

第 4 章 電力需要予測

第4章 電力需要予測

4-1 電力需要の現状

4-1-1 系統での電力消費

(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 (Federal Ministry of Power, Works & Housing)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。

下表の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。また、2016年に実施された「地方調査」(配電会社別の需要調査)より、供給不足を考慮して、実績期間を見るとComputed dataとRecorded dataは下表のとおりである。

表 4-1.1 ナイジェリアの電力需要実績

Year	Peak demand			Load factor
	Recorded	Computed	Shortage	
	MW	MW	MW	%
2005	3,577	4,222	645	73
2006	3,508	4,756	1,248	72
2007	3,445	5,004	1,559	73
2008	3,166	5,473	2,307	73
2009	3,104	5,942	2,838	73
2010	3,717	6,411	2,694	73
2011	4,058	6,942	2,884	74
2012	4,288	7,631	3,343	75
2013	4,228	7,961	3,733	76
2014	4,299	8,563	4,264	76
2015	4,880	9,237	4,357	-
2016	5,074	9,571	4,497	-
2016/05	3.2%	7.7%	19.3%	-

出所：Recorded data は TCN からの供給実績値

注：Computed data は 2016 年の地方調査をベースとした調査団の推定値

(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 4-1.2 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 4-1.3 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 (4-5-3 節「地方調査」参照) 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。

(3) セクター別需要

セクター別の電力需要の最新データは2014年であるので、この時点でのセクター別 (家庭部門、商業部門、工業部門、LNG むけでの消費、T/D ロス) を見ると以下のとおりである。

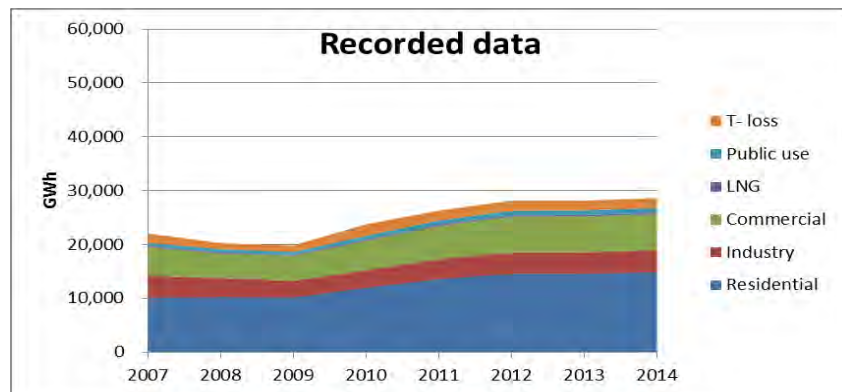
2014年時点での Recorded データのセクター別需要比率は送電端ベース需要量全体の28.6TWh (発電量では30.1TWh) に対して、家庭部門52%、商業部門 (含む政府部門) 24%、工業部門14%、LNG 向け電力1%、公共部門3%、送電ロス (T-ロス) 6%で家庭部門が半数を占めている。この傾向は2014年以降も続くと思われる。(ナイジェリアでは配電ロスは配電会社の需要の中に含まれる。)

表 4-1.4 セクター別電力需要

単位：GWh

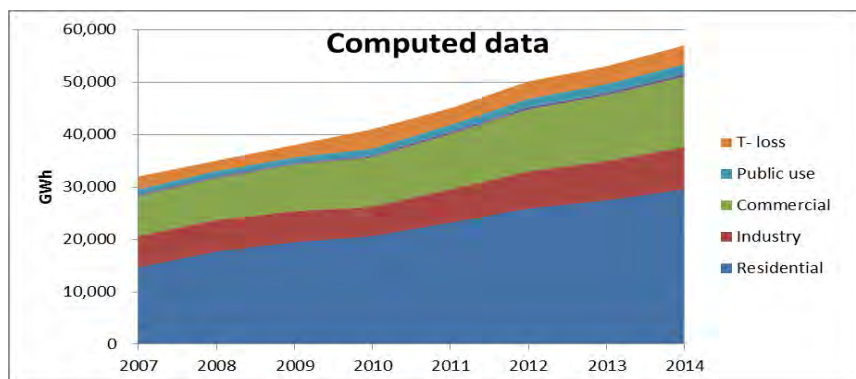
	Sector	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Recorded	Residential	10,302	7,832	10,091	10,240	10,163	11,962	13,568	14,549	14,577	14,821
	Industry	2,119	3,198	4,128	3,502	3,109	3,249	3,699	3,983	3,991	4,058
	Commercial	4,754	4,077	5,252	4,574	4,639	5,449	6,180	6,627	6,640	6,751
	LNG	111	161	200	201	140	216	232	240	240	244
	Public	673	661	657	604	566	748	774	900	898	935
	T/D loss	4,914	6,194	1,699	1,123	1,232	2,145	1,854	1,873	1,802	1,814
	Supply total	22,873	22,123	22,027	20,244	19,849	23,769	26,307	28,172	28,146	28,623
Shortage	Residential	1,859	2,789	4,569	7,464	9,294	8,671	9,641	11,344	12,870	14,697
	Industry	382	1,139	1,869	2,553	2,843	2,355	2,628	3,106	3,523	4,024
	Commercial	858	1,452	2,378	3,334	4,242	3,950	4,391	5,167	5,862	6,694
	LNG	20	57	91	147	128	157	165	187	212	242
	Public	121	235	297	440	518	542	550	702	792	928
	T/D loss	887	2,205	769	818	1,126	1,555	1,318	1,461	1,591	1,798
	Shortage total	4,127	7,877	9,973	14,756	18,151	17,231	18,693	21,967	24,852	28,384
Computed	Residential	12,161	10,621	14,660	17,704	19,457	20,633	23,209	25,893	27,447	29,518
	Industry	2,501	4,337	5,997	6,055	5,952	5,604	6,327	7,089	7,514	8,081
	Commercial	5,612	5,529	7,630	7,908	8,881	9,399	10,571	11,794	12,502	13,445
	LNG	131	218	291	348	268	373	397	427	453	487
	Public	794	896	954	1,044	1,084	1,290	1,324	1,602	1,690	1,863
	T/D loss	5,800	8,399	2,469	1,941	2,358	3,700	3,172	3,334	3,392	3,612
	Computed total	27,000	30,000	32,000	35,000	38,000	41,000	45,000	50,139	52,998	57,007

出所：Recorded total は TCN, Computed total と Sectoral data は “IEA (International Energy Agency) energy statistics 2014” を Computed data で調整している。



出所：JICA 調査団作成

図 4-1.1 セクター別 Recorded 需要推移



出所：JICA 調査団作成

図 4-1.2 セクター別 Computed 需要推移

4-1-2 オフグリッド需要

FMPWH の「National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy 2015」によれば、太陽光発電や小水力発電の能力推移は以下の表のとおりである。この能力のすべてがオフグリッドの電源とは考えられないが、大半は地方あるいは家庭での独立電源として利用されていくものと考えられる。

一般的に太陽光発電や小水力発電といった再生可能エネルギーの設備利用率は低く、ナイジェリアでは太陽光発電や風力発電は 20%~30%、小水力発電では 50%程度である。ここでは再生可能エネルギーの国の平均設備利用率を 20%として、発電量を計算すると 2014 年時点では 267GWh で、同年のオングリッドとオフグリッドの合計 Computed 需要は 57,600 GWh である。この時点での再生可能エネルギーによるオフグリッドの比率は 0.5%で、2014 年時点での再生可能エネルギーからの電力供給は極めて小さい。

表 4-1.5 オフグリッドの能力と電力エネルギー需要

項目	Unit	2010	2011	2012	2013	2014
Energy demand (Off-grid)	GWh	131	158	184	197	267
Power demand (Off-grid)	MW	15	18	21	23	30
Capacity (Off-grid)	MW	50	60	70	75	102
Computed demand (On+Off-grid)	GWh	41,215	45,258	50,439	53,320	57,608
Share of Off-grid	%	0.3%	0.3%	0.4%	0.4%	0.5%

出所：“National Renewable Energy and Energy efficiency policy 2015”，FMPWH

4-1-3 電力輸出

NERC (Nigerian Electricity Regulatory Commission) および TCN が作成した“MYTO II MODEL”によれば、ナイジェリアの電力輸出は、2013 年と 2014 年は、Computed data (TCN+ Off-grid + Export) に対して 4%弱である。本輸出は近隣諸国への政治的配慮と言われている。

表 4-1.6 電力輸出

項目	Unit	2010	2011	2012	2013	2014
Power export	GWh	967	967	1,538	2,094	2,217
Average power export	MW	110	110	180	240	250
Power export at peak time	MW	157	157	257	343	375
Computed demand (On+Off-grid + Export)	GWh	42,182	46,225	51,977	55,414	59,825
Share of Export	%	2.3%	2.1%	3.0%	3.8%	3.7%

出所：NERC および TCN

<データ収集の補足説明>

2015年9月から2016年5月の間に現地調査を行い以下の実績データおよび計画資料を入手した。同時に関係機関を訪問し将来見通しや既存の計画についてのヒアリングを行い将来予測の政策変数としている。以下の表は主な実績データの収集期間と2015年と2016年の推定方法および将来見通しである。

表 4-1.7 実績データの収集状況・推定値と将来見通し

項目	実績開始	実績終了	2015年・2016年の推定値と将来見通し
人口	1990	2015	2016年以降はNBSの推定
為替レート	2000	2017	2018年～2040年はUSAとのインフレ差
GDP(名目・実質)	2000	2015	2016年～2020年はMBNPの見通し
インフレ率	2000	2015	2016年～2020年はMBNPの見通し
原油価格	2000	2017	2018年～2040年はIEAやIEEJの見通し
電力料金	2001	2015	2016年～2020年はNERCの見通し
電力消費(家庭)	2000	2014	2015年と2016年はTCNの供給量から推定
電力消費(商業)	2000	2014	2015年と2016年はTCNの供給量から推定
電力消費(工業)	2000	2014	2015年と2016年はTCNの供給量から推定
電力消費(公共)	2000	2014	2015年と2016年はTCNの供給量から推定
電力消費(LNG向け)	2000	2014	2015年と2016年はTCNの供給量から推定
DisCo別人口	1990	2015	2016～2040年は地域別人口から推定
DisCo別電化率	2000	2014	2015年、2016年はTCNの推定
DisCo別顧客数	2012	2016	2017年以降は人口と電化率から推定
DisCo別需要	2000	2014	2015年と2016年はTCNの供給から推定
TCN発電量	2000	2016	将来は需要から推定
TCN発電ロス	2000	2016	将来はTCNのロス率低減より推定
TCNの供給不足量	2000	2016	不足解消はTCNの見通し
TCNの送配電ロス	2000	2016	将来はTCNの見通し
Off-grid	2000	2016	REA(Rural Electrification Agency)の計画を参照
輸出	2000	2016	将来はTCN国内需要の弾性値0.7で推定
各国の電力需要	2000	2012	将来見通しはしていない
DisCo別需給調査		2016	TCNによるDisCo別需給ギャップの調査より

出所：JICA調査団作成

注： NBS National Bureau of Statistics
 IEA International Energy Agency
 TCN Transmission Company of Nigeria
 IEEJ The Institute of Energy Economics, Japan
 MBNP Ministry of Budget and National Planning
 NERC Nigerian Electricity Regulatory Commission
 DisCo Distribution Company
 REA Rural Electrification Agency

4-2 電力需要予測の方法

4-2-1 電力需要予測モデルの必要機能

ナイジェリアの電力需要を予測するためには、これまでの電力需要の推移ならびに現況を分析し構造的要因を把握する必要がある。そのため、ナイジェリアの社会経済活動と電力需要構造を分析し、電力需要予測モデルを構築する。更に、本プロジェクトで使用する電力需要予測モデルは、以下の機能をもつ必要がある。

- 社会経済の変化とリンクした需要予測であること
- 電力料金の影響を考慮した需要予測であること
- セクター別（農業、工業、商業、公共、家庭）の電力需要が分析可能であること
- 配電会社（DisCo）別の電力需要が予測できること
- 電力需要の国際比較ができること

4-2-2 需要予測モデルの構造

需要予測は、セクター毎に電力エネルギー需要を求め、その後、最大需要や発電量を求める。また、系統計画のために DisCo 別の電力需要予測を行う。本モデルフローは下図の通りである。

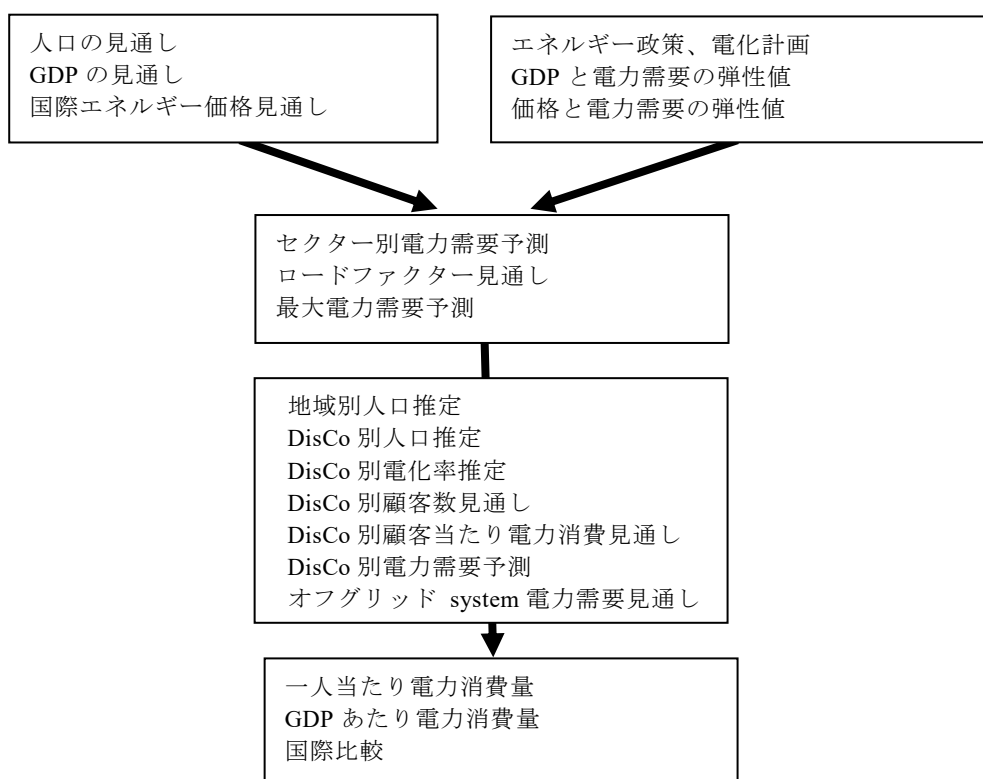
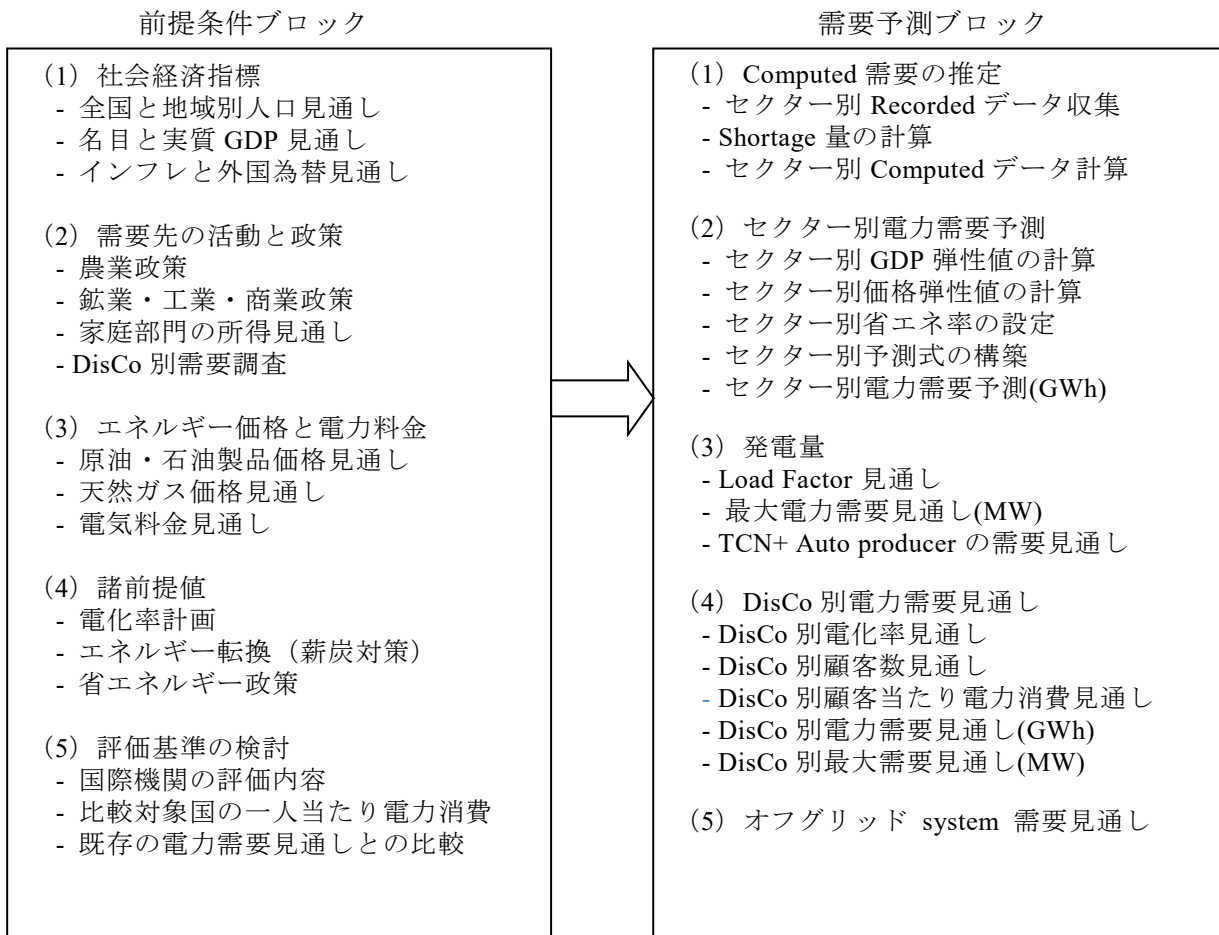


図 4-2.1 電力需要予測フロー

電力需要予測フローに従いモデルを構築することになるが、以下の方法にて行う。

- 社会経済指標の将来についてはナイジェリア関係機関の既存の戦略・計画・見通しについて協議を行いつつ決める。
- エネルギー需給フローは International Energy Agency (IEA) の定義にしたがい、セクター別電力需要に関しては、農業部門・工業部門・商業部門・家庭部門を基に、ナイジェリア特有のセクター分類を追加する。
- モデル構築予測手法としては計量経済学的手法を基本として、コンピュータソフトとしては MS-EXCEL の Add-In ソフト「Simple.E」を使用する。
- 電力需要予測モデルの構成フローは以下の通りである。「前提条件ブロック」は主に社会経済戦略や計画、エネルギー価格や電力料金見通し、電力計画の数値目標などを設定し、「電力需要予測ブロック」では、セクター別電力需要、電力供給見通し、地域別電力需要を予測する。



注 1 : Computed demand = Recorded demand + Shortage

注 2 : 設定したセクターは家庭部門、工業部門、商業部門、公共部門、LNG 向け電力、T-loss である。

図 4-2.2 電力需要予測モデルの構成フロー

4-2-3 電力需要予測式

計算される電力消費セクターは、農業部門・工業部門・LNG向け電力・商業サービス部門・公共部門・家庭部門である。これら部門の電力需要予測値を合計することでTCN（含むAuto producers）の電力需要量となる。予測の手順は以下のとおりである。

(1) 弾性値の計算

各セクターはGDPに対する弾性値を過去の推移から計算する。弾性値の計算では、2000年から2014年までの全データを使った長期弾性値と2009年から2014年までのデータを使った短期弾性値の2つを計算し、今後の弾性値の推移を予測する。

産業部門の場合

$$\ln(\text{セクター別電力消費}) = a \times \ln(\text{セクター別GDP}) - b \times \ln(\text{セクター別電力料金}) + c$$

家庭部門の場合

$$\ln(\text{家庭部門での電力消費}) = a \times \ln(\text{一人当たり所得}) - b \times \ln(\text{家庭部門の電力料金}) + c$$

以上の式でLnは自然対数の意、「a」はGDP弾性値、「b」は価格弾性値となる。また「c」は回帰分析内で設定される定数で、右辺2項目により左辺の電力消費を説明しきれない部分を補うように設定される。ただし、以下の予測式は対前年に対する漸化式であるため「c」は使用していない。

(2) 予測式の設定

以上の弾性値を使い以下の式で産業セクター別電力需要と家庭部門の電力需要を求める。

<産業セクター別電力需要予測式>

Y_t: セクター別電力需要 (t年のGWh)

a: セクター部門のGDP弾性値

b: 電気料金弾性値

省エネ率: 省エネ効果を需要に対する比率で設定、省エネ効果は毎年累積的に効果を発する。

$$Y_t = Y_{t-1} \times (1 + a \times \text{セクター別GDP伸び率}) \times (1 - b \times \text{電気料金上昇率}) \\ \times (1 - \text{省エネの効果上昇率}/100)$$

<家庭部門の電力需要予測式>

Y_t: 家庭部門の電力需要 (t年のGWh)

a: 一人当たり所得に対する弾性値

b: 電気料金弾性値

省エネ率: 省エネ効果を需要に対する比率で設定、省エネ効果は毎年累積的に効果を発する。

電化率伸び率: 当該年電化率(単位%) / 前年電化率(単位%)

$$Y_t = Y_{t-1} \times (1 + a \times \text{一人当たり所得伸び率}) \times (1 - b \times \text{電気料金上昇率}) \\ \times (1 - \text{省エネの効果上昇率}/100) \times (\text{電化率伸び率})$$

4-3 需要予測前提とシナリオ設定

4-3-1 社会経済見通しの前提条件

(1) 人口の伸び率

ナイジェリアの人口伸び率は、国家統計局（National Bureau of Statistics : NBS）発表の1991年と2006年の人口センサスの伸び率で見ると3.07%/年である。（2006年の近傍では2.9%の伸び）今後の伸び率は、徐々に低下するものとみられるが、UN population studyの「World Population Prospects 2012 Division」の資料を見ると、以下のように2040年でも人口の伸び率は2.5%である。

表 4-3.1 人口推移見通し（国連人口見通しによる）

	Country	Urban	Rural share	Urban share	Rural share	Country growth rate	Urban growth rate	Rural growth rate
	1000psn	1000psn	1000psn	%	%	%	%	%
2014	178,517	91,821	86,696	51.4	48.6	2.8	4.1	1.5
2015	183,523	95,564	87,959	52.1	47.9	2.8	4.1	1.5
2020	210,158	115,618	94,540	55.0	45.0	2.7	3.9	1.4
2025	239,874	138,944	100,930	57.9	42.1	2.7	3.7	1.3
2030	273,120	165,999	107,121	60.8	39.2	2.6	3.6	1.1
2035	310,125	197,121	113,004	63.6	36.4	2.6	3.5	1.0
2040	350,720	232,376	118,344	66.3	33.7	2.5	3.3	0.9

出所：UN Population growth rate by World Population Prospects 2012 Division

一般的に、中進国や開発途上国の人口増加率データを見ると、一人当たりのGDPの伸びとともに人口の伸び率は低下する。

ナイジェリアの人口伸び率についてNBS（National Bureau of Statistics）では、2006年の人口センサスでは2.9%であったので、その後の状況を考えると2015年で2.8%の伸び率というのは考えられるとし、そのうえで1991年のセンサスでは1.8%の伸びであったことを考慮すると長期的には2%以下の伸び率ということも考えられるとしている。近年、政府は女性の出生率を引き下げることがを目的に一人あたり4人までの子供を持つことを推奨（義務ではなくアドバイスである）しているので将来の人口増加率は減少するとみている。

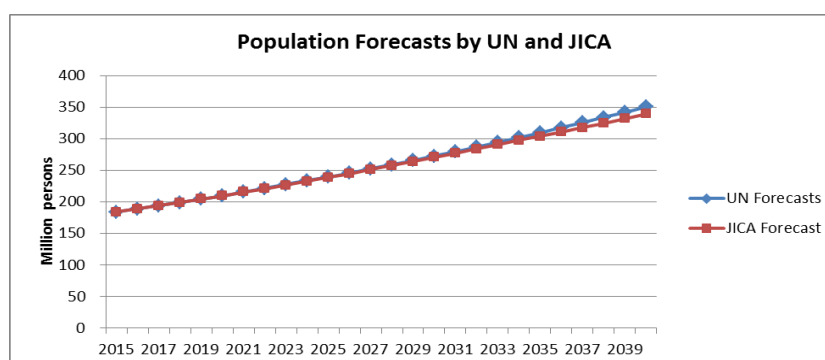
調査団の見通しでは人口の伸び率は2030年まではUN Population Studyの資料を使っているが、2030年から2040年にかけてはUN population 伸び率を低く調整している。現状2.8%~2.9%の伸びであるが、一人当たりの所得を考慮するとUN Population Studyの2040年で2.5%の伸び率というのは高いと判断し、本分析では2.15%を設定している。

本見通しでは2040年時点でナイジェリアの人口は3億4,000万人でUN Population Studyよりは、1,000万人ほど少ない。

表 4-3.2 人口推移見通し

	Country	Urban	Rural share	Urban share	Rural share	Growth rate country	Growth rate Urban	Growth rate Rural
	1000psn	1000psn	1000psn	%	%	%	%	%
2010	159,700	78,300	81,400	49.0	51.0	2.78	4.15	1.51
2011	164,200	81,400	82,700	49.6	50.4	2.81	4.08	1.59
2012	168,800	84,800	84,100	50.2	49.8	2.83	4.08	1.60
2013	173,600	88,200	85,400	50.8	49.2	2.83	4.08	1.58
2014	178,500	91,800	86,700	51.4	48.6	2.82	4.08	1.53
2015	183,500	95,600	88,000	52.1	47.9	2.80	4.08	1.46
2016	188,600	99,300	89,300	52.6	47.4	2.78	3.92	1.55
2017	193,800	103,200	90,700	53.2	46.8	2.76	3.90	1.50
2018	199,200	107,200	92,000	53.8	46.2	2.74	3.88	1.45
2019	204,600	111,300	93,300	54.4	45.6	2.72	3.86	1.40
2020	210,100	115,600	94,500	55.0	45.0	2.70	3.84	1.34
2021	215,700	119,900	95,800	55.6	44.4	2.68	3.74	1.38
2022	221,500	124,400	97,100	56.2	43.8	2.66	3.72	1.33
2023	227,300	129,000	98,300	56.7	43.3	2.64	3.70	1.28
2024	233,300	133,700	99,500	57.3	42.7	2.62	3.68	1.23
2025	239,300	138,600	100,700	57.9	42.1	2.60	3.66	1.17
2026	245,500	143,600	101,900	58.5	41.5	2.57	3.56	1.20
2027	251,700	148,600	103,100	59.0	41.0	2.54	3.53	1.14
2028	258,000	153,800	104,200	59.6	40.4	2.51	3.50	1.08
2029	264,400	159,200	105,200	60.2	39.8	2.48	3.47	1.02
2030	270,900	164,700	106,300	60.8	39.2	2.45	3.44	0.95
2031	277,500	170,200	107,300	61.3	38.7	2.42	3.34	0.99
2032	284,100	175,800	108,300	61.9	38.1	2.39	3.31	0.93
2033	290,800	181,500	109,200	62.4	37.6	2.36	3.28	0.86
2034	297,600	187,400	110,100	63.0	37.0	2.33	3.25	0.80
2035	304,400	193,500	110,900	63.6	36.4	2.30	3.22	0.73
2036	311,300	199,500	111,800	64.1	35.9	2.27	3.12	0.78
2037	318,300	205,700	112,600	64.6	35.4	2.24	3.09	0.72
2038	325,300	212,000	113,300	65.2	34.8	2.21	3.06	0.65
2039	332,400	218,400	114,000	65.7	34.3	2.18	3.03	0.59
2040	339,500	225,000	114,600	66.3	33.7	2.15	3.00	0.52

出所：2030年までの予測は「UN Population Study」であるが、その後は調査団にて修正している。

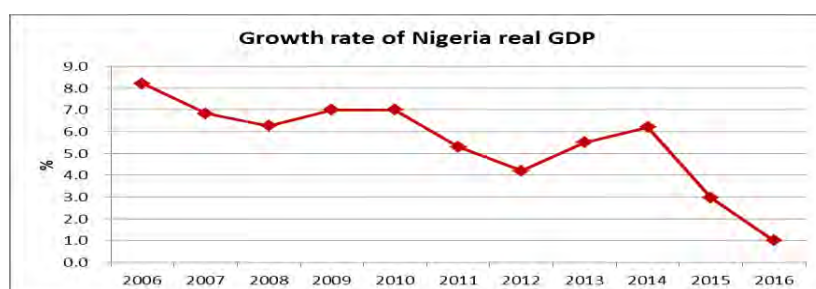


出所：JICA 調査団作成

図 4-3.1 UN Population Study と JICA 人口推移見通し

(2) GDP 伸び率

2006年から2014年のナイジェリアの平均実質 GDP 伸び率は約 6.6 %/年であったが、図 4-3.2 に示すとおり、2015年と2016年は原油価格の低迷により、ナイジェリア全体の GDP 伸び率は大幅に低下した。2015年と2016年については、原油価格低下が影響する貿易部門を取り除いた国内活動を対象とした GDP を想定して対前年に対して2015年は3%の伸び、2016年は1%の伸びと設定している。



出所：JICA 調査団作成

図 4-3.2 実質 GDP 伸び率の推移 (2006~2016 年)

ナイジェリアの長期開発計画である「Vision 20 2020」や FMBNP (Federal Ministry of Budget and National Planning) 発表の「GDP outlook from 2015 to 2020」、アフリカ開発銀行 (AfDB) の「Nigeria Economic Outlook 2015」、IMF(International Monetary Fund) の「Regional Economic Outlook April 2015」のナイジェリアの中長期経済見通しでの GDP 伸び率は下表のとおりである。

表 4-3.3 各機関のナイジェリアの GDP 見通し

参考文献	発行機関	GDP 伸び率	期間
Vision 20 2020	ナイジェリア政府	13 %/年	2015 - 2020
GDP outlook from 2015 to 2020	FMBNP	5 %~6 %/年	2015 - 2020
Nigeria economic outlook 2015	AfDB	7 %/年(石油産業を含む)	2015 - 2020
Regional economic outlook April 2015	IMF	6 %/年(石油産業を除く)	2015 - 2020

