34	46.72	73.80	105.52	3.20	1.30	38.0	49.6	53.2	55.3
Transport	6.46	7.65	9.26	11.63	15.53	21.12	28.51	21.20	24.90	18.9	16.5	15.2	14.9
Household	3.16	24.09	24.68	23.40	27.28	36.46	46.29	66.90	66.50	38.1	28.9	26.3	24.2
Services	6.01	3.13	2.71	3.06	4.76	7.46	10.67	8.70	7.30	5.0	5.0	5.3	5.6
Total		36.02	37.12	61.425	94.29	138.84	190.99	100.00	100.00	100.0	100.0	100.0	100.0

出所：National Energy Master Plan (Draft Revised Edition) 2014

また、国家エネルギー開発計画では、GDP 成長率を 7% (Reference)、10% (High)、そして 13% (Optimistic) とした電力需要を予測し、燃料別の発電設備容量の計画を策定している。(表 2-3.2 参照)

表 2-3.2 国家エネルギー開発計画の電力需要予測と燃料別発電設備計画

(MW)

項目	2009年	2010年	2015年	2020年	2025年	2030年
Electricity Demand Projection						
Reference Growth (GDP growth rate: 7%)	4,054	7,440	24,380	45,490	79,748	115,674
High Growth (GDP growth rate: 10%)	4,052	8,420	30,236	63,363	103,859	196,875
Electricity Supply Project by Fuel						
Coal	0	609	1,850	6,527	7,545	10,984
Electricity Import	0	0	0	0	0	31,948
Gas	3,803	4,572	18,679	33,711	61,891	80,560
Hydro (Large and Small)	1,930	1,930	3,043	6,533	6,533	6,533
Nuclear	0	0	1,000	1,500	2,500	3,500
Small Hydro	20	60	172	409	894	1,886
Solar	0	260	1,369	3,455	7,000	25,917
Wind	0	10	19	22	25	29
Biomass	0	0	3	16	35	54
Supply	5,753	7,440	26,092	52,174	86,422	161,411

出所：Nigeria Vision 20:2020

(2) 電化戦略と計画

ナイジェリア政府は 2015 年 4 月に公表した “Draft Rural Electrification Strategy & Plan (Revised)” において、“National Electric Power Policy (2001)” および “Rural Electrification Policy (2005)” に謳われているとおり、電力へのアクセスを 2020 年までに 75%、2030 年までに 90% 目標としている。

ただし、都市部の電化率を 95%、地方部では 60%の電化率が達成される必要があり、これには 1,000 万世帯の地方電化（7 人/1 世帯）が必要となり、2020 年の目標達成には 144 百億ナイラ（約 90 億米ドル）が必要とされている。ナイジェリア政府は中間目標として、2016 年中に百万世帯の電化と 800MW の地方部への電力供給（発電）設備を建設するとしており、これには 19.2 百億ナイラ（約 12 億米ドル）が必要となる。電化率を 2040 年までに 100%とするには、2020 年から 2040 年までの間、毎年 51 万 3 千世帯を電化する必要があり、非常に厳しい目標となっている。

また、民営化された配電会社（DisCo）には、契約上 2017 年までに 400 万世帯の未電化世帯への電力の接続を行うという条件が課せられている。

表 2-3.3 州及び FCT 別電化率 (2014 年)

	State	Have Electricity	No Electricity	Missing	Number of he surveyed
1	Abia	81.7%	18.3%	0.0%	644
2	Adamawa	37.6%	62.2%	0.2%	726
3	Akwa Ibom	68.0%	31.8%	0.2%	892
4	Anambra	88.1%	11.8%	0.1%	1,050
5	Bauchi	29.3%	70.3%	0.4%	932
6	Bayelsa	52.5%	47.3%	0.2%	322
7	Benue	22.1%	77.9%	0.0%	1,365
8	Borno	33.0%	66.5%	0.5%	1,560
9	Cross River	57.4%	41.4%	1.2%	848
10	Delta	78.3%	21.6%	0.1%	946
11	Ebonyi	39.2%	60.7%	0.1%	978
12	Edo	82.4%	17.5%	0.1%	702
13	Ekiti	92.7%	7.3%	0.0%	376
14	Enugu	55.4%	44.6%	0.0%	920
15	Gombe	48.1%	51.8%	0.1%	464
16	Imo	69.9%	30.1%	0.0%	1,096
17	Jigawa	26.0%	74.0%	0.0%	1,152
18	Kaduna	53.5%	46.2%	0.3%	1,915
19	Kano	52.1%	47.9%	0.0%	2,606
20	Katsina	31.3%	68.5%	0.2%	1,257
21	Kebbi	44.4%	55.6%	0.0%	1,069
22	Kogi	62.9%	37.1%	0.0%	876
23	Kwara	90.6%	9.1%	0.3%	617
24	Lagos	99.3%	0.5%	0.2%	2,240
25	Nasarawa	33.2%	66.5%	0.3%	550
26	Niger	51.7%	48.2%	0.1%	1,504
27	Ogun	72.0%	27.9%	0.1%	1,355
28	Ondo	66.3%	33.7%	0.0%	920
29	Osun	89.4%	10.6%	0.0%	853
30	Oyo	66.6%	33.3%	0.1%	1,802
31	Plateau	36.3%	63.7%	0.0%	669
32	Rivers	65.1%	34.5%	0.4%	1,529
33	Sokoto	38.9%	60.9%	0.2%	898
34	Taraba	10.9%	88.8%	0.3%	634
35	Yobe	18.1%	81.7%	0.2%	799
36	Zamfara	29.1%	70.6%	0.3%	1,096
37	FCT(Abuja)	77.7%	22.0%	0.3%	361
	Average	55.4%	44.4%	0.2%	38,523

出所 : National Bureau of Statistics 2014

(3) 再生可能エネルギー開発計画

再生可能エネルギーに係る開発計画は UNDP の支援にて 2005 年に策定された。その後 2012 年には同じく UNDP の支援によって、7 年間で更新された国内外の方針に沿う形で改訂版が策定されている。この改訂版では、再生可能エネルギーのポテンシャルを以下の表 2-3.4 ように推定している。

表 2-3.4 再生可能エネルギーのポテンシャル

Resource	Potential	Current Utilization and further remarks
Large Hydropower	11,250 MW	1,900 MW exploited
Small Hydropower	3,500 MW	64.2 MW exploited
Solar	4.0 kWh/m ² /day – 6.5 kWh/m ² /day	15 MW dispersed solar PV installations. (estimated)
Wind	2–4m/s @ 10m height mainland	Electronic wind information system (WIS) available;
Biomass (non-fossil organic matter)	Municipal waste	18.5 million tons produced in 2005 and now estimated at 0.5kg/capita/day
	Fuel wood	43.4 million tons/yr. fuel wood consumption
	Animal waste	245 million assorted animals in 2001
	Agricultural residues	91.4 million tons/yr. produced
	Energy crops	28.2 million hectares of arable land; 8.5% cultivated

出所：Renewable Energy Master Plan 2005 (ECN)

また、改訂版は、短期（2013年～2015年）、中期（2016年～2020年）、長期（2021年～2030年）のタイムラインと以下のフレームワーク毎のプログラムが計画されている。

- ・ National Biomass Energy Programme
- ・ National Solar Energy Programme
- ・ National Hydropower Programme
- ・ National Wind Energy Programme
- ・ Emerging Energy Programme
- ・ Framework Programme for Renewable Energy Promo

各タイムラインでは再生可能エネルギーの導入目標が設定されており、表 2-3.5 に概要を示す。

表 2-3.5 再生可能エネルギーの目標

Renewable Energy	(MW)		
	Short Term	Medium Term	Long Term
Biomass	5	30	100
Solar (PV 1MW Capacity)	80	990	9,990
Large Hydro	4,000	9,000	11,250
Small Hydro	100	760	3,500
Wind	23	40	50

出所：Renewable Energy Master Plan 2005 (ECN)

(4) 送配電網開発計画 (TCN の Appraisal Report)

ナイジェリア送電公社 (TCN) は、送電容量の増強と系統の信頼性改善を目的として、送電網拡張計画を策定し、同計画の達成に必要な資金を募るため、送電プロジェクトの概要と投資計画を取り纏めたレポート「Appraisal of Transmission Projects (March 2014)」(アプレイザルレポート)を作成した。

アプレイザルレポートでは、TCN の送電部門 (TSP : Transmission Services Provider)、系統運用部門 (SO : System Operator)、電力市場運用部門 (MO : Market Operator) といった部門別

に投資計画を策定しており、更に送電インフラを担当する TSP については、表 2-3.6 のような段階別、年度別の詳細な投資計画を策定している。

表 2-3.6 送電部門 (TSP) の投資計画

	建設費 (百万米ドル)	目標とする送電 容量	完成目標
(1) 既存設備のリハビリ	947	—	2015
(2) 建設中プロジェクト(パッケージ 1)	989	7-8GW	2015
(3) 送電容量 10GW(パッケージ 2)	2,235	10GW	2017
(4) 送電容量 13GW(パッケージ 3)	1,570	13GW	2018
(5) 送電容量 16GW(パッケージ 4)	1,000	16GW	2019
(6) 送電容量 20GW(パッケージ 5)	1,000	20GW	2020
合計	7,742		

出所：Transmission Company of Nigeria (March 2014) “Appraisal of Transmission Projects”

表 2-3.7 に示す投資プロジェクトの中でも TCN は、(1) 既存設備のリハビリ、(2) 建設中プロジェクト (パッケージ 1)、(3) 送電容量 10GW (パッケージ 2) の実施が急務であるとしている。(3) 送電容量 10GW (パッケージ 2) のプロジェクトは、地域別に表 2-3.7 のように 5 グループに分類されている。

表 2-3.7 送電容量 10GW (パッケージ 2) プロジェクトの地域別分類

グループ	エリア	送変電 プロジェクト数	電圧維持 プロジェクト数	建設費 (百万米ドル)
1	Kainji - Birnin Kebbi - Gusau	11	13	438
2	Lagos	25	21	548
3	Jos - Gombe - Damaturu	4	8	246
4	Awka - Ugwuaji - Jos	16	13	617
5	Benin - Katampe	5	16	385
	合計	61	71	2,235

出所：Transmission Company of Nigeria (March 2014) “Appraisal of Transmission Projects”

第3章 電力・エネルギーセクターの 組織・政策・制度

第3章 電力・エネルギーセクターの組織・政策・制度

3-1 電力・エネルギーセクターの現状

3-1-1 電力・エネルギーセクターの組織と機能

(1) 電力セクター関連組織

電力セクターの関連組織は、主に電力公共事業住宅省（FMPWH）とその下部機関で構成されているが、現在も進行中の電力セクターの改革およびそれに付随する関連組織の民営化に関連し、FMPWH 轄以外の機関も設立された。

1) FMPWH および関連機関

電力セクターに関する電力公共事業住宅省およびその関連機関の一覧は表 3-1.1 のとおり。

表 3-1.1 FMPWH および下部組織等

関連組織	主な役割
電力公共事業住宅省 Federal Ministry of Power, Works and Housing (FMPWH)	2015年に電力省、公共事業省が合併し設立された。FMPWHの電力局では、電力セクター開発全般に係る政策・プログラムの策定、実施監督・調整を行う。
National Electricity Regulatory Commission (NERC)	電力セクターの監督規制機関である。発電・送電・配電・電力取引など、電力セクターの全ての分野が管轄となる。また、電力事業者への認可業務も担当している。
Transmission Company of Nigeria (TCN)	国営送電会社。TCNは以下の3つの実施部門と管理部門から構成されている。
Transmission Service Provider (TSP)	送電網に関する資産の管理、送電網拡張運営計画の策定、送電網整備プロジェクトの実施などを行う。
System Operator (SO)	①発電所への発電量の割当、②停電などの緊急事態への対応、システムの回復、緊急時での調整、緊急時の対処結果の利用者・監督規制機関への報告③需要予測、④Grid Code 遵守の確認、グリッドへの接続機器の確認、⑤システムに係る試験・検査などを行う。
Market Operator (MO)	①送電網への受電ポイント・配電会社への送電ポイントでの電力量の計測、受送電力量の確定、②送電などの配電会社からの電力システム運用に係るサービス料金の徴収と各機関への支払いなどを行う。
Nigerian Bulk Electricity Trading Plc. (NBET)	電力取引所。発電会社と PPA(power purchase agreements)を結び電力を買い取り、配電会社と VC (Vesting Contracts)を結び、電力を卸売りする。
Power Holding Company of Nigeria (PHCN)	電力事業の独占国営企業であった National Electric Power Authority (NEPA)の資産および事業の継承会社。電力事業の発送配電分離および民営化までの時限会社として設立された。2013年9月30日に PHCN は消滅し、傘下にあった配電会社 11 社、発電会社 6 社は民営化の手続きに移り、送電部門は国営の会社設立（TCN）に向けての手続きが始められた。
Niger Delta Power Holding Company (NDPHC)	National Integrated Power Project(NIPP)の実施機関。NIPP で開発した発電施設、付帯的に開発・整備した送配電施設の資産の保有管理等を行う。
Rural Electrification Agency (REA)	地方電化推進の実施機関。
National Power Training Institute of Nigeria (NAPTIN)	電力セクターの職員に対するトレーニングを行う。現在では失業者向けに電力関連技術の習得実習などの職業訓練（National Power Sector Apprenticeship Scheme (NAPSAS)）も管理する。
Nigeria Electricity Management Services Agency (NEMSA)	電力セクターの設備に関する技術的サポートや検査を行う。

2) 大統領府直轄機関等

電力セクターの中心的政策立案を目的として、大統領府・副大統領府の直轄で設立された機関を表 3-1.2 に示す。

表 3-1.2 大統領府直轄機関

関連組織	主な役割
Presidential Task Force on Power (PTFP)	ジョナサン前大統領により設立された大統領直轄の組織である。電力セクター再編・民営化のための政策立案および実施機関として設立された。2015年5月の大統領交代を機にその機能を停止し、解散した。
National Council On Power (NACOP)	ジョナサン政権下で発足した電力関係の最高意思決定機関である。電力省の大臣・次官やアドバイザー、電力会社の CEO、ドナーなどのほか、政治家・議員や学術関係者、消費者の代表などから構成される。
Advisory Power Team, Office of the Vice President	ブハリ政権の誕生に伴い副大統領事務局に設けられた、電力セクターの政策アドバイザー機関である。

3) 財務省の関連機関

財務省管轄の組織を表 3-1.3 に示す。

表 3-1.3 電力セクターに関わる財務省の下部組織

関連組織	主な役割
Nigeria Electricity Liability Management Ltd. (NELMCO)	PHCN が前身機関より受け継いだ職員年金に係る支払債務の管理および、PHCN が保有していた資産のうち非主要資産の処分による年金財源のねん出などを行うため設立された組織である。

4) 省庁横断連絡会議

再生可能エネルギー開発と省エネ促進のため、これまでに以下の省庁横断連絡会議が立ち上げられた。

表 3-1.4 電力セクターに関わる省庁横断連絡会議

関連組織	主な役割
Inter-Ministerial Committee on Renewable Energy and Energy Efficiency (ICREEE)	国連が提案する SE4ALL（万人のための持続可能なエネルギー）の国別行動方針を策定するため 2014 年に FMP が主導し立ち上げた関係省庁連絡会議である。また、再生可能エネルギー活用と省エネに関し、各省庁が実施する政策やプログラムの重複や不足部分などの調整も設立の目的とされている。FMPWH 内に事務局が置かれている。
Renewable Energy Investment Team Committee	再生可能エネルギー分野に対する投資促進のための関係機関連絡会議である。Nigerian Investment Promotion Commission (NIPC)、税関、国税庁、入国管理局等で構成されている。NIPC 内に事務局が置かれている。

5) 連邦首都地区および地方自治体等

州政府にも政府と同様に、州の電化推進や電力プロジェクトを実施する部署が存在する。表 3-1.5 に連邦首都地区とラゴス州の関連組織を示す。なお、その他の州にもそれぞれ同様の役割を担う部署が存在すると思われる。

表 3-1.5 電力セクターに関わる地方自治体組織等

関連組織	主な役割
Federal Capital Development Authority (FCDA)	アブジャを中心とする連邦首都地区の整備を実施する機関である。都市計画の一環としての配電網拡張計画の立案や周辺都市での配電網の整備などを行っている。
Lagos State Ministry of Energy and Mineral Resources	ラゴス州における電力供給の拡大に向けた事業と、エネルギー・資源開発や利用に関する管理監督を担う。

6) その他

上記の政府関連組織の他に、それぞれの地域で活動する利用者組織などが存在する。

表 3-1.6 その他の電力セクター関連組織

関連組織	主な役割
Rural Electricity Users Associations (REUAs)	電力利用促進など、地方コミュニティに対し電化に関わる教育を実施する機関である。

(2) 一次エネルギー関連組織

石油、天然ガス、水力等の一次エネルギーの開発および利用に関連する組織は以下のとおりである。

1) 石油および天然ガス

石油および天然ガスの関連機関は、主に石油資源省およびその下部組織となる。

表 3-1.7 石油事業関連組織

関連組織	主な役割
石油資源省 Federal Ministry of Petroleum Resources (FMPR)	石油関連事業全般に係る政策・プログラムの起案及び策定、事業・企業の許認可および管理監督を行う。
Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC)	国家の独占事業である石油事業を実施する半官半民の事業体。以下の11の傘下企業を保有している。
Nigerian Petroleum Development Company Ltd. (NPDC)	石油および天然ガスの陸海上における探査・採掘事業を行う。近年は赤道ギニア付近の採掘も行っている。
Nigerian Gas Company Ltd. (NGC)	天然ガスのパイプラインの敷設および運用管理を行う。また、天然ガス利用の拡大促進事業も行っている。2016年に NGPT: Nigerian Gas Processing and Transmission Company と NGMC: Nigerian Gas Marketing Company に分轄された。
Pipelines and Products Marketing Company Ltd. (PPMC)	石油パイプラインの敷設運営管理およびそれによる採掘場所から精製プラントまでの輸送を行う。
Integrated Data Services Ltd. (IDSL)	ハイドロカーボンの探査サービスを提供する。
National Engineering and Technical Company Ltd. (NETCO)	石油・ガス関連産業やその他産業における、基本・詳細設計、調達、建設管理、プロジェクト運営などにおいて技術的な面でのサービスを提供する。
Hydrocarbon Services Nigeria Ltd. (HYSON)	スイスの企業 Vitol S.A. と NNPC との合弁企業。姉妹会社の "CALSON Bermuda Ltd." とともに、ナイジェリアで採掘された原油の剰余分を西アフリカ諸国およびアフリカ各地に販売している。また、ナイジェリア国内の精製プラントの処理量は需要に追いついていないため、各種石油製品を逆に輸入し、国内で販売している。
Warri Refining and Petrochemical Co. Ltd. (WRPC)	石油精製および石油化学製品を製造している。
Kaduna Refining and Petrochemical Co. Ltd. (KRPC)	石油精製および石油化学製品を製造している。