出所：発表機関に同じ

注：Vision 20 2020 の GDP 伸び率は、原油価格低迷前の見通しである。

現状の GDP 伸び率と各機関の見通しから、本分析での 2015 年から 2040 年までの GDP 見通しを以下のように設定する。

Base case では石油ガスセクターを含んだ GDP の伸び率を 2015 年から 2020 年の間では 4.3%/年、2020~2040 年では 6.5 %/年とした (表 4-3.4 参照)。ナイジェリアの GDP 表示では、石油ガスセクターを除いた GDP と、石油ガスセクター含んだ GDP が発表されているが、2015 年と 2016 年以外は石油ガスセクターを含んだ GDP 伸び率を前提としている。

表 4-3.4 Base case の実質 GDP 伸び率

	2015-2020 年	2020-2025 年	2025-2030 年	2030-2035 年	2035-2040 年
伸び率	4.3 %	6.5 %	6.5 %	6.5 %	6.5 %

出所：JICA 調査団作成

High case では、Vision 20 2020 の政府目標が最大限達成できるとしたときの GDP 伸び率を想定する。2020~2040 年は 8.0%とした (表 4-3.5 参照)。

表 4-3.5 High case の実質 GDP 伸び率

	2015-2020 年	2020-2025 年	2025-2030 年	2030-2035 年	2035-2040 年
伸び率	4.3%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%

出所：JICA 調査団

Low case は、現状の 5.0%程度の伸び率が今後も継続するという前提で、製造業や商業サービス業が特段の成長をしなかったときの GDP 伸び率である。Low case の GDP 伸び率は下表のとおりである。

表 4-3.6 Low case の実質 GDP 伸び率

	2015-2020 年	2020-2025 年	2025-2030 年	2030-2035 年	2035-2040 年
GDP incl. oil	4.3%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%

出所：JICA 調査団

また、Base case における全国 GDP に対するセクター別 GDP の弾性値は下表のとおりである。

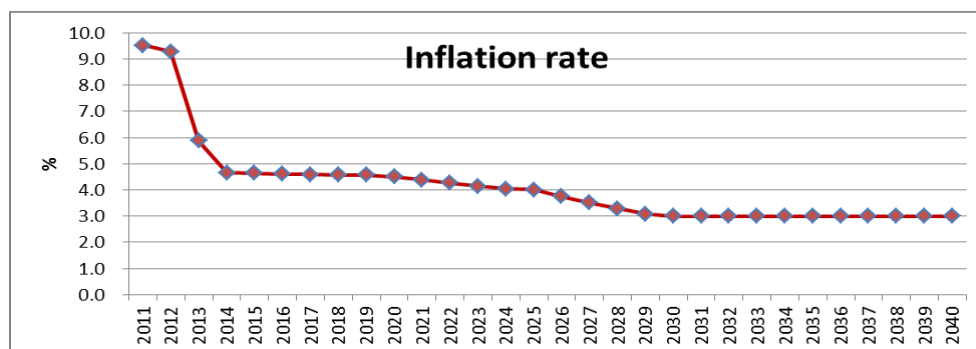
表 4-3.7 全国 GDP に対する産業別 GDP 弾性値

セクター	2020 年		2030 年		2040 年	
	弾性値	GDP 伸び率	弾性値	GDP 伸び率	弾性値	GDP 伸び率
農業部門	0.60	3.6%	0.60	3.9%	0.60	3.9%
工業部門	1.10	6.6%	1.10	7.2%	1.10	7.2%
製造業部門	1.20	7.2%	1.20	7.8%	1.20	7.8%
原油ガス産業	0.90	5.4%	0.70	4.6%	0.60	4.6%
商業サービス部門	1.20	7.2%	1.15	7.5%	1.15	7.5%
GDP 伸び率(平均)	1.00	6.0%	1.00	6.5%	1.00	6.5%

出所：JICA 調査団作成

(3) インフレ率

一般的に安定的なインフレ（2%～3%）の下では、貯蓄率の上昇も見込まれ投資活動も活発になるが、高いインフレの状況では正常な GDP の成長は望めない。ナイジェリアでは 2002 年から 2010 年は年率 10%以上の高いインフレ率であったが、2011 年以降沈静化の方向にある。2015 年から 2020 年は 4.5%/年 程度のインフレ率を見込むが、2030 以降は 3%/年 程度の上昇で安定した状態と設定した。本需要予測では、実質経済指標のもとで電力需要予測が行われている。そのためナイジェリアのエネルギー価格や電力価格は、基準年次（2015 年）の実質価格を想定して設定される。見方を変えれば長期的な名目価格は「実質価格×インフレ率」ということになる。



出所：実績は NBS 統計、予測は GDP deflator の過去の推移より JICA 調査団にて推定

図 4-3.3 インフレーション率の推移

表 4-3.8 インフレ率

期間	2013-15 年	2015-20 年	2020-25 年	2025-30 年	2030-35 年	2035-40 年
インフレ率	6.8%	4.6%	4.2%	3.3%	3.0%	3.0%

出所：実績は NBS 統計、予測は GDP deflator の過去の推移より JICA 調査団にて推定

(4) 外国為替

外国為替の変動はレート国内の投資やインフレ率に影響するが、最近の米ドルやユーロの推移を見ると短期的にはナイジェリアのナイラ (Nigerian Naira : NGN) が大きく下落することは考えられない。以下の式で 2016 年から 2040 年までの為替レート (Nt : NGN per US dollar) を設定する。NGN はアメリカのインフレ率とナイジェリアのインフレ率との差に比例するとした。

ただし、為替レートはインフレ率のみで決定されるものではなく国際収支(特に貿易収支)、二国間の金利差、二国間の基礎的成長要因などが影響するとされている。ここでは対ドル為替レートの設定に当たりインフレ率差に対して以下の式で予測する。

$$N_t = N_{t-1} \times (1 + (\text{Nigeria inflation rate} - \text{US inflation rate}))$$

以上の式で NGN 為替レートを予測すると以下の表のとおりである。

表 4-3.9 為替レートの見通し

Years	Exchange rate (NGN/USD)	Changes (%)	Nigeria Inflation (%)	USA Inflation (%)
2015	190	19.83	4.6	2.0
2016	295	55.26	4.6	2.0
2017	303	2.59	4.6	2.0
2018	310	2.58	4.6	2.0
2019	318	2.56	4.6	2.0
2020	326	2.50	4.5	2.0
2021	334	2.38	4.4	2.0
2022	342	2.26	4.3	2.0
2023	349	2.15	4.2	2.0
2024	356	2.04	4.0	2.0
2025	363	2.00	4.0	2.0
2026	370	1.75	3.7	2.0
2027	375	1.51	3.5	2.0
2028	380	1.29	3.3	2.0
2029	384	1.09	3.1	2.0
2030	388	1.00	3.0	2.0
2035	408	1.00	3.0	2.0
2040	429	1.00	3.0	2.0

出所：JICA 調査団作成

(5) 原油価格

2018 年 10 月時点、ニューヨークの WTI (West Texas Intermediate) 価格はバーレル当たり 68 米ドル前後で推移しているが、サウジアラビアなどの原油輸出国では、今後はドルの目減り(ドル・インフレ)分は原油価格の上昇を期待するとしている。アメリカのインフレ率を 2%

とすると原油価格は2016年から2040年には年率2%ほど上昇することになる。しかし、最近のシェールオイルやシェールガスの供給状況を考慮すると2020年までは、むしろ原油価格は現状維持か多少の上昇傾向の見通しで、その後、原油価格はアメリカのインフレ率と同程度に上昇すると見込まれる。したがって以下の原油価格を前提とする。

表 4-3.10 WTI 価格の見通し

	WTI		USA inflation			WTI		USA inflation	
	US\$/bbl.	%	2015=100	%		US\$/bbl.	%	2015=100	%
2015	50	-23.1	100.0	2.0	2028	96	2.1	129.4	2.0
2016	40	3.0	102.0	2.0	2029	98	2.0	131.9	2.0
2017	50	25.0	104.0	2.0	2030	100	2.0	134.6	2.0
2018	68	36.0	106.1	2.0	2031	102	2.0	137.3	2.0
2019	70	2.9	108.2	2.0	2032	104	1.9	140.0	2.0
2020	80	14.2	110.4	2.0	2033	106	1.9	142.8	2.0
2021	82	2.4	112.6	2.0	2034	108	1.8	145.7	2.0
2022	84	2.4	114.9	2.0	2035	110	1.8	148.6	2.0
2023	86	2.3	117.2	2.0	2036	112	1.8	151.6	2.0
2024	88	2.3	119.5	2.0	2037	114	1.7	154.6	2.0
2025	90	2.2	121.9	2.0	2038	116	1.7	157.7	2.0
2026	92	2.2	124.3	2.0	2039	118	1.7	160.8	2.0
2027	94	2.1	126.8	2.0	2040	120	1.6	164.1	2.0

出所：実績データはBP統計、最新データは日本エネルギー経済研究所の週報

注：原油価格は2015年価格、北海油田の原油 Brent は2017年3月時点でWTIより\$5/bblほど高い。

注：2018年は10月時点のWTI価格

(6) 電力料金

Nigerian Electricity Regulatory Commission (NERC) の Multi Year Tariff Order (MYTO) によれば、ナイジェリアの電力料金体系は2016年現在ではDisCo別、セクター別、カテゴリー別になっている。また、最新の「Multi Year Tariff Order (MYTO) 2015 - 2018」では料金体系として固定料金制と従量単価制の双方が用意されている。一方、「MYTO Distribution Tariffs (2015-2024)」によれば、2015年から2024年までの予定電気料金は以下の表のとおりである。なお、2025年～2040年の電気料金は調査団による見通しである。

表 4-3.11 電力料金の見通し

NGN/kWh

	Average	Domestic	Commercial	Industry	LNG 向け	Street light
2008	8.00	6.00	8.50	8.50	5.70	6.50
2009	9.00	6.60	9.70	10.30	6.90	5.90
2010	11.00	8.90	12.30	12.90	8.60	6.80
2011	13.00	11.00	14.50	15.20	11.20	8.60
2012	15.00	11.70	21.03	22.04	16.24	12.47
2013	16.00	12.62	21.03	22.04	16.24	13.41
2014	17.00	13.25	22.08	23.14	17.05	14.08
2015	18.00	14.70	29.98	31.43	17.10	19.11
2016	17.76	24.30	46.23	46.23	25.43	26.84
2017	27.24	24.30	47.09	47.09	25.90	27.14
2018	27.65	24.03	45.72	45.72	25.15	26.54
2019	26.94	20.40	38.82	38.82	21.35	22.53
2020	22.88	19.69	37.46	37.46	20.60	21.75
2021	22.34	20.08	37.83	37.83	20.81	21.97
2022	22.61	20.49	38.21	38.21	21.02	22.19
2023	22.89	20.90	38.60	38.60	21.23	22.41
2024	23.16	21.31	38.98	38.98	21.44	22.63
2025	23.45	21.74	39.37	39.37	21.65	22.86
2026	23.82	22.17	39.96	39.96	21.98	23.20
2027	24.21	22.62	40.56	40.56	22.31	23.55
2028	24.60	23.07	41.17	41.17	22.64	23.90
2029	24.99	23.53	41.79	41.79	22.98	24.26
2030	25.39	24.00	42.41	42.41	23.33	24.63
2031	25.80	24.48	43.05	43.05	23.68	25.00
2032	26.22	24.97	43.70	43.70	24.03	25.37
2033	26.64	25.47	44.35	44.35	24.39	25.75
2034	27.07	25.98	45.02	45.02	24.76	26.14
2035	27.51	26.50	45.69	45.69	25.13	26.53
2036	27.95	27.03	46.38	46.38	25.51	26.93
2037	28.40	27.57	47.07	47.07	25.89	27.33
2038	28.86	28.12	47.78	47.78	26.28	27.74
2039	29.32	28.68	48.50	48.50	26.67	28.16
2040	29.80	29.26	49.22	49.22	27.07	28.58

出所：2008-2013年データは「Multi Year Tariff Order (MYTO) 2008 - 2013」2015年から2024年までは「MYTO -2015 Distribution Tariffs(2015-2024), Dec 2015」2025年以降は JICA 調査団の計算による。

注：本料金は全国平均でなく Abuja 配電会社の電力料金で、家庭部門 (R2)、商業部門 (C2)、工業部門 (D2)、Special (A2)、街灯用 (S1) の価格を以て全国の代理値としている。また 2015 年以降はインフレの影響は考慮されていない。

注：LNG 向け電力は政府により工業用電力料金より低く抑えられている。

<電気料金の補足説明>

前表の電力料金は用途別に単一料金となっているが、ナイジェリアの料金制度は「固定料金制」と「従量制」の併用で日本と同じ料金制度である。例として Abuja 配電会社の 2012 年から 2015 年までの料金体系は以下のとおりである。

<Abuja 配電会社の固定料金 >

単位：NGN / Month

Category	2012	2013	2014	2015
Residential R1	-	-	-	-
Residential R2	500	702	986	1,384
Residential R3	37,527	52,696	73,997	103,908
Residential R4	113,358	136,030	191,016	268,228
Commercial C1	500	702	986	1,384
Commercial C2	34,020	47,772	67,082	94,197
Commercial C3	102,767	123,321	173,169	243,168
Industrial D1	10,000	10,000	14,042	19,718
Industrial D2	101,113	101,113	141,985	199,378
Industrial D3	102,767	123,321	173,169	243,168
Special 1	500	702	986	1,384
Special 2	35,938	43,125	60,557	85,035
Special 3	45,313	54,375	76,354	107,218
Street Lighting S1	500	600	843	1,183

出所：Abuja 配電会社

注：Special カテゴリーは農業セクター、水道事業、TCN の地方事務所、政府事務所、病院公的研究機関、教育機関などへの電力料金である。

<Abuja 配電会社の従量料金>

単位：NGN / kWh

Category	2012	2013	2014	2015
Residential R1	4.00	4.00	4.00	4.00
Residential R2	11.74	12.62	13.25	13.91
Residential R3	22.62	22.62	23.75	24.94
Residential R4	22.62	22.62	23.75	24.94
Commercial C1	16.56	16.56	17.39	18.26
Commercial C2	21.03	21.03	22.08	23.18
Commercial C3	21.03	21.03	22.08	23.18
Industrial D1	16.97	16.97	17.81	18.70
Industrial D2	22.04	22.04	23.14	24.30
Industrial D3	22.04	22.04	23.14	24.30
Special 1	16.24	16.24	17.05	17.90
Special 2	16.24	16.24	17.05	17.90
Special 3	16.24	16.24	17.05	17.90
Street Lighting S1	12.47	13.41	14.08	14.78

出所：Abuja 配電会社

4-3-2 電力需要予測に関する前提

(1) 実績電力需要の把握

潜在的電力需要 (Computed data) の把握とは実際の電力需要 (Recorded data) に対して供給不足 (Shortage) を加えた需要である。Computed 需要を「実際の電力供給 (Recorded data) + 不足分 (Shortage)」とすると、Shortage と Computed data は以下のようにして計算される。

$$\text{Shortage 電力量 (GWh)} = \Sigma (\text{Shedding 直前の送電量 (MW)} \times \text{停止時間})$$

$$\text{Computed data} = \text{Recorded data (GWh)} + \text{Shortage 電力量 (GWh)}$$

なお、Computed data は、家庭部門・工業部門 (含む LNG 向け電力)・商業サービス部門・公共部門送電ロス (T-loss)・電力部門の自消に適応され計算方法は以下のとおりである。

- ① Recorded data として TCN から提供される 2005 年～2015 年までの電力消費データを設定する。
- ② 2016 年に実施された Regional Survey による 2016 年のポテンシャルデータをもとに 2005 年から 2016 年までの Computed data を設定している。
- ③ Shortage 量として①と②の差を設定する。
- ④ 2000 年から 2004 年のデータは Recorded データと Computed データともに TCN の発表値を設定する。

以上の前提で Recorded データと Computed データを計算すると以下のとおりである。

表 4-3.12 セクター別 Recorded data の計算

単位：GWh

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Industry	2,119	3,198	4,128	3,502	3,109	3,249	3,699	3,983	3,991	4,058
LNG	111	161	200	201	140	216	232	240	240	244
Power sector	673	661	657	604	566	748	774	822	824	837
Commercial	4,754	4,077	5,252	4,574	4,639	5,449	6,180	6,627	6,640	6,751
Residential	10,302	7,832	10,091	10,240	10,163	11,962	13,568	14,549	14,577	14,821
Public use (Street light)	0	0	0	0	0	0	0	78	74	98
Loss	4,914	6,194	1,699	1,123	1,232	2,145	1,854	1,873	1,802	1,814
Summation	22,873	22,123	22,027	20,244	19,849	23,769	26,307	28,172	28,146	28,623
Total (TCN*0.95)	22,873	22,123	22,027	20,244	19,849	23,769	26,307	28,094	28,147	28,620
(Auto generation)	6,096	5,986	5,951	5,468	5,122	6,765	7,002	7,435	7,774	8,128
Total generation from TCN	24,077	23,287	23,187	21,309	20,893	25,020	27,692	29,573	29,629	30,126

出所：2005 から 2014 年の TCN から入手したデータは発電量、これを送電端需要は発電量の 95% (TCN*0.95) としている。

注：セクター別データ (元データは IEA) は合計が TCN データに合うように調整されている。

Computed data については先に述べたように 2016 年に実施した地方調査の結果をもとに 2004 年から 2016 年を推定している。Computed data の 2005 年から 2014 年までの結果は以下のとおりである。

表 4-3.13 Computed データの計算

単位：GWh

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
TCN demand (Gen *0.95)	22,873	22,123	22,027	20,244	19,849	23,769	26,307	28,094	28,147	28,620
Estimated Shedding	4,127	7,877	9,973	14,756	18,151	17,231	18,693	22,046	24,853	28,390
Total computed demand	27,000	30,000	32,000	35,000	38,000	41,000	45,000	50,140	53,000	57,010
Shortage rate (%)	15.3	26.3	31.2	42.2	47.8	42.0	41.5	44.0	46.9	49.8

出所：TCN の実績値と 2016 年地方調査結果より計算

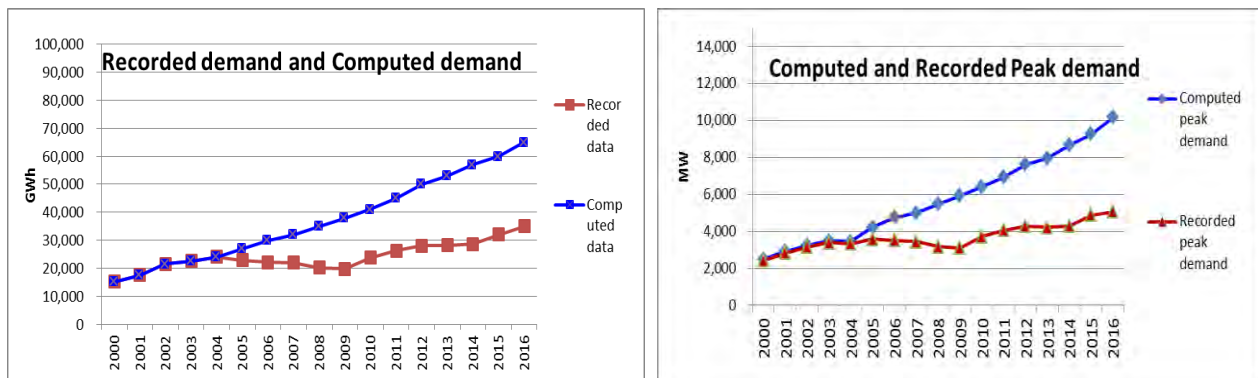
表 4-3.14 セクター別 Computed データの計算

単位：GWh

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Industry	2,501	4,337	5,997	6,055	5,952	5,604	6,327	7,089	7,514	8,081
LNG	131	218	291	348	268	373	397	427	453	487
Power sector	794	896	954	1,044	1,084	1,290	1,324	1,463	1,551	1,668
Commercial	5,612	5,529	7,630	7,908	8,881	9,399	10,571	11,794	12,502	13,445
Residential	12,161	10,621	14,660	17,704	19,457	20,633	23,209	25,893	27,447	29,518
Public use(Light)	0	0	0	0	0	0	0	139	139	195
Loss	5,800	8,399	2,469	1,941	2,358	3,700	3,172	3,334	3,392	3,612
Computed total demand	27,000	30,000	32,000	35,000	38,000	41,000	45,000	50,000	53,000	57,000

注：セクター別 Recorded data と Computed total demand からセクター別 Computed data を計算。

出所：TCN の実績値と 2016 年の地方調査結果より計算



出所：JCIA 調査団作成

図 4-3.4 Computed data と Recorded data の推移

(2) 送電ロス率の推定

下の表は電力需要 (Total demand) と送電ロス (T-loss) について、Computed data と Recorded data を計算したものである。表をみると 2007 年以降の送電ロスの数字は小さくなっている。これは 2006 年以前は送電ロスと配電ロス (D-loss) が合算されているため、2007 年以降は送電ロスと配電ロスは分割され、配電ロスは DisCo の需要の一部となっている。

表 4-3.15 送電ロス (T-loss) と送電ロス率 (T-loss rate) の推移

	T- loss (A)		Total demand (B)		T- loss rate ((A)/(B))	
	Recorded data	Computed data	Recorded data	Computed data	Recorded data	Computed data
	GWh	GWh	GWh	GWh	%	%
2005	4,914	5,800	22,873	27,000	21.5	21.5
2006	6,194	8,399	22,123	30,000	28.0	28.0
2007	1,699	2,469	22,027	32,000	7.7	7.7
2008	1,123	1,941	20,244	35,000	5.5	5.5
2009	1,232	2,358	19,849	38,000	6.2	6.2
2010	2,145	3,700	23,769	41,000	9.0	9.0
2011	1,854	3,172	26,307	45,000	7.0	7.0
2012	1,873	3,334	28,094	50,000	6.7	6.7
2013	1,802	3,392	28,147	53,000	6.4	6.4
2014	1,814	3,612	28,620	57,000	6.3	6.3

出所：TCN と地方調査結果より計算

(3) Load Factor

Load factor は実績ピーク需要と電力エネルギー需要から以下の式で計算される。Load factor の将来見通しについては、TCN の MYTO II Model により目標とされている 70%とした。

$$LF = \text{電力エネルギー需要 (GWh)} \times 1000 / (\text{24 時間} \times \text{365 日}) / \text{ピーク需要 (MW)} \times 100$$

表 4-3.16 Load factor の見通し

Year (2001-2010)		Year (2011-2020)		Year (2021-2030)		Year (2031-2040)	
年	%	年	%	年	%	年	%
2001	69.0	2011	74.0	2021	70.0	2031	70.0
2002	76.0	2012	75.0	2022	70.0	2032	70.0
2003	74.0	2013	76.0	2023	70.0	2033	70.0
2004	80.0	2014	76.0	2024	70.0	2034	70.0
2005	73.0	2015	73.0	2025	70.0	2035	70.0
2006	72.0	2016	72.5	2026	70.0	2036	70.0
2007	73.0	2017	72.0	2027	70.0	2037	70.0
2008	73.0	2018	71.5	2028	70.0	2038	70.0
2009	73.0	2019	71.0	2029	70.0	2039	70.0
2010	73.0	2020	70.0	2030	70.0	2040	70.0

出所：2014 年の MYTO II Model データシート

4-4 電力需要予測

4-4-1 セクター別電力需要の設定係数

これまでの諸前提に加え各種弾性値や前提となる伸び率の項目は以下のとおりである。

- セクター別 GDP に対する電力需要弾性値
- セクター別電力料金に対する弾性値
- LNG 用電力消費は、年率 3.0%（2016 年発表の IEA 見通し）の伸び率を適用
- 公共部門（街灯用と電力部門用）は GDP 弾性値にて計算。
- 送電ロス（T-loss）は“MYTO Model II”で設定している送電ロス率 8%として計算
- 配電ロス（D-loss）は DisCo 別の Uncollected カテゴリーに含まれている。

表 4-4.1 セクター別電力需要予測構造式の係数

	Residential				Industry			Commercial		
	Elasticity to GDP per capita	Elasticity to tariff	Electrification rate	EE&C rate	Elasticity to Ind. GDP	Elasticity to tariff	EE&C rate	Elasticity to Com. GDP	Elasticity to tariff	EE&C rate
	a.n.	a.n.	%	%	a.n.	a.n.	%	a.n.	a.n.	%
2015	2.2	-0.01	60.3	0.0	1.0	-0.01	0.0	1.1	-0.01	0.0
2016	2.1	-0.01	62.4	0.0	1.1	-0.01	0.0	1.1	-0.01	0.0
2017	2.0	-0.01	64.6	0.0	1.1	-0.01	0.0	1.2	-0.01	0.0
2018	2.0	-0.01	66.9	0.0	1.1	-0.01	0.0	1.2	-0.01	0.0
2019	2.0	-0.01	69.2	0.0	1.1	-0.01	0.0	1.2	-0.01	0.0
2020	1.9	-0.01	71.6	0.0	1.1	-0.01	0.0	1.2	-0.01	0.0
2021	1.9	-0.01	74.1	0.5	1.1	-0.01	0.5	1.2	-0.01	0.5
2022	1.9	-0.01	76.7	0.5	1.1	-0.01	0.5	1.1	-0.01	0.5
2023	1.9	-0.01	79.4	0.5	1.2	-0.01	0.5	1.1	-0.01	0.5
2024	1.9	-0.01	82.2	0.5	1.2	-0.01	0.5	1.1	-0.01	0.5
2025	1.8	-0.01	85.1	0.5	1.2	-0.01	0.5	1.1	-0.01	0.5
2026	1.8	-0.01	88.0	0.5	1.2	-0.01	0.5	1.1	-0.01	0.5
2027	1.8	-0.01	91.1	0.5	1.2	-0.01	0.5	1.1	-0.01	0.5
2028	1.8	-0.01	94.3	0.5	1.2	-0.01	0.5	1.1	-0.01	0.5
2029	1.8	-0.01	97.6	0.5	1.2	-0.01	0.5	1.1	-0.01	0.5
2030	1.7	-0.01	100.0	0.5	1.2	-0.01	0.5	1.1	-0.01	0.5
2031	1.7	-0.01	100.0	0.5	1.2	-0.01	0.5	1.1	-0.01	0.5
2032	1.7	-0.01	100.0	0.5	1.2	-0.01	0.5	1.1	-0.01	0.5
2033	1.7	-0.01	100.0	0.5	1.2	-0.01	0.5	1.1	-0.01	0.5
2034	1.7	-0.01	100.0	0.5	1.2	-0.01	0.5	1.1	-0.01	0.5
2035	1.6	-0.01	100.0	0.5	1.2	-0.01	0.5	1.1	-0.01	0.5
2036	1.6	-0.01	100.0	0.5	1.2	-0.01	0.5	1.1	-0.01	0.5
2037	1.6	-0.01	100.0	0.5	1.2	-0.01	0.5	1.1	-0.01	0.5
2038	1.6	-0.01	100.0	0.5	1.2	-0.01	0.5	1.1	-0.01	0.5
2039	1.6	-0.01	100.0	0.5	1.2	-0.01	0.5	1.1	-0.01	0.5
2040	1.6	-0.01	100.0	0.5	1.2	-0.01	0.5	1.1	-0.01	0.5

出所：JICA 調査団作成

4-4-2 セクター別電力需要見通し

Base case（表4-3.4のBase caseのGDP伸び率）における家庭部門、工業部門、商業部門、LNG向け電力、公共部門、送電ロス（T-loss）別の電力エネルギー需要は以下のとおりである。下表の需要はComputed dataでTCNおよびAuto producers（自家発電事業者）の電力エネルギー需要である。2015年から2040年までの平均電力需要伸び率は7.4%で、2020年から2030年の間は、特に高成長期間で年率9~10%の伸びとなる。

表 4-4.2 セクター別電力需要見通し

単位：GWh

	Residential	Industry	Commercial	LNG	Public use	T- loss	Total
2015	30,210	9,220	14,710	500	1,930	4,920	61,490
2016	29,010	9,470	14,970	520	1,950	4,860	60,790
2017	29,850	10,250	15,920	530	2,020	5,090	63,680
2018	32,530	11,460	17,460	550	2,140	5,580	69,720
2019	36,410	12,840	19,320	560	2,300	6,210	77,640
2020	41,130	14,050	21,130	580	2,480	6,900	86,270
2021	46,110	15,290	22,970	600	2,650	7,620	95,240
2022	51,570	16,630	24,960	620	2,840	8,400	105,030
2023	57,560	18,100	27,100	640	3,050	9,260	115,700
2024	64,110	19,690	29,400	650	3,270	10,180	127,300
2025	71,240	21,420	31,870	670	3,500	11,190	139,900
2026	78,920	23,290	34,530	690	3,730	12,270	153,430
2027	87,170	25,290	37,380	720	3,970	13,440	167,960
2028	95,980	27,450	40,440	740	4,230	14,680	183,520
2029	105,340	29,780	43,720	760	4,500	16,010	200,110
2030	114,110	32,280	47,240	780	4,790	17,320	216,520
2031	120,320	34,930	50,950	800	5,110	18,440	230,550
2032	126,440	37,730	54,850	830	5,440	19,590	244,880
2033	132,400	40,680	58,960	850	5,790	20,760	259,450
2034	138,160	43,790	63,270	880	6,170	21,940	274,210
2035	143,640	47,060	67,780	910	6,570	23,130	289,080
2036	148,790	50,520	72,480	930	7,000	24,320	304,050
2037	153,550	54,180	77,380	960	7,450	25,520	319,050
2038	158,510	58,050	82,470	990	7,930	26,780	334,730
2039	163,670	62,130	87,750	1,020	8,450	28,090	351,100
2040	169,050	66,420	93,200	1,050	9,000	29,450	368,180
2040/15	7.1	8.2	7.7	3.0	6.4	7.4	7.4