関連組織	主な役割
Port Harcourt Refining Co. Ltd. (PHRC)	石油精製および石油化学製品を製造している。
NNPC Retail Ltd.	石油燃料の小売事業を行う。
Duke Oil	石油燃料の海外取引事業を行う。
Petroleum Training Institute (PTI)	石油関連事業に関わる人材に対するトレーニングを行う。
Petroleum Technology Development Fund (PTDF)	石油関連事業に関する教育事業、また石油関連技術の研究を行う。
Petroleum Equalization Fund (PEF)	全国で小売価格が公定価格を守れるよう、石油製品の輸送にかかる費用を負担する。
Petroleum Products Pricing and Regulatory Agency (PPRA)	石油製品の国内流通価格の基準価格を設定するとともに、石油製品の輸送・分配に関する規制監督を行う。
Nigerian Content Development and Monitoring Board (NCDMB)	石油および天然ガス関連産業において地元の貢献割合を高めるため、国民への教育や各種事業を行う機関である。
Gas Aggregation Company Nigeria Ltd. (GACN)	国内の天然ガス配分に関する規制を行う機関である。

2) 石炭

石炭の生産および販売については、鉱山鉄鋼開発省の管轄となる。なお、1999年までは Nigerian Coal Corporation (NCC)が石炭採掘を独占していたが、それ以降5つの民間資本にナイジェリア国内での炭鉱開発が認可されている。

表 3-1.8 石炭事業関連組織

関連組織	主な役割
鉱物鉱山鉄鋼開発省 Federal Ministry Of Mines & Steel Development	石炭およびその他鉱物資源の発掘や関連事業全般に係る政策・プログラムの起案及び策定を行う。また採掘権の付与や認可、事業の管理監督、環境への影響のチェックなども行う。
Nigerian Coal Corporation (NCC)	石炭の採掘と販売を行う半官半民の組織である。1999年までは国内の採掘販売の独占企業であった。

3) 水力

水資源の利用に関しては、主に水資源省が管轄している。

表 3-1.9 水力事業関連組織

関連組織	主な役割
水資源省 Federal Ministry of Water Resources (FMWR)	水資源全般の利用開発に係る政策・プログラムの起案及び策定、事業・企業の許認可および管理監督を行う。
Nigeria Integrated Water Resources Management Commission (NIWRMC)	水資源の利用に関する規制および管理を行う。
National Council on Water Resources (NCWR)	水資源利用に関する政策に関する提言を行う。水資源省大臣が議長を務め、全国の州の水資源の担当者がメンバーとして参加している。
National Technical Committee on Water Resources (NTCWR)	NCWRの諮問機関である。
National Water Resources Institute (NWRI)	水資源省の下部機関で、半官半民の組織である。水資源に関するデータ収集および研究・教育事業、普及事業を行う。

4) 原子力

原子力の利用については、表 3-1.10 に示す関連機関が存在する。

表 3-1.10 原子力利用関連組織

関連組織	主な役割
Nigeria Nuclear Regulatory Authority (NNRA)	石油資源省の下部機関で、原子力装置や放射性物質などの利用を規制・監督する機関である。
Nigeria Atomic Energy Commission (NAEC)	科学技術省の下部機関で、原子力エネルギーの研究・利用推進機関である。

5) 複数分野に関連する組織

一次エネルギーの電力への利用に関しては、電力公共事業住宅省が政策立案などを行っている。

表 3-1.11 その他の一次エネルギー関連組織

関連組織	主な役割
電力公共事業住宅省 Federal Ministry of Power, Works and Housing (FMPWH)	一次エネルギーの電力利用や輸送に関する政策立案および発電プロジェクトを実施する。
Energy Commission of Nigeria (ECN)	科学技術省の下部機関で、エネルギー関連の政策の調整・策定機関である。また計画立案のためのデータ収集・分析など研究業務を行う。

(3) その他の関連組織

その他の関連組織は表 3-1.12の通り。全般的な国家経済政策に関しては、National Planning Commission (NPC)により策定される。

表 3-1.12 その他の関連組織

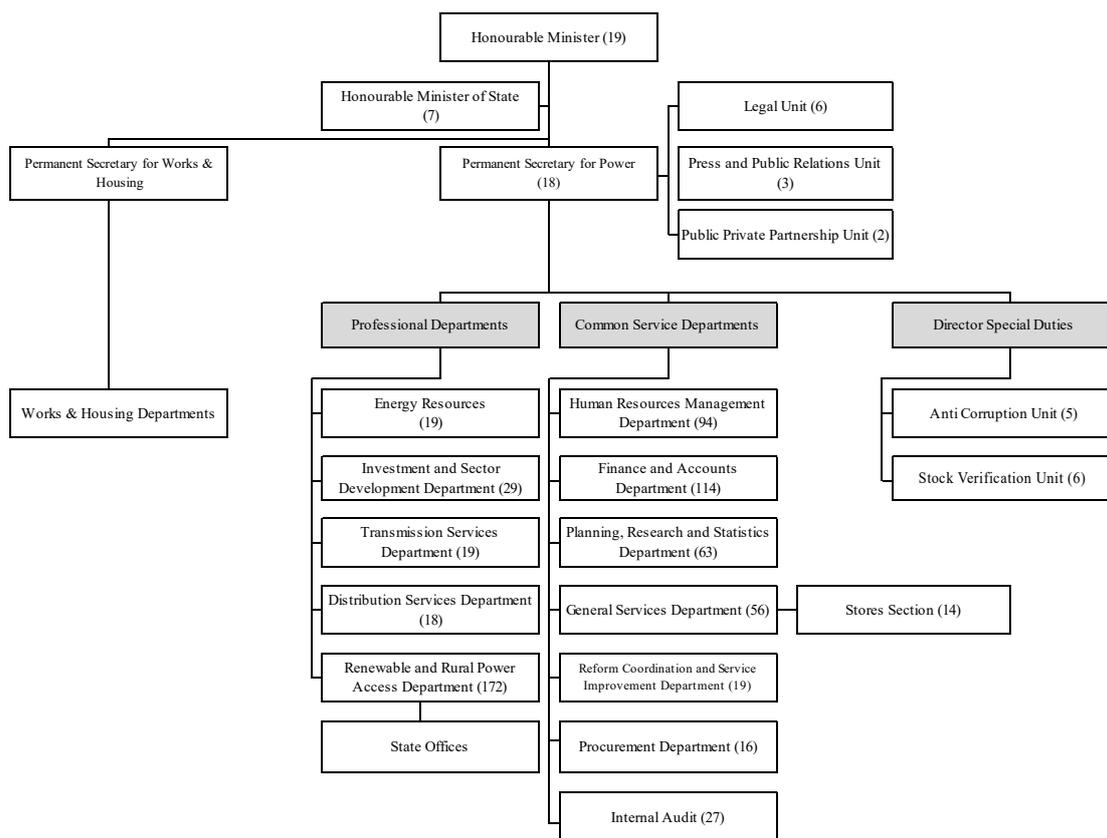
関連組織	主な役割
Bureau of Public Enterprises (BPE)	公的機関・公企業の民営化事業実施機関である。民営化後の組織のモニタリングなども行う。電力セクター改革の実施機関でもある。
Nigerian Investment Promotion Commission (NIPC)	ナイジェリア国内での投資促進機関である。国内民間資本や外資向けに投資案内を行うなどしている。アブジャの本部には、税関や入国管理局など26の省庁・機関の出張所が設けられ、ナイジェリアでのビジネスに必要な手続き全般のワンストップサービスが提供されている。
Federal Ministry of Budget and National Planning (FMBNP)	国家予算の策定および、国家開発計画や経済政策の立案を担う。

(4) FMPWH および TCN の組織図

電力セクターの主要組織である FMPWH および TCN の組織体制は図 3-1.1の通り。

1) FMPWH の組織図

FMPWH は大臣の下に電力担当と公共事業担当の2名の次官が置かれており、組織体制も電力部門と公共事業部門の2つに分かれている。図 3-1.1の組織図では、本案件に関連する電力部門の組織のみ示す。



注：括弧内の職員数は 2017 年 2 月時点のデータを示す。

出所：JICA 調査団作成

図 3-1.1 FMPWH の組織図

2) TCN の組織図

2005 年に施行された電力セクター改革法 (Electric Power Sector Reform Act : EPSRA) に基づき国営電力公社 (National Electric Power Authority : NEPA) の資産、権利義務、従業員等を引き継ぐ組織として、2005 年 5 月にナイジェリア電力持株会社 (Power Holding Company of Nigeria : PHCN) が設立された。その後、PHCN 傘下の事業については、民間資本の参入を目的とし、11 社の発電会社 (GenCos)、11 社の配電会社 (DisCos)、及び 1 社の送電公社 (TCN) に分割された。このうち GenCo 及び DisCo 各社については、51%~100%の株式を民間に売却し、民営化された。TCN については国が株式を 100%所有する公社となっている。

TCN の職員数は 3,500 名を上回り、送電サービス部門 (Transmission Service Provider : TSP)、系統運用部門 (System Operator : SO)、電力市場運用部門 (Market Operator : MO) の 3 部門に分かれている。TCN の組織図を図 3-1.2 に示す。



出所：TCN（2017年8月時点）

図 3-1.2 TCN の組織図

3-1-2 電力開発計画

ナイジェリアでは、電力セクター改革により発電部門の民営化が進められ、水力発電所の新設を除き、発電所の建設は原則的には民間投資により賄われることとなった。現時点でナイジェリアでは、政府の電力政策を反映した長期的な電源開発計画は存在せず、発電所の新規建設は発電容量の圧倒的な不足に対応するために政府により進められる国家総合電力事業（National Integrated Power Project：NIPP）での発電所と、IPPによる建設・増設のみが期待されている。

電源開発計画は、目標とする供給信頼度を維持しつつ、エネルギー安全保障や地球温暖化への対応など、エネルギー政策を実現するための指針となるべきものである。長期的な電源開発計画が存在しない現状では、民間発電事業者が個々の利益を優先した発電プロジェクトの提案を行うことも考えられ、必ずしも最適な電源開発は期待できない。例えば、エネルギーの効率的利用、

温室効果ガス排出抑制の観点からは、より効率の高いコンバインドサイクルの導入が望ましいが、現状では NIPP および IPP のプロジェクトとして計画されている火力発電所の殆どが、効率の低いシンプルサイクルガスタービンとなっている。電力セクターの直面している課題は、需要を満たすための電源開発を行うことであるが、政策を反映した電源開発を行うことも重要な課題となっている。

(1) NIPP の概要

電力需要に対する供給能力の圧倒的不足から停電が頻発し、需要も抑制せざるを得ない状況に対して、政府は、余剰原油会計 (Excess Crude Account) を活用して火力発電所や送電線を建設する、NIPP を実施している。NIPP の完成により全ての発電設備が計画通り稼働すれば、設備不良及び維持管理体制の不備で停止している既設発電所の設備容量のいくらかがカバーされることが期待される。なお、NIPP により完成した発電所は民営化される計画である。

3-1-3 電力用燃料の調達

NERC の四半期毎の報告書によれば、2017 年第 2 四半期～2018 年第 1 四半期の 1 年間のナイジェリアの総発電量は 32.61TWh で、2012 年における総発電量 28.71TWh (IEA 2014 Database) に比べて 13.5%増となっている。一次エネルギー源別の発電容量の構成は、天然ガスが 81.8%、水力が 18.2%となっている (2015 年、TCN Technical Report)。TCN の送電系統に接続されていない小規模工場等の軽油を使う小型の自家発電所を除いた、中・大型発電所では 1987 年以降、石油燃料 (主として重油) は使用されていない。また、軽油使用の小型の自家発電所も、近年施行された軽油への減税措置が撤廃されたことを受けて、その稼働が急速に低下して来ている。また、石炭火力発電所の発電量は 1992 年までは 13GWh 前後発電しており当時の総発電量の 0.1%以下であったが、1993 年以降「ゼロ」となっている。

天然ガスの生産はシェブロン・モービルなどのメジャー (国際石油会社-IOC: International Oil Company) がナイジェリア国営石油公社 (NNPC: Nigerian National Petroleum Corporation) との契約にもとづいて行っている。また、パイプラインの敷設・維持管理、電力会社への供給は NNPC 傘下の Nigerian Gas Company Ltd. (NGC、2016 年に NGPT: Nigerian Gas Processing and Transmission Company と NGMC: Nigerian Gas Marketing Company に分轄された) が行っている。なお、IOC が NNPC と天然ガス採掘契約を締結する際には付随して生産分与契約 (PSC: Product Sharing Contract) が締結され、同契約に従って生産された天然ガスの一部が NNPC に供与される。

既設のガス火力・ガスタービン発電所は慢性的なガス供給不足によりフル稼働ができない状況が続いている。これは以下の 4 項目の要因が複合的に作用した結果と理解されている。

- ガスの主生産地とその主消費地の偏在
- ガスの主生産地・主消費地間を結ぶパイプライン網の輸送能力・接続性の不足
- 低く設定された生産者側からパイプライン網へのガスの売渡し価格
- 頻繁な破壊行動 (Vandalism) に起因するパイプライン事故による操業阻害

以下に上記各要因について補足説明を行う。

(1) ガスの主要生産地と主要消費地

ナイジェリアのガスの生産地である油田・ガス田のほとんどすべては地政学的区分の南南部・南東部に位置するナイジャデルタ（Niger Delta）およびその前面の海域に存在しており、ガスの生産地はナイジャデルタとなっている。一方、ガスの主消費者である発電所・大型工場などは主としてナイジェリアの南西部特にラゴスおよびその周辺）に偏在している。

（２） 既存ガスパイプライン網

ナイジェリアの既存ガスパイプライン網は、地政学的区分では北中部地域の最南部に位置するコギ州（Kogi State）への接続があることを除けば、全てナイジェリアの南部地域に存在している。また、このガスパイプライン網はナイジャ川（Niger River）西側のエスクラボスプラント（Escravos Plant）を起点としてラゴス（Lagos）方面に向かう ELP（Escravos-Lagos Pipeline）を中心とする系統とナイジャ川東側の系統に分かれており、現時点ではこれらの２系統を結ぶパイプラインは存在していない。

（３） ガス生産者からのガスパイプライン網への売渡し価格

ガス生産者（IOC）からガスパイプライン網への引渡しはパイプライン網のノード（Node）と呼ばれる接合点で行われ、ガスプラントおよび接合点までの配管含む設備への投資とその操業はガス生産者側の責任範囲になっている。

ガスの設定引渡し価格は、2008年に百万 BTU 当たり 0.3 米ドルに設定され、2013年には1.5 米ドルに値上げされた。この価格レベルでも生産者側としては全く魅力がなく、発電所へのガス供給増加のための設備投資に関して消極的であったが、2014年再度に百万 BTU 当たり 1.5 米ドルから 2.5 米ドルに引き上げられ、IOC の供給が比較的活発になった。

（４） 破壊行為に起因するガス関連設備に対する操業阻害

2004年から2016年の13年間に起きた破壊活動に起因する石油・ガスパイプライン事故は、NNPC 統計（NNPC Annual Statistical Bulletin）によれば、32,000 回を超え、経年劣化（Rupture）・維持管理の不備による事故の70倍に達している（表 3-1.13 参照）。

表 3-1.13 2004年から2016年の破壊活動に起因するパイプライン事故数の記録

Area	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Port Harcourt	396	1,017	2,091	1,631	557	382	142	336	393	616	269	917	1,596	10,343
Warri	241	769	662	306	745	280	161	548	495	315	378	236	205	5,341
Mosimi	147	194	480	459	516	605	184	463	479	1,078	1,071	1,114	398	7,188
Kaduna	110	237	176	126	110	100	240	571	622	634	657	445	311	4,339
Gombe	1	20	265	702	357	86	109	850	241	862	1,325	71	34	4,923
Total	895	2,237	3,674	3,224	2,285	1,453	836	2,768	2,230	3,505	3,700	2,783	2,534	32,124
Incidences by Rupture	76	21	9	20	33	27	24	19	26	65	32	49	55	456

出所：NNPC ASB 2016

ガスパイプライン事故の代表例として、以下の2件が挙げられる。

➤ 2008年に発生した破壊活動によりガス集積プラント（Shell Soko Gas-gathering Plant）が

2008 年下旬から 1 年以上に亘り修復作業が行われ、操業停止を余儀なくされた。この間ナイジェリア全体のガス生産量の約 20%低下した（出所：EIA 国別概況分析 2015）。

- 2012 年 8 月に発生した西アフリカガスパイプライン（WAGP : West Africa Gas Pipeline）の海底配管の海賊船の錨による破壊によりトーゴを含む WAGP に接続された西アフリカ諸国へのガス供給が 1 年以上に亘り阻害された（出所：ウィキペディア他）

破壊行為（Vandalism）の原因としては、①施設の老朽化により窃盗がしやすくなっていることから破壊活動を誘発している、②石油開発会社・政府が約束してきた地元への開発便益還元のための施策／プロジェクトが適切に実施されないことにより、地元住民の期待を裏切り、反抗を招いている、③石油・天然ガス開発に伴う生態系・河川・地下水・農地へ汚染・被害とそれらに対する適切な対処の欠如から地元民の反発を招いている、④汚職・官僚的政治から資源・開発便益が公平に分配されてこなかったことから地元民は不満を募らせている、⑤特に若年層の過大な期待に応えられないことから、不満分子が現れ、富裕層がその不満分子を操って不当な利益を得ようとしている、ことなどがあげられる。また石油・天然ガス生産地の地元の部族と政権を握る部族の歴史的な対立が背景となっているとの指摘もある。

石油・天然ガスパイプラインへの破壊行為の防止策として、政府は、Power Sector Recovery Programme 2017-2021 に述べられているように、①石油・天然ガスの産出地域での開発課題・優先事業の確定と実施、②資源管理・環境管理への地元民の参画、③破壊行為撲滅戦略の策定・実施、④ナイジェリア電力市場安定化基金（Nigerian Electricity Market Stabilisation Facility）などによる関連会社への未納金の支払いによるパイプライン整備の促進、⑤パイプライン整備プロジェクトの管理強化支援などを計画している。

ガスパイプライン網整備プロジェクトとしては、エスクラボスプラントーラゴスパイプライン（ELP）のフェーズ 2、ナイジャ川を挟む東西 2 系統のナイジェリア南部パイプライン網を結ぶ 40 インチ径のパイプライン、ナイジェリア南東部の系統からコジ州のアジャオクタ（Ajaokuta）を經由して北部のカノ（Kano）に至るパイプラインなどの敷設プロジェクトが 2020 年までの順次完成を目指して進行中である。これらのプロジェクトが完了すればナイジェリア内南部の東から西へのガス輸送能力の増強に加え、北部地域の新設を予定している発電所等へのガス供給も可能になる。

3-1-4 地方電化計画の目標・政策・プロジェクト

1981 年以来、政府は地方の電化率向上を主要目標に掲げてきたにもかかわらず、地方の世帯の電化率は 34%に留まっている（Energy Access Outlook 2017, IEA）。地方人口と電力需要の増加に、電力供給が追い付いておらず、地方の多くの一般家庭は今なお薪を始めとする、高価・不健康で不安定なエネルギー資源に依存している。一方でナイジェリアは、天然ガスや石油、太陽エネルギーやバイオマスのような、豊富な天然資源に恵まれており、市場、機構、価格、関税などを適正にすれば、地方の一般家庭と産業全てに電気を供給することは十分可能である。

政府は、2020 年及び 2030 年までに全国の電化率をそれぞれ 75%、90%まで拡張し、かつ 2025 年までに再生エネルギーの割合を少なくとも 10%以上にすることを地方電化計画の目標に掲げた。また、2040 年までに全国の電化率 100%を達成することも目標に掲げている。現在、同国の

7,000 万人以上に電力供給されていないとされており、都市部の電化率が 95%を超え、かつ地方の電化率が 60%を超えた時に初めて全国電化率 75%を達成できる。全国電化率 75%の実現には、7,000 万人への電力供給のために 1 世帯 7 人と仮定して、6,000MW の追加発電容量の確保が必要である。

2020 年までに電化率 75%の目標を達成するには、まず地方電化への設備投資が不可欠であり、3,178 億ナイラから 5,258 億ナイラが必要とされ、更に、2040 年までに電化率 100%の目標を達成するには、続く 20 年間に 5,072 億ナイラから 8,302 億ナイラの設備投資が必要とされる。2015 年～2020 年の 5 年間ににおける地方電化庁（REA）の運営費は総額で 68 億ナイラ、2020 年から 2040 年の 20 年間ににおける同局の運営費は総額で 232 億ナイラ必要とされている。

これに加え、2020 年までの電化率 75%の目標を達成するには、地方電化プロジェクトの運営費として 3,178 億ナイラから 5,258 億ナイラ、2040 年までの電化率 100%の目標を達成するには続く 20 年でさらに 5,072 億ナイラから 8,302 億ナイラの運営費が必要とされる。同目標に向けた、政府の政策、過去と現在の取り組み方の変化、プロジェクトの種類、目標達成における障害等は下記の通りである。

（１） 地方電化に係る基本政策・基本法

ナイジェリア全国電力政策 2001（NEPP 2001）では、「ナイジェリアの地方電化計画における主目的は、地方の人々にとって支払い可能な費用対効果に基づく方法により地方の人々の電力へのアクセスを早急に増やすことである」と明示されている。

電力部門改革法（Electricity Power Reform (EPSR)） Act 2005 は、地方電力に係る基本方針を定めるとともに、地方の人々の電力へのアクセスを向上させるための戦略を立案・履行する責任を負う政府機関である REA の設立に向けての法的な土台を与えるものでもある。このように、EPSR Act 2005 は地方電化に対する政府の取り組みに枠組を与えるものであるが、一方で地方電化計画を実施するための政令・規則の詳細な内容はほとんど定められていない。

（２） 中央集権と地方分権の併用への移行

従来、地方電化政策は中央政府が全て意思決定権を持って取り仕切っていたが、上述の目標とそれを踏まえた新たな政策の達成に向けて、電力需要、地方電化の市場の動向を把握しながら、中央政府はあくまで調整に徹した役割を担うこととなった。今後は統一された規格・基準・計画があらゆる部門や地方に適用され、省庁や地方の垣根を超えて、電力関係者全員が 1 つの同じ目標に向かうことが求められている。

目標達成のための各機関の具体的な役割として、各配電会社（DisCos）は民営化・商業化移行担当機関（BPE）から課された民営化指針に基づき、2017 年までに未電化地域の 4 百万口の需要家を配電系統に接続することが義務付けられている。REA は各プロジェクトの実現可能性を調査し、有望なプロジェクトに対する提案依頼書を作成し、地方電化基金（REF）プロジェクトの入札会を開催し、開発業者を募集する役割を担う。こうした REA や REF の機能により、公的部門と民間企業の連携が強化され、最もコストパフォーマンスの良い、配電系統への接続が推進されていくことが期待される。

(3) 地方電化プロジェクトの種類

政府の支援下で実施されている地方電化プロジェクトは、まず既存系統に接続するもの（グリッド拡張型）と既存系統に接続しないもの（オフグリッド型）の大きく2種類に分かれ、オフグリッド型プロジェクトはさらに小規模グリッド型と単独型に分かれる。この3種類の地方電化プロジェクトの特徴は以下の通りである。

1) グリッド拡張型

上述の通り、DisCoは2017年までに新規4百万口のユーザーを既存の配電系統に接続することがBPEから義務付けられ、DisCoにはグリッド拡張型導入への主導的な役割を果たすことが求められている。加えて、配電系統の拡張を希望するどの事業主体も既存の配電系統に公平にアクセスできることが必要とされており、そのための法規制の制定は電力規制委員会（NERC）に委ねられている。

2) 小規模グリッド型

電力需要と人口密度が高い遠隔の居留地にて地方電化計画を推進する上では、小規模グリッド型が技術的にも経済的にも最も有効な方法として推奨される。加えて小規模グリッド型は、居住者の円滑な電気料金の支払いを可能にし、過負荷状態でない配電系統が形成されるまでの間、負荷と電気料金を段階的に上げてグリッド拡張型へとつなげていく上での、重要なステップとして位置付けることができる。

原則的には、許可証なしには発電、送配電、売電に係る企業の設立・所有・営業をしてはならない。しかし一方で、発電であれば1MW以下、配電であれば100kW以下の範囲であれば、許可証なしでも企業の設立・所有や営業を行うことが認められている。

3) 単独型

電力需要が小さく、かつ各世帯が分散しているような地域では、小規模型グリッドでも費用対効果を考慮すると適切ではなく、単独型システムが電化計画においては最も効果的である。例えば個々の太陽光発電システムはそのような地域における各家庭や小規模企業に対し、照明、ラジオ、テレビ、アイロン、換気扇等の小規模電力需要を満たす上で十分な電力を供給することができる。十分な助成金と長期に亘る債務返済を保証する条件が備われば、電気に対するアクセスが困難な家庭や企業に対し、単独型システムは十分有用な電力サービスを提供することができる。

(4) 地方電化プロジェクトの意思決定権限を地方に移譲する上での障害

現在、特定の電力系統に負荷が集中しているため、地方電化計画を推進して政府が保有する既存の財政的、技術的、人的資源を有効活用することで、各州、各地域レベルで電力系統の負荷を分散させることが求められている。しかし地方の電力需要を反映させる負荷分散型の地方電化計画では、以下に示すように政策や事業計画によって克服していかなければならない数多くの課題を抱えている。

(5) 中央政府による計画と調整

地方電化プロジェクトは地方の電力需要に基づいて事業主体が自身で実施するが、関係各組織が果たす役割に関して相互に矛盾や重複が生じないように、関係組織間の調整は連邦、各州、各地方政府のレベルで行われることが必要である。また、REA は中央及び地方の REA 自身が果たすべき責任を運営マニュアルに明記しなければならない。地方電化政策には既に主要な関係機関の役割が示されている。

(6) 電力需要

地方の人々が電気へのアクセスを強く望んでいることは明白であるが、一方で地方の将来の電力需要や、地方の人々の電気料金の支払い能力が、どれほどになるのかが不明確である。地方自治体では、電気のような公共サービスの供給は、補助金提供を含め中央政府の責任だとみなす傾向が強いため、サービス供給に係る取り決めは地方の人々自身の責任だという自覚を促すことが必要である。サービス範囲は地方住民が受け入れ可能なものとすべきであり、提供されるサービスに対して初期の補助金以外の必要な経費は全て地方の人たちが自身で支払えるよう、地方電化システムについて民間企業の運営手法を取り入れていくべきである。

地方電化をオフグリッドで行った場合、各システムでの発電の技術やシステムの規模、その他の様々な要因により、各地方自治体によって導入される料金政策に差異が生じる可能性がある。様々な補助金を取り入れることで、異なる政策を導入しても各自治体の電力へのアクセスができる限り公平なものになるよう、REA は自治体間の負担の差の是正策に取り組んでいくことが将来的にも継続して必要になる。

(7) 電力供給

オフグリッドでの、かつ地方の電力需要を反映させた地方電化事業の進展は、プロジェクトの推進者 (Promoter) がいかに関心を持つかにかかっており、推進者たちが参入するかどうかは、財政面で魅力的であるかどうかで決まる。電力公共事業住宅省は州間の垣根を越えた全国的な電化計画を推進することを表明しており、電化計画は、各地域において最小コストで地方電化を推進する方法の採用することに加えて、より多くの配電システムの追加接続ができる地域を推進者たちに提示することが期待される。各プロジェクトの事業者候補には、魅力的と考えられる地域について、案件形成・F/S 調査の段階から参画させることが求められる。

プロジェクトの実施事業者を惹きつける地方電化を効果的に推進するためには、透明性があり、かつ、広く普及した手法による分析が不可欠である。さらに、アクセスが容易で透明性のある方法で割り当てられた資金援助 (REF など) が一定条件に従って公平にプロジェクトの実施事業者提供されることを、REA が保証することが必要である。

(8) 経済性

地方での公共サービスの提供における経済性は、地方電化プロジェクトを推進する上でも大きな課題の1つである。とりわけ、地方電化のための設備投資は地方の消費者の支払い能力に比べてコストが高くなる傾向にあることに留意する必要がある。

政府は、地方電化プロジェクトの初期投資費用に対しては補助金を出し、原材料や資機材のコストを削減する方法を指導することによって、サービスのコスト高を抑制することを公約し

ている。地方電化プロジェクトでは、予備費、運営維持管理費のプロジェクト費用への計上が不十分だったがために、プロジェクトの完成が完工期限を大幅に超過してしまう事例、プロジェクトが持続しない事例が多くある。この問題を解決するため、REA が補助金の提供を検討する全てのプロジェクトにおいて、事業主体が運営維持管理計画を策定し、コスト積算書の中に運営維持管理費コストを十分に計上することが求められている。地方電化プロジェクトのコストは相対的に高いことが多いが、オングリッドとオフグリッドの双方で相対的な費用対効果を検討・比較することで、電気供給サービスが合理化され、地方電化の経済性に対する地方の人々の基礎的な理解が深まることが期待されている。

(9) 財政

地方電化事業の特徴は、初期投資費用が高いことに加えて、費用回収期間が長いことである。投資家・融資機関は地方電化プロジェクトが営利事業として成り立つ場合にのみ資金を提供する。現実的な利益がないプロジェクトは投資家にとって魅力がなく、プロジェクトを商業的に成立させるために必要な資金のうち、民間資金で不足する分は政府もしくはドナーにより提供される必要がある。

プロジェクトを実施するのに十分な補助金を得ることができれば、残る課題はプロジェクト主体である民間企業がいかんして残りの必要資金を自前で調達できるかどうかである。一般的に小規模な出資者ほど、初期投資費用の調達コストが高いため、銀行から企業への融資金利を減らし、信用リスクを軽減するには、政府やドナーによる贈与比率の高い融資が必要である。REA は企業の信用性を担保する有効な手段を講じるための大きな役割を果たせる可能性を持つ機関であり、REA により商業的に成り立つプロジェクトが実現できるようになれば、民間の投資家にとって十分に魅力的なものとなる。

(10) 技術力

ナイジェリアには専門技術者は数多くいるものの、再生可能エネルギーや地方電化プロジェクトに技術を応用することができる有資格者が不足している。とりわけ、地方電化プロジェクトを投資家にとって価値のあるプロジェクトに昇華させられる商業的及び財務的技量を併せ持つ技術者が不足している。公共サービスの品質及び財政負担能力を保証するために、同分野における人的資源のレベルを、継続的に向上させる必要がある。

(11) 地方電化に補助金が必要な理由

ナイジェリアの電化率の低さに鑑みて、電力サービスの普及や地方の人々の支払い意欲を高める上で無数の障壁があると考えられる。そのため、抱えている問題を市場だけに押し付けるのであれば、地方電化の目標を達成できないことは明らかである。地方電化の初期投資に対して、投資家やプロジェクト事業主体の参入障壁を引き下げるためには補助金の必要性を認めなくてはならない。

補助金は透明性のある競争に基づく割り当て方法に従って、REF からの資金が提供される。事業実施者は補助金や割り当て方法を踏まえてプロジェクトを選択し、REF に申請する。ある地方の REF は、他の地方の REF が選定した基準・成功事例を踏まえて、最も高い品質と実績

を持つ事業者を支援する。プロジェクトに関わるあらゆる人たちは、法人を結成し、あるいは法令に基づいた他の形態で遂行することで、公平に REF 活用のために競争することが認められるべきである。

この場合、地方電化への補助金は社会的正義を達成するための手段としての役割も果たしている。政府は、貧困の削減及び地方の人々のニーズにあう公共サービスを提供し、社会的公正を達成する手段として地方電化を掲げている。現在のところ、地方の人々は、都市部の人々と同等な公共のインフラの恩恵を受けていない。そのため、政府は補助金を通じて地方の人々の電力へのアクセスを改善することで、地方の人々の生活の質を改善し、地方から都市部への人口集中の抑制を目指している。

(12) 政府の新政策

地方電化プロジェクトを主導するため、政府は複数の新政策を立案した。その政策の内容は以下の通りである。

1) 政府による地方電化政策

政府による地方電化政策である電力部門改革法 2005 (EPSR Act 2005) は 2005 年に準備され、2009 年に承認された。地方電化政策は、地方電化活動に係る全ての関係者が指針とする理論的な枠組を策定したもので、新しい地方電化政策の下での地方電化のための政府活動の骨格を規定する。EPSR Act 2005 は、地方電化の目的や目標もまた明確に定めており、基金の割り当てや他の主要な決定は策定された目標に基づいてなされる。政策で定められた期限を超過した場合、目標は再評価され、必要に応じて政府によって是正される。

EPSR Act 2005 では、全国の電力市場の仕組みが定められている。同法では、地方電化の法的な枠組が定められ、とりわけ、オングリッドとオフグリッド双方における、民間部門による地方電化サービスの提供に係る枠組が定められている。また、地方電化政策ではさらに進んで、地方電化サービス提供における電力市場に関する規定が明記され、従来のサービスに代わる新規サービスの提供者が市場に参入する際の権利と機会が示されている。地方電化の目標達成のためには、政府内部にて組織間で連携した改善努力が必要になる。地方電化政策には、主要機関の役割・責任と組織間の協力・協働のための指針が定められている。

EPSR Act 2005 では、電力部門に関する法規の枠組についても定められており、この枠組はナイジェリア電力規制委員会 (NERC) によって執行されている。一方で、地方電化に関しては、NERC の経済的規則の適用が除外される相違点が数多く存在する。地方電化政策は、NERC の管轄外となる地方電化に関する一般的な指針・規制も定めている。地方電化に関する規定の詳細は、二者間の合意による自己規制の原則に基づいて制定されており、この規定は必要に応じて NERC が遵守させる。

EPSR Act 2005 が地方電化事業に対する初期の補助金に関する法的な土台を制定する一方で、地方電化政策は補助金の供給に係る手順と仕組みに関して概説している。EPSR Act 2005 の第 91 条では、REA が REF から資金を割り当てる仕組みが定められている。REA は、REF から資源を地理的に割り当てるための目的を設定し、透明性のある基準を設けなければな

らない。この目的・基準は大臣との協議の上で策定される。

2) 料金政策

地方電化政策と国際的な成功事例に従って、地方電化サービス料金は同サービスにかかるコストを反映する形で決定される。具体的には、燃料費、設備の運転・保守・安全対策費、予備品・機材購入費及び運転員の人件費等の年間当たりの平均コストに加え、電力の消費量、供給サービスの質を加味して決定される。

NERC からの免許取得が要請されているプロジェクトに関しては、料金は NERC により規制されている。地方電化に対する料金政策に関しては、都市部の料金政策に比べて柔軟で規制が緩い。

個々の事業主体が自ら運営している独立電力系のプロジェクトでは、料金のレベルは NERC 管理下での通常の免許取得プロセスにおいて検討・決定される。NERC は、地方電化向けに特別に提案された料金モデルを設定している。地方向けの料金モデルでは、通常の料金モデルに比べて、かなり高く経費に余裕を見ることが、安全対策や資金回収リスクを考慮した見積を設定しており、リスクが高い反面、投資家が得られるリターンも大きくなることもある。これらを考慮して見積に組み入れなければ、NERC からプロジェクトとして認められない。ハイリスク・ハイリターン型であるために、地方向けの料金の調整・評価・監督は事業者にとって、通常の電気事業料金に比べれば規制が緩くなっている。

NERC は予定される利用者の 60%以上が提案された料金を支払うという念書に署名した場合は同料金を認めるという事業者が新規事業での料金を設定する第二の方法も用意している。この方法により、料金設定規制が新規電力サービスを欲しているコミュニティに対するサービスの提供を阻害しないように設定されている。

NERC の承認を得た後、消費者と地方電化供給サービス業者の間で、料金の妥当性は毎年精査・再評価され、電力供給契約書にその都度記録される。EPSR Act 2005 に規定された権能の範囲で NERC は、相互が承認した料金について監視し、遵守させる責任を負うことになる。

3) 規制政策

NERC は地方電化に関して、全国的な規制権限を持っており、EPSR Act 2005 に基づいてプロジェクトの事業者に許可証を発行する。ただし、同法に基づき、発電容量で 1MW 以下、配電容量で 100kW 以下の業者は許可証の取得義務対象から除外される。