出所：JICA 調査団作成

注：2040/15は、2015年から2040年間の年平均需要伸び率、単位は%

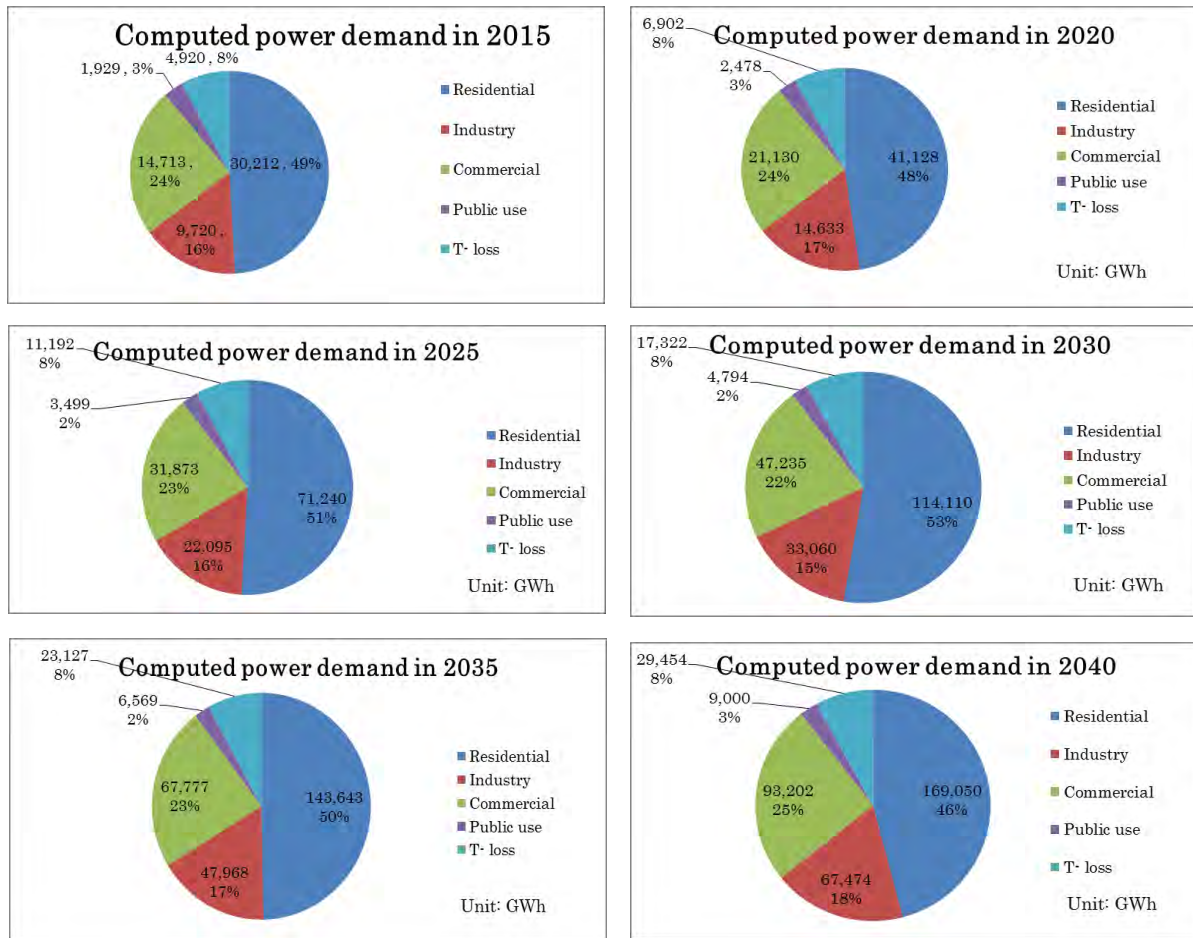
注：本表はBase caseの需要でHigh case, Low caseの需要については後述する。

表 4-4.3 セクター別電力需要伸び率

単位：%

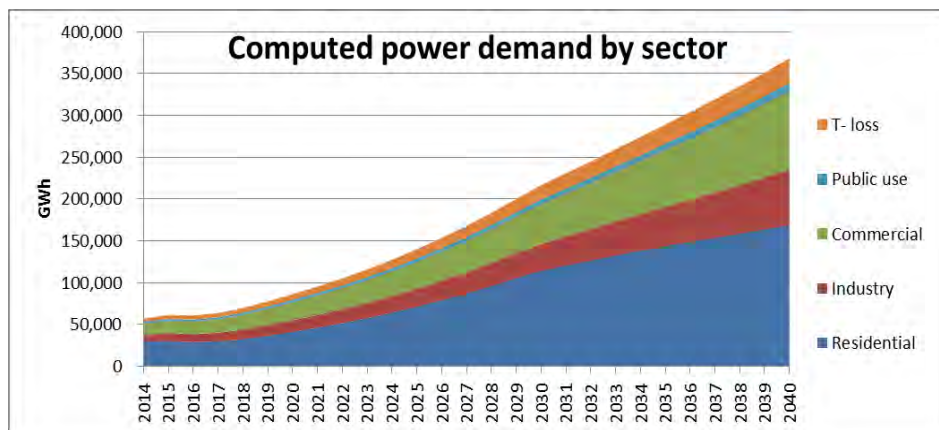
	2015/2010	2020/2015	2025/2020	2030/2025	2035/2030	2040/2035	2040/2015
Residential	7.9	6.4	11.6	9.9	4.7	3.3	7.1
Industry	10.5	8.8	8.8	8.5	7.8	7.1	8.2
Commercial	9.4	7.5	8.6	8.2	7.5	6.6	7.7
LNG	6.1	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Public use	8.4	5.1	7.1	6.5	6.5	6.5	6.4
T- loss	5.9	7.0	10.2	9.1	6.0	5.0	7.4
Computed total	8.4	7.0	10.2	9.1	6.0	5.0	7.4

出所：JICA 調査団作成



出所：JICA 調査団作成
 注：LNG 向け電力は工業部門に合計されている。

図 4-4.1 セクター別需要構成比予測



出所：JICA 調査団作成

図 4-4.2 セクター別需要予測推移

4-4-3 TCN（含む自家発電）の電力需要見通し

以上の前提で TCN（含む自家発電）の発電量（Gross generation）、最大発電量（Gross peak generation）、電力エネルギー需要量（Net demand）、最大需要（Net peak demand）等は下表のとおりである。2015年から2040年間の最大電力需要量（MW）の伸び率は7.8%、電力需要量（GWh）伸び率は7.4%である。

表 4-4.4 TCN と Auto producers の電力需要見通し

	Gross generation	Load factor	Gross peak generation	Net demand	Net peak demand	Shortage	Shortage at peak demand	Shortage rate
	GWh	%	MW	GWh	MW	GWh	MW	%
2015	63,307	76	9,509	61,494	9,237	30,747	4,618	50
2016	62,579	73	9,853	60,787	9,571	28,570	4,499	47
2017	65,555	72	10,394	63,678	10,096	29,292	4,644	46
2018	71,771	72	11,459	69,715	11,131	31,372	5,009	45
2019	79,928	71	12,851	77,639	12,483	31,056	4,993	40
2020	88,813	70	14,484	86,270	14,069	30,195	4,924	35
2021	98,047	70	15,989	95,240	15,532	28,572	4,659	30
2022	108,127	70	17,633	105,031	17,128	21,006	3,426	20
2023	119,110	70	19,424	115,699	18,868	17,355	2,830	15
2024	131,056	70	21,373	127,304	20,761	12,730	2,076	10
2025	144,023	70	23,487	139,898	22,814	6,995	1,141	5
2026	157,957	70	25,759	153,434	25,022	0	0	0
2027	172,916	70	28,199	167,964	27,391	0	0	0
2028	188,927	70	30,810	183,517	29,928	0	0	0
2029	206,012	70	33,596	200,113	32,634	0	0	0
2030	222,905	70	36,351	216,522	35,310	0	0	0
2031	237,345	70	38,706	230,548	37,598	0	0	0
2032	252,096	70	41,111	244,877	39,934	0	0	0
2033	267,099	70	43,558	259,450	42,311	0	0	0
2034	282,291	70	46,036	274,207	44,717	0	0	0
2035	297,605	70	48,533	289,083	47,143	0	0	0
2036	313,015	70	51,046	304,051	49,584	0	0	0
2037	328,458	70	53,565	319,052	52,031	0	0	0
2038	344,600	70	56,197	334,732	54,588	0	0	0
2039	361,454	70	58,946	351,104	57,258	0	0	0
2040	379,033	70	61,812	368,179	60,042	0	0	0
2040/15	7.4%		7.8%	7.4%	7.8%			

出所：JICA 調査団作成

注：2040/15 は、2015年から2040年間の年平均需要伸び率、単位は%。

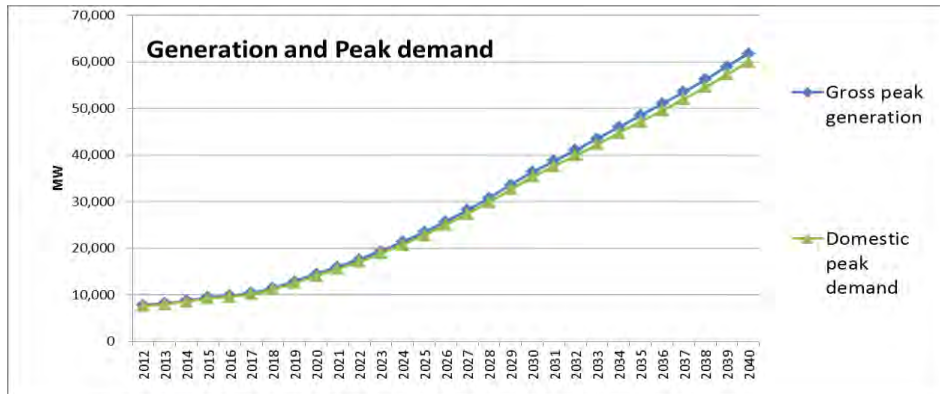
発電量（Gross generation）、最大発電量（Gross peak generation）、最大電力需要量（Net peak demand）、電力需要量（Net demand）の2015年から2040年間の5年間隔の伸び率は以下の表のとおりである。

表 4-4.5 TCN (含む自家発電) の電力需要伸び率

単位：%

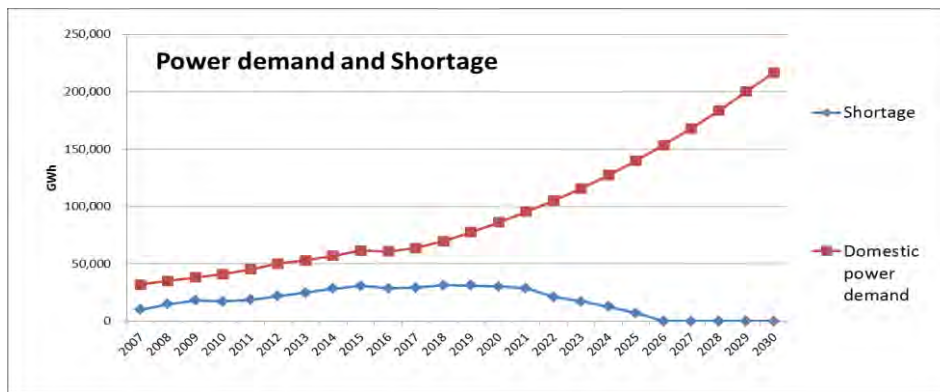
	2015/ 2010	2020/ 2015	2025/ 2020	2030/ 2025	2035/ 2030	2040/ 2035	2040/ 2015
Gross generation	8.4	7.0	10.2	9.1	6.0	5.0	7.4
Gross peak demand	7.5	8.8	10.2	9.1	6.0	5.0	7.8
Net demand(Energy)	8.4	7.0	10.2	9.1	6.0	5.0	7.4
Net peak demand	7.6	8.8	10.2	9.1	6.0	5.0	7.8

出所：JICA 調査団作成



出所：JICA 調査団作成

図 4-4.3 TCN (含む自家発電) の電力需要見通し



出所：JICA 調査団作成

注：図中では 2026-2030 年間は Shortage ゼロであり、2030 年以降もゼロである。

図 4-4.4 最大需要時の Shedding 量

4-4-4 TCN と Auto producers の需要割合

電力エネルギーの比率で TCN と Auto producers との需要量を見ると以下の表のとおりである。2015 年時点では、全体に占める Auto producers の比率は 16.6 % であるが、今後は TCN の供給増に伴い Auto producers の比率は減少するものと思われる。ただ、蒸気と電気を同時に使う大規模工場では今後とも Auto producers として存続する可能性はある。NERC の見通しでは、将来は Auto producers はゼロとしているので、ここでは 2033 年までには Auto producers はゼロになるとしている。

表 4-4.6 TCN と Auto producers の割合

	TCN demand	Auto producer's demand	Total	Auto share	TCN peak demand	Auto producer's peak demand	Total
	GWh	GWh	GWh	%	MW	MW	MW
2015	51,269	10,225	61,494	16.6	7,701	1,536	9,237
2016	50,680	10,108	60,787	16.6	7,980	1,591	9,571
2017	53,090	10,588	63,678	16.6	8,417	1,679	10,096
2018	58,123	11,592	69,715	16.6	9,280	1,851	11,131
2019	64,730	12,910	77,639	16.6	10,407	2,076	12,483
2020	71,925	14,345	86,270	16.6	11,729	2,339	14,069
2021	80,987	14,253	95,240	15.0	13,207	2,324	15,532
2022	90,885	14,146	105,031	13.5	14,821	2,307	17,128
2023	101,675	14,025	115,699	12.1	16,581	2,287	18,868
2024	113,415	13,888	127,304	10.9	18,496	2,265	20,761
2025	126,162	13,736	139,898	9.8	20,574	2,240	22,814
2026	141,382	12,052	153,434	7.9	23,056	1,965	25,022
2027	157,410	10,555	167,964	6.3	25,670	1,721	27,391
2028	174,292	9,226	183,517	5.0	28,423	1,504	29,928
2029	192,065	8,048	200,113	4.0	31,322	1,312	32,634
2030	209,556	6,966	216,522	3.2	34,174	1,136	35,310
2031	224,614	5,934	230,548	2.6	36,630	968	37,598
2032	239,835	5,042	244,877	2.1	39,112	822	39,934
2033	255,176	4,274	259,450	1.6	41,614	697	42,311
2034	274,207	0	274,207	0.0	44,717	0	44,717
2035	289,083	0	289,083	0.0	47,143	0	47,143
2036	304,051	0	304,051	0.0	49,584	0	49,584
2037	319,052	0	319,052	0.0	52,031	0	52,031
2038	334,732	0	334,732	0.0	54,588	0	54,588
2039	351,104	0	351,104	0.0	57,258	0	57,258
2040	368,179	0	368,179	0.0	60,042	0	60,042
2040/15	8.2		7.4		8.6		7.8

出所：JICA 調査団作成

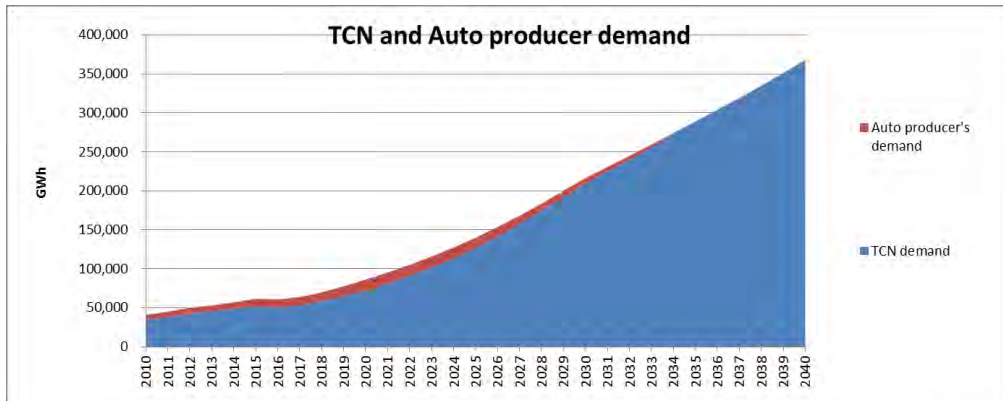
注：2040/15 は 2015 年から 2040 年間の年平均伸び率である。

表 4-4.7 TCN と Auto producers の需要伸び率

単位：%

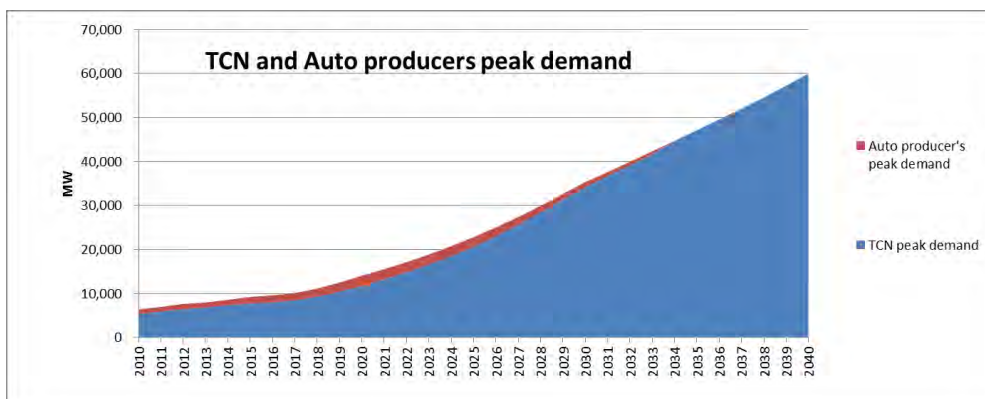
	2015/10	2020/15	2025/20	2030/25	2035/30	2040/35	2040/15
TCN demand	8.4	7.0	11.9	10.7	6.6	5.0	8.2
Auto producer's demand	8.6	7.0	-0.9	-12.7			
TCN peak demand	7.5	8.8	11.9	10.7	6.6	5.0	8.6
Auto producer's peak demand	7.7	8.8	-0.9	-12.7			

出所：JICA 調査団作成



出所：JICA 調査団作成

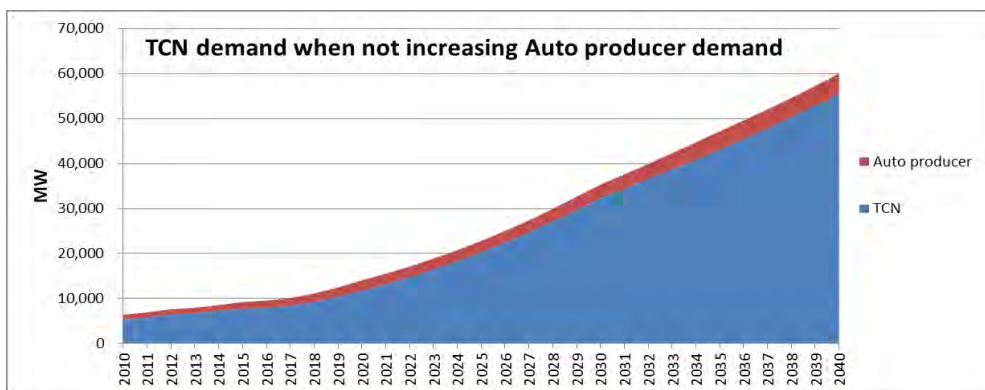
図 4-4.5 TCN と Auto producers の電力エネルギー需要推移



出所：JICA 調査団作成

図 4-4.6 TCN と Auto producers の最大需要推移

商業部門・工業部門等において本質的に自家発電を必要とするのは蒸気と電力を同時に使う事業所である。途上国では電力の供給不足や頻発する停電のために対策として各事業所では自家発電設備を保有しているところが多い。これらの自家発電設備は電力会社の供給安定化とともに減少する傾向にある。本需要見通しでは 2033 年をめぐりに自家発電設備が必要としないほど TCN からの電力供給が安定するとした。かりに、これを前提としないときには自家発電は企業の成長とともに増大してゆき自家発電の発電量は以下ようになる。



出所：JICA 調査団作成

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

4-4-5 オフグリッドの需要見通し

電力需要予測の目的は「当該国の将来顕在化する電力需要」を求めることである。このとき電力事業者の供給量ばかりでなく、Off-Grid から独立的に供給される電力も対象となる。ただ需要予測の次の段階である設備計画では、多くの場合主たる電力事業者の設備計画を作成することにある。ナイジェリアにおいては電源開発計画や送電計画に使用する電力需要は、TCN 需要（国内+輸出）と将来 TCN の顧客となりえる自家発電事業者を対象とし、Off-grid による需要や供給見通しは電源開発計画や送電計画段階では対象とされない。このような認識に立って以下にオフグリッド需要（地方での電力需要の意味合いが強い）の見通しを作成する。

オフグリッドの見通しに関しては、FMPWH の National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy (NREEE)を参考にオフグリッドの電源になるとみられる小水力 (SHP)、太陽光発電 (PV)、太陽熱発電 (Solar Thermal)、風力発電、バイオ発電の導入計画をもとに推定する。同政策によれば、これらの導入目標は短期導入 317 MW（2015 年ごろ）、中期導入 3,638 MW（2020 年ごろ）、長期導入 18,508 MW（2030 年ごろ）とある。

表 4-4.8 再生可能エネルギー（除く大規模水力発電）

再生可能エネルギー	Unit	2013 年実績	短期	中期	長期
			2015 年ごろ	2020 年ごろ	2030 年ごろ
小水力	MW		140	1,607	8,174
太陽光・太陽熱	MW	75	117	1,343	6,831
風力	MW		55	631	3,211
バイオ	MW		5	57	292
合計(除く大規模水力)	MW	75	317	3,638	18,508
参考(大規模水力)	MW		2,121	4,549	4,627

出所：National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy (NREEE) Page35-36

注：NREEE での GDP 伸び率は 7%/年を前提にしている。

また、INDC (Intended Nationally Determined Contributions) と言われる「温室効果ガス削減約束草案」のなかで「Work towards Off-grid solar PV of 13GW」との記載があり PV による Off-grid の計画もある。

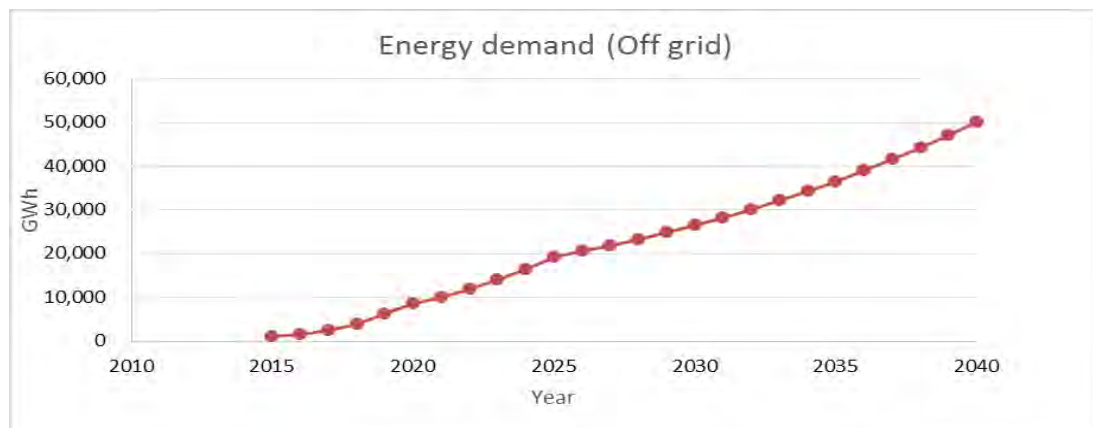
以上を前提に 2040 年までの大規模水力を除いたオフグリッド導入計画を推定する。再生可能エネルギーの設備利用率は個別システムでは 30%とみられているが、国平均としては 20%とする。

表 4-4.9 オフグリッドの需要推定

	Energy demand (オフグリッド)	Power demand (オフグリッド)	Capacity (オフグリッド)
	GWh	MW	MW
2015	961	157	224
2016	1,535	250	358
2017	2,454	400	572
2018	3,923	640	914
2019	6,272	1,023	1,461
2020	8,585	1,400	2,000
2021	10,087	1,645	2,350
2022	11,847	1,932	2,760
2023	13,950	2,275	3,250
2024	16,397	2,674	3,820
2025	19,316	3,150	4,500
2026	20,604	3,360	4,800
2027	21,891	3,570	5,100
2028	23,179	3,780	5,400
2029	24,896	4,060	5,800
2030	26,613	4,340	6,200
2031	28,330	4,620	6,600
2032	30,047	4,900	7,000
2033	32,193	5,250	7,500
2034	34,339	5,600	8,000
2035	36,485	5,950	8,500
2036	39,061	6,370	9,100
2037	41,636	6,790	9,700
2038	44,212	7,210	10,300
2039	47,216	7,700	11,000
2040	50,221	8,190	11,700
2040/15	17.1	17.1	17.1

出所：National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy をもとに JICA 調査団年次展開。

注：2040/15 は、2015 年から 2040 年の平均伸び率で単位は%。



出所：JICA 調査団作成

図 4-4.8 オフグリッドでの電力エネルギー需要

4-4-6 TCN 系統とオフグリッド（独立系統）の需要見通し

TCN に対する需要、Auto produces に対する需要、オフグリッド（独立系統）に対する需要、それに輸出を合計するとナイジェリアの全電力需要になる。国全体の需要および輸出に必要な電力需要、最大需要と発電能力は以下の通りである。

表 4-4.10 ナイジェリア全体の電力需要

Power demand	Domestic demand		Export		On grid total		Off-grid power demand		Computed country power demand	
	(A)		(B)		(C)=(A)+(B)		(D)		(E)=(D)+(C)	
	Net demand (On grid)	Domestic peak demand	Energy demand	Export power demand	Auto producer's demand	Auto producer share	Energy demand (Off-grid)	Power demand (Off-grid)	Energy demand	Peak demand
	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW
2015	61,494	9,237	2,293	262	63,787	9,498	961	157	64,748	9,655
2016	60,787	9,571	2,274	260	63,062	9,831	1,535	250	64,597	10,081
2017	63,678	10,096	2,350	268	66,028	10,364	2,454	400	68,482	10,765
2018	69,715	11,131	2,506	286	72,222	11,417	3,923	640	76,145	12,057
2019	77,639	12,483	2,706	309	80,345	12,792	6,272	1,023	86,616	13,815
2020	86,270	14,069	2,916	333	89,186	14,402	8,585	1,400	97,771	15,802
2021	95,240	15,532	3,173	362	98,413	15,894	10,087	1,645	108,500	17,539
2022	105,031	17,128	3,445	393	108,476	17,522	11,847	1,932	120,323	19,454
2023	115,699	18,868	3,731	426	119,430	19,294	13,950	2,275	133,381	21,569
2024	127,304	20,761	4,033	460	131,336	21,221	16,397	2,674	147,733	23,895
2025	139,898	22,814	4,350	497	144,248	23,311	19,316	3,150	163,564	26,461
2026	153,434	25,022	4,717	538	158,151	25,560	20,604	3,360	178,754	28,920
2027	167,964	27,391	5,091	581	173,056	27,973	21,891	3,570	194,947	31,543
2028	183,517	29,928	5,474	625	188,991	30,553	23,179	3,780	212,170	34,333
2029	200,113	32,634	5,864	669	205,977	33,304	24,896	4,060	230,873	37,364
2030	216,522	35,310	6,238	712	222,760	36,022	26,613	4,340	249,373	40,362
2031	230,548	37,598	6,552	748	237,100	38,346	28,330	4,620	265,430	42,966
2032	244,877	39,934	6,863	783	251,740	40,718	30,047	4,900	281,786	45,618
2033	259,450	42,311	7,170	819	266,620	43,129	32,193	5,250	298,813	48,379
2034	274,207	44,717	7,544	861	281,752	45,579	34,339	5,600	316,091	51,179
2035	289,083	47,143	7,831	894	296,914	48,037	36,485	5,950	333,399	53,987
2036	304,051	49,584	8,115	926	312,166	50,511	39,061	6,370	351,227	56,881
2037	319,052	52,031	8,395	958	327,447	52,989	41,636	6,790	369,083	59,779
2038	334,732	54,588	8,684	991	343,416	55,579	44,212	7,210	387,628	62,789
2039	351,104	57,258	8,981	1,025	360,085	58,283	47,216	7,700	407,302	65,983
2040	368,179	60,042	9,287	1,060	377,466	61,102	50,221	8,190	427,687	69,292
2040/15	7.4%	7.8%	5.8%	5.8%	7.4%	7.7%	17.1%	17.1%	7.8%	8.2%

出所：JICA 調査団作成

注 1：2040/15 は、2015 年から 2040 年の平均伸び率で単位は%。

注 2：輸出については MYTO II MODEL を参考に TCN の需要に対して弾性値 0.7 とした。

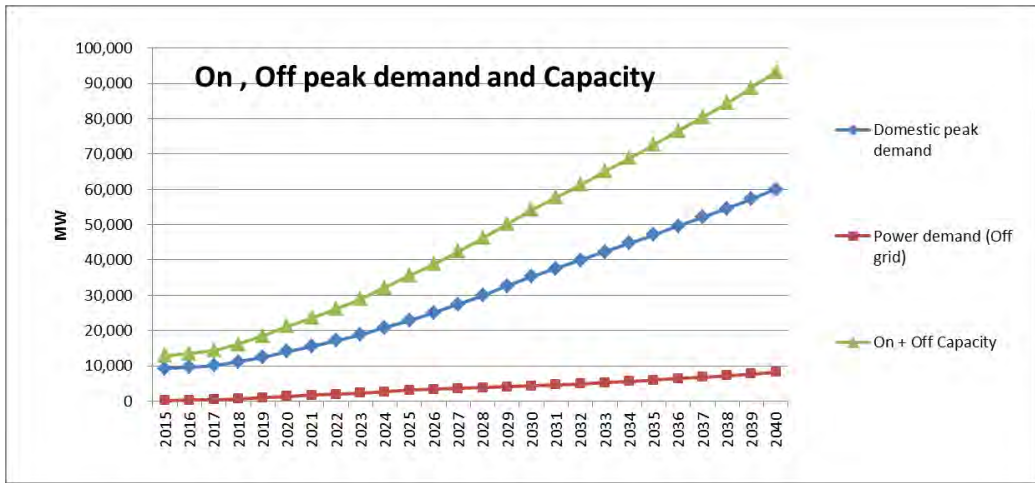
表 4-4.11 ナイジェリア全体の需要伸び率

単位：%

		2015/10	2020/15	2025/20	2030/25	2035/30	2040/35	2040/15
Computed Domestic demand	(A)	8.4	7.0	11.9	10.7	6.6	5.0	8.2
Export	(B)	18.9	4.9	8.3	7.5	4.7	3.5	5.8
On grid demand	(C)=(A)+(B)	7.7	8.7	10.1	9.1	5.9	4.9	7.7
Off-grid demand	(D)	35.0	55.0	17.6	6.6	6.5	6.6	17.1
On + Off demand + Export	(E)=(C)+(D)	5.9	16.2	18.4	9.8	6.0	5.1	11.0

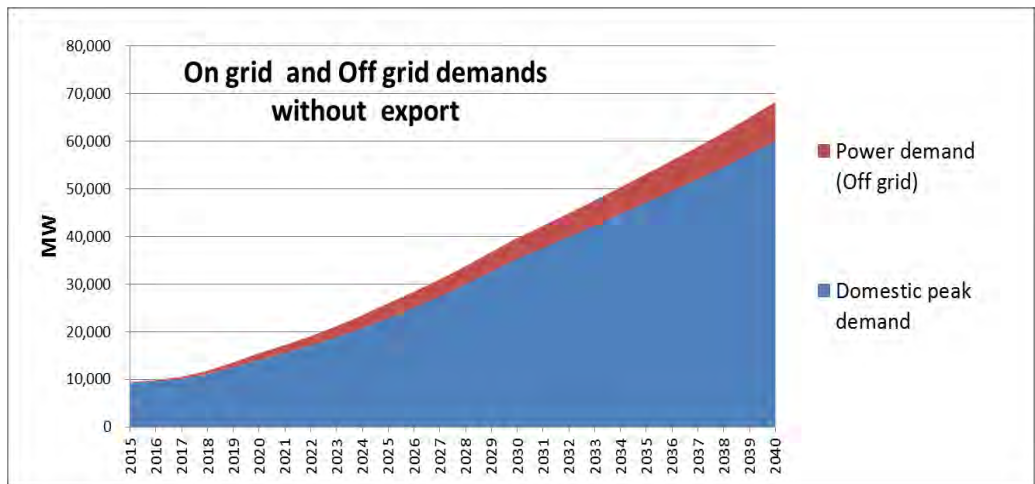
出所：JICA 調査団作成

また、オングリッドとオフグリッド需要をもとに推定される発電能力を推定すると以下の図のとおりである。オフグリッドには再生可能エネルギーの導入が多いため、設備利用率低下があり需要に対して大きな能力が必要となる。