4) 新規事業者の参加

地方電化プロジェクトを履行するにあたり、さまざまな課題に対処するため、政府は新規の事業者のプロジェクトへの参加を奨励する政策を制定した。新規事業者には、民間部門の法人、NGO 等の地元で土台を築いている組織も多数含まれる。電力市場に関する規定では、公共部門、民間部門、協同組合部門の法人の参入促進を目的として、広範な事業実施・所有の仕組みを構築することが認められている。プロジェクトの初期投資に対する補助金は、

REF を利用して新規に参加する有資格者に対して利用可能となっている。

5) 低価格技術の促進

地方電化事業の財政的な持続可能性を保証するため、さらに究極的には地方電化プロジェクトの目標を達成するため、政府は、再生可能エネルギー技術（太陽光、風力、水力、バイオマス等）を適切な地域で適用することなどを含む、地方電化における低価格でかつ高品質の選択肢の利用を促進するための政策を制定した。再生可能エネルギー技術が費用対効果に見合わない地域では、地方電化の系統接続コストを削減する方法が用いられる。これには、単相配線や、1 条大地帰路（SWER）、シールド線技術、固定価格での供給などが選択肢として含まれる。エンドユーザーに格安な電力を提供するためにコストを管理し、系統の過負荷から消費者を守るため、負荷制限器、前払い制、スマートメーターなどが再生可能エネルギーもしくは系統接続された地方電化事業に用いられることもある。

REA は、低価格の選択肢を地方電化プロジェクトに用いることで、REF から支給される補助金が初期費用に効率よく投入されることを求めている。さらには、実施された F/S に基づいて、全ての地方電化プロジェクト及び消費者がコスト削減による利益を得られるように、低価格の機材を用いて幅広い層に効果をもたらすことを求めている。

6) 機器のコスト削減の努力促進

地方電化の機材コストをさらに削減するためには、地方電力需要・供給の双方を活性化するための、部門・機関を超えた協調的な努力が必要になる。地方電化の需要を増やすためには、REA が有用な機材利用の有効性をより一層多方面の人々に認知させることが必要である。規制機関に承認された有用機器のリストは、今後 REA によって、地方電化に係る全ての事業推進者向けに作成されていく。

地方電化に用いられる手頃で高品質な製品の供給を増やし、製品コストをさらに削減するために、政府は地方電化市場への新規参入者を支援し、地方電化向けの機器、電力系統、サービスの製造・据付、流通・販売、普及、運転・保守に係る地方のベンチャー企業の持続的な発展を支援している。また、REA は地方電化の機材の製造者向けに、税制の優遇措置、資本投資支出の控除、低金利での貸し付けを政策として掲げている。

加えて、再生可能エネルギーによる発電用機器及び低コストの機材に課される輸入税などの減免が必要とされている。ナイジェリアの産業界はコスト削減で競合するための準備を整えているが、実現には地方電化向けの輸入原材料・構成品・機器に対して、高額な税金が課されることなく、公平に地方電化の技術が活用されなくてはならない。

7) 投資への補助金

政府は、REF を通して資格を与えられた事業実施者に対し地方電化の初期投資ための補助金を提供する。その補助金は、政府の目標を実現するために、国際的な成功事例にしたがって、選定されたプロジェクトに対して、所定の手続きを済ませたものについて提供される。基金を受け取るに値するプロジェクトを選定するプロセスは、透明性・効率性・競合性・持続可能性を最大化するように設計される。

補助金は広範に認識された障壁を克服するため、地方電化事業の初期コストに充当される。地方電化事業の立ち上げのために補助金を提供することで、政府は地方自治体に基盤を持つ組織を始めとして、民間部門の法人・NGO など、過去に初期コストが高すぎるために市場から排除されてきた潜在的な事業者の地方電化市場への参入を奨励する。このような支援を通じて、政府は地方電化に対して最適な財政的支援をすることができる。

8) 地方の発展への触媒としての地方電化の促進

地方電化の促進は、地方の発展を実現するための強力かつ有効な手段となり得る。電化はとりわけ地方において、経済成長と発展のための必要条件であり、促進剤である。信頼性が高く入手が容易な電力を供給することは、地方の世帯がエネルギーの調達に費やす時間と費用を軽減することにつながり、供給の自由化によるエネルギーの有効利用へとつながる。さらに時間をかけずに電力とエネルギーを供給することで、インフォーマルな労働力をフォーマルな経済活動へと結びつき、それが必然的に農業・農業関連産業・製造業・重工業・軽工業、サービス業などの生産性を向上させることにつながる。

9) 地域間の公平性

宗教的・民族的・文化的に多様性を持つ国として、地方電化を促進するためのナイジェリアの努力は、地域や人口の大小を超えて、電力に公平にアクセスすることへと注がれている。地方電化政策は、地域を超えたより公平な電力へのアクセスの実現を目標に掲げている。

地域間の公平性は、REF から支給される補助金の割り当てを決定する際に重要となる。REF は、全国の6つの地政学的地域に対する公平な手段として利用できる。6つの各地域において、REA の下で遂行されるプロジェクトは、REF の配分を巡って互いに競合する。各プロジェクトに支給される補助金額は、インフラが最も脆弱な地域の人々を支援し、より広い規模の公平な電力へのアクセスを優先して決定される。各地方自治体はこれを根拠に補助金を要求するが、各プロジェクトへの基金の配分は中央政府によって決定される。決定が地方ではなく中央政府によってなされるのは、補助金の配分における判断基準の透明性と妥当性を保証するためである。将来的には、いくつかの地域で全国共通の地方電化目標を達成することを前提に、REF の配分は地域間格差を埋めることを優先して決定される。

10) 能力向上と及び意識の醸成

政府は、地方電化の成否は、プロジェクトの実施事業者の参加にかかっていることを理解している。幅広い個人・組織に対して、地方電化の推進・運用に参入する機会があることを認識させる必要がある。一方で、多くの個人・組織は地方電化に対する経験が不足しているため、電力の安全性も含めて、地方電化事業の進展・運用に向けて知識や技能を向上させるためのトレーニングの機会を与えなければならない。政府は、REA を通じて、地方電化プロジェクトに関する事業実施者の意識を向上させ、地方電化に関わる住民参加の機会を増やし、地方自治体及び民間部門において、強力な事業主体が育成することを目標にして行動している。

11) 地方電化プロジェクトの引き継ぎ

政府は、現在も各州で実施中のプロジェクトで、5年以上進捗が止まっているプロジェクトについて懸念している。中断したプロジェクトの数は、2012年時点で1,600に上り、あらゆる州で見られ、2012年における試算では、これらのプロジェクトを完結させるためには2億500万米ドル相当が必要になるとされている。これらのプロジェクトについての批評的な評価によると、プロジェクトの大半は、審査後に資金を提供されるよりも前の段階で資金の運営能力の不足や適切な計画を立案しなかったために中断されたことが示唆されている。プロジェクトの大半は既存システムの拡張に係る内容であり、電力供給のための信頼性のある電源の欠如から、多くのプロジェクトは完成後も有効活用されていない例が多い。

地方電化プロジェクトに関連する諸問題を扱うにあたり、政府はREAを通じ、各州政府とその地方電化担当機関、地方自治体、住民、産業界、市民社会グループ、金融機関など、地方電化プロジェクトの遂行に関連する全ての利害関係者と協議している。その協議にはワークショップや、住民からのからのヒヤリング、組織間の会合、能力開発イベント等が含まれており、現在は財源不足により中断しているものの実現が可能なプロジェクトを完結させるために、関係者の関心を惹きつけることに主眼が置かれている。REFは、REAの選定基準に合致した優先的なプロジェクトに財政的な支援を行うために活用される。REAは、これらのプロジェクトを関係者に引き渡して完結させるための包括的な計画を展開する責任を負っている。

1 2) 選挙区のプロジェクト

政府は、選挙区で実施されている限られた数の地方電化プロジェクトを継続実施する意向を示している。これらのプロジェクトは、指導的政治家によって推進されているため優先度が高い。選挙区のプロジェクトは、予算上の特別な配分を得て優先的に実施される。REAは、EPSR Act 2005に基づき、地方電化の戦略的实施計画の全体目標を達成し、プロジェクトの経済的な持続性を保証するために、選挙区のプロジェクトの選定とREF配分に関する手順を策定し、大臣からの承認を得るための準備を行っている。国会も選挙区の優先的なプロジェクトの選定過程に関与していく。

1 3) 地方電化における能力開発

能力開発は地方電化の全ての部門において必要である。とりわけ、民間部門により地方電化が実施されている特定の地域においては、低コストの再生可能なクリーンエネルギー技術の活用を促進し、供給・製造・運用において産業界が重要な役割を担えるようにすることが必要となっている。各省庁はREAを通じ能力開発において主導的な役割を担っている。また、能力開発において役割を果たす主体として、大学、産業界、研究機関、訓練機関なども含まれている。

1 4) 地域の資産と地方電化プロジェクトへの参加

REAは、住民による株式所有も含めて、地方が所有する資産の有効活用と地域社会の地方電化プロジェクトへの参加を推奨している。地域資産の有効活用と地域の参加には、計画・整備・運用段階での地域の人・モノの活用・参加が含まれる。これらを推奨することで、地域の産業による技術の習得と規模の拡大に貢献する。地域産業の発展は、REFから資金が

提供されるプロジェクトの選定において、地域資産を有効活用し、地域が参加するプロジェクトに追加点を与えることによって達成される。

REA は地域の産業界に対して必要な製品の製造能力向上も支援するが、この支援には REF の資金は使用しない。地域産業の発展と適応を支援するため、政府は、産業界や研究機関を支援するために、多国間・二ヶ国間のドナーによる資金的及び技術的支援を模索する。

1 5) 地方電化におけるエネルギー効率

エネルギー効率は、全体的な投資・運用コストを低減する設備投資の延期などを防止するための重要な要素である。エネルギー効率における重要な要素には配電網と電力の最終使用形態も含まれる。エネルギー効率の問題は地方電化に留まらない広範な関心事であるが、地方電化に与える影響も大きい。電力公共事業住宅省は、国の送配電システムでのエネルギー効率の改善に取り組んでおり、REA を通じて、地方電化にもエネルギー効率を向上させる設備・機器の利用を奨励している。

1 6) ネットワークの拡張と所有権

地方電化が進展し、配電会社の保有する都市電化ネットワークの先端部分野と接する場合に、秩序だった効率的な手順を踏むためには数々の選択肢がある。この際のプロセスの選定にあたっては、民間が所有する資産に係る法的権限、技術的な互換性や、誤った動機付けに基づいて配電会社が民間の資産を無料で接収する危険性など、様々な側面から考察を行うことが必要となる。

独立型もしくは専用の発電システムは、選定されたプロセスによって影響を受けることはない。所有権に変化はない。仮に設備の所有者が配電会社の系統との接続を拒むのであれば、配電会社との通常の商業的な交渉の問題となる。単一名義の資産である住宅団地・工業団地での固定客に対する小グリッドも、プロセスの影響を受けることはなく、専用のシステムと同様に扱うことができる。

資産引き渡し、もしくは出口経路の選択肢は、NERC の協力の下での関係者間が合意するビジネス契約の問題となる。従来の運転者は、最終的な許可の有効期間が切れるまでは確たる操業権を持つ。

(1 3) REA および地方電化評議会

政府、電力公共事業住宅省、NERC、州政府、事業の出資者など数多くの機関や団体が地方電化に関与しているが、REA は全国の地方電化計画を推進する責任を負う唯一の機関である。REA は地方電化活動に関与する各方面の機関や団体の調整の責任を負う、独立した機関として設立された。

REA に関する法的枠組みは電力部門改革法 2005 (EPSR Act 2005) に定められている。REA は独自の方針と政策に基づき、各地方の電化に対して財政的・技術的な支援を行う。さらには、地方電化部門の発展につながる様々な政策を立案・推奨しており、具体的には、プロジェクト用の資機材の輸入関税を低減させる政策の推奨、地方電化の技術に係る研究の促進や発展に

つながる政府からの支援の取り付け、REA および REF への資金配分などに責任を負っている。

REA の組織運営と所有する資源の配分を効果的に実施し、地方電化部門の発展を深化させるため、REA は 3 人の専任理事（Executive Director）の監督下で活動する 4 つの理事会（Directorate）に分けられている。REA の組織図を図 3-1.3 に示す。

地方電化評議会は、REA を監督し、REA の活動に方針を示す責任を負っている。地方電化評議会は、REA が立案した方針を精査・承認し、地方電化における REA の財政・技術的な支援活動を監督する立場にある。REA における各理事会の主な役割は以下の通りである。

1) 地方電化基金（REF）運営理事会

REF 担当の専任理事は、REF 運営理事会の活動を監督し、REF の適切な利用を推進する責任を負っている。REF 理事会は各プロジェクトに不正のない透明な競争下で補助金を適切に分配し、公共・民間の両方の機関や団体による高品質な地方電化を促進させる責任を負っている。

REF 運営理事会は、地方電化に係る政策や方針、REF の運営手順を策定する役割を担っており、独立した会計監査や、プロジェクトの効果的な監視と報告の手順の確立などによって、主に、①適切な補助金の供与、②不正のない透明な手順に基づく禁止事項の明確化、③地方電化プロジェクトにおける責任主体の明確化、を果たす責任を負っている。

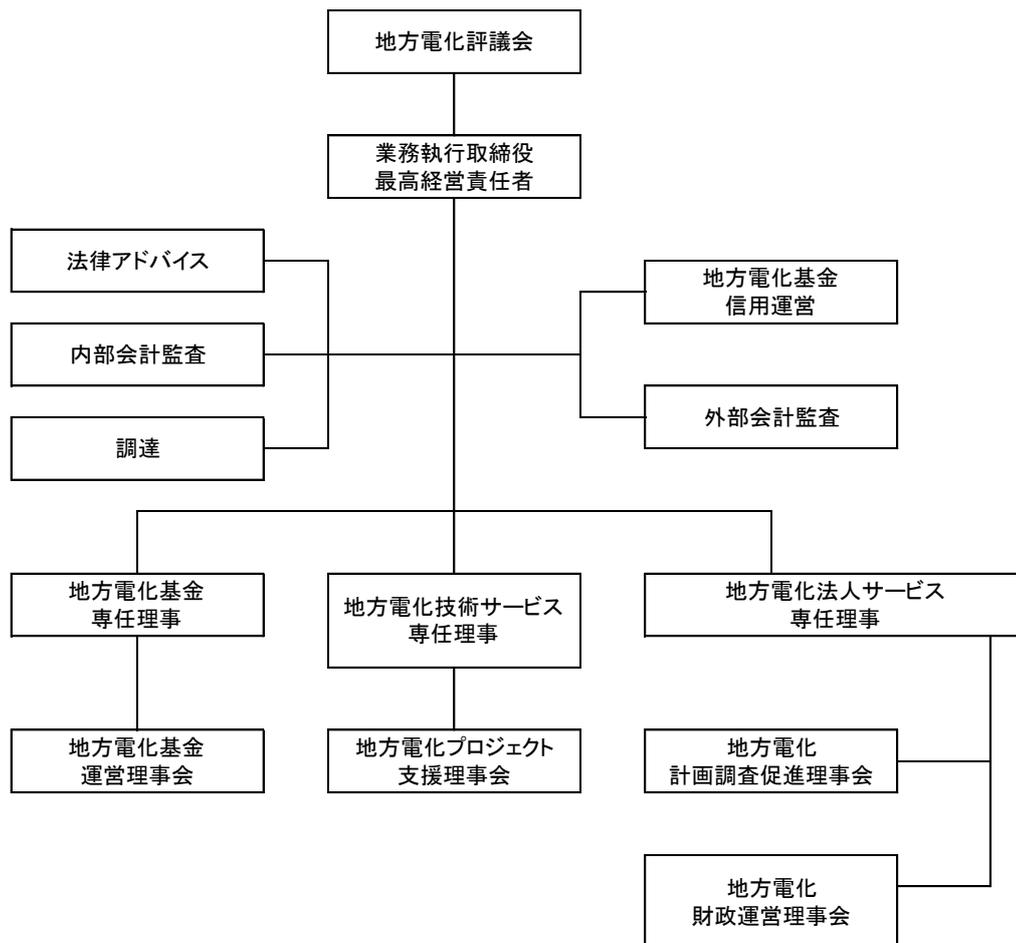


図 3-1.3 地方電化庁（REA）の組織図

2) 地方電化プロジェクト支援理事会

地方電化に係る技術サービス担当の専任理事は、地方電化プロジェクト支援理事会の活動を監督し、プロジェクトを実施する事業者に対して適切な支援を行う責任を負っている。地方電化プロジェクト支援理事会は、REA とプロジェクトの実施事業者の双方で締結・署名された合意に基づき、消費者とサービス供給者の両方の権利を保護するように立案された政策に従って、地方電化を促進・発展させる責任を負っている。地方電化プロジェクト支援理事会は、①最低限必要な安全基準・技術基準、②資機材の品質、③適切な設計と機材の適切な使用、④費用対効果の妥当性、⑤技術面・経済面・財政面・環境面・社会面から見た実現可能性など、REF から支援されたプロジェクトごとの基準や仕様を遵守させるために、各プロジェクトの進捗を監視し、プロジェクトの実施を監督している。これらの要求事項は NERC の規制事項とは別に設定される。

3) 地方電化計画調査促進理事会

地方電化に係る法人サービス担当の専任理事は、地方電化計画調査促進理事会の活動を監督し、地方電化を促進して一般の人々の認識を高める責任を負っている。地方電化計画調査促進理事会は地方電化に係る情報交換・公開中心となり、公共支援団体として関係者に奉

仕する役割を担っている。地方電化計画調査促進理事会は、施工中及び計画中のプロジェクト・再生可能エネルギー資源・地方の電力負荷の状況、資機材の供給者、費用対効果に見合う電力供給を実現するための技術革新など、地方電化に係る情報を収集・管理するために FMPWH や関係省庁と密接に連携している。

4) 地方電化財政運営理事会

地方電化に係る法人サービス部門の専任理事は、上述 3) の地方電化計画調査促進理事会の活動とともに、地方電化財政運営理事会も監督する責任も負っている。地方電化財政運営理事会は、REA の管理部門として機能している。

(14) REF の原則および資金源

REF の主要目的は EPSR Act 2005 に基づいており、①地域を超えた電力へより公平なアクセス、②地方電化への補助金の経済面・社会面・環境面での効用の最大化、③グリッドの拡張とオフグリッド型電化の促進、④地方電化の革新的取り組みの推奨、などが挙げられる。REF は地方電化に必要とされる初期投資に対して補助金を供与しており、初期投資に対する贈与として支給され、設備の運転や保全の費用に対しては支援されない。

基金の資金源も EPSR Act 2005 に基づいており、地方電化プロジェクトの余剰金、NERC から課せられる罰金、EPSR Act 2005 に関する寄付金および基金運用による受取利息・その他の利益などである。一方で、いくらかの寄付金やローンが、国際機関、州政府、連邦政府、地方自治体、民間企業やその他の団体から提供されることもある。さらに、EPSR Act 2005 に従って、REF の資本や資産の不足を補うため、地方電化政策に基づき電力市場の参加者から REF に支給される寄付金の割合を NERC が決定している。電力部門における事業者や消費者に加えて、政府や REA は国内外の機関や団体から寄付金を集めるために尽力しており、該当する機関や団体は商業銀行、NGO、二国間および多国間ドナー、開発銀行、プロジェクトの出資者やエンドユーザーなど、多岐に渡っている。

(15) 地方電化の需要予測

2020 年までの地方電化の需要予測結果を表 3-1.14 に示す。

表 3-1.14 2020 年までの地方電化の需要予測

項目	単位	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年
総人口	百万人	148.3	151.9	155.4	159.2	162.7	166.2	170.5	174.4	177.5	181.3	183.9	187.4
人口増加率	%	2.7	2.7	2.6	2.6	2.6	2.5	2.5	2.5	2.5	2.4	2.4	2.4
世帯当たりの人数	人	5.9	5.8	5.8	5.7	5.7	5.6	5.6	5.6	5.5	5.5	5.4	5.4
世帯数	百万戸	25.1	26.2	26.8	27.9	28.5	29.7	30.4	31.1	32.3	33.0	34.1	34.7
地方人口の割合	%	57.1	56.5	56	55.4	54.9	54.3	53.8	53.2	52.7	52.1	51.6	51
地方の世帯数	百万戸	14.4	14.8	15.0	15.5	15.7	16.1	16.4	16.6	17.0	17.2	17.6	17.7
地方の電化世帯の割合	%	22.9	23.8	24.6	25.4	26.2	27.1	27.9	28.7	29.5	30.4	31.2	32
地方の電化世帯数	百万戸	3.3	3.5	3.7	3.9	4.1	4.4	4.6	4.8	5.0	5.2	5.5	5.7
地方の追加電化世帯数	百万戸	0.3	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.3	0.2	0.3	0.2	0.3
地方の1人当たりの消費電力	kW	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
地方世帯の消費電力	MW	3586.7	3921.7	3991.0	4230.2	4405.7	4667.3	4970.1	5055.0	5217.3	5520.9	5682.7	5963.6
地方世帯の追加消費電力	MW	63.2	73.6	59	65	58.7	58.8	72.4	64.4	47.5	61.9	38	53.2

項目	単位	2009年	2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年
地方の商業電力	MW	9.5	11	8.9	9.8	8.8	8.8	10.9	9.7	7.1	9.3	5.7	8
地方の公共電力 (学校、病院、教会、 市民センター等)	MW	15.8	18.4	14.8	16.3	14.7	14.7	18.1	16.1	11.9	15.5	9.5	13.3
地方の家庭以外の消費電力合計	MW	88.5	103	82.7	91.1	82.2	82.3	101.4	90.2	66.5	86.7	53.2	74.5
地方の累計消費電力	MW	3675.2	4024.7	4073.7	4321.3	4487.9	4749.6	5071.5	5145.2	5283.8	5607.6	5735.9	6038.1

3-1-5 ドナーの動向

日本政府および他ドナーによる対ナイジェリア援助の動向は以下の通りである。

(1) 日本との協力関係

日本とナイジェリアの二国間関係は、ナイジェリアの独立以来、経済及び経済協力関係を中心に良好に進展してきた。一時はアバチャ政権（1993年～1998年）による民主化逆行措置を懸念し、1994年3月より緊急的・人道的援助を除く新規の援助を停止したこともあったが、1999年5月の民政移管を受け、新規援助停止の方針が撤回された。オバサンジョ政権（1976年～1979年、1999年～2007年）第二期以降、再び二国間関係が強化され、両国の政府要人の相互訪問を始め、両国の民間機関の交流も活発に行われている。外務省のデータによると、2012年から2016年度までの累計で有償資金協力 865.97 億円（債務繰延・債務免除を除く）、無償資金協力 514.02 億円、技術協力 201.29 億円を、ナイジェリアに供与してきた。

電力セクターに関する日本の援助方針ならびに無償資金協力、技術協力の動向は以下の通りである。

1) 我が国の援助方針

ECOWAS（Economic Community of West African States）加盟国として外交的なプレゼンスを強め、今ではアフリカ最大の経済大国とも言われているナイジェリアと域内他国の発展や外交的な関係の強化を見据え、我が国はエネルギー資源確保の安定化と日系企業の貿易・投資助長の観点からも、ナイジェリアとの関係維持が重要であると位置付け、以下の援助方針を打ち出している。

- 援助の基本方針（大目標）：質の高い包摂的な経済・社会開発，社会の安定化の促進
 重点分野（中目標）：①質の高い経済成長のための基盤づくり
 ②包摂的かつ強靱な保健・医療システムの整備
 ③北（東）部復興支援を含む平和と安定の促進

上記中目標のうち、「①質の高い経済成長のための基盤づくり」の中では、「持続的な経済発展を達成するためにも発電・送電・配電施設の増強・改善を通じた電力の安定供給が必要不可欠である」と掲げ、電力セクターの包括支援に向けた案件形成・実施を進めている。本件「電力マスタープラン策定プロジェクト」は先方政府の能力強化を支援する一環として行われている。

2) 無償資金協力（電力セクター）

ナイジェリアの電力セクターへの無償資金協力としては、持続的な社会経済開発のための基盤整備として2000年から2008年に亘り、地方電化事業を実施している。これらの事業は、ナイジェリア政府が掲げる電化目標達成への助長となる電化率の低い地方部の電力供給を改善するための電化事業である。過去の無償資金協力事業の概要を表3-1.15に示す。

表 3-1.15 我が国の電力セクターへの無償資金協力事業の概要

案件名	E/N 締結日	E/N 額（億円）	対象地域
地方電化計画（1/3期）	2000年11月21日	12.00	ナサラワ州
地方電化計画（2/3期）	2001年8月7日	6.53	バウチ州
地方電化計画（3/3期）	2002年7月11日	16.28	ゴンベ州 ボルノ州
クロスリバー州及びアクワ・イボム州 地方電化計画（1/3期）	2006年6月22日	9.32	クロスリバー州 アクワ・イボム州
クロスリバー州及びアクワ・イボム州 地方電化計画（2/3期）	2007年8月16日	8.99	
クロスリバー州及びアクワ・イボム州 地方電化計画（3/3期）	2008年7月11日	5.74	
ジェバ水力発電所緊急改修計画	2011年4月11日	19.90	ナイジャ州
太陽光を活用したクリーンエネルギー 導入計画	2012年5月16日	9.80	連邦首都区
アブジャ電力供給施設緊急改修計画	2016年2月11日	13.17	連邦首都区
ラゴス変電設備緊急復旧・増強計画	2018年11月23日	23.49	ラゴス州

出所：JICA 調査団作成

3) 技術協力（電力セクター）

これまで、ナイジェリアの電力セクターに対して実施された技術協力は、表3-1.16に示すとおりである。

表 3-1.16 我が国の援助により実施された開発調査

実施年度	案件名	案件概要
2004年 ～2006年	太陽エネルギー利用 マスタープラン調査	太陽エネルギー利用に関するマスタープラン、及び各種提言の作成を通じて、ナイジェリア政府に対し太陽エネルギー利用促進のための方策を策定し、太陽エネルギー利用促進に関して主要な役割を担う組織の能力強化を行った。
2012年 ～2013年	電力開発計画 アドバイザー	電力省（当時）をカウンターパート機関とし、同省の電力政策や新規・既往案件について技術的な助言を行うと共に、同省の政策立案・実施能力の強化の支援も行った。

出所：JICA 調査団作成

(2) 諸外国及び国際機関との協力関係

諸外国及び国際機関の対ナイジェリア経済協力実績は表2-1.4及び表2-1.5に示した通りであり諸外国との二国間関係では、2010年～2014年まで米国が一貫して対ナイジェリア経済協力実績の首位にある。DAC加盟国の中でも米国のODA拠出額は29ヶ国中毎年首位

であり、かつ 2000 年以降サブサハラアフリカに米国の ODA 拠出額の 3 割以上が投入されてきた結果が反映されている。国際機関との関係では、世界銀行のグループ機関である国際開発協会 (IDA) の経済協力実績が同 5 年間一貫して首位であり、172 ヶ国の加盟国による拠出金と、最貧国 82 ヶ国 (うちアフリカは 40 ヶ国) に重点を置いた援助の結果が反映されている。

電力セクターに関する他ドナーによる援助の動向は以下の通りである。

(3) 他ドナーの援助動向 (電力セクター)

表 3-1.17 に送電インフラへの設備投資のためのドナー等からの借入予定金額を示す。アフリカ開発銀行の資金は、主に実施中プロジェクトの資金不足を補うために使用されることとなっている。発電部門、配電部門が民営化されている中でドナーの財務支援は送電部門に集中している。

表 3-1.17 送電設備への投資のためのドナー支援の見通し

Annex 番号	開発銀行(ドナー)	金額 (百万米ドル)
Annex 7.2e1*	Abuja transmission ring Project (AFD: French Development Agency)	170
Annex 7.2e2	LagosOgun Transmission Project (JICA: Japan International Cooperation Agency)	未定
Annex 7.2e3	North East Transmission Infrastructure Project Nigeria Transmission Expansion Project (AFDB: African Development Bank)	410
Annex 7.2e4	NETAP Package (WB: World Bank)	486
Annex 7.2e5	Northern Corridor Transmission Project (AFD: French Development Agency)	272
	Total	1,338**

(注)* 本報告書第 7 章の Annex のセクション番号 (各セクションには詳細コンポーネントが記載されている)。

** JICA プロジェクトを除く合計金額

出所: JICA 調査団作成

TCN によれば、2020 年までに送電分野の投資に 7,742 百万米ドルの資金が必要とされているが、自国資金の活用やドナーによる支援が予定されているプロジェクトでは到底賄えず、更なる資金調達が必要である。このため TCN は、中国輸出入銀行の融資を活用した中国企業の投資、更なるドナー支援など、様々な資金調達の可能性を模索している。

中国は近年アフリカのさまざまな国での水力発電事業に積極的に支援をしており、ナイジェリアにおいても、ズンゲル・マンビラ水力発電所建設計画に対して、輸出入銀行を通じて、USD 5.9 billion を超える融資を行っている。これに対して、「環境に配慮しない」、「地元の雇用促進に寄与しない」、「三峡ダム建設後の余剰能力をアフリカに向けている」などの指摘もある。また、近年では太陽光発電についての支援もしている。

3-1-6 NIPP で建設された発電所の運営会社の民間への売却

NIPP により建設され発電所はナイジャデルタ電力持株会社 (NDPHC) の管理下にあるが、政府はこれまでに完成した以下に示す 8 つの発電所を運転している発電会社を民間部門に売却する方針である。

- i) Alaoji
- ii) Geregu (Power)

- | | |
|-------------------------|------------------------|
| iii) Odukpani (Calabar) | iv) Olorunsogo (Power) |
| v) Omotosho GenCo. | vi) Sapele (Ogorode) |
| vii) Ihovor | viii) Gbarain |

売却にあたって政府は以下の4つの契約形式に沿った入札条件の概要を提示し、その上で買収価格についての競争入札とする予定である。

- a) **電力買取契約 (Power Purchase Agreement: PPA)**
 - * 長期 (10年・20年など) に亘る電力買取契約
 - * 供給容量 (W) ・供給エネルギー量 (Wh) についての二本立ての契約
 - * Take or Pay と呼ばれる契約形態で、実際は供給を受けない場合でも契約に定められた代金を支払わなければならない。
- b) **ガス供給包括契約 (Gas Sale Aggregated Agreement: GSAA)**
 - * 長期ガス販売契約。PPA と同期間とするのが一般的
 - * PPA と同様に、Take or Pay の形態をとる。
 - * PPA 契約を締結するにあたって、入札者はガス会社との GSAA 案を提示す必要がある。
- c) **PCOA (Put and Call Option Agreement)**
 - * 買収をする民間側が金融機関から融資を受けやすくするための仕組みで、政府は NBET を通して PCOA を買収者と締結する予定である
 - * 買収者は Put Option、すなわち、trigger event と呼ばれる事態が発生した場合、政府 (売却者) に発電所の資産もしくは発電会社の株式 (の一部) を買い取らせることができる。一方、政府は trigger event が起きた場合は買収者に発電所の資産もしくは発電会社の株式 (の一部) を売却させることができる。
- d) **PRG (Partial Risk Guarantee)**
 - * 買収者が融資銀行もしくは L/C 銀行に返済ができなくなった場合、保証者 (Guarantor、世銀など) が代わりに返済する仕組み
 - * 政府は保証者と補償契約 (Indemnity Agreement) を締結する。

現時点では株式の一部を売却するかあるいは全株式とするかは決められていないが、民間側からは、政府の介入を避けるため、全株式を売却して欲しいとの要望があるとのことである。また、現在では NDPHC 傘下の上記8社は、Odukpani (Calabar)を除いて、エネルギー量についてのみの PPA を NBET と契約しているため、売却にあたって PPA をどのようにするか検討中とのことである。

3-1-7 IPP の現状

ナイジェリアでは2001年からIPP (Independent Power Producer) の設立のための民間投資が開始され、政府は水力以外の発電所の管理を民間に移行する方針を取っている。既設の火力発電所が

深刻な設備不良で発電機の再開の目途が立たないものが多い中、将来的に IPP は一層拡大する見込みである。既に PPA を取得したプロジェクトや NERC からライセンスを取得したプロジェクトは、F/S 調査や EIA 調査が NERC から承認されている。

(1) IPP と民間投資促進制度の概要

ナイジェリアの電力業界は、不足する発電量を補うため、発電事業での民間投資促進が急務となっている。NERC がこれまで認可した IPP（オングリッドでの電力供給のための許可を取得している民間発電事業者で、元 PHCN の傘下の発電会社（いわゆる Successor Companies）、NIPP により建設された発電所の運用を行う発電会社を除いた発電会社）を添付資料 3a に示す。これまでに NERC から許可を得た会社数は 75 社と非常に多いが、天然ガスを生産しながら発電事業も手がけるメジャー（IOC）を除くと IPP として運用を始めたのは Azura-Edo のみである。

(2) 発電事業許可申請手順

IPP など電力事業免許は NERC の管轄となっており、NERC が許認可権限を有する。申請手順については以下のとおりである。

① NERC に申請書を提出する。申請の際に以下のような情報が必要となる。

- ・ 企業情報
- ・ 企業の財務諸表
- ・ 申請する免許の種類
- ・ 事業資金の調達方法
- ・ EIA を含めたプロジェクト効果
- ・ PPA（Power Purchase Agreement）および 10 年間の事業計画等。

申請の際には計画発電容量に応じた申請料が必要である。

② 申請書類に基づく NERC の審査

NERC の要請により、追加資料などを提出する。

③ NERC より申請受付の通知

NERC から書面にて申請受付の可否の通知がある。

④ 申請内容についての公告

NERC から審査結果の通知を受けてから 30 日以内に、申請者の費用負担で日刊紙などに免許に関する公告を出す。

⑤ 異議申し立ての受付

公告を受け、異議申し立てを受け付ける。異議申し立ては広告日から 21 日以内に行う必要がある。

⑥ NERC より審査結果の通知

審査結果は通常申請書類提出から 6 か月以内に通知される。

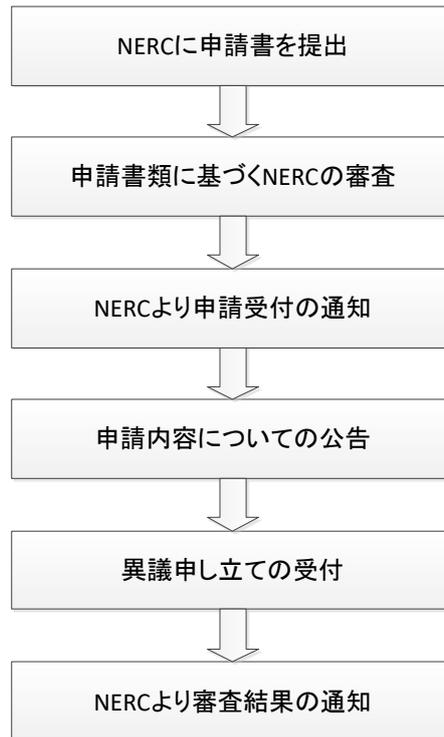


図 3-1.4 電力事業免許の認可フロー

(3) IPP に対する投資促進政策

IPP に対する減税・免税措置としては、以下のようなものがある。

- ・ 発電設備・機器などに関する輸入関税が免除
- ・ 事業開始より3年の事業税免除、および事業評価結果によってはその後最大2年の税免除期間の延長可能

また、地方における投資に関しては以下のような減税措置の対象となる。

- ・ 事業開始より最大7年の事業税免除

ただし、今後の IPP に対する民間投資促進のためには、発電用エネルギーの供給に関する政府保証など安定性の確保や、治安回復などがまず急務であると考えられる。今後 IPP を振興するために、目下、NDPHC 傘下の8社の売却で適用されている、PPA・GSAA・PCOA・PRGの4つの仕組みをセットとして活用していくものと推測される。既に太陽光発電による IPP の公募に際してこの4つの仕組みが適用されている。ただし、IPP の入札の場合は、最も安い売電価格を提示した応札者が選定されることとなる。

3-2 電力および一次エネルギー関連政策

3-2-1 電力および一次エネルギー利用関連政策

この項では、本マスタープランの立ち位置を明らかにするためにも、現時点での電力および一次エネルギー利用に関する関連政策について整理する。

(1) 電力および一次エネルギー利用関連政策の一覧

電力および一次エネルギー利用関連政策の一覧は表 3-2.1 のとおり。これ以外にも先行の政策などが存在するが、本マスタープランで参照すべき、現時点で有効であると思われる政策のみ記載する。