出所：JICA 調査団作成

図 4-4.9 ナイジェリアの最大電力需要と発電能力



出所：JICA 調査団作成

図 4-4.10 ナイジェリアの電力エネルギー需要

4-4-7 GDP シナリオ別電力需要

GDP の伸び率の違いによる国内の電力需要の見通し(On grid のみ)、電力需要伸び率と弾性値、並びにケース別電力需要見通しは、表 4-4.12~13、及び図 4-4.11 に示すとおりである。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。

表 4-4.12 ケース別国内電力需要見通し (TCN + Auto producers)

Year	Power Demand (GWh)			Peak Demand (MW)		
	High Case	Base Case	Low Case	High Case	Base Case	Low Case
2015	61,494	61,494	61,494	9,237	9,237	9,237
2016	60,792	60,787	60,777	9,572	9,571	9,570
2017	63,706	63,678	63,613	10,100	10,096	10,086
2018	69,800	69,715	69,518	11,144	11,131	11,099
2019	77,816	77,639	75,638	12,511	12,483	12,161
2020	89,045	86,270	81,462	14,521	14,069	13,285
2021	101,194	95,240	87,230	16,503	15,532	14,225
2022	114,828	105,031	93,374	18,726	17,128	15,227
2023	130,089	115,699	99,915	21,215	18,868	16,294
2024	147,127	127,304	106,873	23,993	20,761	17,429
2025	166,091	139,898	114,267	27,086	22,814	18,634
2026	186,992	153,434	122,023	30,494	25,022	19,899
2027	209,977	167,964	130,163	34,243	27,391	21,227
2028	235,151	183,517	138,690	38,348	29,928	22,617
2029	262,609	200,113	147,605	42,826	32,634	24,071
2030	290,705	216,522	156,044	47,408	35,310	25,447
2031	316,265	230,548	162,561	51,576	37,598	26,510
2032	342,928	244,877	169,078	55,924	39,934	27,573
2033	370,603	259,450	175,569	60,437	42,311	28,632
2034	399,183	274,207	182,007	65,098	44,717	29,682
2035	428,554	289,083	188,365	69,888	47,143	30,718
2036	458,674	304,051	194,635	74,800	49,584	31,741
2037	489,436	319,052	200,790	79,817	52,031	32,745
2038	522,240	334,732	207,086	85,166	54,588	33,771
2039	557,194	351,104	213,517	90,867	57,258	34,820
2040	594,408	368,179	220,076	96,935	60,042	35,890
2040/15	9.5%	7.4%	5.2%	9.9%	7.8%	5.6%

出所：JICA 調査団作成

注 1：2040/15 は、1015 年から 2040 年の平均伸び率で単位は%。

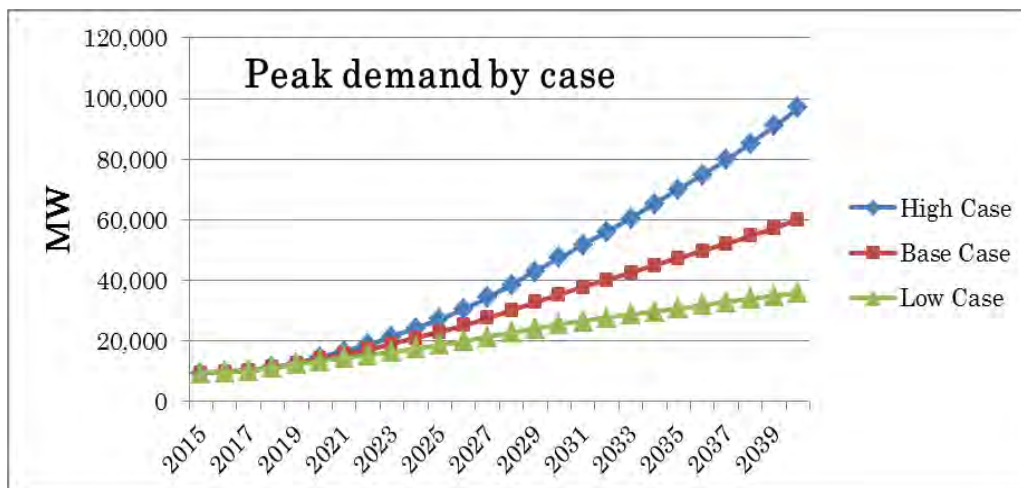
注 2：各需要は On grid のみである。また、輸出は含んでいない。

表 4-4.13 ケース別国内電力需要伸び率と弾性値

Case	Items	Unit	2015/10	2020/15	2025/20	2030/25	2035/30	2040/35	2040/15
High	GDP	%	4.8	4.6	8.0	8.0	8.0	8.0	7.3
	Domestic demand	%	8.4	7.7	13.3	11.8	8.1	6.8	9.5
	Peak demand	%	7.6	9.5	13.3	11.8	8.1	6.8	9.9
	Elasticity		1.58	2.07	1.66	1.48	1.01	0.85	1.36
Base	GDP	%	4.8	4.3	6.5	6.5	6.5	6.5	6.1
	Domestic demand	%	8.4	7.0	10.2	9.1	6.0	5.0	7.4
	Peak demand	%	7.6	8.8	10.2	9.1	6.0	5.0	7.8
	Elasticity		1.58	2.05	1.57	1.40	0.92	0.771	1.28
Low	GDP	%	4.8	3.8	5.0	5.0	5.0	5.0	4.8
	Domestic demand	%	8.4	5.8	7.0	6.4	3.8	3.2	5.2
	Peak demand	%	7.6	7.5	7.0	6.4	3.8	3.2	5.6
	Elasticity		1.58	1.97	1.40	1.28	0.86	0.64	1.17

出所：JICA 調査団作成

注：弾性値は Peak demand 伸び率対 GDP 伸び率で計算



出所：JICA 調査団作成

図 4-4.1.1 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、電力需要伸び率、並びにケース別ピーク需要見通しは表 4-4.1.4 ~ 1.5、及び図 4-4.1.2 に示すとおりである。

表 4-4.1.4 ケース別電力需要 (On + off + Export)

Year	Power Demand (GWh)			Peak Demand (MW)		
	High Case	Base Case	Low Case	High Case	Base Case	Low Case
2015	64,748	64,748	64,748	9,655	9,655	9,655
2016	64,602	64,597	64,587	10,082	10,081	10,080
2017	68,511	68,482	68,416	10,769	10,765	10,754
2018	76,232	76,145	75,942	12,070	12,057	12,024
2019	86,797	86,616	84,565	13,844	13,815	13,487
2020	100,614	97,771	92,845	16,262	15,802	15,004
2021	114,597	108,500	100,296	18,526	17,539	16,210
2022	130,350	120,323	108,386	21,077	19,454	17,521
2023	148,102	133,381	117,222	23,954	21,569	18,952
2024	168,003	147,733	126,825	27,179	23,895	20,509
2025	190,333	163,564	137,343	30,798	26,461	22,214
2026	213,470	178,754	146,197	34,546	28,920	23,646
2027	238,713	194,947	155,434	38,636	31,543	25,141
2028	266,170	212,170	165,056	43,086	34,333	26,698
2029	296,363	230,873	175,066	47,981	37,364	28,319
2030	327,187	249,373	185,439	52,979	40,362	30,000
2031	355,408	265,430	193,412	57,557	42,966	31,292
2032	385,165	281,786	201,380	62,384	45,618	32,583
2033	415,938	298,813	209,316	67,377	48,379	33,870
2034	448,141	316,091	217,247	72,598	51,179	35,153
2035	481,026	333,399	225,030	77,936	53,987	36,416
2036	515,092	351,227	233,150	83,467	56,881	37,734
2037	549,800	369,083	241,153	89,102	59,779	39,032
2038	587,004	387,628	249,298	95,142	62,789	40,354
2039	626,811	407,302	257,580	101,607	65,983	41,698
2040	669,333	427,687	265,992	108,513	69,292	43,063
2040/15	9.8%	7.8%	5.8%	10.2%	8.2%	6.2%

出所：JICA 調査団作成

注 1：2040/15 は 2015 年から 2040 年の平均伸び率で単位は%。

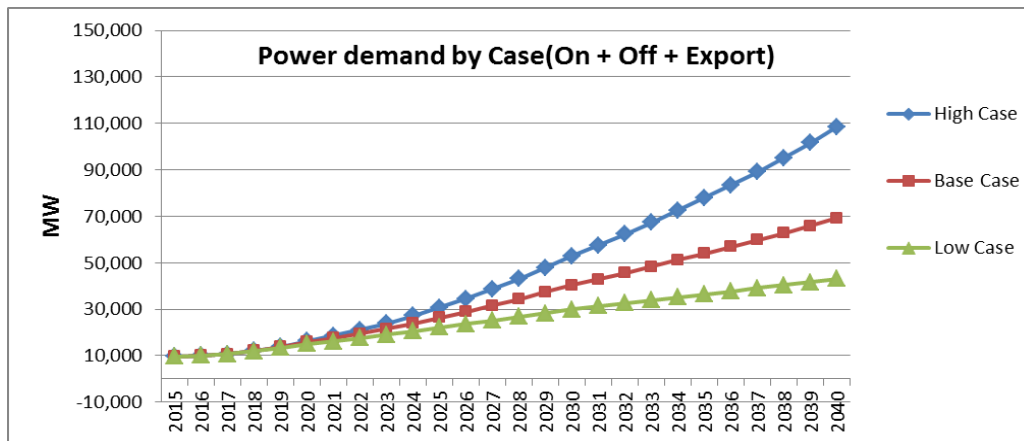
注 2：各需要は On grid + オフグリッド + Export である。

表 4-4.15 ケース別電力需要伸び率 (On + Off+ Export) と弾性値

Case	Items	Unit	2015/10	2020/15	2025/20	2030/25	2035/30	2040/35	2040/15
High	GDP	%	4.8	4.6	8.0	8.0	8.0	8.0	7.3
	Total demand	%	8.9	9.2	13.6	11.4	8.0	6.8	9.8
	Peak demand	%	8.0	11.0	13.6	11.5	8.0	6.8	10.2
	Elasticity		1.67	2.39	1.70	1.44	1.00	0.85	1.40
Base	GDP	%	4.8	4.3	6.5	6.5	6.5	6.5	6.1
	Total demand	%	8.9	8.6	10.8	8.8	6.0	5.1	7.8
	Peak demand	%	8.0	10.4	10.9	8.8	6.0	5.1	8.2
	Elasticity		1.67	2.42	1.68	1.35	0.92	0.78	1.34
Low	GDP	%	4.8	3.8	5.0	5.0	5.0	5.0	4.8
	Total demand	%	8.9	7.5	8.1	6.2	3.9	3.4	5.8
	Peak demand	%	8.0	9.2	8.2	6.2	4.0	3.4	6.2
	Elasticity		1.67	2.42	1.64	1.24	0.80	0.68	1.29

出所：JICA 調査団作成

注：弾性値は Peak demand 伸び率対 GDP 伸び率で計算

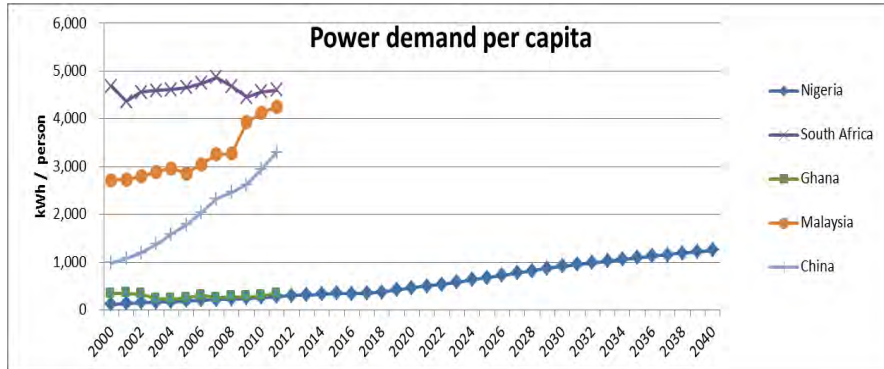


出所：JICA 調査団作成

図 4-4.12 ケース別ピーク需要見通し (On + Off+ Export)

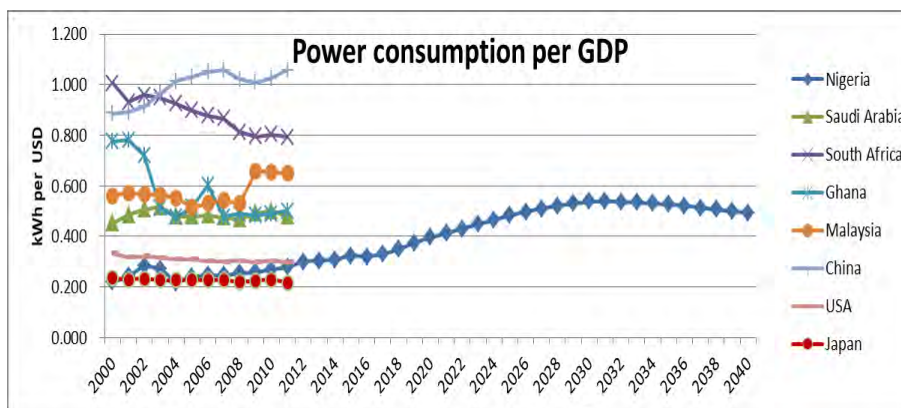
4-4-8 国際比較

ナイジェリアの Base case の電力需要を一人当たり電力消費、GDP あたり電力消費の2つの指数を使って国際比較すると以下のとおりである。



出所：JICA 調査団作成

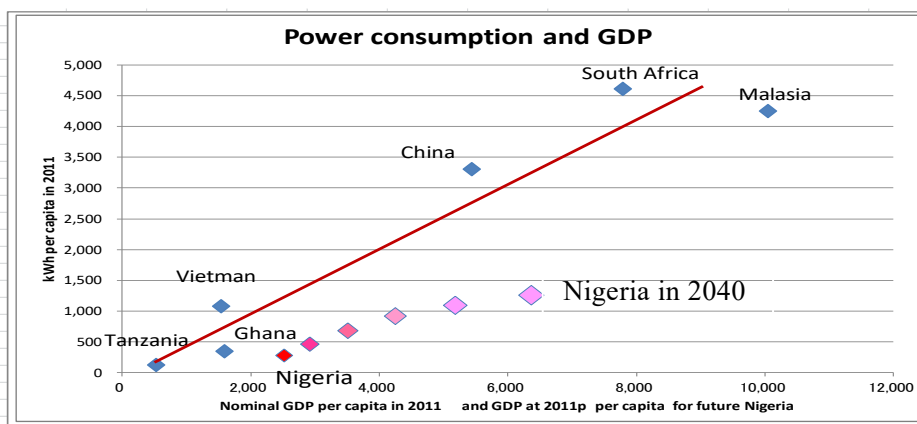
図 4-4.13 一人当たり電力消費



出所：JICA 調査団作成

注：各国の GDP は 2005 年価格

図 4-4.14 GDP 当たり電力消費



出所：JICA 調査団作成

図 4-4.15 一人当たりおよび GDP 当たり電力消費

4-5 DisCo 別電力需要見直し

4-5-1 DisCo 別電力需要見直しの予測方法

DisCo 別電力需要見直しは国全体の電力需要見直しを DisCo 別に配分する方法で行われる。配分方法は以下の通りである。

- ① 地域別人口のデータを収集し、将来の予測を行う。
- ② 地域別人口を DisCo 別人口に集計する。
- ③ DisCo 別電化率を予測する。
- ④ DisCo 別顧客数を予測する。
- ⑤ 顧客あたり電力使用量を算出する。(2014 年の実績を初期値とする)
- ⑥ 顧客あたり電力使用量 = 前年同使用量 × (1 + 弾性値 (一人当たり所得伸び率)) の式で、将来の「顧客あたり電力使用量」を設定する。
- ⑦ 2015 年以降の DisCo 別電力需要 = 顧客あたり電力使用量 × 顧客数
- ⑧ 2015 年以降に集計された DisCo 別電力需要と全国電力需要との整合性のために弾性値を調整する。

表 4-5.1 DisCo 別顧客数の計算式

セクター	式
DisCo 別顧客数	$= a \times (\text{DisCo 人口} \times \text{DisCo 電化率}) + b$ a, b は係数
家庭部門の顧客数	$= a \times \text{Log}(\text{DisCo 別顧客数}) + \text{Log}(b)$ a, b は係数
商業部門の顧客数	$= a \times \text{商業部門 GDP} + b$ a, b は係数
工業部門の顧客数	$= a \times \text{工業部門 GDP} + b$ a, b は係数
街灯需要の顧客数	$= a \times \text{GDP} + b$ a, b は係数

出所：JICA 調査団作成

注：各セクターの計算式は DisCo 別に設定されていて弾性値や係数は DisCo ごとに異なる

表 4-5.2 DisCo 別 Load Factor

単位：%

DisCo	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Abuja	75	76	76	73	73	72	72	71	70
Benin	75	76	76	73	73	72	72	71	70
Enugu	75	76	76	73	73	72	72	71	70
Ibadan	75	76	76	73	73	72	72	71	70
Ikeja+Eko	75	76	76	73	73	72	72	71	70
Jos	75	76	76	73	73	72	72	71	70
Kaduna	75	76	76	73	73	72	72	71	70
Kano	75	76	76	73	73	72	72	71	70
Port Harcourt	75	76	76	73	73	72	72	71	70
Yola	75	76	76	73	73	72	72	71	70
Total	75	76	76	73	73	72	72	71	70

出所：JICA 調査団作成

注：2012 年～2014 年の Load factor は 76 %程度であるが、2020 年に向かい Load factor は漸減し 2020 年以降は TCN の目標とする 70 %という前提。

4-5-2 DisCo 別顧客数見通し

37 の地域別人口見通しより DisCo 別の人口見通しを作成する。各地域と配電事業を担当する DisCo との配置は以下の表のとおりである。

表 4-5.3 地域と DisCo の関係

DisCo	配電対象の州名				
Abuja	FCT(Abuja)	Nasarawa	Niger	Kogi	
Benin	Delta	Edo	Ekiti	Ondo	
Enugu	Abia	Anambra	Ebonyi	Enugu	Imo
Ibadan	Kwara	Ogun	Osun	Oyo	
IKEJA+EKO	Lagos				
Jos	Bauchi	Benue	Gombe	Plateau	
Kaduna	Kaduna	Kebbi	Sokoto	Zamfara	
Kano	Jigawa	Kano	Katsina		
P/H	Akwa Ibom	Bayelsa	Cross River	Rivers	
Yola	Adamawa	Borno	Taraba	Yobe	

出所：NBS 資料を参考に JICA study team にて作成



注：Benue 州は飛び地となるが Jos Disco の管轄になる。

出所：JICA 調査団作成

図 4-5.1 配電会社の電力供給範囲（2016年1月現在）

地域別人口を上表に従い DSICO 別人口に集計すると以下の表のとおりである。

表 4-5.4 DisCo 別人口見通し

単位：1000 人

DisCo	2014	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Abuja	9,309	9,585	11,022	12,617	14,341	16,192	18,120
Benin	17,073	17,582	20,356	23,425	26,770	30,349	34,095
Enugu	20,030	20,480	22,795	25,287	27,903	30,558	33,299
Ibadan	19,600	20,193	23,361	26,848	30,646	34,710	39,036
Ikeja+Eko	11,631	11,971	13,811	15,844	18,061	20,417	22,894
Jos	22,495	23,122	26,418	30,065	33,992	38,184	42,595
Kaduna	20,551	21,105	24,030	27,200	30,594	34,220	38,010
Kano	25,114	25,846	29,783	34,140	38,877	43,902	49,190
Port Harcourt	17,779	18,320	21,190	24,377	27,809	31,486	35,361
Yola	14,935	15,319	17,330	19,526	21,907	24,382	26,945
Total	178,517	183,523	210,096	239,329	270,901	304,401	339,543

出所：JICA 調査団作成

政府目標の電化率(2025 年までに 100%)と現状を鑑みて下表の DisCo 別の電化率を想定する。

表 4-5.5 DisCo 別電化率 (世帯接続ベース)

単位：%

DisCo	2006	2014	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Abuja	45	54	57	76	100	100	100	100
Benin	59	80	82	90	100	100	100	100
Enugu	62	71	73	86	100	100	100	100
Ibadan	64	80	81	90	100	100	100	100
Ikeja+Eko	95	99	99	100	100	100	100	100
Jos	39	40	42	56	75	100	100	100
Kaduna	43	41	44	58	76	100	100	100
Kano	34	36	38	49	62	79	100	100
Port Harcourt	44	61	64	80	100	100	100	100
Yola	29	30	32	42	56	75	100	100
Total	50	57	59	71	85	95	100	100

出所：政府目標、「電化率 2025 年 100%」を参考に JICA 調査団作成

DisCo 別人口と DisCo 別電化率より DisCo 別顧客数は下表のとおりである。

表 4-5.6 DisCo 別セクター別顧客数見通し

単位：契約口

		2014	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Abuja customers	Residential	667,537	728,276	1,125,643	1,729,448	1,932,215	2,132,877	2,317,751
	Commercial	84,029	90,822	130,771	171,943	227,672	303,900	406,564
	Industry	2,299	2,507	3,717	4,793	6,282	8,355	11,195
	Special	837	913	1,354	1,747	2,292	3,050	4,089
	Light	573	625	924	1,147	1,406	1,715	2,077
	Total	755,275	823,143	1,262,408	1,909,077	2,169,867	2,449,897	2,741,676
Benin customers	Residential	975,930	1,057,222	1,528,726	1,945,739	2,183,292	2,415,711	2,628,996
	Commercial	112,554	121,165	170,878	220,054	289,468	384,114	511,104
	Industry	5,551	5,998	8,527	10,703	13,854	18,226	24,193
	Special	2,217	2,396	3,406	4,274	5,530	7,272	9,652
	Light	170	183	260	319	391	476	575
	Total	1,096,422	1,186,964	1,711,797	2,181,088	2,492,534	2,825,799	3,174,521
Enugu customers	Residential	650,453	709,254	1,057,040	1,367,664	1,462,964	1,538,165	1,591,283
	Commercial	89,956	98,088	146,336	192,508	254,610	337,085	444,313
	Industry	9,327	10,170	15,039	19,140	24,771	32,387	42,475
	Special	827	903	1,336	1,700	2,201	2,878	3,774
	Light	164	179	263	322	390	468	555
	Total	750,727	818,594	1,220,014	1,581,335	1,744,936	1,910,983	2,082,399
Ibadan customers	Residential	1,222,429	1,339,782	2,029,049	2,563,518	2,792,027	2,980,761	3,117,605
	Commercial	357,901	391,830	594,030	779,731	1,019,300	1,329,015	1,719,809
	Industry	14,218	15,582	23,512	29,876	38,255	49,304	63,530
	Special	2,250	2,466	3,722	4,730	6,056	7,805	10,057
	Light	452	496	744	905	1,079	1,270	1,475
	Total	1,597,250	1,750,156	2,651,056	3,378,760	3,856,716	4,368,154	4,912,476
Ikeja+Eko customers	Residential	1,201,075	1,318,788	1,961,521	2,182,382	2,376,290	2,526,137	2,625,939
	Commercial	348,509	380,635	568,330	725,047	942,911	1,222,532	1,572,781
	Industry	3,035	3,326	4,995	6,188	7,903	10,149	13,020
	Special	5,558	6,089	9,140	11,321	14,455	18,559	23,806
	Light	185	204	302	359	426	500	578
	Total	1,558,362	1,709,042	2,544,288	2,925,296	3,341,985	3,777,877	4,236,124
Jos customers	Residential	369,105	406,759	654,161	1,006,379	1,530,109	1,669,418	1,794,746
	Commercial	48,575	54,685	93,888	131,024	187,117	256,476	349,202
	Industry	2,398	2,653	4,201	5,574	7,691	10,320	13,897
	Special	1,959	2,170	3,433	4,560	6,298	8,456	11,393
	Light	133	147	231	291	370	451	544
	Total	422,170	466,414	755,914	1,147,828	1,731,585	1,945,121	2,169,782
Kaduna customers	Residential	354,579	380,354	549,069	839,008	1,262,462	1,376,424	1,478,643
	Commercial	63,614	68,028	93,701	122,160	164,106	215,669	284,668
	Industry	4,562	4,855	6,491	8,135	10,603	13,648	17,795
	Special	3,484	3,707	4,958	6,213	8,096	10,418	13,582
	Light	1,716	1,825	2,450	3,075	3,888	4,730	5,709
	Total	427,955	458,769	656,668	978,590	1,449,155	1,620,888	1,800,397
Kano customers	Residential	510,659	559,529	871,511	1,277,621	1,855,661	2,669,740	2,953,131
	Commercial	33,883	37,129	56,661	75,606	104,049	144,373	198,492
	Industry	591	648	979	1,263	1,700	2,330	3,188
	Special	867	949	1,436	1,850	2,489	3,409	4,662
	Light	88	97	145	179	225	281	347
	Total	546,088	598,352	930,732	1,356,519	1,964,124	2,820,133	3,159,819
P/H customers	Residential	452,838	496,129	770,991	1,122,502	1,255,488	1,385,451	1,505,561
	Commercial	50,864	55,737	85,120	113,948	153,266	206,855	278,750
	Industry	838	919	1,396	1,810	2,386	3,185	4,276
	Special	3,919	4,298	6,528	8,455	11,135	14,851	19,924
	Light	9	10	16	19	24	29	35
	Total	508,468	557,093	864,050	1,246,734	1,422,299	1,610,372	1,808,545
Yola customers	Residential	287,999	314,236	484,228	734,017	1,103,495	1,642,733	1,785,575
	Commercial	24,943	27,195	40,656	54,140	74,341	102,992	140,624
	Industry	1,948	2,125	3,152	4,062	5,460	7,473	10,155
	Special	1,181	1,288	1,913	2,464	3,310	4,527	6,150
	Light	22	24	36	44	55	70	85
	Total	316,093	344,868	529,984	794,726	1,186,662	1,757,795	1,942,589
Total	Residential	6,692,604	7,310,329	11,031,937	14,768,279	17,754,002	20,337,417	21,799,231
	Commercial	1,214,828	1,325,314	1,980,371	2,586,160	3,416,840	4,503,011	5,906,305
	Industry	44,767	48,783	72,006	91,542	118,906	155,376	203,725
	Special	23,099	25,179	37,225	47,313	61,861	81,226	107,087
	Light	3,512	3,790	5,371	6,660	8,255	9,988	11,980
	Total	7,978,810	8,713,395	13,126,910	17,499,954	21,359,864	25,087,018	28,028,328

出所：JICA 調査団作成，2014 年と 2015 年の見通しは MYTO II Model より引用

前出の DisCo 別セクター別顧客数見通し表をセクター別に並び替えると以下のとおりである。

表 4-5.7 セクター別 DisCo 別顧客数見通し

単位：契約口

	Disco	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Residential customers	1 Abuja	728,276	1,113,329	1,715,371	1,920,287	2,122,221	2,306,178
	2 Benin	1,057,222	1,512,649	1,927,943	2,168,153	2,402,067	2,614,005
	3 Enugu	709,254	1,042,045	1,351,017	1,449,035	1,525,814	1,577,986
	4 Ibadan	1,339,782	1,977,686	2,507,476	2,747,172	2,943,501	3,080,485
	5 Ikeja+Eko	1,318,788	1,913,515	2,132,688	2,336,851	2,493,902	2,594,490
	6 Jos	406,759	643,552	994,135	1,519,015	1,659,520	1,783,973
	7 Kaduna	380,354	540,990	829,469	1,253,595	1,368,179	1,469,308
	8 Kano	559,529	865,395	1,270,757	1,849,612	2,664,080	2,946,790
	9 P/H	496,129	761,884	1,112,184	1,246,706	1,377,502	1,496,762
	10 Yola	314,236	479,768	728,937	1,098,900	1,638,249	1,780,364
	Total	7,310,329	10,850,811	14,569,977	17,589,327	20,195,033	21,650,340
Commercial customers	1 Abuja	90,822	142,646	185,438	238,934	313,662	416,754
	2 Benin	121,165	185,966	236,659	303,294	396,035	523,434
	3 Enugu	98,088	159,948	207,484	266,730	347,098	454,067
	4 Ibadan	391,830	643,364	833,300	1,061,435	1,362,696	1,751,494
	5 Ikeja+Eko	380,635	615,269	773,510	980,995	1,252,984	1,601,525
	6 Jos	54,685	103,814	142,400	197,190	265,040	357,920
	7 Kaduna	68,028	101,050	130,656	171,656	222,120	291,240
	8 Kano	37,129	62,549	82,187	109,776	149,597	204,150
	9 P/H	55,737	93,510	123,390	161,094	213,563	285,634
	10 Yola	27,195	44,660	58,660	78,300	106,617	144,499
	Total	1,325,314	2,152,775	2,773,685	3,569,405	4,629,412	6,030,718
Industry customers	1 Abuja	2,507	4,046	5,197	6,723	8,930	12,083
	2 Benin	5,998	9,235	11,549	14,780	19,436	26,063
	3 Enugu	10,170	16,313	20,668	26,418	34,509	45,690
	4 Ibadan	15,582	25,279	32,002	40,570	52,332	68,127
	5 Ikeja+Eko	3,326	5,375	6,622	8,377	10,769	13,961
	6 Jos	2,653	4,578	6,048	8,244	11,039	15,003
	7 Kaduna	4,855	6,925	8,688	11,252	14,496	19,102
	8 Kano	648	1,072	1,375	1,827	2,499	3,453
	9 P/H	919	1,522	1,965	2,555	3,405	4,614
	10 Yola	2,125	3,436	4,410	5,855	8,005	10,983
	Total	48,783	77,782	98,523	126,601	165,420	219,079
Special customers	1 Abuja	913	1,474	1,895	2,453	3,260	4,414
	2 Benin	2,396	3,688	4,611	5,899	7,755	10,396
	3 Enugu	903	1,449	1,836	2,347	3,065	4,058
	4 Ibadan	2,466	4,002	5,066	6,423	8,285	10,786
	5 Ikeja+Eko	6,089	9,835	12,114	15,321	19,693	25,526
	6 Jos	2,170	3,743	4,949	6,750	9,044	12,298
	7 Kaduna	3,707	5,290	6,634	8,591	11,066	14,580
	8 Kano	949	1,572	2,015	2,674	3,657	5,050
	9 P/H	4,298	7,118	9,175	11,919	15,872	21,497
	10 Yola	1,288	2,085	2,674	3,549	4,850	6,651
	Total	25,179	40,255	50,969	65,926	86,547	115,257
Light customers	1 Abuja	625	913	1,176	1,469	1,824	2,247
	2 Benin	183	258	327	408	506	622
	3 Enugu	179	259	329	406	496	598
	4 Ibadan	496	725	916	1,116	1,341	1,584
	5 Ikeja+Eko	204	295	363	441	528	621
	6 Jos	147	228	297	387	479	588
	7 Kaduna	1,825	2,414	3,143	4,060	5,027	6,167
	8 Kano	97	144	184	235	300	376
	9 P/H	10	15	20	25	31	38
	10 Yola	24	35	45	58	74	93
	Total	3,790	5,286	6,800	8,605	10,605	12,934
Total customers	1 Abuja	823,143	1,262,408	1,909,077	2,169,867	2,449,897	2,741,676
	2 Benin	1,186,964	1,711,797	2,181,088	2,492,534	2,825,799	3,174,521
	3 Enugu	818,594	1,220,014	1,581,335	1,744,936	1,910,983	2,082,399
	4 Ibadan	1,750,156	2,651,056	3,378,760	3,856,716	4,368,154	4,912,476
	5 Ikeja+Eko	1,709,042	2,544,288	2,925,296	3,341,985	3,777,877	4,236,124
	6 Jos	466,414	755,914	1,147,828	1,731,585	1,945,121	2,169,782
	7 Kaduna	458,769	656,668	978,590	1,449,155	1,620,888	1,800,397
	8 Kano	598,352	930,732	1,356,519	1,964,124	2,820,133	3,159,819
	9 P/H	557,093	864,050	1,246,734	1,422,299	1,610,372	1,808,545
	10 Yola	344,868	529,984	794,726	1,186,662	1,757,795	1,942,589
	Total	8,713,395	13,126,910	17,499,954	21,359,864	25,087,018	28,028,328