表 3-2.1 電力・一次エネルギー関連政策一覧

政策	策定年次	策定機関	概要
国家計画			
Vision 20-2020	2009	Federal Ministry of Budget and National Planning (MBNP)	2020年までの長期国家計開発画。2020年までに40,000 MWの電力供給を掲げている。
Economic Recovery & Growth Plan	2017	Federal Ministry of Budget and National Planning (MBNP)	2014年からの原油価格下落を主因とするナイジェリアの財政危機および不況からの景気回復策である。
National Integrated Infrastructure Master Plan (NIIMP)	2014	Federal Ministry of Budget and National Planning (MBNP)	エネルギー分野を含む、国家インフラの包括的開発計画である。
包括的エネルギー政策			
National Energy Policy (NEP)	2003	Energy Commission of Nigeria (ECN)	エネルギー分野の基本となる政策。一次エネルギー、再生可能エネルギー、電力含むエネルギー利用など、エネルギー分野全般を対象にしている。現在改訂版を作成中である。2020年までに人口比75%、2040年までに100%の電化率を実現するとしている。
[Draft Revised Edition]	(2013)		
National Energy Master Plan (NEMP)	2007	Energy Commission of Nigeria (ECN)	National Energy Policy (NEP)の実施の方法・フレームワークを示す。NEPの改訂に合わせ、改訂版のドラフトを作成中である。
[Draft Revised Edition]	2014		
包括的電力政策			
Power Sector Recovery Programme 2017-2021	2018	政府	電力セクターの改革をやり直すための、財政措置・DisCoの業務改善・ガバナンス改善・政策の策定に関する今後5ヶ年間の行動計画が述べられている。
Roadmap for Power Sector Reform	2010	Presidential Task Force on Power (PTFP)	前政権の電力セクター改革ロードマップ
[Revision 1]	2013		
電力セクター改革関連法規			
Electric Power Sector Reform Act (EPSRA)	2005	政府 法案は Electric Power Sector Reform Implementation Committee (EPIC) (電力セクター改革法規の立案のため BPE によって設立された組織)	現在進行中の電力セクター改革の根拠法で、国营電力公社 (National Electric Power Authority, NEPA) が独占的に行っていた電力事業の分割、民営化を主眼とするセクター改革実施のため策定された。

政策	策定年次	策定機関	概要
電力系統強化政策			
Transmission Expansion Plan	2017	送電公社 (TCN)	系統強化のためのマスタープランである。世銀の支援で策定された。
再生可能エネルギー利用・省エネ関連電力政策			
National Renewable Energy Action Plans (NREAP)	2016	電力公共事業住宅省 Federal Ministry of Power, Works and Housing (FMPWH)	再生可能エネルギー利用関連の具体的な目標値や達成方法を示した実行計画
National Energy Efficiency Action Plans (NEEAP)	2016	電力公共事業住宅省 Federal Ministry of Power, Works and Housing (FMPWH)	省エネルギー関連の具体的な目標値や達成方法を示した実行計画
Sustainable Energy for All Action Agenda (SE4ALL-AA)	2016	電力公共事業住宅省 Federal Ministry of Power, Works and Housing (FMPWH)	国連が提案する SE4ALL (万人のための持続可能なエネルギー) の国別行動方針
National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy (NREEEP)	2015	電力公共事業住宅省 Federal Ministry of Power, Works and Housing (FMPWH)	再生可能エネルギーおよび省エネに関して大枠の方向性を示す政策
Hydropower Master Plans	2013	Japan International Cooperation Agency (JICA) together with the Federal Ministry of Water Resources (FMWR)	水資源利用に関するマスタープランで
Solar Energy Master Plan	2007	Japan International Cooperation Agency (JICA) Federal Ministry of Power and Steel (FMPS) Federal Ministry of Science and Technology (FMST) Energy Commission of Nigeria (ECN) Rural Electrification Agency (REA)	太陽光発電に関するマスタープラン
National Bio-fuel Policy and Incentives	2007	Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC)	バイオ燃料利用推進のための政策
Renewable Electricity Policy Guidelines	2006	電力公共事業住宅省 Federal Ministry of Power, Works and Housing (FMPWH)	再生可能エネルギー利用に関する指針
Renewable Energy Master Plan	2005	United Nations Development Programme (UNDP)	再生可能エネルギーに関するマスタープラン
(Updated)	2012	Energy Commission of Nigeria (ECN)	
地方電化関連政策			
Rural Electrification Strategy and Implementation Plan	2016	National Rural Electrification Agency (REA)	地方電化の計画目標値の設定および推進戦略。2006年の実施計画の更新版と位置付けられる。
Rural Electrification Strategy and Implementation Plan of the Federal Republic of Nigeria	2006	Bureau of Public Enterprises (BPE)	地方電化に係る組織制度、プロジェクトの資金調達方法、規制の枠組みや計画目標値などを含む、地方電化推進の実施計画

出所：JICA 調査団作成

電力セクターの政策は現在再生可能エネルギーおよび省エネ分野に偏っているが、包括的な電力政策については、本マスタープランが担うことになる。

(2) 政策策定の分野別主要担当省庁

上の表 3-2.1 の政策一覧から、電力・エネルギー分野の政策立案の役割分担は概ね表 3-2.2 と考えられる。

表 3-2.2 電力・エネルギー関連政策の主要担当省庁

政策内容	担当省庁
電力セクター全般	FMPWH
一次エネルギー利用全般	ECN
個別の一次エネルギー	各担当省庁
再生可能エネルギー	FMPWH, ECN 等
地方電化関連政策	FMPWH, REA

出所：JICA 調査団作成

ただし、重複する部分については目標数値や内容、基礎データなどの調整・共有が十分に行われておらず、各々の政策の整合性がとれていない。省庁間のコーディネーションのため、ECN が今以上にリーダーシップを発揮する、省庁横断的な組織を設立するなど、何らかの方策を取る必要があると思われる。これらの問題点に関しては、3-3「ナイジェリア電力セクターの構造と課題」において詳述する。

3-2-2 電力セクターの法令・規制・規定

この項ではナイジェリア電力セクターにおける各法令・規制などについて述べる。電力セクター関連法としては、電力セクター改革法 Electric Power Sector Reform Act 2005 (EPSR Act 2005)が挙げられる。

表 3-2.3 電力セクター関連法

政策	策定年次	策定機関	概要
Electric Power Sector Reform Act (EPSRA)	2005	Electric Power Sector Reform Implementation Committee (EPIC) (電力セクター改革法規の立案のため BPE によって設立された組織)	現在進行中の電力セクター改革の根拠法。国营電力公社 (National Electric Power Authority, NEPA) が独占的に行っていた電力事業の分割、民営化を主眼とするセクター改革実施のため策定された。

出所：JICA 調査団作成

電力セクターの規制・規定は、規制監督機関である NERC により制定されている。NERC により制定されている主な規定・ガイドライン・通達の一覧を以下の表に示す。

表 3-2.4 NERC による規制・ガイドライン・通達一覧

種別	規制制度の名称 (発行年)	内容
規定	Feed In Tariff for Renewable Energy Sourced Electricity in Nigeria (2015)	再生可能エネルギーの固定価格買い取り制度
	Electricity Industry Enforcement Regulation (2014)	NERC の役割や権限についての規定
	Nigerian Electricity Supply and Installation Standards Regulations (2015)	電力事業における機材・設備の設計・導入・試運転・メンテナンスなどに関する基準を定めた規定
	Regulations on Procedure for Electricity Tariff Reviews in the NESI (2014)	電力料金改訂の手順について定めた規定
	Regulations for Investments in Electricity Network in Nigeria (2015)	適正に送電網・配電網に対する投資が行われるよう資格や事前調査について定めた規定
規定	Regulations on National Content Development for the Power Sector (2014)	電力業界における国内雇用や国産品利用の促進を目的に定められた規定
	NERC (Methodology for the Determination of Connection Charges for Electricity Supply) Regulations (2012)	新規契約時の契約料金についての規定

種別	規制制度の名称（発行年）	内容
	NERC (Independent Electricity Distribution Networks) Regulations (2012)	配電網を DisCo 各社に分割し独立させるにあたり、DisCo の認可や配電網の運用方法などについて定めた規定
	NERC (Embedded Generation) Regulations (2012)	小型発電についての規定
	NERC (Methodology for Estimated Billing) Regulations (2012)	契約者の電気メーターが破損または読み取り不可の場合に使用電力を推定する方法についての規定
	NERC (Acquisition of Land and Access Rights for Electricity Projects) Regulations (2012)	電力事業実施のための土地取得についての規定
	Regulation for the Procurement of Generation Capacity (2014)	発電事業の入札資格・手順などの規定
	Connection and Disconnection Procedures for electricity services (2007)	契約者との新規契約および契約解除の手順に関する規定
	Customer Complaints Handling Standards and Procedures	顧客クレーム対応規定
	Customer Service Standards of performance for distribution companies (2007)	配電会社の顧客サービス規定
	Meter Reading, Billing, Cash Collections and Credit Management for Electricity Supplies Regulations (2007)	配電会社の検針・電気料金請求・契約管理規定
	NERC Licence and Operating Fees Regulation (2010)	電力事業者の許認可に関する手数料・認可料規定
	Permits for Captive Power Generation Regulations (2008)	自家用発電電力規定
	Application for Licences (Generation, Transmission, System Operations, Distribution & Trading) Regulations (2010)	電力事業者許認可規定
	Reporting Compliance Regulation (2009)	電力事業者の NERC への報告規則順守規定
	Business Rules of the commission (2006)	NERC における業務規定
	NERC (Independent Electricity Distribution Networks) Regulations (2012)	独立配電事業者規定
	Electricity Theft and Other Related Regulations, 201 Offences (2014)	盗電や設備の破壊などの行為に対する罰則などを定めた規定
	Generation Procurement Regulations (2012)	発電所への投資や IPP などの新規設立時に適用される規定
ガイドライン	Guidelines and Assessment Criteria for Fit and Proper Persons for Corporate and Individual Participation in Regulated Electricity Undertakings (2012)	電力業界における職員規定や人材登用における資格基準などに関するガイドライン
	Generation Procurement Guidelines (2014)	Generation Procurement Regulations 適用時のガイドライン IPP などの設立促進による発電容量の増加を目的としている
	Guidelines for Consumer Consultation by DisCos Before Applying To NERC for Approval of Applications for Revenue Requirement Rate Design and Consumer Reclassification	DisCo の料金改訂時におけるステークホルダー協議開催のガイドライン
	Guidelines for obtaining Clearance Certificate for the importation of generating sets and related matters (2011)	発電所の設備や機材輸入の際の通関証明書き取り得時のガイドライン
	Guidelines for Certification of Metering Service Providers and Related Matters (2013)	検針業者の認可のガイドライン

種別	規制制度の名称（発行年）	内容
	NERC Guidelines on Rate Review (2014)	電力料金改訂におけるガイドライン
	Guidelines for Obtaining Clearance Certificate for the Importation, Production or Supply of Electric Energy Meters and Related Matters	電力メーターの輸入・製造・販売に関するガイドライン
	Guidelines on National Content Development for the NESI (2013)	電力業界における国内雇用や国産品利用の促進のためのガイドライン
規約・基準・マニュアル等	Metering Code (2013)	グリッド・メーターおよび配電メーターの設置・運用・維持管理・点検などに関する規定
	The Grid Code For The Nigeria Electricity Transmission System	送電網のグリッド・システムの運用・管理に関する方針
	The Distribution Code for The Nigeria Electricity Distribution System	配電網の整備計画の手順や運用・管理などに関する規定
	Nigerian Electricity Health and Safety Standards	電力業界における労働安全基準
	Draft Instruction Paper on the terms and conditions for establishment of an independence system operator (2015)	TCN の後継組織である Independent System Operator (ISO) の役割や設立に向けた活動について定めた指針案
通達	Order on the Imbalance Application Mechanism during the Transitional Electricity Market (TEM) (2015)	電力市場移行期間(Transitional Electricity Market (TEM))中に発生した電力需給の不均衡の解消方法についての通知
	Order on Refund of Overbilled Customers by AEDC	契約者への返金に関する通達
	Supplementary Order on TEM (2015)	電力市場移行期間（TEM）に関する補足通達
	Order directing the commencement of the transitional Stage Electricity Market (TEM) (2015)	電力市場移行期間（TEM）実施に関する通達
	Order - Procedure for Obtaining Approval for Assignment, Ceding of a Licence, Transfer of Undertaking or Change in Shareholding of Licensed Entities	電力事業者のライセンス取得・変更などの手順を示した通達
	Order Abolishing Meter Maintenance Fee (2011)	DisCo が契約者に請求していた電気メーターの維持管理費用廃止の通達
料金設定・市場ルール等	Bulk Generation Procurement Guidelines and Codes	発電事業計画および業者選定ガイドライン、及びコード発電所への投資や IPP などの新規設立時に適用される規定
	Market Rules For Transitional and Medium Term1 Stages of the Nigerian Electricity Supply Industry (2014)	電力市場移行期間（TEM）および中間期間（Medium Term Market）中の市場取引ルール
	Rules for the Interim Period between Completion of Privatization and the Start of the TEM (2013)	電力事業者の民営化と電力市場移行期間（TEM）開始時期に関する内規
	MYTO 2015 Distribution Tariff (2015 - 2024)	配電各社電気料金（2015 年改訂版）
	MYTO 2015 TCN Tariff Order	TCN 送電料金（2015 年改訂版）

出所：JICA 調査団作成

電力セクターが分轄・民営化されたのに伴い、発電事業者は電力をいくらで販売するのか、送電事業者は送電サービスの料金をいくら徴収するかを決める必要が生じた。発電事業者の配電事業者への電力販売価格に関しては、将来は発電事業者と配電事業者が交渉して決めることとなるが、電力市場が成熟するまでの移行期間においては、公的な仲介業者が介入する必要がある、ナイジェリアではナイジェリア電力取引会社 (NBET) がその任にあっている。こうしたことから、NERC は設立直後から、EPSR Act 2005 に基づいて、発電事業者の電力販売価格（電力卸売価格）、最終需要家向けの電力料金（小売価格）、送電網の利用料（送電料金など）を定める複数年料金規則（Multi-year Tariff Order: MYTO）、移行期間の電力市場のあり方についての規定である Market Rule、各事業者が送電網に接続するための技術要件などを規定する Grid Code を制定してきた。

以下にこれら 3 つの規則の概要を紹介する。

(1) 複数年料金規則 (YTO)

MYTO は発電事業者の電力販売価格（発電料金あるいは電力卸売価格）、送電網を利用する際に配電事業者が送電事業者などに支払う送電網の利用料（送電料（TSP あるいは Wheeling Charge）、システムオペレータ、マーケットオペレータなどに支払う料金など）、配電事業がユーザーから徴収する電力料金（end-user tariff もしくは retail tariff）を設定している。MYTO II（2012 年）では 2017 年までの発電料金について発電源となるエネルギー種（水力（大中規模・小規模）、火力（天然ガス・石炭）、太陽光、風力、バイオマス）別に規定していたが、MYTO 2.1 では、発電料金に関しては競争原理を取り入れるという施策のもと、設定されていない。MYTO の料金設定は以下の原則に従っている。

- | | |
|-----------------|--------------|
| a) 費用回収が可能であること | b) 投資家へのシグナル |
| c) 確実性・安定性 | d) 電力網の有効利用 |
| e) リスクの配分 | f) 簡潔さ・効率性 |
| g) 業績改善の奨励 | h) 透明性・公正さ |
| i) 機動性と強靱性 | j) 社会的・政治的要請 |

(2) Market Rule

Market Rule は、競争原理、透明性・信頼性の原則に基づいて、移行期間の電力市場について、①システムオペレータ・マーケットオペレータ、②マーケットへの参入と撤退、③取引の契約、④発電・電力供給、⑤発電事業者・配電事業者間の送受電力量の確定と支払い、⑥関係組織間のコミュニケーションなどに関して規定している。

(3) Grid Code

Grid Code は効果的・経済的で調整のとれた送電網の開発・運営・保守を目的として、①送電計画、②送電網への接続の条件、③送電網の運用などについての規定を含んでいる。