出所：JICA 調査団作成，2014年と2015年はMYTO II Model より引用

4-5-3 地方調査

TCN、各 DisCo によって 2016 年に行われた DisCo 別需要調査結果は以下のとおりである。本調査では、2016 年における実際の電力供給量 (MW) ばかりでなく、期待される電力供給量 (潜在的な需要) と今後見込まれるオフグリッドによる電化計画も調査の対象にしている。

表 4-5.8 2016 年の実績地方調査結果

	C	D	E	F	G	H
NAME OF DisCo	DisCo LOAD DEMAND FROM 2016 FIELD MEASUREMENT	HISTORIC 33kV PEAK LOAD COLLECTED IN 2016	DisCo ESTIMATE ON-GRID SUPPRESSED LOAD	DisCo ESTIMATED Off-grid SUPPRESSED (POTENTIAL) LOAD	Potential demand On grid in 2016	Potential demand On + Off in Future
Abuja	762	577	270	381	1,033	1,414
Benin	1,223	777	163	221	1,386	1,607
Enugu	1,027	803	380	287	1,406	1,694
Ibadan	1,286	1,119	184	280	1,470	1,749
Ikeja+Eko	2,566	1,834	683	716	3,249	3,965
Jos	399	416	44	143	443	586
Kaduna	602	632	93	342	695	1,037
Kano	708	514	187	224	895	1,119
P/H	948	885	130	230	1,078	1,308
Yola	280	305	35	365	315	679
TOTAL	9,801	7,861	2,169	3,188	11,969	15,157
Demand with Coincident rate 90%	8,821	7,075	1,952	2,869	10,772	13,641

注：Coincident rate は「同時率」で、DisCo ごとのピークが同時に起こる確率
出所：TCN

<表中の列頭説明>

C: DisCo 別の期待推定電力量 (Computed data)

D: 33kV 時点での推定電力量(Computed data)

E: DisCo 別 On-grid 推定供給不足量

F: DisCo 別オフグリッドでの Potential Load

G: =C(期待推定量) + E(推定不足量)

H: = C(期待推定量) + E(On grid での推定不足量) + F(オフグリッドでの Potential Load)

<2016 年の供給実績と Potential 需要比>

(A) 2016 年実績ピーク供給 : 5,074 MW

(B) 推定 potential 需要 : 10,772 MW

(C) 比率 = (A) / (B) : 47%

4-5-4 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。予測結果は以下の表のとおりである

表 4-5.9 DisCo 別電力需要見通し (TCN + Auto Producers 需要)

			2015	2020	2025	2030	2035	2040
On grid	1	Abuja	5,305	8,892	19,901	34,697	53,067	79,075
Power demand	2	Benin	7,123	9,457	14,272	20,022	24,608	29,457
Computed data	3	Enugu	7,224	9,160	12,856	15,921	17,281	18,345
GWh	4	Ibadan	7,550	10,945	17,606	26,287	34,391	43,915
	5	Ikeja+EKO	16,692	22,344	30,017	41,529	50,205	59,177
	6	Jos	2,274	3,065	4,978	8,326	9,157	9,830
	7	Kaduna	3,573	5,001	9,402	18,206	23,514	29,644
	8	Kano	4,598	7,248	13,190	24,761	40,804	55,426
	9	P/H	5,539	7,873	13,579	19,192	23,773	28,712
	10	Yola	1,616	2,286	4,097	7,580	12,284	14,599
		Total	61,494	86,270	139,898	216,522	289,083	368,179
On grid + Off-grid	1	Abuja	885	1,611	3,606	6,287	9,616	14,328
Peak demand	2	Benin	1,189	1,714	2,586	3,628	4,459	5,338
Computed data	3	Enugu	1,206	1,660	2,330	2,885	3,131	3,324
MW	4	Ibadan	1,260	1,983	3,190	4,763	6,232	7,957
	5	Ikeja+EKO	2,786	4,049	5,439	7,525	9,097	10,723
	6	Jos	380	555	902	1,509	1,659	1,781
	7	Kaduna	596	906	1,704	3,299	4,261	5,371
	8	Kano	767	1,313	2,390	4,487	7,394	10,043
	9	P/H	924	1,427	2,460	3,477	4,308	5,203
	10	Yola	270	414	742	1,373	2,226	2,645
		Total	10,263	15,632	25,349	39,234	52,381	66,714
Country peak	Coincident 90%		9,237	14,069	22,814	35,310	47,143	60,042

出所：JICA 調査団作成

注：合計は Base case の全国の TCN と Auto producers の国内需要である。

表 4-5.10 Peak 需要伸び率 (TCN + Auto Producers 需要)

単位 %

		2020/15	2025/20	2030/25	2035/30	2040/35	2040/15
1	Abuja	12.7	17.5	11.8	8.9	8.3	11.8
2	Benin	7.6	8.6	7.0	4.2	3.7	6.2
3	Enugu	6.6	7.0	4.4	1.7	1.2	4.1
4	Ibadan	9.5	10.0	8.3	5.5	5.0	7.7
5	Ikeja+EKO	7.8	6.1	6.7	3.9	3.3	5.5
6	Jos	7.9	10.2	10.8	1.9	1.4	6.4
7	Kaduna	8.7	13.5	14.1	5.2	4.7	9.2
8	Kano	11.3	12.7	13.4	10.5	6.3	10.8
9	P/H	9.1	11.5	7.2	4.4	3.8	7.2
10	Yola	9.0	12.4	13.1	10.1	3.5	9.6
	Total	8.8	10.2	9.1	6.0	5.0	7.8
	Country	8.8	10.2	9.1	6.0	5.0	7.8

出所：JICA 調査団作成

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表のとおりである。

表 4-5.1.1 DisCo 別電力需要見通し (On + Off-grid)

			2015	2020	2025	2030	2035	2040
On grid + Off-grid	1	Abuja	5,305	9,407	21,120	36,115	54,861	81,555
Power demand	2	Benin	7,123	9,993	15,341	21,272	26,195	31,660
Computed data	3	Enugu	7,224	9,990	14,539	17,822	19,613	21,484
GWh	4	Ibadan	7,550	11,568	18,848	27,738	36,232	46,472
	5	Ikeja+EKO	16,692	22,358	30,043	41,560	50,244	59,232
	6	Jos	2,274	4,496	8,378	13,575	15,764	18,932
	7	Kaduna	3,573	6,296	12,424	22,785	29,253	37,518
	8	Kano	4,598	8,757	16,632	29,862	49,011	66,783
	9	P/H	5,539	8,857	15,802	21,787	27,066	33,280
	10	Yola	1,616	3,133	6,086	10,619	17,329	21,485
		Total	61,494	94,855	159,214	243,135	325,568	418,400
On grid + Off-grid	1	Abuja	885	1,779	3,987	6,806	10,327	15,308
Peak demand	2	Benin	1,189	1,811	2,807	3,928	4,871	5,904
Computed data	3	Enugu	1,206	1,786	2,617	3,276	3,668	4,062
MW	4	Ibadan	1,260	2,106	3,470	5,144	6,754	8,676
	5	Ikeja+EKO	2,786	4,363	6,155	8,500	10,433	12,562
	6	Jos	380	618	1,045	1,703	1,926	2,149
	7	Kaduna	596	1,056	2,045	3,764	4,898	6,249
	8	Kano	767	1,412	2,614	4,792	7,813	10,620
	9	P/H	924	1,527	2,690	3,790	4,736	5,792
	10	Yola	270	574	1,107	1,870	2,906	3,582
		Total	10,263	17,032	28,537	43,574	58,331	74,904
Country peak		Coincident 90%	9,393	15,469	25,964	39,650	53,093	68,232

出所：JICA 調査団作成

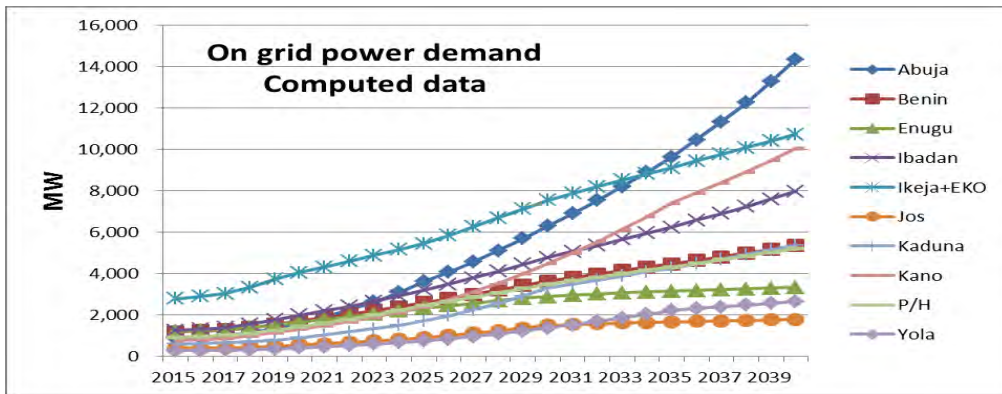
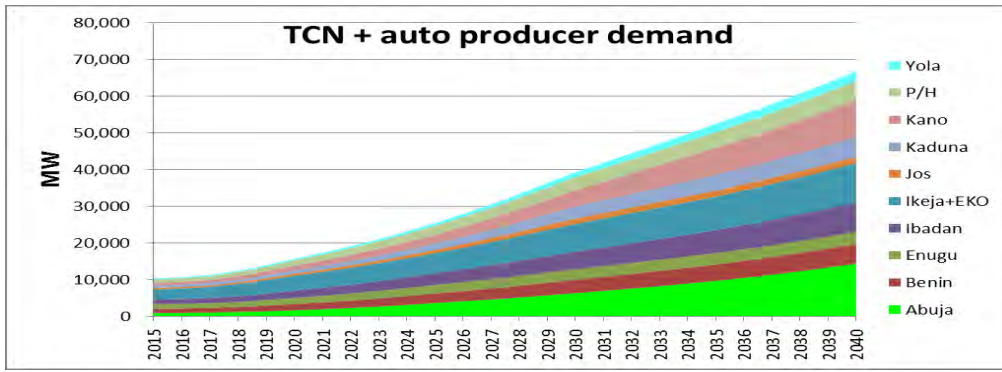
注：合計は全国の TCN +Auto producers + オフグリッドの国内需要である。

表 4-5.1.2 DisCo 別電力需要伸び率 (On + Off-grid)

単位 %

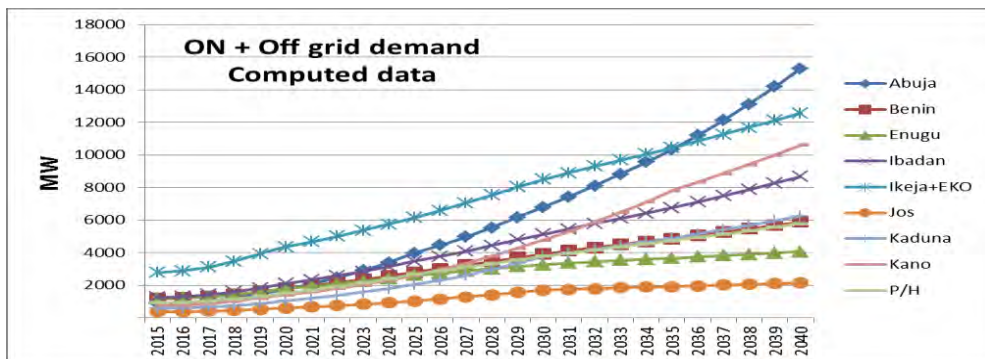
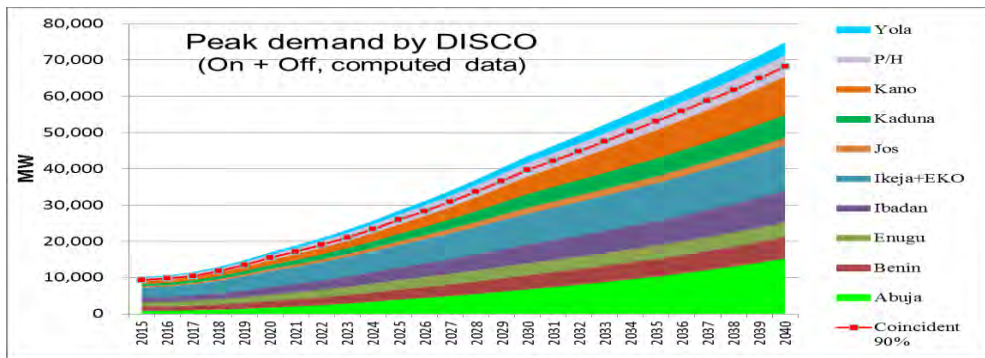
		2020/15	2025/20	2030/25	2035/30	2040/35	2040/15
1	Abuja	15.0	17.5	11.3	8.7	8.2	12.1
2	Benin	8.8	9.2	7.0	4.4	3.9	6.6
3	Enugu	8.2	7.9	4.6	2.3	2.1	5.0
4	Ibadan	10.8	10.5	8.2	5.6	5.1	8.0
5	Ikeja+EKO	9.4	7.1	6.7	4.2	3.8	6.2
6	Jos	10.2	11.1	10.3	2.5	2.2	7.2
7	Kaduna	12.1	14.1	13.0	5.4	5.0	9.9
8	Kano	13.0	13.1	12.9	10.3	6.3	11.1
9	P/H	10.6	12.0	7.1	4.6	4.1	7.6
10	Yola	16.3	14.0	11.1	9.2	4.3	10.9
	Total	10.7	10.9	8.8	6.0	5.1	8.3
	Country	10.5	10.9	8.8	6.0	5.1	8.3

出所：JICA 調査団作成



出所：JICA 調査団作成

図 4-5.2 DisCo 別の電力需要 (TCN + Auto producers)



出所：JICA 調査団作成

図 4-5.3 DisCo 別の電力需要 (TCN + Auto producers + Off-grid)

DisCo 別の一人当たり電力消費（TCN + Auto producers / Population、On + off / Population）及び DisCo 別の一人当たりの需要伸び率は、以下の通りである（表 4－5.1 3、表 4－5.1 4）。

表 4－5.1 3 DisCo 別一人当たり電力消費

単位：kWh/人

			2015	2020	2025	2030	2035	2040
TCN+Auto producer	1	Abuja	553	807	1,577	2,419	3,277	4,364
kWh/ person	2	Benin	405	465	609	748	811	864
Computed data	3	Enugu	353	402	508	571	566	551
	4	Ibadan	374	469	656	858	991	1,125
	5	Ikeja+EKO	1,394	1,618	1,895	2,299	2,459	2,585
	6	Jos	98	116	166	245	240	231
	7	Kaduna	169	208	346	595	687	780
	8	Kano	178	243	386	637	929	1,127
	9	P/H	302	372	557	690	755	812
	10	Yola	106	132	210	346	504	542
国平均		Total	335	411	585	799	950	1,084
			2015	2020	2025	2030	2035	2040
On grid + Off-grid	1	Abuja	550	850	1,670	2,520	3,390	4,500
kWh/ person	2	Benin	410	490	650	790	860	930
Computed data	3	Enugu	350	440	570	640	640	650
	4	Ibadan	370	500	700	910	1,040	1,190
	5	Ikeja+EKO	1,390	1,620	1,900	2,300	2,460	2,590
	6	Jos	100	170	280	400	410	440
	7	Kaduna	170	260	460	740	850	990
	8	Kano	180	290	490	770	1,120	1,360
	9	P/H	300	420	650	780	860	940
	10	Yola	110	180	310	480	710	800
国平均			340	450	670	900	1,070	1,230

出所：JICA 調査団作成

表 4－5.1 4 DisCo 別一人当たり需要伸び率(On + Off-grid)

単位：%

		2020/15	2025/20	2030/25	2035/30	2040/35	2040/15
1	Abuja	9.1	14.5	8.6	6.1	5.8	8.8
2	Benin	3.6	5.8	4.0	1.7	1.6	3.3
3	Enugu	4.7	5.3	2.3	0.0	0.3	2.5
4	Ibadan	6.2	7.0	5.4	2.7	2.7	4.8
5	Ikeja+EKO	3.1	3.2	3.9	1.4	1.0	2.5
6	Jos	11.2	10.5	7.4	0.5	1.4	6.1
7	Kaduna	8.9	12.1	10.0	2.8	3.1	7.3
8	Kano	10.0	11.1	9.5	7.8	4.0	8.4
9	P/H	7.0	9.1	3.7	2.0	1.8	4.7
10	Yola	10.4	11.5	9.1	8.1	2.4	8.3
	Total	5.8	8.3	6.1	3.5	2.8	5.3

出所：JICA 調査団作成

<国合計と DisCo 別合計の差異説明>

本需要予測では Base case を中心に報告書が作成されており、2040 年時点での国全体の需要は表 4-4.1 2 の 60,042MW (TCN + Auto producers) である。一方、表 4-5.9 にある DisCo 別合計は 66,714MW となっているが、各 DisCo は同時にピークが来るわけではないので同時にピークになる確率を 90% (これは 2016 年の地方調査で使用された同時率である) とすると DisCo 別合計は 60,043MW(=66,714MW * 0.9)となり、国全体のピーク需要 (TCN + Auto producers) 60,042MW に近くなる。

4-6 設備計画上の需要想定

4-6-1 設備計画上の制約条件

電力需要予測の策定後、設備計画に採用する負荷想定 of 扱いについて、ナイジェリア側のカウンターパートと協議を行った。協議の中で、設備の所有と運用を行う TCN からは主に以下の懸案事項があげられた。

- ▶ TCN は資金リソースが限られており、Base case の需要に応じて発電所が建設されたとしても系統の対応が限られてしまう。
- ▶ DisCo が Load Rejection (電力供給の受け入れ拒否) を行っている現状があり、発電、送電の設備投資がなされたとしても、下流側がボトルネックとなって電力流通が制限され電力消費されない状況が繰り返される。
- ▶ 配電会社は民営化されているが、料金回収率が低く資金調達も困難なことから、配電網の強化のハードルは非常に高い。

上記のように資金面や電力セクター全体が抱える課題や制約をクリアする必要があるが、ナイジェリアにおいては今後の電力供給は再生可能エネルギー等の普及による地域分散型電力供給も期待できることを考慮すると「Base case」の需要を満たすには TCN 供給と地域分散型電源供給を合計したものとなるが、TCN を取り巻く課題や制約を考慮すると本マスタープランでは TCN からの電力供給は本需要予測の「Low case」とし、未達部分は分散電源に期待するとした。以上のような考えを TCN の設備供給計画とすることをワーキンググループ内に提案し合意を得た。

第5章 一次エネルギー

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。

5-1-1 概要

表5-1.1 および表5-1.2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。

なお、同表のエネルギーバランスの特徴は、以下の通りである。

- 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、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 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。

表 5-1.1 トータルエネルギーバランス (2015年)

[単位: Mtoe]

Contents	Coal	Crude Oil	Oil Products ¹	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

¹Total gross oil products input: Import + Stock Change + Products from Oil Refineries = 13.00Mtoe

Contents	Coal	Crude Oil	Oil Products ¹	Natural Gas	Hydro	Biofuel Waste	Electricity	Total
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 (Chemicals/petrochemicals)			0.03	1.38 (1.38)				1.41 (1.38)
Electricity generated - TWh				25.71	5.72			31.43

Notes: 1. Hydropower output is directly converted to tons of oil equivalent (1.0 GWh=86.0 toe)

2. Natural gas input is expressed in "Net", i.e. gross gas production less gas reinjected and flared

出所：IEA Database 2017

表 5-1.2 部門別エネルギーの供給と消費（2015年）

Contents	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 ²	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]							
	%	%	%	%	%	%	%	%
Transformation (incl. Energy industry own use)	0.0	121.0 ³	-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

²For oil products, total gross input of oil products = 100 (See Note of Table 5-1.1 above)

³Transformation of crude oil is higher than 100%, as other feedstock is processed additionally

Contents	Coal %	Crude Oil %	Oil Products %	Natural Gas %	Hydro %	Biofuel Waste %	Electricity %	Total %
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。

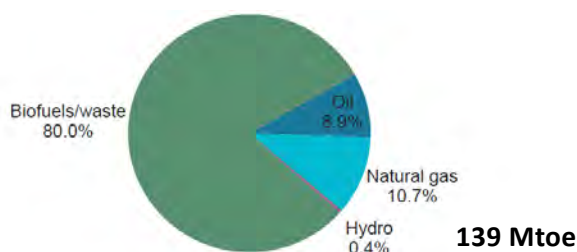
転換（Transformation）欄は、発電プラント、コージェネレーションプラント、石油精製プラント、その他の転換、LNG 等のエネルギー産業の内部消費およびロスを示している。

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。

（１）一次エネルギー総生産量（TPES）の特徴

最も顕著な特徴は TPES の約 80%がバイオ燃料・廃棄物で占められていることである。石油換算約 112 百万トンのバイオ燃料・廃棄物には、薪、穀物生産残渣、家畜の糞および都市廃棄物等のバイオマスは含まれているが、所謂、バイオエタノールやバイオディーゼル等のバイオ燃料は現時点でナイジェリアでは生産されていないので含んでいないと判断される。IEA のデータベースではその内訳情報は含まれていない。後述の「再生可能エネルギー」で簡略な議論を試みている。

バイオ燃料・廃棄物に次いで大きいのが天然ガス（10.7%）で、石油製品（7.6%）、原油（1.3%）、水力（0.4%）の順が続いている。石炭の占める割合は 0.1%に達せず無視できるほど小さい。図 5-1.1 は 2015 年における各エネルギーの TPES に占める割合を図示したものである。



出所：IEA Database 2017

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）

(2) エネルギーの消費構成

天然ガスの総生産量 35.7Mtoe のうち 58.2%は LNG またはパイプラインガスとして輸出され、残りの 41.8%は以下の割合で国内消費された。

発電プラント	39.8%
エネルギー産業の内部消費 ⁴	32.3%
その他の産業	18.1%
非エネルギー用途 ⁵	9.8%

原油の総生産量 108.1Mtoe (1.6Mtoe の在庫調整含む) の 98.3%は輸出され、残りの 1.7%が国内の既設石油精製プラントで処理された。既設のカドゥナ製油所 (Kaduna Refinery) にある潤滑油・アスファルトプラントの操業にはパラフィン系中質油の輸入が必須であるが、原油の輸入はゼロであった。NNPC ASB 2015 に拠れば、既設の古い 3 石油精製プラント (合計設計処理能力: 445 千バレル/日) の平均利用率は 5%であった。この壊滅的に低い利用率は、十分でないプラントの保守・保全と頻繁な破壊活動による原油輸送パイプラインの利用率の低下に起因している。

石油製品の総投入量は 13.0Mtoe で 80.2%の輸入、7.3%の在庫調整および 12.5%の石油精製プラントからの投入で構成されていた。このうち 6.5%が輸出、2.7%が石油精製プラントの副原料、1.6%がエネルギー産業の内部燃料・ロスがあり、残りの 89.2%が最終消費に回った。最終消費の構成は以下の通りで大半が輸送部門に回っている。製品毎の動きは後出の「石油製品」で触れている。

産業部門用	3.7%
輸送部門用	72.7%
家庭用	4.7%
未分類部門用	18.6%
非エネルギー用途	0.3%

石炭の生産量は 30Ktoe と極めて低く、全量国内の鉄鋼プラント・セメントプラント等の産業で消費され輸出はゼロであった。

総量 111.6Mtoe のバイオ燃料・廃棄物の 7.9%は転換 (薪の木炭への転換ロスと推測される) され残りの 92.1%は最終消費に回され、産業部門で 3.7%、家庭部門で 85.9%、商業・公共サービス部門で 2.5%の割合で消費されたとしている。家庭部門での燃料としての使用割合が圧倒的に高い。

⁴石油・ガスの生産、貯蔵、処理、出荷等の上流側産業 (NNPC)

⁵石化・化学プラントの原料

5-1-2 天然ガス

(1) 需給バランスの推移

表5-1.3にナイジェリアにおける2006年から2015年の天然ガスの需給バランス推移を示す。IEAの統計では、OPEC、NNPC、US EIA等の他の統計と異なり、天然ガス生産量は、総ガス生産量から油田に再注入された(Reinjected)ガスと燃焼・大気放散された(Flared)ガスを差引いた「正味量」で表示されていることに注意が必要である。

表 5-1.3 2006年～2015年の天然ガスの需給バランス推移

[単位:Mtoe]

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Production	23.10	28.91	28.19	19.93	26.57	31.31	33.65	30.35	34.64	35.68
Exports	-13.66	-19.19	-19.17	-12.04	-17.75	-19.08	-21.03	-17.84	-20.37	-20.78
% Exports on production	59.1%	66.4%	68.0%	60.4%	66.8%	60.9%	62.5%	58.8%	58.8%	58.2%
Total Primary Energy Supply (TPES)	9.44	9.72	9.02	7.89	8.82	12.23	12.61	12.51	14.27	14.90
Statistical difference	0	0	0.02	0	-0.01	0.02	0	-0.13	-0.89	-0.87
Transformation (incl. Energy industry own use)	6.66	6.95	6.83	6.25	7.60	8.79	9.51	9.07	9.60	10.20
Electricity plants	-3.62	-3.60	-3.31	-3.28	-4.24	-4.55	-4.95	-5.06	-5.38	-5.63
Energy industry own use	-3.04	-3.35	-3.52	-2.97	-3.36	-4.24	-4.56	-4.01	-4.22	-4.57
Total Final Consumption	2.79	2.77	2.22	1.64	1.21	3.47	3.10	3.31	3.78	3.94
Industry	1.77	1.96	1.67	0.67	0.61	2.57	2.01	2.15	2.45	2.56
Non-energy use	1.02	0.81	0.55	0.97	0.60	0.90	1.09	1.16	1.33	1.38
Sector-wise Usage, % on TPES										
Electricity plants	38.3	37.0	36.7	41.6	48.1	37.2	39.3	40.4	37.7	37.8
Energy industry own use	32.2	34.5	39.0	37.6	38.1	34.7	36.2	32.1	29.6	30.7
Industry	18.8	20.2	18.5	8.5	6.9	21.0	15.9	17.2	17.2	17.2
Non-energy use	10.8	8.3	6.1	12.3	6.8	7.4	8.6	9.3	9.3	9.3
%(TPES - Energy industry own use) on production	27.7%	22.0%	19.5%	24.7%	20.5%	25.5%	23.9%	28.0%	29.0%	29.0%
NNPC ASB Database (Reference)										
Fuel gas to EPCL	0.18	0.22	0.18	0.19	0.12	0.22	0.36	0.19	0.41	0.36
% of total industrial use	10.3%	11.1%	10.6%	27.7%	19.7%	8.5%	17.7%	8.8%	16.7%	14.0%

出所：IEA Database 2017 and NNPC ASB 2006-2015

上記の表から判るように天然ガスの正味生産量は、2008年下旬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1年以上に亘り操業停止に追い込まれた影響での2009年には前年比約30%の大幅落ち込みがあり、また2013年にLNGの出荷が約5週間に亘り停止された影響で約10%の落ち込みが見られるものの、全体としては堅調な増加傾向を示している。

需給バランスで最も顕著な特徴は、天然ガスの正味生産量の58%-68%(60%を下回っているのは2006年と2013年以降)が輸出に回されていることである。天然ガスの生産者側の内部消費分を差引いた、国内消費者(発電所を含む)への供給は2007年以降2012年までは25%

を下回っている。2013年以降は段階的に28%~29%のレベルに上昇している。

発電プラントへ送られたガスの量（エネルギー量）でみると、2007年が高い側へ2009/2010年が低い側へやや大きく振れている以外はほとんど安定しており、TPESに対するシェアは約38%を中心に推移している。

産業セクターへ送られたガス量は振れ幅が大きかった。特に前述のガス集積プラントの破壊活動による停止の影響を受けた2009年と2010年には2007年比それぞれ42%と34%のレベルにまで低下している。2006年-2015年の10年間のTPESに対するシェアの平均は約16%、当該2年間を除いた8年間の平均は約18%であった。

非エネルギー用途の天然ガス（石化プラント原料）も変動幅が大きかった。2006年~2015年の10年間のTPESに対するシェアは約6%~12%の範囲で変動し平均は約9%であった。

非エネルギー用途の天然ガス消費者の動きとしては、2014年の年央にシェブロンของกลุ่ม会社が合成軽油のプラント（GTLプラント）の低ロード運転を開始した（設計設備能力：合成軽油日量33,200バレル、天然ガス使用量325Mcf/Day）ことが挙げられる。それまでは、EPCLのオレフィンプラントが天然ガスを原料として使う唯一の産業であった。（出所：US EIA）

また、2015年末現在建設途上にあるEPCLの大型肥料プラントの操業開始も近いので非エネルギー用途の天然ガスの需要は大きくなる見込みである。

（2）天然ガスの生産量と利用状況の推移実績

IEA刊行物、Energy Balances of Non-OECD Countries 2014、のナイジェリアの石油・ガス関連の主情報源はNNPC Annual Statistical Bulletin (ASB) および OPEC ASB であるとの記述がある。両ASBは数値・分類方法に差があるが、本調査ではNNPC ASBを基本とし、IEAのデータベースとの関係を確認した。

表5-1.4にNNPC ASB（2006~2015）に記載されているデータを基に2006年から2015年の期間の天然ガスの総生産量と利用状況を示す。なお、NNPC ASBは2015年版まで同社のホームページ上で公表されている。また、表5-1.5に、表5-1.4に使用されているNNPC ASBデータ部分の用語の簡略説明を示す。

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）

[単位：Bcf]

Item No	NNPC ASB Data	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	Raw gas produced	2,182	2,416	2,288	1,837	2,393	2,400	2,580	2,326	2,486	2,930
2	Gas used as fuel	77	77	84	81	72	105	116	129	151	159
3	Gas sold to 3rd parties	630	761	708	441	857	787	876	607	705	1,017
4	Gas sold to NGC	0	0	64	21	21	102	72	130	178	134
5	Gas reinjected	334	355	391	410	493	348	463	639	626	728
6	Fuel gas to EPCL	8	9	8	8	5	9	15	9	11	11
7	Gas for LPG/NGL to EPCL	44	35	24	42	26	39	47	56	36	42
8	Gas for LNG	241	369	332	269	167	313	330	301	391	421
9	Gas lift	45	51	59	56	169	79	73	47	102	77
10	Gas flared	804	760	619	509	582	619	589	409	286	341

Item No	NNPC ASB Data	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	% Gas flared	36.8	31.4	27.1	27.7	24.3	25.8	22.8	17.6	11.5	11.6
11	EOR use (Sum items 5 & 9)	379	406	450	466	662	427	536	685	727	805
	% Total raw gas produced	17.4%	16.8%	19.7%	25.4%	27.7%	17.8%	20.8%	29.5	29.3	27.5
12	Crude oil produced, Mbbl	869	803	769	780	896	866	853	801	799	774
	GOR, Kcf/bbl- crude oil	2.51	3.01	2.98	2.35	2.67	2.77	3.03	2.91	3.11	3.79
IEA Database converted from Mtoe to Bcf @ Gas HHV of 1,020 BTU/cf ⁶											
13	Production based on IEA database [A]	999	1,250	1,219	862	1,149	1,354	1,455	1,312	1,497	1,542
	NNPC (Item 1) - (Items 10& 11) [B]	1,000	1,250	1,218	862	1,149	1,354	1,456	1,231	1,473	1,784
	Ratio: [A]/[B]	0.999	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.999	1.066	1.017	0.865
14	Exports	591	830	829	520	767	825	909	771	881	898
15	Electricity plants	156	156	152	142	195	209	228	219	233	243
16	Energy industry own use	131	145	162	128	155	195	210	173	182	198
17	Industry	77	85	77	29	28	118	93	93	106	111
18	Non-energy use [C]	44	35	24	42	26	39	47	50	57	60
	NNPC Item 7 [D]	44	35	24	42	26	39	47	56	36	42
	Ratio: [C]/[D]	0.993	1.000	1.007	0.989	1.001	1.008	0.998	0.894	1.606	1.424

出所：NNPC Annual Statistical Bulletin 2006-2015 for items 1 through 11. IEA Database for items 13 through 17

表 5-1.5 表 5-1.4 に使用された各項目用語の定義概説

項目	定義の概説
1	Raw gas produced 天然ガスの総生産量
2	Gas used as fuel 原油・天然ガスの生産・処理設備の操業に関する燃料として利用されたガス
3	Gas sold to 3rd party 第3者に販売された LNG 生産用を含むガス
4	Gas sold to NGC NGC(ガスの輸送会社)に販売されたガス
5	Gas reinjected 一次回収が限界に近づいた油田に2次回収(EOR)のために再注入されたガス
6	Fuel gas to EPCL EPCL(石油化学会社)に送られた燃料用ガス
7	Gas for LPG/NGL to EPCL EPCL 用の LPG/NGL を生産するために消費されたガス
8	Gas for LNG LNG 生産のために使用されたガス
9	Gas lift 一次回収が限界に近づいた油田からの原油の流動性を高める(粘度を下げる)ために油田からのパイプラインに注入されたガス
10	Gas flared 燃焼廃棄された未回収および余剰ガス。通常、未回収の随伴ガスが発生する最大の原因は、分散して存在する油・ガス分離設備(Degassing Stations)からの随伴ガスを下流側のガス精製・分離設備に送るのに必要な圧縮・移送配管設備の欠如にある。
11	Gas for EOR Use (項目5) + (項目9)
12	Crude oil production 原油の生産量

出所：JICA 調査団

上記の表の項目 1-12 は上記の NNPC 統計資料中に記載されたガス関連データ、項目 12 は原油生産量データである。一方、同表の項目 13~18 は IEA のエネルギーバランス表からの抜粋情報と比較のために調査団が行った試算結果を示している。

表 5-1.5 は表 5-1.4 に使用されている NNPC ASB データ部分の用語の簡略説明である。

表 5-1.4 から観察された主要事項は以下の通りである。

- 1) 天然ガスの総生産量：2006 年から 2007 年に一旦ピークを迎え、その後減少と増加を繰り返す。

⁶Definition of Production in IEA Database: (Gross production) - (Reinjection) - (Flared)

返した結果 2006 年から 2015 年の 10 年間の生産量の伸びは 1.60 倍（年率 4.8%）と程々の伸びを示している。

- 2) 原油の生産量：2006 年に 869Mbbbl であった原油生産量が、その後は減少に転じ 2008 年に底打ちした後増減を繰り返し 2015 年の生産量 774Mbbbl に至っている。2006 年から 2015 年の 10 年間の生産量の伸びは 0.92 倍（年率-0.9%）とマイナス成長であった。天然ガスの総生産量と原油の生産量の間には意味のある関係、ガス/油比（GOR）が確実に上昇しておりガス田からのガスの生産比率が上昇していることを示唆していることを除き意味のある関係は見つからなかった。
- 3) 原油の 2 次回収用ガスの注入量：2009 年に一旦ピークを迎え 2011 年には谷があったものの 2006 年以降ほぼ順調な増加傾向を示し、2006 年の総注入量 379Bcf（ガス総生産量の 17.4%）であったものが、2015 年には総注入量 341Bcf（ガス総生産量の 27.5%）と大幅な伸びを示している。
- 4) フレアーされたガス量：多少の増減があるものの一貫して減少傾向を示し 2006 年の 804Bcf（ガス総生産量の 36.8%）から 2015 年の 341Bcf（ガス総生産量の 11.6%）と大幅な改善を示している。
- 5) IEA データベースと NNPC ASB データベースの比較：両データベースの数ある項目の中で直接比較が可能なのは以下の 2 項目である。

<u>IEA データベース</u>	<u>NNPC ASB データベース（表 5-1.4 参照）</u>
ガス生産量（正味）	（項目 1）－（項目 10－（項目 11）
非エネルギー用途	（項目 7） Gas for LPG/LNG to EPCL

比較の方法は、IEA データベースでは Mtoe で表示してある上記の 2 項目を、IEA が統計処理に採用している天然ガスの標準高位発熱量 1,020BTU/CF を使って体積（Bcf）に変換した後、NNPC ASB の数字との差異比率を求めるというものである。

比較検討の結果は、上記 2 項目の 10 年間差異比率は 2006 年から 2012 年の 7 年間については全て数字取扱い上の桁落ちの範囲に収まっているおり、石油・ガス関連統計のデータソースが主として NNPC ASB であることが確認できた。従って、両データベースのデータを合体あるいは比較利用することのあるレベルの有効性が担保されたと考えられる。

しかしながら、2013 年から 2014 年の天然ガス関連のデータには数字・傾向ともに著しい振れがあり、参照した情報源が変わったか分類の方法が変わった可能性が高く、連続性に疑問があり、10 年間の傾向を議論する際には注意が必要であることが判明した。

- 6) 一方、IEA データベースの関連ノートには OPEC 統計（OPEC Annual Statistics Bulletin）も必要に応じて参考にしているとの記述があるので、IEA データベースと OPEC 統計の天然ガスの正味生産量（Marketed production）と輸出に対応する項目の比較を試みた。（表 5-1.6 参照）

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

[Unit:Bcf]

Item No		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	10-year Average
	OPEC ASB Data [A]											
1	Gross gas production	2,182	2,416	2,565	2,003	2,534	2,967	2,996	2,812	3,049	3,010	
2	Marketed production	1,006	1,148	1,159	820	992	1,459	1,503	1,356	1,548	1,594	1,258.7
3	Flaring	788	788	674	471	540	504	466	428	379	342	
4	Re-injection	318	353	509	503	752	795	725	758	809	743	
5	Shrinkage	71	127	223	210	250	208	303	270	313	330	
6	Export (Part of Item 2)	621	773	726	565	835	916	998	867	946	923	817.0
	IEA Database [B]											
2	Marketed production	999	1,250	1,219	862	1,149	1,354	1,455	1,312	1,498	1,542	1,263.7
	[B]/[A] Ratio	0.992	1.089	1.051	1.051	1.157	0.927	0.968	0.967	0.967	0.967	1.004
6	Export (Part of Item 2)	591	830	829	521	767	825	909	771	881	898	782.1
	[B]/[A] Ratio	0.951	1.073	1.142	0.922	0.919	0.900	0.911	0.890	0.931	0.973	0.957

出所：IEA Database, OPEC Annual Statistics Bulletin

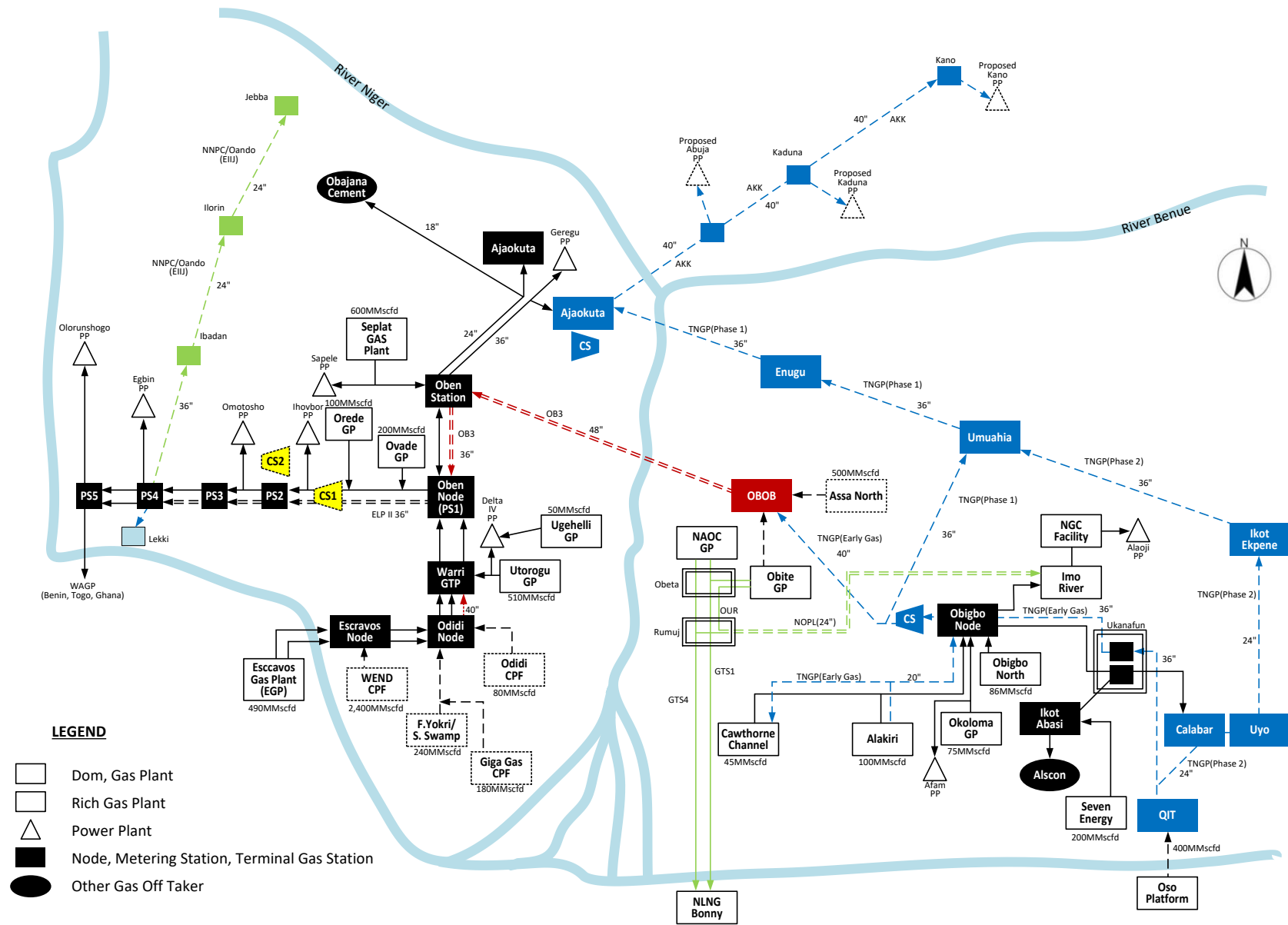
上記の表から、10年間の平均値としては、正味生産量と輸出量の差異はそれぞれ0.4%と4.3%でそれ程大きくないが、各年毎の数字については、IEA データは OPEC データに対して正味生産量が+15.7%/-3.3%の範囲で変動しており、輸出量が+14.3%/-10.0%の範囲で変動していることが読み取れる。両データベースの間にはほとんど意味のある関係が見当たらず IEA データは OPEC データを参照していないのは明らかである。例外は、2013年-2015年の正味生産量で常に OPEC データの96.7%になっており、最早、NNPC データは参照せず OPEC データを参照している可能性が高いと推察される。

エネルギー関連の各国際研究機関は、それぞれ固有の情報処理基準と共通または独自の情報源に基づいてデータを取り纏めているので、個々の数字については常に+/-10%から20%の差異が十分に存在しうることを示している。従って、以下の天然ガス関連の議論は、上記を念頭に入れながら、IEA データを基軸にして進めている。

(3) 天然ガス関連インフラストラクチャー

ナイジェリア内の既存および将来の天然ガス利用者（発電所プラント、エネルギー多消費工業、化学・石化プラント等、天然ガス燃料または原料とする利用者）へ十分な天然ガスを供給するための鍵になるインフラストラクチャーは、国内の全体を網羅するガスパイプライン網とドライガスを用意するためのカスプラントであると考えられる。

これら二つの鍵について、NNPC から入手した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（図5-1.2参照）および Petroleum Economist 社が NNPC のために作成した「Gas & Power Infrastructure Map of Nigeria 2015」から引用した「Trans-National Gas Pipeline (TNGP) Plan」の地図（図5-1.3参照）に盛り込まれた情報を基にしたナイジェリアの天然ガス・インフラストラクチャーの現状と近未来の見通しは以下の通りである。



出所：NNPC

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

1) 天然ガスの生産地とその主消費地の関係

ナイジェリアのガスの生産地である油田・ガス田のほとんど全てはナイジェリア南東部に位置するナイジャデルタ (Niger Delta) およびその前面海域に存在している。一方、ガスの主消費者である発電所・大型工場等は主としてナイジェリアの南部 (特に大型工場は南西部) に偏在している。現時点ではガスパイプラインの接続がないために操業を停止している火力発電所もナイジェリアの北部地方には幾つか在ることに加えて、ガスタービン発電所の建設実施段階が近づいている IPP プロジェクトもあり南西部に続きガスの生産源を持たない北部地方も主消費地に加えられる日も近づいている。

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、地政学的区分では北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デルタのナイジャ川 (Niger River) 西側のエスクラボス (Escravos) 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部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。

この既存ガスパイプライン網の操業・保守は NNPC 傘下のナイジェリアガス会社 (NGC) の担当である。表 5-1.7 に NGC が操業している主要パイプラインを示す。

表 5-1.7 NGC が操業する既存の主要ガスパイプライン

Connection from/to	Length [mile]	Length [km]	Size [inch]
Warri/Egbin node (PS4)	214	344	30
Oben/Geregu (PHCN)	123	198	20/24
Oben/Ajaokuta	123	198	24
Alakini/Ikot-Abasi (ALSCON)	73	117	24
Ikpe Anang/EHGC (UNICEM)	67	108	24
Aladja pipeline system/Aladja	65	105	6,8,14,16
Kew metal/Ogilo	63	101	6
Ajaokuta/Obajana	56	90	18
Escravos/WGTP	36	58	36
WGTP/WRPC	36	58	36
Alagbado/Ota--Agbara distribution (SNG)	25	40	24
Alagbado/Ota--Agbara distribution (SNG)	25	40	24
KP 331/Itoki	25	40	24
Int scraper station/Ikot-Abasi (ALSCON)	23	37	24
Utorogo/Ugheli (PHCN)	22	35	18
Oben/Sapele (PHCN)	22	35	18
PS 4 Itoki /Ibese	21	34	18
Imo river/Aba (SPDC)	20	32	12
Ewekoro/Abeokuta (GOZ)	20	32	18
Ewekoro/Abeokuta (GOZ)	20	32	18
Alagbado/Ewekoro (WAPCO)	17	27	6
Total	1,096	1,763	

出所：OPEC ASB, 2014

3) 既存および新規（計画）ガスプラント

既存および現在計画されているガスプラントを表 5-1.8 に示す。この表は上記概念図（図 5-1.2 参照）に記載されている情報を整理したものである。既存ガスプラントについては、当然のことながら概念図は全てを網羅していないので実際には数・能力とも表の数字を上回ることは明らかである。

表 5-1.8 既存及び計画中のガスプラント

Name of Gas Plant	Capacity[Mcfd]	Location ⁷
1. Existing Plants:		
1) Seven Energy	200	[1]
2) Okolomo GP	25	[1]
3) Obigbo North	56	[1]
4) Alakus	100	[1]
5) Carthorne Channel	45	[1]
6) Ugheli	50	[2]
7) Utorogu	510	[2]
8) Escravos Gas Plant (EGP)	490	[2]
9) Obade GP	200	[2]
10) Oredo GP	100	[2]
11) Sapele Gas Plant	600	[2]
Subtotal Existing Plants	2,376	
2. Planned Plants:		
1) OSO Platform ⁸	400	[1]
2) Assa North GP	500	[1]
3) Odidi GP	80	[2]
4) Giga Gas CPF	180	[2]
5) F. Yokiri/S. Swamp	240	[2]
6) WEND CPF	2,400	[2]
Subtotal Planned Plants	3,800	

出所：NNPC GID 2016

既存ガスプラントは合計 11 ヶ所、合計能力 2,376MCFD、そのうち合計 5 ヶ所、合計能力 326MCFD がナイジェラ川の東側に位置している。平均稼働率を 85% と仮定すると約 2,000MCFD（730Bcf/Year）の供給能力を持っていることになる。

一方、新規計画のあるガスプラントは合計 6 ヶ所、合計能力 3,800MCFD でそのうち 2 ヶ所、合計能力 900MCFD がナイジェラ川の東側に位置している。平均稼働率を 85% と仮定すると、約 3,200MCFD（1,170Bcf/Year）の供給能力が追加されることになる。

4) パイプライン網拡張計画

上記概念図（図 5-1.2 参照）の情報と 2016 年 1 月にインド-アフリカ炭化水素会議（India-African Hydrocarbon Conference, New Delhi）での NNPC 発表資料の情報を併せて判断すると、概念図に記載されている拡張計画の開発スケジュールと、現時点での進捗状況は以下の通りである。

- 36" ELP2 (Escravos-Lagos Pipeline No.2)：建設進行中、完成予定は 2016 年初旬。ELP2

⁷Gas plant locations; [1] East of Niger River, [2] West of Niger River (State names to be confirmed later)

⁸Located offshore and existing, but presently no connection to the onshore domestic gas pipeline system

の PS4 から枝分かれしてジェバ (Jebba) に至るパイプラインも、明記はされていないが上記 NNPC 発表資料の表現から既にプロジェクトは進行中であり遠からず完成すると推測される。

- 48” OB3 (Ob/Ob-Oben Pipeline) とそれにつながる TNGP (Early Gas) : 建設進行中、完成予定は 2017 年。
- 36” TNGP [Phase1] (Obigbo-Umuahia-Enugu-Ajaokuta: Trans-Nigeria Gas Pipeline) : 建設工事の引合い中。完成予定は 2019 年 (NNPC GID 情報)
- 40” AKK (Ajaokuta-Abuja-Kaduna-Kano: Trans-Nigeria Gas Pipeline) : 建設工事の引合い中。完成予定は 2019 年 (NNPC GID 情報)
- TNGP [Phase2]: 建設工事引合い前準備段階にあり完成時期は 2020~2021 年辺りと推測される。

上記から、同図に記載されている全てのパイプライン網拡張計画は 2020 年代初頭には完成を見て、ナイジェリア南部の東西のガス移送能力の大幅な増強に加えて北部の主要消費者へのガス供給体制の第 1 段階が整うと考えられる。

5) トランス - ナイジェリア ガスパイプライン計画

ナイジェリアには、1970 年代に最初の提案があった、壮大なトランス - サハラパイプライン (Trans-Saharan-Pipeline) 計画のナイジェリアの出発点であるワリ (Warri) からまっすぐに北に向かうパイプラインを幹とした二つの巨大なループからなるパイプライン計画が 1990 年代初頭から存在した。図 5 - 1.3 は同計画を発展させたもので、ループの数が一つ減ってエヌグ (Enugu) からナイジェリアの中東部のビウ (Biu) を経由してカノ (Kano) で幹線パイプラインと接続するループのみが残っている。南西部のジェバと北西部のソコト (Sokoto) を結ぶパイプラインが消えた形になっている。

上記概念図 (図 5 - 1.2 参照) の計画が全て完成すると考えられる 2020 年代初頭には、ナイジェリア中東部を經由してカノに至るループ部分と幹線パイプラインの北部から北西部のソコトに至るパイプラインとその枝分かれ部分を残して完成することになる。2030 年までには、残りの大部分が完成して、北部のほとんどの都市に天然ガスが供給できる体制になるという想定はそれ程非現実的でないと考えられる。

(4) 天然ガス資源

2014 年の BP 統計に拠れば、2013 年のナイジェリアの天然ガスの確認埋蔵量は約 180TCF、R/P 比は 100 年以上であった。2003 年からの数字の変化はなく、生産分に見合う新しい発見があったことを示唆している。推定埋蔵量については、NNPC について記述した文献 (2005 年頃) に米国 CIA の推定値として 600TCF という数字がある。また、ナイジェリアのエネルギー関係者はガスの資源量については何ら危惧・関心を抱いておらず、関心事はガスインフラの整備問題と IOC がどこまで開発投資をする気になるかに集中していた。以下は、「National Integrated Infrastructure Master Plan, 2015」に記載されているガスの確認埋蔵量と生産設備に関する目標値である。

表 5-1.9 ガスの確認埋蔵量とガス生産設備の目標値

	Current	2023	2033	2043
Proven reserve - Gas, TCF	187	191.5	-	200
Production capacity - Gas, Mcfpd	8,000	11,000	15,000	30,000

出所：NNPC GID 2016

5-1-3 LNG

(1) 天然ガスの LNG またはガスパイプラインによる輸出の推移

ナイジェリアの LNG 輸出は 1999 年末に始まり、2010 年に西アフリカ・ガスパイプライン (West Africa Gas Pipeline : WAGP) によるガーナ (Ghana) へのパイプラインガスの輸出が始まるまでは、天然ガスは全て LNG として輸出されていた。

2006 年—2015 年の全期間を通じた重量表示のナイジェリアの LNG 輸出統計データを見つけることができなかつたので、JICA 調査団は以下の情報および仮定条件を基に 2006 年—2015 年のナイジェリアからの LNG とパイプラインガスによる天然ガスの輸出量の推算を試みた。

- 2006 年—2015 年の体積ベースの天然ガス総輸出量：OPEC データベース (表 5-1.6 参照)
- 2011 年—2015 年の重量ベースの LNG 輸出量 (比較用)：International Gas Union (IGU) のレポート「World LNG Report 2016」；2010 年以前のデータの記載なし
- WAGP によるガーナへの天然ガス輸出量：2015 年 1 月 13 日付 Reporting oil and gas 誌上に発表の報告書「Assessing WAGP invention in Ghana's gas supply」(原典は世銀統計)；2014 年以降の輸出量は 2013 年と同じと仮定した。2010 年 - 2013 年の輸出実績はガーナへの輸出目標 48Bcf を大幅に下回っていた。
- LNG として輸出された天然ガス量：天然ガス総輸出量から WAGP で輸出されたガス量を差し引いた量とした。
- 1.0 トンの LNG に相当する天然ガス量 (体積)：IGU が使用している標準変換係数、「1.0 ton LNG=1,300 m3 Gas or 45.91x103 ft3」を採用。
- LNG プラントの年度別平均生産設備能力 (Average Plant Capacity)：後出の表 5-1.1 1 に示す年度末プラント設備能力 (Year-end Plant Capacity) の当該年度とその前年度の平均能力。
- LNG プラントの推定利用率 (Utilization Rate)：当該年度の LNG 生産量の同平均生産設備能力に対するパーセンテージ。

上記の前提による推定結果を表 5-1.10 に示す。

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)

	Total Gas Export (OPEC)	Gas Export via WAGP	Gas Export as LNG	LNG Exports (OPEC)	LNG Exports (IGU)	Average LNG Plant Capacity	LNG Plant Utilization Rate
	[Bcf]	[Bcf]	[Bcf]	[M tons]	[M tons]	[M tons/Y]	[%]
2006	621	0	621	13.53	-	15.00	90.2
2007	723	0	723	15.75	-	17.05	92.4
2008	726	0	726	15.81	-	19.10	82.8
2009	565	0	565	12.31	-	21.15	58.2

	Total Gas Export (OPEC)	Gas Export via WAGP	Gas Export as LNG	LNG Exports (OPEC)	LNG Exports (IGU)	Average LNG Plant Capacity	LNG Plant Utilization Rate
	[Bcf]	[Bcf]	[Bcf]	[M tons]	[M tons]	[M tons/Y]	[%]
2010	835	13	822	17.90	-	21.15	84.6
2011	888	28	860	18.73	18.75	21.15	88.6
2012	983	15	968	21.08	19.95	21.15	99.7
2013	850	17	833	18.14	16.89	21.15	85.8
2014	926	(17)	909	19.80	19.37	21.15	93.6
2015	907	(17)	890	19.98	20.36	21.15	94.5
2011-2015 Average			892	OPEC 19.43	IGU 19.06	OPEC/IGU 1.019	

出所：JICA 調査団

上記の表から以下が読み取れる。

- LNG プラントの各年の公称平均設備能力に対する設備の推定利用率は 2006 年—2015 年は以下の例外を除いて 90%以上であった。
- 2008 年—2010 年にかけて、同時期に発生したシェルのソク（Soku）ガス集積プラントの長期操業停止による原料ガスの供給不足に起因して、LNG プラントの設備利用率は 90%を下回り、2009 年には約 60%にまで低下した。
- 同様に、2013 年には、約 5 週間に亘る LNG 輸出停止に起因して設備利用率は約 86%に低下した。
- 2006 年—2015 年の 10 年間を通して見ると、LNG による輸出は 97%-100%で推移した。たとえ、2011 年—2015 年のガーナへの WAGP によるパイプラインによる輸出が目標値の年間 48 Bcf のレベルを達成していたと想定しても、パイプラインによる天然ガスの輸出はその総輸出量の 6%を超えることはなかった。

（２） LNG プラント

表 5-1.1.1 にナイジェリアの既存 LNG プラントと計画されている LNG プラントプロジェクトを示す。既存プラントは合計 6 トレイン、総生産能力は年間約 21 百万トンである。既存プラントは全て NLNG が操業している。

表 5-1.1.1 ナイジェリアの LNG プラント設備能力（既存・計画）

	Start-up Year	No. of Train	Capacity per Train [Mmt/Y]	Total Capacity [Mmt/Y]	Cumulative Capacity [Mmt/Y]
Existing Plants:					
NLNG Train 1 & 2	1999	2	2.95	5.90	5.90
NLNG Train 3	2002	1	2.95	2.95	8.85
NLNG Train 4	2005	1	4.10	4.10	12.95
NLNG Train 5	2006	1	4.10	4.10	17.05
NLNG Train 6	2008	1	4.10	4.10	21.15
Existing plants -Total		6		21.15	21.15
Proposed Plants:					
NLNG Seven plus	2018	1	8.40	8.40	
NLNG Train 8	2019	1	8.00	8.00	
Progress FLNG	2018	1	1.50	1.50	
OK LNG	2016+	2	6.30	12.60	
Brass LNG	2020	2	5.00	10.00	
Proposed Plants- Total		7		40.50	

出所：Gas and Power Infrastructure Map of Nigeria, Petroleum Economist

計画されている LNG プロジェクトは 5 プロジェクトあり、総トレイン数および生産能力は 7 および年間約 40 百万トンで既存プラントのほぼ 2 倍に達する。

5-1-4 石油製品

IEA データベースでは石油製品の詳細バランスは重量ベースでのみ表示されており、原油と天然ガス液（NGL）は石油換算のエネルギー表示の際には原油に含まれ、換算係数は 1.00 である。同様に、石油製品はそれぞれ特有な換算係数を使用して石油換算のエネルギーに変換後、石油製品 1 本にまとめてエネルギーバランス表に表示する方法を採用している。

(1) 2015 年における原油・石油製品の需給バランス（重量ベース）

2015 年におけるナイジェリアの原油・石油製品の重量ベースの需給バランスを表 5-1.1 2 に示す。

表 5-1.1 2 2015 年の原油及び石油製品の需給バランス（重量ベース）

[単位：Million metric tons]

	Crude Oil	NGL	Refinery Feedstock	LPG	Motor Gasoline	Jet Kerosene	Other Kerosene	Gas Oil/ Diesel	Fuel Oil
Production	103.13	1.18		0.03	0.26	0.02	0.19	0.30	0.40
Imports					7.11	0.32	2.37		
Exports	-102.9	-1.18							-0.09
International marine bunker								-0.12	-0.26
International aviation bunker						-0.34			
Stock changes	1.58				0.00			0.36	0.52
Total Primary Energy Supply (TPES)	1.82	0.00	0.00	0.03	7.37	0.00	2.56	0.54	0.57
Transfers			0.37						
Statistical difference									
Transformation (incl. Energy industry own use)	1.82		0.37	0.01				0.01	0.12
Electricity plants									
CHP plants									
Oil refineries	1.34		0.37						
Other transformation									
Energy industry own use				0.01				0.02	0.12
Losses	0.48								
Total Final Consumption				0.02	7.37	0.00	2.56	0.53	0.45
Industry				0.00				0.00	0.45
Transport					7.37			0.53	
Residential				0.02			0.49		
Commercial & public services							0.00	0.00	
Agriculture & forestry									
Fishery									
Other non-specified				0.00			2.07		
Non-energy use									