3-3 電力セクターの構造と課題

3-3-1 電力セクター改革の動向

現在電力セクターでは、電力関係各社の民営化を核とした電力セクター改革が進行中である。電力セクター改革の進捗状況は以下の通りである。

表 3-3.1 電力セクター改革の進捗状況

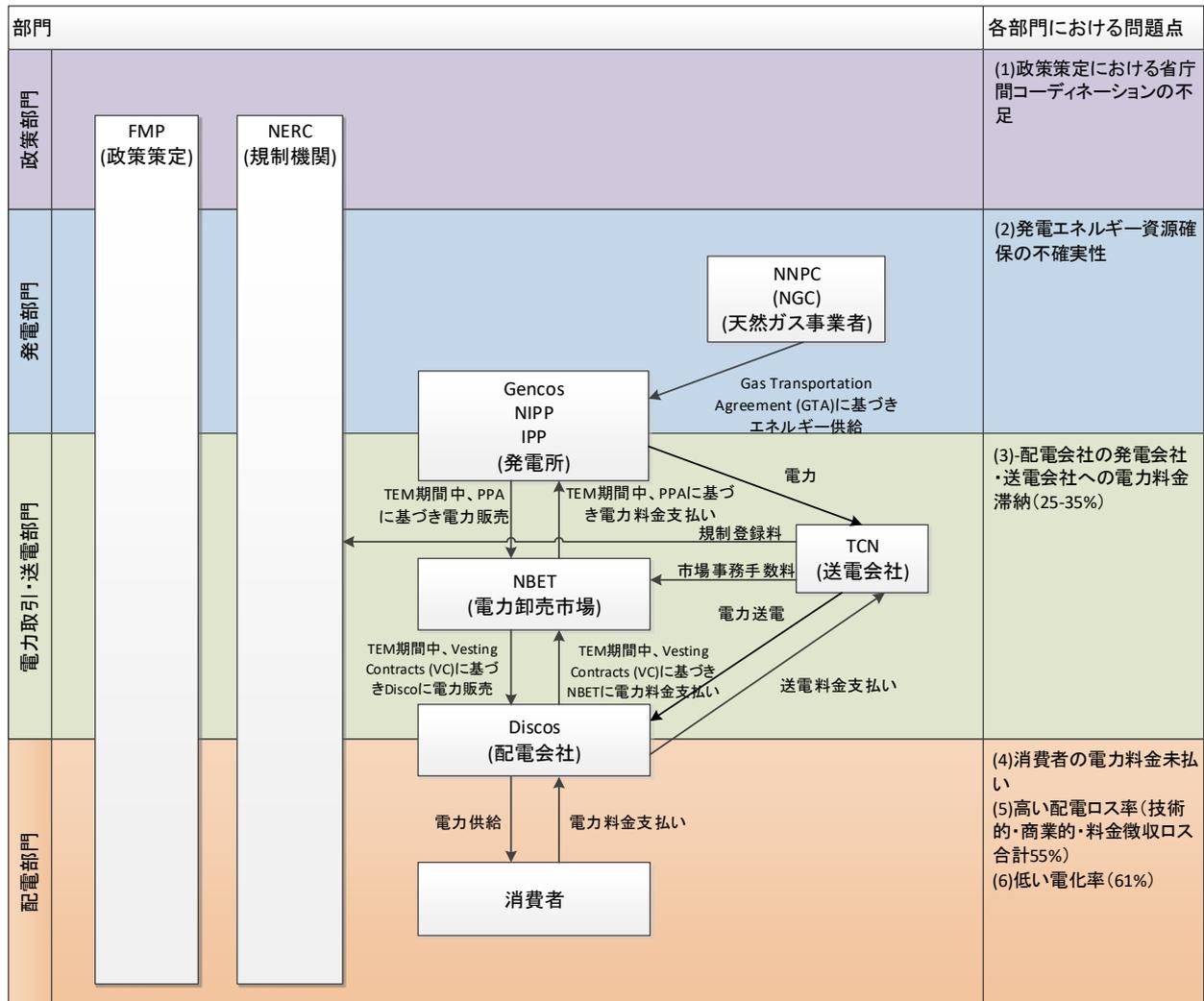
年月	内容
2005年3月	電力セクター改革法（EPSR Act 2005）の施行
2005年5月	国営電力公社（NEPA）の分離、電力持株会社（PHCN）の設立
2005年10月	ナイジェリア電力規制委員会（NERC）設立
2005年11月	PHCNが発電会社（GenCo）6社、配電会社（DisCo）11社、送電公社（TCN）に解体・分割
2006年3月	地方電化庁（REA）の設立
2008年7月	複数年料金規則（MYTO）の発行
2010年6月	Presidential Task Force on Power (PTFP)の設立
2010年7月	ナイジェリア電力取引会社（NBET）の設立
2010年8月	電力セクター改革ロードマップの発行
2012年5月	複数年料金規則-第二版（MYTO-II）の発行
2012年7月	TCNとManitoba Hydro International (MHI)のマネジメント契約締結
2013年8月	電力セクター改革ロードマップ（改訂版）の発行
2013年11月	GenCo 11社、DisCo 6社の民営資本への移行開始
2015年2月	電力取引所(NBET)取引開始
2015年3月	複数年料金規則- MYTO-II）の改訂（MYTO 2.1）
2015年5月	Presidential Task Force on Power (PTFP)の解散
2015年	Advisory Power Team（Office of the Vice President内）の発足
2015年6月	電力省（FMP）と公共事業省が合併し電力公共事業住宅省（FMPW）に再編
2015年7月	TCNとMHIのマネジメント契約終了、2016年7月31日までの更新契約締結
2016年12月	Power Sector Recovery Planの実施を世銀と合意
2018年1月	Public Sector Recovery Programme 2017-2021（PSRP）の発行

出所：JICA 調査団作成

ナイジェリアでは電力市場の完全移行に先立ち移行期間電力市場（Transitional Electricity Market：TEM）が設けられているが、TEM 期間中における発電会社と配電会社（DisCo）の電力取引はNBETが仲介し行われる。TEM 期間中の取引は、発電会社はNBETとPPAを結び、発電した全電力をNBETが買い取り、NBETはDisCoに販売している。

3-3-2 電力セクターの構造と課題

電力セクターにおける電力供給の構造、及び各部門における主な課題と問題点を図 3-3.1 に示す。今後の電力セクター発展のためには、セクター改革の実施とともに電力供給の将来目標達成に向けた課題を解消していく必要がある。現在、電力セクターでは各部門において数々の課題が存在しており、それらはIPPなどによる民間投資の大きな足かせとなっている。



出所：JICA 調査団作成

図 3-3.1 電力供給フローおよび主な問題点

各問題点についての詳細は次項 (1) ~ (4) に述べる通りである。

(1) 政策策定における省庁間コーディネーションの不足

電力セクターにおいては、数多くの機関が政策の策定・実施に関わっており、それぞれが政策策定を行っている。しかしながら、大まかな目標数値などについては調整・共有が十分に行われておらず、各々の政策の整合性がとれていない場合がある。例えば、主要な政策における2020年までの発電力将来目標値および予測値を表 3-3.2 に示す。

表 3-3.2 主要政策の発電能力将来目標値・予測値

(MW)

政策	策定年	策定機関	政策値	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nigeria Vision 20:2020	2010	FMBNP	目標値	6,000	8,000					20,000					35,000
National Integrated Infrastructure Master Plan (NIIMP)	2014	FMBNP	目標値					7,000					20,000		
Roadmap for Power Sector Reform - Revision	2013	PTFP	予測値					8,664	10,454	12,106	15,636	21,237	23,311	24,961	28,261
National Energy Master Plan (NEMP) (draft)	2014	ECN	予測値	5,753	7,440					26,092					52,174

出所：JICA 調査団作成

予算国家計画省（FMBNP）が策定した National Integrated Infrastructure Master Plan (NIIMP) の発電能力目標値は、2010 年の Nigeria Vision 20:2020 で設定された目標値を大幅に下回っている。これは 2014 年時点の進捗状況を考慮して、目標値をより現実的なものに引き下げたものと思われる。また、これは 2013 年に作成された Roadmap for Power Sector Reform - Revision 1 の発電能力予測値を下回って設定されている。Roadmap は 2013 年、National Energy Master Plan (NEMP) (draft) は 2014 年と策定年次は前後しているが、発電能力予測値は大きく異なっており、2020 年の予測値は、NEMP では Roadmap の約 1.8 倍に設定されている。各政策値の設定・推計方法はそれぞれ全く異なっており、それゆえそれぞれの政策で一貫しない数値となっていると考えられる。各政策値の設定・推計方法以下の表 3-3.3 のとおり。

表 3-3.3 主要政策の電力供給将来目標値の設定・推計方法

政策	策定年	策定機関	政策値設定方法
National Integrated Infrastructure Master Plan (NIIMP)	2014	FMBNP	2043 年にナイジェリアの一人当たり発電容量が現在の米国の 80% を達成するように目標を設定。
Roadmap for Power Sector Reform - Revision 1	2013	PTFP	今後の各発電所の設備投資計画および新規発電所の開発計画から予想される、将来発電可能電力の積み上げ方式により予測。
National Energy Master Plan (NEMP) (draft)	2014	ECN	IAEA が使用しているモデル MAED、及び MESSAGE で将来需要および電力供給量を予測。

出所：JICA 調査団作成

これに対し、電力需要予測に関しては、ECN が 2012 年に推計した予測値が主要な政策で使用されている。ECN の予測値は、上表に示すとおり、MAED で推計したものである。

表 3-3.4 主要政策の電力需要予測値

(MW)

政策	策定年	策定機関	政策値	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Renewable Energy Master Plan	2012	ECN	予測値	4,052	7,440					24,380					45,490
National Energy Master Plan (NEMP) (draft)	2014	ECN	予測値	4,052	7,440					24,380					45,490
National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy (NREEEP)	2015	FMPWH	予測値				21,200			24,380					45,490

出所：表中に記載

(2) 発電エネルギー資源確保の不確実性

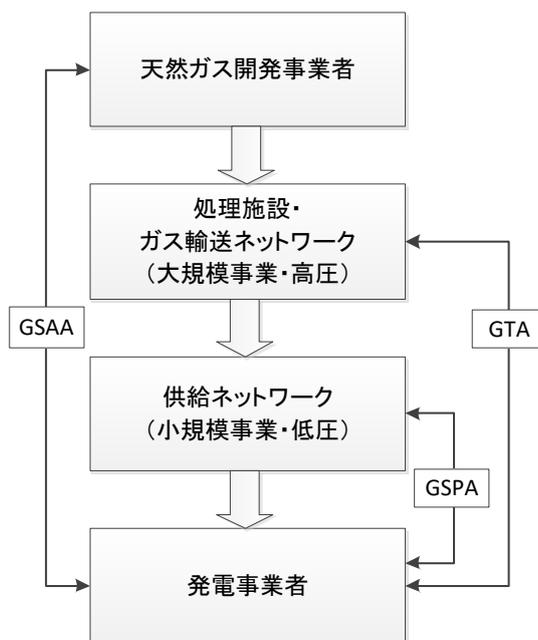
発電電力量の目標値を達成するため、発電部門における民間資金の投資促進を積極的に進めているが、民間資金の IPP への投資は思うように進んでいない状態である。この主な原因と

しては、一つ目には発電所における燃料の確保、もう一つには電力料金徴収率の低さの問題が挙げられる。ここでは一つ目のエネルギー資源確保の問題について説明する。

まず、火力発電の動力エネルギーは現在のところ天然ガスのみである。経済性や供給量、インフラなどの問題からガス一辺倒の現状となっている。ナイジェリアでは天然ガス以外に石油や石炭も産出することから、今後の発電所の動力エネルギーとしてはこれらも十分見込みがあると思われる。ここでは現状の問題として天然ガスおよびその他のエネルギー資源の供給における問題について述べる。

1) 天然ガス

発電所における天然ガス供給は、ナイジェリア国営石油公社（NNPC）傘下のナイジェリアガス公社（NGC）（2016年ナイジェリアガス製造輸送公社（NGPT）とナイジェリアガス取引公社（NGMC）に分轄された）により行われる。電力事業における天然ガス供給の流れを図 3-3.2 に示す。開発事業者（民間事業者）が生産した天然ガスは、処理施設（現状では開発事業者である民間企業または NGC の所有）を経たのち、NGC-NGPT の供給ネットワークを通じ発電各社に供給される。



出所：JICA 調査団作成

図 3-3.2 発電事業者への天然ガス供給フロー

また、発電会社はそれぞれの事業者とガス供給に関する契約を締結する必要があり、開発事業者とは Gas Sales and Aggregation Agreement (GSAA)、ガス輸送に関しては、大口需要家はガス輸送ネットワーク事業者（民間企業または NGC）と Gas Transportation Agreement (GTA)、比較的小口の需要家は供給ネットワーク (NGC) と Gas Sales and Purchase Agreement (GSPA) を締結する。

しかしナイジェリアにおけるガス供給は安定的とはいえない。ストライキ等でたびたび供給が止まるほか、ガスや石油のパイプラインでは盗難や政治的理由などから穴を開ける

などの妨害行為が恒常的に行われており、数年に1・2度の頻度で100人以上が犠牲となる大事故に発展する。このような状況から、発電セクターに対する民間投資促進のため、政府が燃料供給保証をつけるなどの方策も今後検討する必要があると思われる。ガス調達に係る問題の詳細は3-1-3に述べられている。

2) 石油

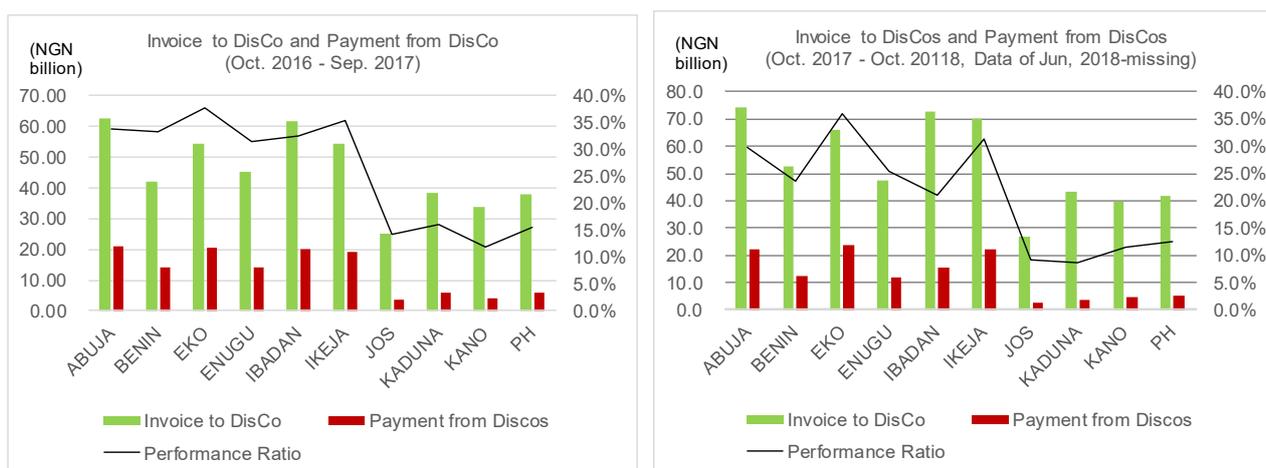
ナイジェリア国内での精製能力が非常に低く、ほとんどが海外で精製されている。国内での利用する石油はそれを再輸入したものとなるため、価格は高い。そのため経済性の面でもガスに劣るため、現在のところ発電事業には使われていない。

3) 石炭

国内で採掘可能な資源であり、利用コストも低いが、ナイジェリアの石炭事業は石油の見つかった1950年代をピークに生産量は減少している。

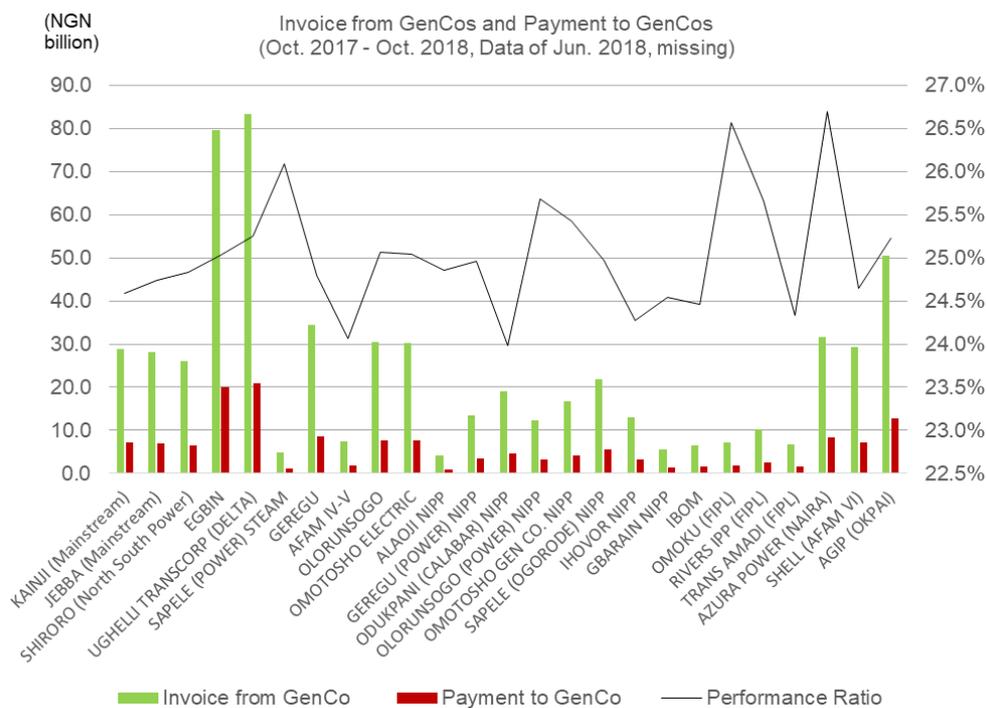
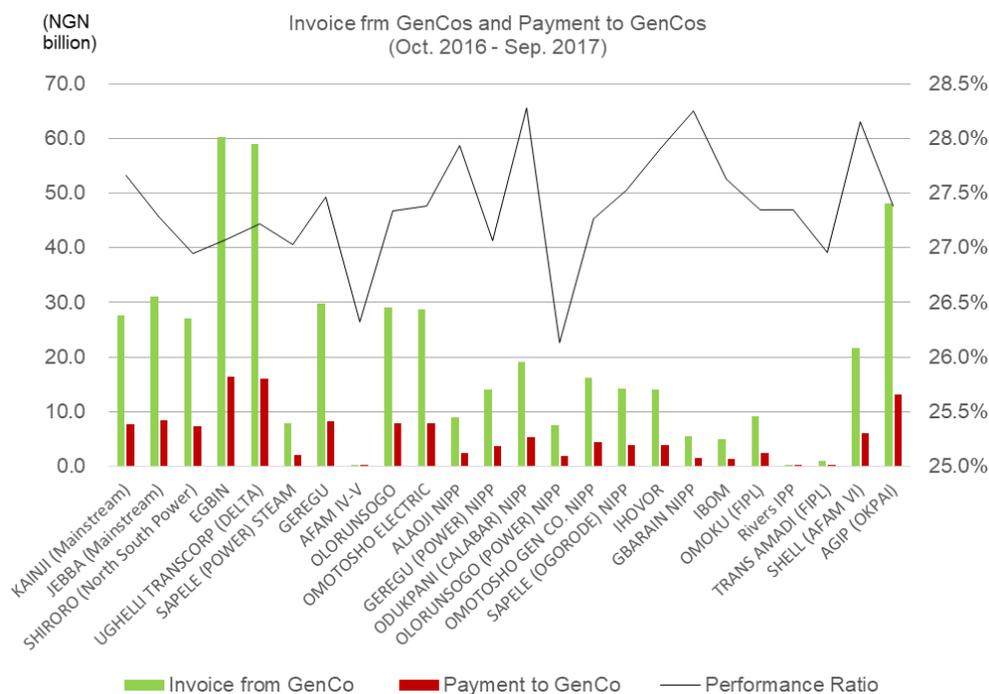
(3) 電力各社の電力料金滞納

NBETが設立される以前より、DisCo各社の電力料金支払率はいずれも毎年40~70%程度であり、未払金は焦げ付いた状況となっていた。この状況はNBETの運営開始後にはむしろ悪化し、図3-3.3・図3-3.4に示されるとおり、2017年10月~2018年10月においてもDisCoからNBETに、NBETからGenCoに支払われる金額は請求額の1/4程度に留まっていた。農村部では電気は政府が無償で提供すべきものという考えが残っている地方もあり、図3-3.3に見られるとおり、都市部を抱えるDisCoからの料金徴収率(DisCoからの支払額のDisCoへの請求額に対する比率)が高く、その他のDisCoから料金徴収率が低くなっている。一方、NBETは、GenCoに対する支払率(GenCoへの支払額のGenCoからの請求額に対する比率)はどのGenCoに対しても同じになるように毎月調整している。なお、2016年10月~2018年10月の、DisCoへの請求額・DisCoからの毎月の支払額、GenCoからの請求額・GenCoへの毎月の支払額は、それぞれ添付資料の3b、3cに示されている。



出所：NBET

図 3-3.3 DisCo への請求額と DisCo からの支払額
(2016年10月~2017年9月、2017年10月~2018年10月 (2018年6月のデータ欠落))