出所：IEA Database 2017

表 5-1.1 2 が示す、原油および石油製品の輸出入を含む TPES に至るまでの特徴は、以下の通りである。

- 原油：生産された原油のほぼ 100%相当が輸出に回されている。これは既存製油所の極端に低い利用率（5%以下）に起因する。製油所への原油の供給量のほぼ 90%は在庫調整で賄われている。
- NGL（随伴ガスのように LPG 留分を豊富に含むガスをドライガスに転換する際に液として回収されるもの；コンデンセートとも称する）：全量輸出されている。
- 製油所原料油（Refinery Feedstock）：ガソリンの混合基油と推定される。輸入のみ。
- LPG：生産量は少ない。輸出・輸入ともにゼロに近い。
- ガソリン：石油製品に限った最終消費では、全体のほぼ 3 分の 2 を占める。輸入が最終消費の約 97%と圧倒的に多くガソリン不足が顕著である。
- ジェット燃料(灯油型)：国際空港での給油の需要を満たすための不足分 94%を輸入。TPES への貢献はなし。
- その他の灯油（家庭用灯油と同じ）：輸入量が最終消費の 93%を占める。
- 軽油・ディーゼル油：国内生産の 40%相当が船用バンカー（A 重油相当）として輸出され、国内消費の 67%相当が在庫調整で賄われている。
- 重油：国内生産の 90%相当が船用バンカーまたは一般重油としての輸出されており輸入はゼロである。また国内需要の 90%相当が在庫調整で賄われている。

全体的には、ガソリンとその他の灯油の国内生産が国内需要をほとんど満たせず大量の輸入を必要としていることが表れている。なお、各石油製品の需給の推移の状況は以下の通りである。

（２） LPG

表 5－1.1.3 に 10 年間（2006 年～2015 年）の LPG の需給バランスの推移を示す。10 年間の需給バランスの推移の分析結果は以下の通りである。

- 生産・消費ともに乱高下を繰り返しており、何らの傾向も見当たらない。
- 家庭用消費は少なく家庭用燃料に対するシェアは極小である。
- 2011 年-2013 年の間は国内生産量が年間 10 万トンのレベルを越していたが 2014 年以降急激な減少傾向を示している。国内製油所の稼働率の低下が原因のひとつと推測される。
- 消費側の需要を支配しているのは、内訳が不明なその他部門であり背景の理解が困難である。

表 5－1.1.3 2006 年～2015 年の LPG の需給バランス推移

[単位：1,000 tons]

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Production	5	4	65	30	84	129	104	195	72	31
Imports	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Exports	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Stock changes	17	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Primary Energy Supply (TPES)	22	5	65	30	84	129	104	195	72	31
Statistical difference	8	1	0	0	0	0	0	1	1	-1

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Transformation (incl. Energy industry own use)	10	2	39	5	12	22	19	33	11	7
Energy industry own use	10	2	39	5	12	22	19	33	11	7
Total Final Consumption	20	4	26	24	73	108	86	163	62	23
Industry	2	1	0	1	1	1	1	1	1	1
Residential	12	3	7	16	13	17	20	22	21	22
Commercial & public services	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Other non-specified	0	0	19	7	59	90	65	140	40	0
LPG Production										
(NNPC ASB 2003-2012)										
Oil refineries	-5	1	27	25	72	107	85	162	61	57
Upstream joint ventures	n.a.	n.a.	194	101	162	337	356	418	472	316
Total			221	126	234	444	441	580	533	373

(3) ガソリン

表5-1.14に10年間(2003年~2012年)のガソリンの需給バランスの推移を示す。10年間の需給バランスの推移の分析結果は以下の通りである。

- 国内生産量が少ない。年間百万トンのラインを超えたのは3回に過ぎず2014年以降は急激な低下傾向を示している。主たる原因は国内製油所の稼働率の急激な低下にあると推測される。
- 2005年のピーク約1.8百万トンにその後は一度ももどっていないことから、ガソリンの輸入を減らす抜本的な手段は、ガソリン収率の高い製油所の新設以外に残されていないことを示唆している。
- 輸入依存度が非常に高く、10年間の平均は約88%、最高値は97%に接近している。
- 消費量は上下動を繰り返しながらも2012年までは上昇を続けていたが2014年にかけて減少傾向を示している。

表5-1.14 2006年~2015年のガソリンの需給バランス推移

[単位：1,000 tons]

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Production	993	287	698	364	748	1,277	1,135	1,237	542	261
Imports	5,408	5,792	6,307	6,645	6,962	6,078	5,874	5,917	5,781	7,110
Exports	-5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Stock changes	0	125	0	0	0	0	665	0	0	0
Total Primary Energy Supply (TPES)	6,396	6,204	7,005	7,009	7,710	7,355	7,674	7,154	6,323	7,371
Total Final Consumption	6,396	6,204	7,005	7,009	7,710	7,355	7,674	7,154	6,323	7,371
Transport	6,396	6,204	7,005	7,009	7,710	7,355	7,674	7,154	6,323	7,371
Dependency on imports	84.6%	93.4%	90.0%	94.8%	90.3%	82.6%	76.5%	82.7%	91.4%	96.5%

出所：IEA Database 2017

(4) ジェット燃料油(灯油型)

表5-1.15に10年間(2006年~2015年)のジェット燃料油の需給バランスの推移を示

す。10年間の需給バランスの推移の分析結果は以下の通りである。

- 2008年と2009年の急激な上昇以外は、航空機に対するジェット燃料の需要は年間20万トンを中心に10%前後の振れ幅で推移している。
- 2008年80万トンと2009年に60万トンのレベルを超えているのはその他の灯油の需要との統計処理上の混乱があったと考えるのが適当である。
- 上記の2年間および既存3製油所のうち2製油所が操業停止していた2007年を除けば2012年までの輸入依存度は60%前後で推移していた。2013年には段階的に70%後半になり、2015年には95%を超える状況に達している。

表 5-1.15 2006年～2015年のジェット燃料の需給バランス推移

[単位：1,000 tons]

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Production	81	34	69	33	67	77	62	76	47	15
Imports	144	197	764	599	96	105	110	263	255	324
Exports	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
International aviation bunker	-225	-231	-833	-632	-163	-182	-172	-339	-302	-339
Total Primary Energy Supply (TPES)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dependency on imports	64.0%	85.3%	91.7%	94.8%	58.9%	57.7%	64.0%	77.6%	75.2%	95.6%

出所：IEA Database 2017

(5) その他の灯油

表5-1.16に10年間(2006年～2015年)のその他の灯油の需給バランスの推移を示す。10年間の需給バランスの推移の分析結果は以下の通りである。

- 主として灯油ランプ用であると言われる家庭部門の灯油需要は2006年、2008年および2011年に700千トンを超えたほかはほぼ500千トン前後のレベルで推移している。2006年—2015年の平均需要は574千トンであった。
- その他部門の需要が2006年以降、上記項目(4)で述べた2008年/2009年の落ち込みを除き、大幅な伸びをみせている。急激な需要増加の時期が2005年の軽油への価格優遇措置が外された時期と一致している。運輸部門用の軽油需要の一部が灯油へシフトして行った可能性が高い。輸入量と輸入依存度もそれにつれて大幅な上昇をみせている。

表 5-1.16 2006年～2015年のその他の灯油の需給バランス推移

[単位：1,000 tons]

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Production	706	296	601	286	584	674	544	671	629	189
Imports	938	1,138	995	572	1,512	1,416	1,948	1,912	1,862	2,369
Exports	-8	-6	-12	0	0	0	0	0	0	0
Total Primary Energy Supply (TPES)	1,636	1,428	1,584	858	2,096	2,090	2,492	2,583	2,090	2,492
Total Final Consumption	1,736	1,428	1,584	858	2,095	2,090	2,492	2,095	2,491	2,558
Residential	753	414	796	573	543	732	478	482	480	493
Commercial & public services	3	4	4	4	6	1	1	1	1	1
Agriculture & forestry	1	1	2	2	2	0	0	0	0	0
Other non-specified	979	1,009	782	279	1,544	1,357	2,013	2,100	2,010	2,064
Dependency on imports	57.3%	79.7%	62.8%	66.7%	72.1%	67.8%	78.2%	74.0%	74.7%	92.6%

出所：IEA Database 2017

(6) 軽油・ディーゼル油

表 5-1.17 に 10 年間（2006 年～2015 年）の軽油・ディーゼル油の需給バランスの推移を示す。10 年間の需給バランスの推移の分析結果は以下の通りである。

- 前出の項目（5）その他の灯油と逆の傾向で、運輸部門の軽油需要が 2011 年を除けば確実な減少傾向を見せており、2008 年以降軽油の輸入がほとんど止まっている。
- 外航船舶用ディーゼル油（A 重油と同等）の需要は年間 12 万トン前後で安定している。
- 軽油の国内消費は運輸部門が実質的に 100%で産業部門と農林業部門の消費は 2～3%に過ぎない。

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

[単位：1,000 tons]

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Production	1,459	1,251	2,160	1,281	638	1,186	1,030	664	647	294
Imports	1,147	211	0	0	0	0	0	86	0	0
Exports	-20	0	-30	0	-13	0	0	0	0	0
International marine bunker	-120	-132	-127	-123	-119	-109	-125	-115	-117	-116
Stock changes	423	1,728	-17	212	61	52	-368	-37	23	363
Total Primary Energy Supply (TPES)	2,889	3,058	1,986	1,370	567	1,129	537	598	553	541
Transformation (incl. Energy industry own use)	27	3	19	22	27	30	20	44	25	14
Energy industry own use	27	3	19	22	27	30	20	44	25	14
Total Final Consumption	2,862	3,055	1,967	1,348	540	1,099	517	554	528	527
Industry	12	13	15	17	7	13	6	7	6	0
Transport	2,842	3,033	1,943	1,321	529	1,078	507	543	518	523
Agriculture & forestry	8	9	9	10	4	8	4	4	4	4

出所：IEA Database 2017

(7) 重油

表5-1.18に10年間(2006年~2015年)の重油の需給バランスの推移を示す。10年間の需給バランスの推移の分析結果は以下の通りである。

- 船用バンカー重油の需要は年間ほぼ25~30万トンの範囲で推移している。
- 重油の国内消費は製油所の自家消費と産業部門の消費のみである。総国内消費は、2006年、2007年および2009年の落ち込みを除けば、概ね年間60~70万トンの範囲で推移している。
- 国内で生産された重油で上記2つの向け先で消費できなかった余剰分は輸出されている。輸出量は生産量およびそのときの市況により変動し在庫調整でバランスをとっている。

表5-1.18 2006年~2015年の重油の需給バランス推移

[単位：1,000 tons]

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Production	2,385	1,138	1,702	770	1,276	1,691	1,287	1,222	959	406
Exports	-1,951	-1,245	-834	-307	-547	-755	-322	-342	-333	-92
International marine bunker	-274	-266	-243	-258	-290	-276	-279	-256	-260	-259
Stock changes	228	633	10	132	108	-60	33	115	299	519
Total Primary Energy Supply (TPES)	388	260	635	337	547	600	719	739	665	574
Transformation (incl. Energy industry own use)	226	127	256	161	289	298	317	326	226	123
Energy industry own use	226	127	256	161	289	298	317	326	226	123
Total Final Consumption	162	123	379	176	258	302	392	413	439	451
Industry	162	123	379	176	258	302	392	413	439	451

出所：IEA Database 2017

(8) ナイジェリア政府の対応策

短・中期的には民間資本による幾つかのガソリン多生産型新設製油所を新設しガソリンの輸入量を減らし、長期的には製油所の合計処理能力を250万B/Dまで増やしガソリンの輸出国に転ずることを目論んでいる。

5-1-5 石炭

(1) 需給バランスの推移

表5-1.19にナイジェリアにおける2006年から2015年の石炭の需給バランス推移を示す。ナイジェリアの石炭の需要は極めて低いレベルで推移しており、鉄鋼プラント・セメントプラント等で細々と使用されている石炭は全量国内生産で賄われており、輸出・輸入共にゼロであった。石炭の需要が増大するのは、後述する大型石炭火力発電所計画が実行され操業が開始される時点まで待たねばならない。

表 5-1.19 2006年～2015年の石炭の需給バランス推移

[単位：Ktoe]

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Production	5	5	14	21	23	20	30	44	46	47
Total Primary Energy Supply (TPES)	5	5	14	21	23	20	30	44	46	47
Total Final Consumption	5	5	14	21	23	20	30	44	46	47
Industry	5	5	14	21	23	20	30	44	46	47

出所：IEA Database 2017

(2) 石炭の資源量と品質

ナイジェリアの瀝青炭、亜瀝青炭および褐炭を含む石炭の2000年代中頃時点での合計推定埋蔵量は2,734百万トン、合計確認埋蔵量は472百万トンであった。合計推定埋蔵量に占める割合はそれぞれ瀝青炭42%、亜瀝青炭46%および褐炭12%で、瀝青炭および亜瀝青炭が占める割合が圧倒的に大きい。また、ほとんどの炭鉱はナイジャ川とベヌエ川の南側およびベヌエ川の北側の地域に分布している。

また、2015年末時点で稼働可能な炭田は、合計4か所でその合計確認埋蔵量は194百万トンに過ぎない。

炭鉱がある場所名・州名、石炭のタイプ、推定埋蔵量、確認埋蔵量、炭層の深さおよび想定される石炭の掘削方法については表5-1.20を、炭鉱の位置については図5-1.4を参照願う。

表 5-1.20 ナイジェリアの炭田とその埋蔵量

S/No.	Mine Location	State	Type of Coal	Estimated Reserve [Mmt]	Proven Reserve [Mmt]	Depth of Coal [m]	Mining Method(s)
1	Okpara (*)	Enugu	Sub-bituminous	100	24	180	Underground
2	Onyeama (*)	Enugu	Sub-bituminous	150	40	180	Underground
3	Ihioma	Imo	Lignite	40	N/A	20-80	Open-Cast
4	Ogboyoga	Kogi	Sub-bituminous	427	107	20-100	Open-Cast/ Underground
5	Ogwashi-Azagoba Obomkpa	Delta	Lignite	250	63	15-100	Open-Cast/ Underground
6	Ezimo	Enugu	Sub-bituminous	156	56	30-45	Open-Cast/ Underground
7	Inyi	Enugu	Sub-bituminous	50	20	25-78	Open-Cast/ Underground
8	Lafia/Obi	Nasarawa	Bituminous (cokable)	156	32	80	Underground
9	Oba/Nnewi	Anambra	Lignite	30	N/A	18-38	Underground
10	Afikpo/Okigwe	Ebonyi/Imo	Sub-bituminous	50	N/A	20-100	Underground
11	Amasiodo	Enugu	Bituminous (cokable)	1,000	N/A	563	Underground
12	Okaba (*)	Kogi	Sub-bituminous	250	73	20-100	Open-Cast/ Underground
13	Owukpa (*)	Benue	Sub-bituminous	75	57	20-100	Open-Cast/ Underground
14	Ogugu/Awgu	Enugu	Sub-bituminous	N/A	N/A	N/A	Underground
15	Afuji	Edo	Sub-bituminous	N/A	N/A	N/A	Underground
16	Doho	Bauchi	Sub-bituminous	N/A	N/A	N/A	Underground
17	Kurumu-Pindasa	Gombe	Sub-bituminous	N/A	N/A	N/A	Underground
18	Lamja	Adamawa	Sub-bituminous	N/A	N/A	N/A	Underground
19	Garin Maigunga	Gombe	Sub-bituminous	N/A	N/A	N/A	Underground
20	Janata Koji	Kwara	Sub-bituminous	N/A	N/A	N/A	Underground
Total				2,734	472		

(*): Functional

出所：Nigeria Coal Corporation (NCC), Ministry of Solid Minerals Development /NGSA, SRGA

表5-1.20に示されたナイジェリアの石炭の合計推定埋蔵量の約46%および埋蔵量の推定が完了していない7炭鉱のすべてを占める亜瀝青炭の品質は、押しなべて硫黄分と灰分の含量が低く、燃焼性と粉砕性もまた良好であり、発電用の燃料として優れていると言われている。

(3) 石炭火力発電所計画

表5-1.21に2015年末時点でTCNの送電システムへの接続を申請している火力発電プロジェクトのリストを示す。申請しているプロジェクトの数は10、合計発電能力はほぼ10GWに達している。

表 5-1.21 提案されている石炭火力発電所建設計画(2015年末現在)

	IPP Name	Plant Location		Capacity [MW]
		State	Region	
	<u>In Enugu/Benue States:</u>			
1	First Capital Infrastructure Development Ltd	Enugu	Makurdi	500
2	Silver Quest Nigeria Ltd	Enugu	Enugu	600
3	Ramon Electric Power Ltd	Benue	Enugu	1,000
	<u>In Kogi State:</u>			
4	Bogi Power Generation Limited (BPCL)	Kogi	Benin	1,000
5	BPCL	Kogi	-	500
6	New Energy Independent Power Supply Ltd	Kogi	-	3,600
7	Zuma Energy Nigeria Ltd	Kogi	Benin	1,200
	<u>In Gombe State:</u>			
8	Ashake Cement plc	Gombe	Bauchi	64
9	TPG- Power Plant	Gombe	-	500
10	Trombay Power Generation Ltd (TPG)	Gombe	-	500
	Total			9,464

出所：TCN

発電所の位置はエヌグ（Enugu）、コギ（Kogi）およびゴンベ（Gombe）の3州に集中している。注目すべきは、表5-1.20では埋蔵量の推定・確認のための探査がなされていないとされていたゴンベ州のプロジェクトが3件含まれていることである。炭鉱開発の動きが活発化していることを示唆している。

(4) 石炭火力発電所の規模と所要確認埋蔵量の関係

500MWの超臨界石炭火力発電所を例にとって、以下の仮定条件での亜瀝青炭の所要年間投入量は1.34百万トンとなる。

- 発電設備の設計能力 (A) : 500MW
- 発電端設計熱効率 (B) : 41%
- 亜瀝青炭の高位発熱量 (C) : 5,500 Mcal/ton
- 発電所の年間利用率 (D) : 80%

従って、500MWクラスの石炭火力発電所30年間の操業を支えるには約40百万トンの規模以上の確認埋蔵量を有する炭鉱を確保することが必須条件となる。即ち、大型の石炭火力発電

所の操業には複数の炭鉱からの石炭の調達を視野に入れることが不可欠と考えられる。

表 5-1.2 1 で申請されている合計約 10GW の発電所の操業を支えるためには 800 百万トンの確認埋蔵量が必要と考えられる。これは現時点のリグナイトを除いた確認埋蔵量約 410 百万トンの 2 倍、現在稼働可能な炭田の確認埋蔵量 194 百万トンの 4 倍、に相当する。確認埋蔵量を増やすための探査および現行の低効率の旧式掘削方式から高効率の最新掘削方式に転換することが不可欠であろう。

5-1-6 再生可能エネルギー

ナイジェリアの再生可能エネルギー資源の潜在能力とその利用状況について分析する。対象となる再生可能エネルギーには、水力、太陽光、風力およびバイオマスとその廃棄物含まれる。使用するデータは、以下の発表資料を基本とし必要に応じて他の公的研究機関の発表資料で補完している。

- Renewable Energy Master Plan 2013 (REMP 2013: ECN/UNDP)
- Energy Implication of Vision 20: 2020 and Beyond 2014 (ECN)
- National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy 2015 (FMP, NREEP 2015)
- The Nigerian Energy Sector – The Overview with Special Emphasis on Renewable Energy, Energy Efficiency and Rural Electrification 2015 (giz Report 2015)

ナイジェリアの再生可能エネルギーは、地熱・波力・潮力についての開発計画はない。そのため、本節では、太陽光、風力およびバイオ燃料・都市廃棄物（生物分解可能な有機物）について、その概要を示す。

(1) 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

表 5-1.2 2 にナイジェリアにおける 2006 年から 2015 年の水力を除く再生可能エネルギー、即ち、バイオ燃料・廃棄物の需給バランス推移を示す。10 年間の需給バランスの推移の分析結果は以下の通りである。

- バイオ燃料・廃棄物の供給量は 10 年間に 1.30 倍、年率 2.7% で伸びている。人口増加率の年率 2.7% をと一致している。これは IEA の推定方法の故である。
- 転換部門の需要は 10 年間に、1.68 倍、年率 5.3% で伸びている。総生産量に占める割合は 6.1% から 7.9% に増加している。
- 産業部門の需要は 2012 年までの 7 年間で 1.99 倍、年率 10.4% であったのが 2013 年と 2014 年に総生産量との比率と年間伸び率を IEA が再設定したため、10 年間の伸びは、1.12 倍、平均年率 1.2% となっている。総生産量に占める割合は 3.4% から 3.7% に増加している。
- 商業・公共サービス部門の需要は産業部門の需要と同様の調整がなされ、結果として、10 年間に 3.04 倍、年率 11.8% の伸びとなっている。総生産量に占める割合は 1.1% から 2.5% に増加している。

- 一方、家庭部門の需要は10年間に、1.28倍、年率2.5%で伸びおり人口増加率の2.7%をやや下回っている。総生産量に占める割合は87.4%から85.9%に減少している。
- 転換部門、産業部門および商業・公共サービス部門の需要は全て木質バイオ（薪）と考えられるので、家庭部門の需要に占める割合が相対的に減少していることを示唆している。

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

[単位：Mtoe]

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2015/ 2006 Ratio
Production	85.71	90.06	91.85	93.36	97.81	102.32	108.14	108.59	108.67	111.57	1.30
Total Primary Energy Supply (TPES)	85.71	90.06	91.85	93.36	97.81	102.32	108.14	108.59	108.67	111.57	
Transformation (incl. Energy industry own use)	5.22	7.76	6.74	5.78	6.68	7.68	8.84	8.26	8.53	8.76	1.68
Other transformation	-5.22	-7.76	-6.74	-5.78	-6.68	-7.68	-8.84	-8.26	-8.53	-8.76	
Total Final Consumption	79.49	82.70	85.11	87.58	91.13	94.64	99.31	100.33	100.14	1032.81	1.29
Industry	3.70	4.16	4.76	5.32	5.92	6.61	7.38	7.00	4.04	4.15	1.12
Residential	74.88	77.46	79.25	81.21	83.68	86.25	88.94	90.95	93.40	95.89	1.28
Commercial & public services	0.91	1.08	1.10	1.05	1.53	1.78	2.99	2.38	2.70	2.77	3.04
Growth Ratios (2008=1.000)											
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2015/ 2006 Ratio
Production, Mtoe	85.71	90.06	91.85	93.36	97.81	102.32	108.14	108.59	108.67	111.57	1.30
Production ratio, 2008=1.000	0.933	0.981	1.000	1.016	1.065	1.114	1.177	1.182	1.183	1.215	1.30
Population, Millions	143.32	147.15	151.12	155.21	159.42	163.77	168.24	172.82	177.48	168.24	1.30
Population ratio, 2008=1.000	0.948	0.974	1.000	1.027	1.055	1.084	1.113	1.144	1.174	1.206	1.30

出所：IEA Database 2017

(2) 再生可能エネルギーの潜在能力

表 5-1.2.3 に REMP2013 に記載されている再生可能エネルギーの潜在能力と現在の利用状況を示す。

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

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	4.0-6.5 kWh/m ² /day	15 MW dispersed solar PV installation (estimated)
Wind	2-4m/s @ 10m height mainland	Electronic wind information System [WIS] available
Biomass (Non-fossile organic matter)	Municipal waste	18.5 million tons produced in 2005 and now estimated at 0.5 kg/capita/day; Utilization level is nearly zero.
	Fuel wood	43.4 million tons/year fuel wood consumption
	Animal waste	245 million assorted animals in 2001; Utilization level is nearly zero.
	Agricultural waste	91.4 million tons/year produced
	Energy crops	28.2 million hectares of arable land, 8.5% cultivated

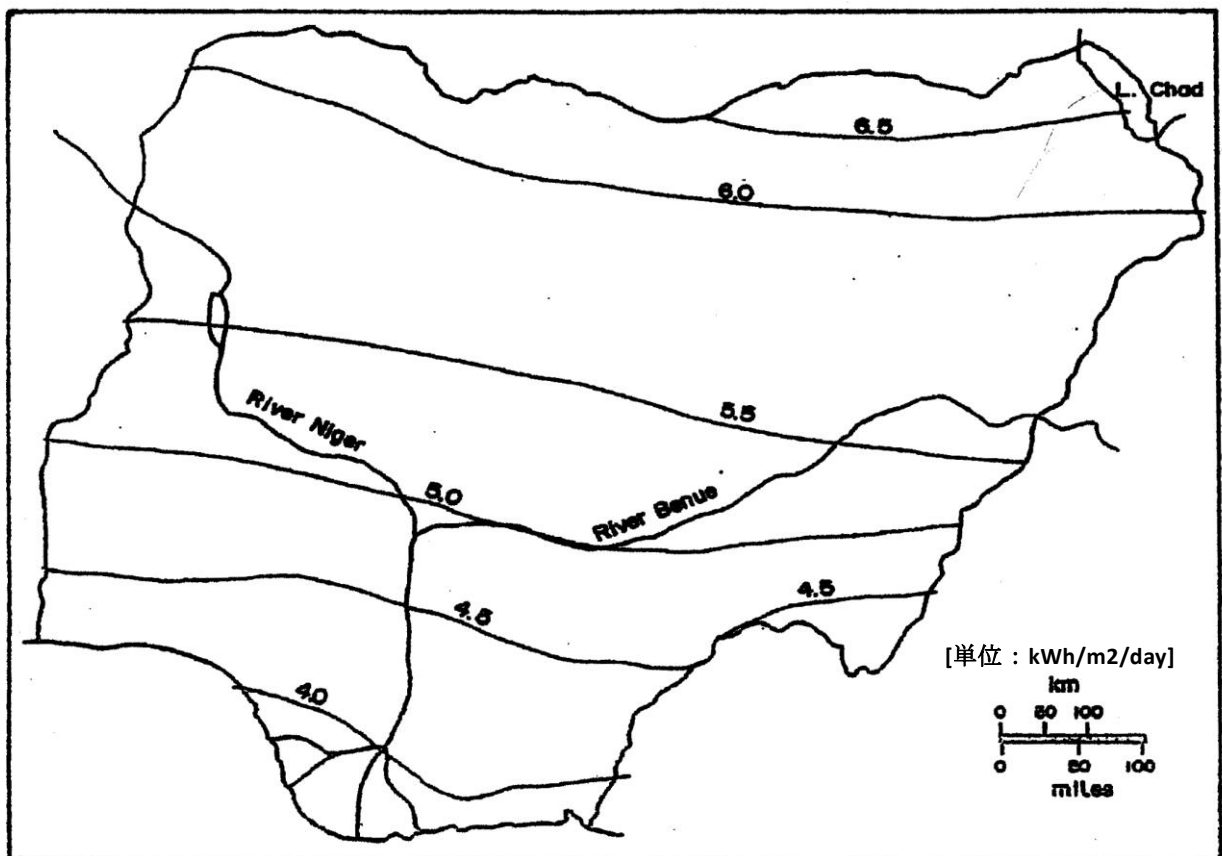
出所：REMP 2013, prepared by ECN&UNDP

(3) 太陽光

ナイジェリアの太陽光輻射強度は 4.0-6.5 kWh/m²/day で北に行くほど高くなる（図 5-1.5 参照）。太陽光パネル（PV パネル）が量産時代に入り価格の低下傾向が顕著であることを受けて、太陽光発電は再生可能エネルギーとしては水力に次ぐ位置を占める方向にある。

2015 年末時点で TCN に太陽光発電による発生電力を TCN の送電網に接続する申請をしている独立型発電（IPP）会社のプロジェクトは合計 24 件、合計発電能力は約 3.4GW（表 5-1.24 参照）に達しており、太陽光発電の伸長の動きが活発化していることを示している。これらの発電プラントの立地場所は、日照時間が長く太陽光輻射強度的に条件の良い北部地域に 90%以上が集中しており、南部地域と比べて電力の供給不足がより深刻な北部地域の電力供給事情の改善に資することが期待できる。

また、太陽光発電は石炭火力発電と比べて、立地条件への制約が少なく燃料調達に関連する問題は発生しないこととプロジェクトの準備段階、EPC（詳細設計・調達・建設）段階および試運転に要する総プロジェクト期間が 1/2 から 1/3 と圧倒的に短いので、より早期に運開を実現できる性格を持っている。従って、計画されている石炭火力発電所に先駆けて電力供給が開始されることが推定でき、環境問題（温室ガスの排出問題）の改善に資すると考えられる。



出所 : J. O. Ojusu (1990) "Solar Radiation Distribution in Nigeria"

図 5-1.5 ナイジェリアの太陽光輻射強度分布図

表 5-1.24 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）

No.	IPP Company Name	Capacity [MW]	Project Location State	Geopolical Zone
1	99 Effects Energy Limited	50	FCT	North-Central
2	99 Effects Energy Limited	200	FCT	North-Central
3	Anjeed Kafachan Solar IPP	100	Kaduna	North-West
4	CT Communication Tower	75	Plateau	North-Central
5	KVK Power Nigeria Limited	50	Sokoto	North-West
6	LR-Aaron Solar Power Plant	100	FCT	North-Central
7	Motir Seaspire Energy Ltd.	1,200	Enugu	North-Central
8	Nigeria Solar Capital Partners NSCP	100	Bauchi	North-East
9	North South Power Company Ltd	300	Niger	North-Central
10	Nova Scotia Power Development Ltd	80	Kaduna	North-West
11	Orocevam Ltd.	150	Niger	North-Central
12	Pan Africa Solar Ltd	75	Kaduna	North-West
13	Quaint Energy Solutions	50	Plateau	North-Central
14	ROMIX Energies Ltd	50	Oyo	South-West
15	Roak Solar Investment Limited	50	-	
16	Sinosun Investment Limited	100	Katsina	North-West
17	Synergent Power Share Nigeria Ltd	50	-	
18	Avensal Solar	50	Nasarawa	North-Central
19	AfriNiger Solar	50	Nasarawa	North-Central
20	Savanah Power Projects AR	50	Kwara	North-Central
21	ASC Energy	25	Oyo	South-West
22	Protergia Clean Energy Solutions	100	Niger	North-Central
23	Enerlog Limited	100	FCT	North-Central
24	AKAY Engineering	250	Niger	North-Central
	Total capacity	3,405		

出所：TCN

（４） 風力

ナイジェリアの地上 10m 高さにおける平均風速は概して北部の州に行くほど高くなっており平均風速が毎秒 6m を超える風力発電に非常に適した州は北部に分布している（図 5-1.6 参照）。電子化された風力情報システム（WIS）が出来上がっている。

REMP2013 に拠れば、風力発電を太陽光発電の次に位置付けており、中長期的には太陽光発電の約 2 分の 1 発電能力を持たせる計画である。2014 年時点で 1 社、100MW の風力発電所が認可されている。

2010 年時点で以下の風力発電設備が存在している。

- 2 基の 2.5kW の風力発電設備
- 10MW の風力発電農場（Katsina 市）



出所： http://www.necnigeria.com/Nigeria_wind_NEW.png

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) バイオ燃料および廃棄物

ナイジェリアで発電に仕向けられる可能性があるバイオマスとその廃棄物資源には薪、都市廃棄物、家畜の糞および農産物廃棄物があり、その資源量と利用レベルは前出の表 5-1.22 の通りである。同表で触れられていないバイオ燃料（エタノールおよびバイオディーゼル）製造用の穀物についても概述する。

1) バイオマスエネルギーの構成の試算

IEA データベースには示されていないバイオマスエネルギーの構成の試算を行った。基準年を 2008 年にとり、以下の文献等に記載のデータと表 5-1.23 記載のデータと併せて使用し IEA データベースの 2008 年の生産量 91.85Mtoe との比較とエネルギー構成の比較を行った。

薪 (Fuel wood) : 表 5-1.25、穀物残渣 (Crops residue) : giz report 2015

家畜の糞 (Livestock dungs) : FAO Livestock Sector Brief 2005 および Asian Biomass Handbook

都市廃棄物 (Municipal waste) : 表 5-1.25 および Research Journal of Environmental and Earth Sciences 5(6) 2013

エネルギー換算係数 (Energy conversion coefficient) : Asian Biomass Handbook

表 5-1.25 に試算結果を示す。試算のバックアップ情報としての、穀物生産量とその残渣生産量内訳および家畜の糞の生産量内訳については、それぞれ表 5-1.26 および表 5-1.27 に示す。

表 5-1.25 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)

	Estimated Production	Biodegradable Component		Conversion Coefficient	Available Energy	Constitution
	Mtons	%	Mtons	toe/ton	Mtoe	%
Fuel wood ⁹	43.4	100%	43.4	0.44	19.1	22.5%
Agricultural wastes ¹⁰	136.7	100%	136.7	0.32	43.7	51.5%
Livestock dungs ¹¹	44.3	100%	44.3	0.32	14.2	16.7%
Municipal waste ¹²	27.6	76%	21.0	0.38	8.0	9.4%
Total	252.0		245.4		85.0	
					92.5%	of IEA Data

出所：IEA Database 2014 を基に調査団作成

表 5-1.26 穀物生産量およびその残渣の生産量 (2010 年)

Crops	Production [Kmt]	Component	Available Weight [Mmt]	Total Available Energy [Pj]
Rice	3,368	Straw	7.86	125.92
		Husk	1.19	23
Maize	7,677	Stalks	10.75	211.35
		Cob	2.1	34.19
		Husk	0.92	14.32
Cassava	42,533	Stalks	17.01	297.68
		Peelings	76.56	812.30
Groudnut	3,799	Shells	1.81	28.35
		Straw	4.37	76.83
Soybean	365	Straw	0.91	11.27
		Pods	0.37	4.58
Sugar cane	482	Bagasse	0.11	1.99
		Topps/Leaves	0.14	2.21
Cotton	602	Straw	2.25	41.87
Millet	5,171	Straw	7.24	89.63
Sorghum	7,141	Straw	7.14	88.39
Cowpea	3,368	Shells	4.89	95.06
Total	74,507		145.62	1,958.94
			Energy in Mtoe	46.8
			Coefficient, toe/mt	0.32
% occupied by Cassava	57%		64%	57%

出所：Simonyan, K.J. & Facina, O. (2013)

(Excerpt from "Nigerian Energy Sector 2nd Edition 2015, prepared by giz)

⁹43.4 million tons in Table 5-1.23 is used as it is; to convert dry weight to oil equivalent energy, a value of 0.44 toe/ton is used (range: 0.42-0.45 depend on kinds of wood).