出所：NBET

図 3-3.4 GenCo からの請求額と GenCo への支払額

(2016年10月～2017年9月、2017年10月～2018年10月 (2018年6月のデータ欠落))

このような状況から電力セクターを構成する、発電会社、送電会社、配電会社の各社財務状況は危機的な状況となっている。政府は事態の打開のため、Power Sector Recovery Programme 2017-2021の一環として Payment Assurance Facility (PAF) を、2017年1月から2018年の12月の2ヶ年計画で創設した。GenCoが売電料金を受け取っていない場合のPAFによる未払金の支払い手続きは、①GenCoはNBETに料金が未払いであることの確認を求める、②NBETは料

金が未払であることを確認する、③GenCoはNBETによる確認書を以て中央銀行(Central Bank of Nigeria-CBN)に支払いの申請をする、④CBNからGenCoに直接支払う、となっている。また、PAFではGenCoが発電料金を受け取っていないために支払えなくなっている天然ガス購入代金についてもカバーし、CBNはガス供給会社に直接支払うことになっている。なお、PAFにより支払われるのは、電力卸売料金が未払分の80%、ガス購入代金が未払部分の90%となっているが、新規参入IPPについては双方ともに未支払い分の100%が支払われてきた。さらに、PAFはTCN等のサービス提供者への料金の未払については適用されない。加えて、2019年1月以降PAFによる未支払い分をどうしていくかは未だ決まっていない。

電力市場(TEM)終了後は発電会社とDisCo間での直接取引となるため、DisCoの料金未払いは発電会社にとって大きなリスクとなる。NERCによると、TEM期間終了については現在のところ定めていないということであるが、料金未払い問題が解決しない限り電力卸売市場への完全移行は難しくなっている上、こうした問題がIPPへの民間投資を阻む大きな要因ともなっている。

また、DisCoはTCNに支払う必要のある送電料金の支払い率も2013年から2016年にかけて61%から34%へ低下しており、TCNの財務圧迫の原因となっている。

(4) 消費者の電力料金未払い

DisCoの電力料金未払い問題の直接的な原因は、最終消費者からの料金徴収率が低いことである。DisCoの消費者からの料金徴収率は平均で62%¹(2018年第1四半期)となっている。

表 3-3.5 DisCoの消費者からの料金徴収率

DisCos	Total Billings (NGN Billion)		Revenue Collected (NGN Billion)		Collection Efficiency (%)	
	2017Q4	2018Q1	2017Q4	2018Q1	2017Q4	2018Q1
Abuja	23.2	24.0	15.5	16.1	66.8	67.0
Benin	17.8	18.3	9.5	10.1	53.3	55.3
Eko	19.9	21.5	16.7	17.7	84.1	82.2
Enugu	14.6	15.9	9	9.9	61.6	62.1
Ibadan	18.9	20.8	13.5	13.1	71.8	63.0
Ikeja	18.8	21.2	16.2	17.5	86.2	82.6
Jos	8.8	8.7	2.9	3.3	33.1	37.8
Kaduna	9.8	11.5	3.7	4.7	37.7	41.0
Kano	11.6	11.6	5.7	6.0	49.3	52.0
Port Harcourt	14.2	13.3	6.2	6.1	44	45.9
Yola	4.3	4.3	2.2	2.1	50.4	48.7
All DisCos	161.8	171.2	101.0	106.6	62.5	62.3

出所：NERC2018年第1四半期報告書

¹請求額に対する徴収率であり、技術的要因や盗電などによる電力ロスによる損失は考慮されていない。

また、民間の消費者のみならず、大口消費者である省庁などの政府機関も電力料金の支払いを怠っている。これは省庁への予算が予定通りに執行されていないことが原因であるが、近年の財政難がそれに拍車を掛けている。この状況改善のため、Power Sector Recovery Programme 2017-2021 ではナイジェリア政府は、電力各社に対する政府機関の未払い債務計 260 億ナイラ（8.500 万米ドル）の支払いを実施すると公約している。執行の時期等については現在のところ不明である。

（５） 高い配電ロス率

Advisory Power Team の Power Baseline Report（2015 年）によれば配電部門では、技術的損失が 12.5%、商業的損失が 6.9%、料金未収率が 36.5%となっている。また、表 3-3.6 に示すとおり、2018 年第 1 四半期の NERC 報告書によれば技術的・商業的損失率、料金未収率の損失合計は 55%となっている。

表 3-3.6 各 DisCo での電力損失

DisCos	MYTO Target for 2018	Average Quarterly AT&C Loss	
		2017Q4	2018Q1
Abuja	22.33%	44%	45%
Benin	23.91%	58%	55%
Eko	11.23%	26%	26%
Enugu	20.56%	56%	57%
Ibadan	19.67%	48%	51%
Ikeja	10.81%	33%	35%
Jos	39.12%	77%	74%
Kaduna	12.47%	76%	71%
Kano	22.06%	59%	57%
Port Harcourt	29.70%	68%	67%
Yola	23.71%	66%	67%
All DisCos	20%	56%	55%

（注） MYTO: Multi-year Tariff Oder（複数年料金規制）

AT&C Loss: Aggregated Technical, Commercial and Collection Loss

（技術的・商業的・料金徴収ロス合計）

出所：NERC 2018 年第 1 四半期報告書

商業的損失には、盗電のほか、電気メーターの未設置・破損が含まれる。各戸に取り付けられている電気メーターは破損している場合が多く（故意に破壊されることも多い）、正確な使用量を計るのが困難となっている。ただし、メーターが破損している場合の多くは、推測による料金請求が行われており、顧客の苦情の一因ともなっている。推測による料金請求を違法と法案が国会に提出されている。表 3-3.7 に各 DisCo のメーター設置状況を示す。

表 3-3.7 各 DisCo でのメーター設置状況

DisCos	Registered Customer as of March 2018	No. of Metered Customer as of March 2018	No. of Metered Customer as of December 2017	Metering Rate (in %) as of March 2018
Abuja	1,129,521	430,098	699,423	38%
Benin	856,292	544,828	311,464	64%
Eko	470,766	215,987	254,779	46%
Enugu	884,992	409,748	475,244	46%
Ibadan	1,613,635	665,609	948,026	41%
Ikeja	910,338	311,332	599,006	34%
Jos	486,198	170,409	315,789	35%
Kaduna	484,310	136,037	348,273	28%
Kano	508,640	126,539	382,101	25%
Port Harcourt	453,818	352,533	101,285	78%
Yola	337,220	70,883	266,337	21%
Total	8,135,730	3,434,003	4,701,727	42%

出所：NERC2018 年第 1 四半期報告書

(6) 低い電化率

ナイジェリアの電化率は低く、人口比で 61%に留まっている²。これはガーナ (82%)、南アフリカ (86%) など、他のアフリカ諸国に比べても低い数値である³。また電化されている地域でも、電力供給の不安定さから自家発電に頼っている事業者や家庭も多い。低い電化率や不安定な電力供給は、国家の経済成長の大きな足かせとなっている。

3-3-3 Power Sector Recovery Programme (2017-2021)

Power Sector Recovery Programme 2017-2021 (PSRP) には、財政措置、DisCo の業務改善、ガバナンス改善、政策の策定に関する詳細な行動計画が述べられている。これらの行動計画は、電力セクターの抱える問題と課題を踏まえて周到に準備されているように見受けられる。これらの全ての行動計画の確実な実施がなければ電力セクターは正常に機能しないと考えられる。

(1) 財政措置

1) 持続可能・適切な電気料金の体系の確立

- i) ナイジェリア電力規制委員会 (NERC) による改訂複数年料金規則 (MYTO) の一部となる配電会社 (DisCo) の業務改善計画 (PIP) 作成ガイドラインの発行
- ii) NERC による関係機関との相談を通じた政府の料金政策・システムオペレータからの提案を考慮した DisCo・ナイジェリア送電公社 (TCN) の必要な収入の決定のための MITO 要領 (手順・計算式・定期的調整を含む) 改訂版の最終化
- iii) TCN による、改訂 MYTO 要領に基づく必要料金収入の算定を含む送電投資計画の作成と NERC への提出、NERC による見直し・協議・決定

² TCN より入手した 2014 年までの実績値と「2025 年までに電化率を 100%にする」という政府目標にもとづく、2016 年の JICA 調査団推計値

³ Energy Access Outlook 2017, International Energy にもとづく 2016 年の数値

- iv) 各 DisCo による、NERC ガイドラインの指示・手順にしたがった業務改善計画(PIP)の作成と NERC への提出
 - v) NERC による、各 DisCo から提出された必要収入に基づく料金申請・PIP・業績基準/目標についての、MYTO 要領にしたがった審査とコンサルテーション・ヒヤリングの実施
 - vi) NERC による各 DisCo・TCN に対する MYTO の制定
 - vii) NERC による各 DisCo の PIP の実施状況のモニタリング、業績基準・目標との比較、業務改善の評価と DisCo の PIP 実施の進捗・業績評価結果のウェブサイトでの報告
 - viii) MYTO 要領・料金政策にしたがった各 DisCo・TCN の関連料金の調整（小幅な改定）の実施
- 2) 費用回収可能な料金体系が確立されるまで（2017-2021）の赤字（37.7 億米ドル）に対する資金支援計画の策定と実施
- i) 2017-2021 での収入不足額の推計、資金借入れ計画に基づく借入金返済額などの必要金額の推計
 - ii) 中央銀行・政府・世銀の Performance Based Loan（PBC）などからの財源確保
 - iii) 資金投入計画の策定
 - iv) 財政的持続可能性・偶発債務・政府支援の波及効果の分析
 - v) 料金不足支払手順の詳細計画の策定
- 3) 過去（2015-2016）の低料金設定による累積赤字（13.8 億米ドル）に対する補填
- i) 不足金支払手順に関する DisCo・ナイジェリア電力卸売り公社（NBET）・マーケットオペレータ間の合意と連邦の財務省・予算計画省・電力公共事業住宅省（FMPWH）への連絡
 - ii) ナイジェリア電力負債管理公社（NELMCO）の負債管理戦略の策定
- 4) 財源確保
- i) 過去の低料金設定による累積赤字・料金体系が確立するまで赤字補填のための資金の確保
 - ii) 送電・配電間のインターフェースなどのシステムの制約への対応のための資金確保
 - iii) 関連機関の支援を受けての PSRP 実施モニタリングによる四半期毎の資金支援計画の見直し・更新
 - iv) タイムリーな GenCos への支払
 - v) FMPWH・予算当局による適切な資金供与とタイムリーな送金
- 5) これまでの政府機関の未払金（0.85 億米ドル）の支払と将来の未払の防止
- i) 政府機関の過去の未払金の精算
 - ii) 政府機関による電力料金の遅延のない支払についての政府通達の発布
 - iii) 政府通達の実施と政府機関による電気の効率的使用の推進

- iv) 政府機関による支払遅滞・未払（組織名・滞納額を含む）に関する DisCo から NERC への月例報告
- v) 政府機関による支払の進捗に関する NREC による政府への報告とウェブサイトでの公表

6) 世銀からの資金援助

- i) 世銀による世銀内部手続きについての政府への説明
- ii) タイムリーな資金の引き下ろしと使用のための政府による事前合意事項の遵守

(2) 運営・技術改善

1) ベースライン発電・送電・配電量の（オングリッドで 4,500W）の確保（2021 年まで）

- i) ベースライン発電量確保のための優先事業の選定
- ii) TCN による送電網拡張計画作成・提出と NERC による改訂 MYTO の一部としての承認
- iii) 承認された送電網強化計画の TCN のウェブサイトでの公開
- iv) TCN による送電網への投資の実施についての NERC によるモニタリングとウェブサイトでの結果公開
- v) システムオペレータによる毎年の発電計画と送電・系統の安全性に関する評価
- vi) TCN による送電網強化計画の毎年の更新

2) 配電会社（DisCo）の運営改善

- i) DisCo の顧客データベースの整備・更新と電力メーター普及プログラムの開始についての NERC による確認
- ii) DisCo の PIP の NERC による見直し・承認
- iii) NERC による、DisCo の PIP 実施の進捗・業績指標の改善に関するモニタリングと DisCo の投資計画遵守の確認
- iv) DisCo の投資家・経営陣を含む関係者との相談を通しての NERC による事業継続管理に関する規制の最終化
- v) MYTO での目標・基準に応じた公共事業庁（BPE）と各 DisCo との業務実施協定の改訂と BPE による関係者の義務と協定不履行の際の結果の確認
- vi) BPE による業務実施協定（Performance Agreement）についての NERC からの情報に基づくモニタリングと遵守状況の評価

3) 発電のための適切な天然ガスの供給

- i) 副大統領・石油資源大臣・9 州の知事による戦略的な取り組みと天然ガス産出地域での優先開発課題・事業の確定
- ii) 副大統領府を始めとする関連政府機関による優先事業計画策定・実施
- iii) 天然ガス産出地域での地元コミュニティの持ち分分与と資産保護のためのインセンティブの付与

- iv) 地元コミュニティによる各タウンシップでの資産の確保
- v) ナイジェリア電力市場安定化基金によるガス供給者へ未納金の全額支払
- vi) ナイジャデルタコミュニティでの重要プロジェクトの完了
- vii) 石油資源省によるガス施設破壊行為撲滅戦略の策定
- viii) ガスパイプライン基幹インフラ整備プロジェクト管理

(3) ガバナンス改善

1) 電力セクターでのガバナンスの回復

- i) 透明な手続きによる BPE 派遣の DisCo 役員会メンバーの独立したプロへの交代
- ii) NBET・NEMSA・NELMCO・ナイジャデルタ電力持株会社 (NDPHC)・地方電化庁 (REA) での適切な委員・メンバーの選定・任命
- iii) 政府による委員・メンバーへの継続的な訓練
- iv) 政府による専任警察部門の設立もしくは DisCo への必要な警察職員の派遣と州政府による地方裁判所の活用による未払に対する審判
- v) DisCo からの毎月の金融情報報告・毎年の会計監査報告の入手
- vi) DisCo 倒産の際の事業継続計画の策定

2) セクターの透明性の向上

- i) NERC による毎年の GenCo・DisCo・NBET・TCN の会計監査報告書の入手と NERC 作成のモニタリングレポートの NERC ウェブサイトでの公表
- ii) NERC による四半期毎の DisCo・TCN の運営・財務データ、GenCo・システムオペレータ・マーケットオペレータの運営データの公表
- iii) 政府による統合ウェブサイト (NESISTATS) の運営と PSRP に関する活動・進捗チェックのためのフィードバック

3) 契約の履行

- i) システムオペレータによる、需要に基づいた、DisCo との相談を経た、システムの制約の中での利用可能な発電設備の稼働についての毎年の発電計画の策定
- ii) システムオペレータによる発電計画の半年毎の見直し
- iii) NERC との協力を通しての NBET による電力購入協定 (PPA)・ガス供給包括協定 (GSAA) の準備
- iv) DisCo が購入可能な価格での電力購入の契約・請求書に関する NERC から NBET への指示
- v) NBET による、DisCo からの信用状の提出を待っての、NERC からの許可の枠内での PPA の有効化
- vi) NBET による、毎年の PPA の利用レベルの向上

4) PSRP に関する明快なコミュニケーション

- i) 全関係者による PSRP についての理解・合意を促進するコミュニケーション戦略の実施と主要関係者への重要なメッセージの伝達とマスメディアを通じての大衆とのコミュニケーション
- ii) コミュニケーション戦略の実施を主導できる評判の高い広告代理店の活用と全国的な PSRP キャンペーンについての戦術的な活動による政府の計画に対する大衆の信用・信頼の獲得
- iii) 関連政府機関のメディア・コミュニケーション担当者から成る電力セクターコミュニケーションチームの編成とコミュニケーション・関係者の参加に関するさまざまな活動の実施
- iv) 政府関連機関（行政・司法）の総動員・知識ベースの構築・協力

5) PSRP 実施モニタリングチーム

- i) PSRP 実施モニタリングチームの主要な役割の確定
- ii) 人材募集の開始と適格者の雇用
- iii) 政府による研修の実施とチームメンバーの任命
- iv) 多機関のメンバーから成る財務チームの編成
- v) 多機関のメンバーから成る最小コスト開発計画（LCDP）チームの編成

(4) 政策立案・実行

1) 民間セクターによる投資促進のための財政政策

- i) 既存の政策・振興策の見直し・改定と PSRP の目的達成のための調整
- ii) NBET による IPP プロジェクトに関する方式の簡素化
- iii) PSRP の実施に関するさまざまな提案

2) 電力へのアクセスの向上

※ オフグリッドに関する計画の策定と実施（略）

3) 経済的な電力の調達

- i) 政府による再生可能エネルギー・系統間連結を含む電源ミックスに関する政策・戦略の策定
- ii) DisCo と連携してのシステムオペレータによる毎年の需要予測・グリッドコード・市場ルールの準備と NERC による見直し・承認
- iii) NERC に承認された、システムオペレータの負荷予測に基づく、マーケットオペレータによる市場ルールで確立されている適切な発電に関する報告書の毎年の準備
- iv) FMPWH の監督・調整の下でのシステムオペレータ主導の多機関からなる計画策定ワーキンググループの設立と需要予測と電源ミックス政策の基づく発電増強・拡張計画の策定
- v) LCDP チームと連携・TCN との協働を通じてのシステムオペレータによるグリッドコートで確立された基準に基づく送電拡張計画の策定

- vi) LCDP・発電増強・拡張計画とシステムオペレータによる送電拡張計画の NERC への提出と NERC による見直し・承認
- vii) LCDP の毎年の見直し
- viii) LCDP の責任機関の明確化
- ix) 新規の発電容量調達が競争を通じて行われ、承認された LCDP での発電増強計画と整合したものとするための、NERC による電力調達規制の更新
- x) 新規発電容量の調達が競争のもとで行われ、NERC の規制を遵守したものとするための NBET による標準入札図書の準備
- xi) 発電の適切性についての報告書・LCDP に基づく NERC による新規電力調達のためのため入札許可

PSRP が作成されて 1 年近くが経った 2018 の 12 月に至っても PSRP の実施状況は捗捗しくないようである。現地での聞き取り調査では、「PSRP は関係者の誰もが否定のしようのない優れたものではあるが、実際に実施しようとするとなら、何をどう進めたらいいのか分からない状況である」といった声が聞かれた。また、「計画としては良くできているが、実効性には疑問がある」という者もいた。このため、現在 NERC を中心に、PSRP のための詳細実施計画を策定中とのことである。