¹⁰145.6 Mtons in 2010 shown in Table 5-1.26 is decreased to arriving at 2008 value, proportional of IEA's total biomass & waste production rates in 2008 and 2010; For an energy conversion coefficient a value of 0.32 toe/ton as presented in the same Table is used.

¹¹Livestock population of 201 million in 2002 is shown in Table 5-1.27 is increased to 2008 at an annual growth rate of 5.5%; for an energy conversion coefficient of 0.32 as presented in the same Table is used.

¹²To estimate total municipal waste production, a 0.5 kg/day per capita shown in Table 5-1.23 is used, while to arriving at biodegradable component a number of 76% is used, by deducting the following non-biodegradable components, as estimated by K.A. Ayuba et al (2013), for FCT Abuja. Plastics (3.4%), water sachets (14.5%), glass (3.0%) and metals (3.1%); 24% in total. For an energy conversion coefficient the a value between fuel wood (0.44 toe/ton) and agricultural residue (0.32 toe/ton), i.e. 0.38toe/ton is assumed.

表 5-1.27 家畜の糞の生産量の推算（2000年/2002年）

Year 2002	Livestock Population (*1) [Million]	Dung Rate (*2) [mt/y/head]	Production Rate (Dry) [Million mt]	Coefficient of Energy (*2) [GJ/mt]	Energy Production [10 ⁶ GJ]
Cattle	15.2	1.10	16.7	15.0	250.8
Pig	6.1	0.22	1.3	17.0	22.8
Poultry	131.1	0.04	5.2	13.5	70.8
Sheep and goat	49.0	0.18	8.8	17.8	157.0
Total	201.4	0.16	32.1	15.6	501.4
Expressed in toe				[toe/mt] 0.37	[Mtoe] 12.0
Year 2000	Livestock Population (*1) [Million]	Dung Rate (*2) [mt/y/head]	Production Rate (Dry) [Million mt]	Coefficient of Energy (*2) [GJ/mt]	Energy Production [10 ⁶ GJ]
Cattle	15.1	1.10	16.6	15.0	249.2
Pig	5.0	0.22	1.1	17.0	18.7
Poultry	113.2	0.04	4.5	13.5	61.1
Sheep and goat	47.5	0.18	8.6	17.8	152.2
Total	180.8	0.17	30.8	15.6	481.2
Expressed in toe				[toe/mt] 0.37	[Mtoe] 11.5

注：Population growth rate of animal between 2000/2002 is 5.5%/year.

Estimated population in 2005 237

Estimated population in 2008 278

出所：(*1) FAO Livestock Sector Brief, March 2005 (*2) Asian Biomass Handbook

上記試算結果から判明した、バイオマスエネルギーの特徴は以下の通りである。

- 総エネルギー生産量の試算値は IEA データベースの 91.85Mtoe の 92.5%相当でありデータソースと統計処理方法の違いを考慮すれば一致していると言える誤差範囲に入っている。
- 薪 (Fuel wood) の総エネルギー生産量に占める割合は 25%以下 (22.5%) で当初予想したよりも相当低い。
- 最大のエネルギー源は穀物残渣で総エネルギー生産量の 50%以上を占める。
- 一方、現在ほとんど利用されていない家畜の糞および都市廃棄物の総エネルギー生産量に占める割合は 25%以上と試算された。

従って、よく論述されている、あたかも「バイオマスのほとんど全てが薪である」かの表現には注意する必要がある。また、IEA データベースにある最終消費量は、利用度の極めて低い家畜の糞および都市廃棄物については、本来ロスとして計上する性質の物で最終消費量から差し引くべき性格のものであったと思料する。

2) バイオ燃料 (バイオエタノール・バイオディーゼル)

REMP 2013 に拠れば、ガソリン・軽油にそれぞれ一定の比率でバイオ燃料を混合して石油製品の増産を図るとしている。年率 13%の GDP の伸びを想定した需要を基に設定されたバイオ燃料の生産目標は表 5-1.28 の通りである。

表 5-1.28 バイオ燃料の生産目標 (REMP 2013)

	Timeline/Quantity		
	Short Term (2015)	Medium Term (2020)	Long Term (2030)
Bioethanol (E10), ML/D	5.3	9.7	24.2
Biodiesel (E20), ML/D	2.0	3.4	11.7

出所：REMP 2013

表 5-1.29 に 2010 年におけるナイジェリアの穀物生産高と FAO データベースに記載のバイオエタノールおよびバイオディーゼルの標準収率 (Litter/ton) を使い上記の 2030 年目標値を達成するために必要な穀物量との比較を行った。

対象穀物としてバイオエタノール向けには総穀物生産量の 50%以上を占めるキャッサバ (Cassava) をバイオディーゼル向けには大豆を取り上げた。

表 5-1.29 バイオ燃料の生産に必要な穀物量

Product	Kind of Crops	Required Fuel	Efficiency	Req'd Crops	Production
		Million litter	Litter/ton	Kmt	Kmt
Bioethanol	Cassava	24.2	180	135	42,533
Biodiesel	Soybean	11.7	205	57	365

出所：REMP 2013

上表に示すとおり、バイオエタノール用のキャッサバの所要量は、その総生産量の 0.3% 程度であり、食料用途との競合のおそれはないが、大豆についてはその総生産量の 16% 程度となり食料用途との競合のおそれが出るレベルと考えられる。

5-2 一次エネルギー需要見通し

5-2-1 ECN のエネルギー需要見通し

(1) 予測構築の背景

2014年にEnergy Commission of Nigeria (ECN) は、「Energy Implications of Vision 20: 2020 and Beyond」(これ以降「Energy Vision」という)を発表している。本資料の概要は以下の通りである。

- 本資料は、ナイジェリアの目標である「2020年までに世界で20番以内の経済大国になる」という社会経済開発計画である「Vision 20: 2020」の一部を構成するものである。
- 本資料は、化石燃料・電力・非商業エネルギー(薪炭等)の需要見通しを2010年から2030までを予測している。(2009年までが実績)
- 予測手法は、ECNがIAEA(International Atomic Energy Agency)から譲渡されたMAED(Model for Analysis of Energy Demand)ソフトを使用している。
- ECNは予測にあたり関連する省庁による「Country Study Team」を設立し、各省庁の有識者から意見を求めている。参画している省庁は以下表5-2.1に示すとおりである。

表 5-2.1 Country Study Team のメンバー省庁

	Members of Country Study Team	Current Member Names
1	Energy Commission of Nigeria	
2	Ministry of Power	Ministry of Power, Works and Housing
3	Nigerian Electricity Regulatory Commission	
4	National Planning Commission	Ministry of Budget and National Planning
5	Ministry of Science and Technology	
6	Ministry of Environment	
7	Ministry of Mines and Steel Development	
8	National Bureau of Statistics	
9	Transmission Company of Nigeria	
10	Nigerian National Petroleum Corporation	
11	Central Bank of Nigeria	
12	Department of Petroleum Resources	
13	Nigeria Atomic Energy Commission	

出所：Energy Implications of Vision 20: 2020 and Beyond

(2) Energy Vision の予測体系と前提

本資料で採用しているGDPシナリオは以下のとおりである。

- Referenceシナリオ：BAU(Business As Usual)を前提に2009年から2020年は、既存の5か年計画を踏襲し全期間年平均伸び率を7%としている。
- High growthシナリオ：GDPに占める農業とサービス業の比率を現状維持として、他のセクターは急成長を見込んでいる。したがって、全期間年平均伸び率を10%としている。
- Optimistic Iシナリオ：High growthよりは、さらに急成長が期待されるシナリオで、

GDP の全期間の年平均伸び率は 11.5%である。

- Optimistic II シナリオ：2010 年の IMF 資料によれば、2009 年の「ナ」国の GDP 規模は（米ドル PPP ベース）世界で 31 位である。これを 2020 年までに 20 位以内にすることは 2010 年から 2020 年の平均 GDP 伸び率は 13.8%が必要になる。このためのシナリオとして Optimistic II が設定されている。

Energy Vision の Reference シナリオでの化石燃料の最終エネルギー需要は以下のとおりである。下表には電力向け化石燃料は含まれていない。

表 5-2.2 Energy Vision の Reference シナリオの最終エネルギー需要

Year	GDP by ECN	LPG	Gasoline (PMS)	Kerosene (ATK)	Kerosene (HHK)	Diesel (AGO)	Fuel oil	Natural gas	Coal	Wood & Charcoal	Power demand
	%	1000 ton	Million liter	Million liter	Million liter	Million liter	Million liter	Million cma	ton	1000ton	TWh
2015	7.0	1,107	14,460	278	3,510	2,302	1,800	3,480	114	58,660	150
2016	7.0	1,339	16,523	315	4,191	2,593	2,175	4,194	131	57,850	170
2017	7.0	1,619	18,881	356	5,005	2,921	2,627	5,054	149	57,051	191
2018	7.0	1,958	21,574	404	5,976	3,291	3,174	6,092	171	56,263	216
2019	7.0	2,367	24,653	457	7,136	3,708	3,834	7,341	195	55,486	244
2020	7.0	2,863	28,170	518	8,521	4,177	4,632	8,848	223	54,720	275
2021	7.0	3,177	30,181	555	9,458	4,525	5,142	9,821	249	53,660	306
2022	7.0	3,527	32,336	594	10,498	4,902	5,707	10,901	279	52,620	341
2023	7.0	3,915	34,645	637	11,652	5,310	6,335	12,101	312	51,600	380
2024	7.0	4,346	37,119	682	12,932	5,753	7,032	13,432	349	50,600	424
2025	7.0	4,824	39,769	731	14,354	6,232	7,806	14,910	390	49,620	473
2026	7.0	5,201	42,656	784	15,493	6,693	8,417	16,076	421	48,145	507
2027	7.0	5,608	45,752	841	16,723	7,187	9,075	17,333	454	46,714	543
2028	7.0	6,047	49,074	902	18,049	7,719	9,784	18,689	489	45,325	583
2029	7.0	6,519	52,636	967	19,482	8,290	10,550	20,150	527	43,977	625
2030	7.0	7,029	56,457	1,037	21,028	8,902	11,375	21,726	569	42,670	670
2030/15	7.0	13.1	9.5	9.2	12.7	9.4	13.1	13.0	11.3	-2.1	10.5

注：Energy Vision の最終エネルギー消費は化石燃料と電力に関して予測している。

注：上表の赤字は、各 5 年おきに「Energy Implications of Vision 20: 2020 and Beyond」に掲載されている予測値で途中期間は内挿法により「MASTER PLAN STUDY ON NATIONAL POWER SYSTEM DEVELOPMENT」(PSD) チームにて推定している。

注：LNG 向けおよび電力向け天然ガスは含まれていない。

注：各エネルギーの単位は、日常的に使われる単位であって合計することはできない。

出所：「The Energy Implications of Vision 20: 2020 and Beyond」by ECN

(3) Energy Vision 予測から PSD 予測への調整方法

PSD (Mater Plan Study on National Power System Development) の GDP 伸び率の設定は、5.0%～6.5%の間であるので、Reference シナリオの 7%が、PSD に最も近い伸び率である。そのため Energy Vision の Reference シナリオの GDP 前提と各種エネルギーの対 GDP 弾性値を変更することで、PSD 計画での一次エネルギーの需要予測を 2040 年まで作成する。

また、一次エネルギーの 2009 年実績は Energy Vision のデータを使用する。Energy Vision では用途別・エネルギー別のデータより予測をはじめ、それらの集計として「エネルギー別最終エネルギー需要予測」を求めている。

次に電力需要予測および供給計画を作成し、電力による化石燃料の使用量をもとめ、先の最終エネルギー需要と合計して「一次エネルギー別需要予測」としている。このとき再生可能エネルギーの供給量を潜在的な供給可能量をもとに算出している。ただ、これらは PSD で予測

した再生可能エネルギーの供給見通しとは違いがあるので、PSD で採用した再生可能エネルギー需給量に合わせるようにしている。つまり以下の作業を Energy Vision の予測に対して PSD 用の見通しとしての調整を行う。

表 5-2.3 Energy Vision 見通しから PSD への調整方法

調整項目	調整方法
GDP 伸び率の調整	Energy Vision の平均年率 7%の伸び率を PSNP2015 の平均伸び率 6.1%に調整する。
弾性値の調整	Energy Vision のエネルギー伸び率と GDP 伸び率の弾性値には、比較的大きな弾性値がみられるので、これを調整する。具体的には PSD の電力弾性値と Energy Vision の当該年のエネルギー弾性値を比較して Energy Vision のエネルギー弾性値が大きい時には、PSD の電力弾性値を採用する。これは「電力の GDP 弾性値は一次エネルギーの GDP 弾性値よりも大きい。」という経験則によるものである。
再生可能エネルギーの調整	2040 年までの再生可能エネルギー導入見通しは、Ministry of Power, Works and Housing が 2015 年に作成した「National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy」の値に近いものに調整する。

出所：PSD

5-2-2 GDP の違いの調整

Energy Vision の Reference シナリオにおける GDP 年平均伸び率は 7%で、PSD での GDP 伸び率は 2015 年から 2040 年平均で 6.1%である。この伸び率で、2010 年の実質 GDP(2005 年価格)を計算すると以下のとおりである。

表 5-2.4 Energy Vision の GDP と PSD の GDP

単位：伸び率：% GDP 値：Billion NGN

	GDP by Energy Vision		GDP in PSMP2015			GDP by Energy Vision		GDP in PSMP2015	
	%	Billion NGN	%	Bilion NGN		%	Billion NGN	%	Bilion NGN
2010	7.0	20,682	7.0	20,682	2026	7.0	61,056	6.5	47,597
2011	7.0	22,129	5.3	21,778	2027	7.0	65,330	6.5	50,691
2012	7.0	23,679	4.2	22,693	2028	7.0	69,903	6.5	53,986
2013	7.0	25,336	5.5	23,941	2029	7.0	74,796	6.5	57,495
2014	7.0	27,110	6.2	25,425	2030	7.0	80,032	6.5	61,232
2015	7.0	29,007	3.0	26,178	2031	7.0	85,634	6.5	65,212
2016	7.0	31,038	4.0	27,217	2032	7.0	91,628	6.5	69,451
2017	7.0	33,210	4.5	28,442	2033	7.0	98,042	6.5	73,965
2018	7.0	35,535	5.0	29,864	2034	7.0	104,905	6.5	78,773
2019	7.0	38,023	5.5	31,506	2035	7.0	112,249	6.5	83,893
2020	7.0	40,684	6.0	33,396	2036	7.0	120,106	6.5	89,346
2021	7.0	43,532	6.0	35,400	2037	7.0	128,514	6.5	95,154
2022	7.0	46,579	6.0	37,524	2038	7.0	137,510	6.5	101,339
2023	7.0	49,840	6.0	39,776	2039	7.0	147,135	6.5	107,926
2024	7.0	53,329	6.0	42,162	2040	7.0	157,435	6.5	114,941
2025	7.0	57,062	6.0	44,692	40/15	7.0		6.1	

注：GDP は 2005 年価格で、2010 年の 20,682 Billion NGN を初年値としている。

注：Energy Vision の GDP は 2031 年以降も 7%伸び率を前提にしている。

出所：Energy Vision 値は「Energy Implications of Vision 20: 2020 and Beyond」より

PSD 値は PSD 電力需要予測モデルより

以上の GDP でのエネルギー需要見通しは、以下の表のとおりである。

表 5-2.5 GDP 調整後のエネルギー需要見通し

	GDP from Model	LPG	Gasoline (PMS)	Kerosene (ATK)	Kerosene (HHK)	Diesel (AGO)	Fuel oil	Natural gas	Coal	Wood & Charcoal	Power
	%	1000 ton	Million liter	Million liter	Million liter	Million liter	Million liter	Million cma	ton	Million kg	TWh
2015	3.0	999	13,049	251	3,168	2,077	1,624	3,141	103	58,660	136
2016	4.0	1,140	14,075	268	3,570	2,209	1,852	3,573	111	57,850	144
2017	4.5	1,327	15,482	292	4,104	2,396	2,154	4,145	122	57,051	157
2018	5.0	1,575	17,360	325	4,809	2,648	2,554	4,902	137	56,263	174
2019	5.5	1,887	19,652	364	5,689	2,955	3,056	5,852	155	55,486	194
2020	6.0	2,271	22,351	411	6,761	3,314	3,675	7,020	177	54,720	218
2021	6.0	2,509	23,835	438	7,469	3,573	4,061	7,756	197	53,660	242
2022	6.0	2,772	25,417	467	8,251	3,853	4,486	8,569	219	52,620	268
2023	6.0	3,063	27,105	498	9,116	4,154	4,957	9,467	244	51,600	298
2024	6.0	3,384	28,904	531	10,071	4,480	5,476	10,460	272	50,600	330
2025	6.0	3,739	30,823	566	11,125	4,830	6,050	11,556	303	49,620	366
2026	6.5	4,012	32,906	605	11,952	5,163	6,493	12,402	325	48,145	391
2027	6.5	4,306	35,130	645	12,840	5,519	6,968	13,309	348	46,714	417
2028	6.5	4,621	37,504	689	13,794	5,899	7,478	14,283	374	45,325	445
2029	6.5	4,959	40,039	736	14,819	6,306	8,025	15,328	401	43,977	475
2030	6.5	5,322	42,745	785	15,920	6,740	8,612	16,449	431	42,670	507
2031	6.5	5,711	45,633	838	17,103	7,205	9,242	17,653	462	41,401	545
2032	6.5	6,129	48,717	895	18,374	7,701	9,918	18,945	496	40,171	584
2033	6.5	6,578	52,010	956	19,740	8,232	10,644	20,331	532	38,976	627
2034	6.5	7,059	55,525	1,020	21,206	8,799	11,423	21,818	571	37,818	673
2035	6.5	7,575	59,277	1,089	22,782	9,406	12,258	23,414	613	36,693	722
2036	6.5	8,130	63,283	1,163	24,475	10,054	13,155	25,128	658	35,603	775
2037	6.5	8,724	67,560	1,241	26,294	10,747	14,118	26,966	706	34,544	832
2038	6.5	9,363	72,125	1,325	28,247	11,488	15,151	28,939	758	33,517	893
2039	6.5	10,048	76,999	1,415	30,346	12,279	16,259	31,056	813	32,521	958
2040	6.5	10,783	82,203	1,511	32,601	13,126	17,449	33,329	873	31,554	1,028
2040/15	6.1	10.0	7.6	7.4	9.8	7.7	10.0	9.9	8.9	-2.4	8.4

出所：Energy Vision 資料より PSD チームにて調整

5-2-3 エネルギー弾性値の調整

GDP の伸び率に対するエネルギー需要伸び率は、以下のような特性がある。

- エネルギー需要の GDP 弾性値は、当該国の経済状況により変化してゆく。途上国では、大きな弾性値から緩やかに減少する傾向にある。
- エネルギー需要は、エネルギー間の競合が起きることがあり、ある種のエネルギー需要の増大は、他のエネルギーの減少をもたらすことがある。（例：電気対灯油、電気対薪炭）
- 多くの国では電力の弾性値は、化石燃料の弾性値よりは大きい。このことは化石燃料の最大の弾性値は電力の弾性値を超えることはないことを示している。

以上のような状況を踏まえて、Energy Vision のエネルギー弾性値を調整する。調整の方法は以下のとおりである。

- エネルギー弾性値 (Ait: i エネルギーの t 年) が PSD の電力弾性値 (Bt: t 年の電力弾性値) より大きい時、エネルギー弾性値である Ait は、Bt に置き換えられる。
- エネルギー弾性値 (Ait: i エネルギーの t 年) が PSD の電力弾性値 (Bt: t 年の電力弾性値) より小さいときは、エネルギー弾性値として Ait をつかう。

この方法は、ECN の知見および PSD の電力需要予測を踏まえたうえでの化石燃料の予測ということになる。また、この方法での予測値は「化石燃料の最大予測」という意味になる。

表 5-2.6 調整前 (Energy Vision の弾性値) と調整後の弾性値

		2015	2020	2025	2030	2035	2040
ECN	LPG	19.5	3.1	1.6	1.1	1.1	1.1
Elasticity	Gasoline(PMS)	4.7	2.1	1.0	1.0	1.0	1.0
	Kerosene (ATK)	8.5	2.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Before	Kerosene (HHK)	16.7	2.9	1.6	1.1	1.1	1.1
Adjusted	Diesel (AGO)	6.5	1.9	1.2	1.1	1.1	1.1
	Fuel oil	19.0	3.1	1.6	1.1	1.1	1.1
	Natural gas	0.2	3.1	1.6	1.1	1.1	1.1
	Coal	23.6	2.1	1.7	1.1	1.1	1.1
	Wood & Charcoal	-0.2	-0.2	-0.3	-0.5	-0.5	-0.5
	Model power demand (On+Ex)	2.2	2.0	1.5	1.2	0.8	0.8
Adjusted	LPG	2.2	2.0	1.5	1.1	0.8	0.8
Elasticity	Gasoline(PMS)	2.2	2.0	1.0	1.0	0.8	0.8
	Kerosene (ATK)	2.2	2.0	1.0	1.0	0.8	0.8
After	Kerosene (HHK)	2.2	2.0	1.5	1.1	0.8	0.8
Adjusted	Diesel (AGO)	2.2	1.9	1.2	1.1	0.8	0.8
	Fuel oil	2.2	2.0	1.5	1.1	0.8	0.8
	Natural gas	0.2	2.0	1.5	1.1	0.8	0.8
	Coal	2.2	2.0	1.5	1.1	0.8	0.8
	Wood & Charcoal	-0.2	-0.2	-0.3	-0.5	-0.5	-0.5
	Power send out (Total-Export)	2.2	1.9	1.5	1.0	0.8	0.8
	Model power demand (On+Ex)	2.2	2.0	1.5	1.2	0.8	0.8

出所：PSD

5-2-4 最終エネルギー需要

調整された弾性値と PSD の GDP 伸び率とから、以下の最終エネルギー需要見通しが計算される。このとき電力需要（送電端での GWh）は PSD で予測された見通しを採用している。

表 5-2.7 最終エネルギー需要予測（物理単位）

	GDP from Model	LPG	Gasoline(PMS)	Kerosene (ATK)	Kerosene (HHK)	Diesel (AGO)	Fuel oil	Natural gas	Coal	Wood & Charcoal	Power generation
	%	1000 ton	Million liter	Million liter	Million liter	Million liter	Million liter	Million cma	ton	1000tons	TWh
2015	3.0	141	9,345	113	588	1,197	242	3,141	10	58,660	67
2016	4.0	152	10,072	121	634	1,273	261	3,385	11	57,850	72
2017	4.5	168	11,079	132	701	1,381	288	3,743	12	57,051	80
2018	5.0	188	12,389	147	784	1,526	322	4,185	13	56,263	89
2019	5.5	213	14,024	165	888	1,703	365	4,739	15	55,486	101
2020	6.0	241	15,884	186	1,005	1,910	414	5,368	17	54,720	114
2021	6.0	265	16,938	198	1,106	2,059	455	5,906	19	53,660	126
2022	6.0	291	18,063	211	1,216	2,220	500	6,494	21	52,620	139
2023	6.0	320	19,262	225	1,337	2,394	550	7,141	23	51,600	152
2024	6.0	352	20,541	240	1,470	2,582	605	7,847	25	50,600	167
2025	6.0	387	21,905	256	1,615	2,784	664	8,622	27	49,620	184
2026	6.5	415	23,385	273	1,735	2,975	713	9,253	29	48,145	201
2027	6.5	446	24,966	292	1,864	3,181	765	9,930	32	46,714	219
2028	6.5	478	26,653	312	2,002	3,400	821	10,657	34	45,325	239
2029	6.5	513	28,454	333	2,151	3,634	881	11,436	36	43,977	260
2030	6.5	551	30,377	355	2,311	3,884	946	12,273	39	42,670	281
2031	6.5	586	32,338	378	2,460	4,135	1,007	13,065	42	41,401	299
2032	6.5	623	34,336	401	2,612	4,391	1,069	13,872	44	40,171	317
2033	6.5	660	36,414	426	2,770	4,657	1,133	14,712	47	38,976	336
2034	6.5	698	38,522	450	2,931	4,926	1,199	15,564	50	37,818	356
2035	6.5	737	40,636	475	3,092	5,196	1,265	16,418	52	36,693	376
2036	6.5	776	42,812	500	3,257	5,475	1,333	17,297	55	35,603	396
2037	6.5	816	44,993	526	3,423	5,753	1,400	18,178	58	34,544	416
2038	6.5	857	47,257	552	3,595	6,043	1,471	19,093	61	33,517	437
2039	6.5	900	49,660	580	3,778	6,350	1,546	20,064	64	32,521	459
2040	6.5	946	52,149	610	3,967	6,669	1,623	21,069	67	31,554	482
2040/15	6.1	7.9	7.1	7.0	7.9	7.1	7.9	7.9	7.9	-2.4	8.6

注：Power generation は PSD での Base case での「発電力 - 輸出」である

出所：PSD

表 5-2.8 最終エネルギー需要予測 (原油換算 ktoe 単位)

	GDP from Model	LPG	Gasoline(P MS)	Kerosene (ATK)	Kerosene (HHK)	Diesel (AGO)	Fuel oil	Natural gas	Coal	Wood & Charcoal	Power generation	Total
	%	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2015	3.0	154	7,417	94	488	1,045	210	2,710	6	24,931	5,371	42,426
2016	4.0	166	8,007	102	527	1,128	227	2,926	6	24,586	5,799	43,474
2017	4.5	182	8,802	112	579	1,240	250	3,216	7	24,247	6,374	45,008
2018	5.0	203	9,784	124	643	1,371	278	3,575	7	23,912	7,085	46,983
2019	5.5	228	11,016	138	724	1,523	313	4,025	8	23,582	7,977	49,535
2020	6.0	255	12,327	155	811	1,699	350	4,505	9	23,256	8,927	52,294
2021	6.0	281	13,084	164	891	1,824	385	4,954	10	22,805	9,826	54,224
2022	6.0	309	13,887	175	980	1,957	423	5,447	11	22,363	10,810	56,363
2023	6.0	339	14,739	185	1,078	2,101	465	5,990	13	21,930	11,891	58,731
2024	6.0	373	15,644	197	1,185	2,254	511	6,585	14	21,505	13,073	61,342
2025	6.0	410	16,605	209	1,303	2,419	562	7,239	15	21,089	14,370	64,221
2026	6.5	440	17,727	223	1,399	2,586	603	7,769	16	20,462	15,711	66,936
2027	6.5	472	18,925	238	1,503	2,764	647	8,337	17	19,853	17,142	69,900
2028	6.5	507	20,204	254	1,615	2,955	695	8,947	19	19,263	18,667	73,125
2029	6.5	544	21,569	271	1,735	3,158	746	9,602	20	18,690	20,322	76,658
2030	6.5	584	23,027	289	1,864	3,376	800	10,304	22	18,135	21,962	80,362
2031	6.5	622	24,519	308	1,985	3,595	852	10,972	23	17,596	23,385	83,856
2032	6.5	660	26,040	327	2,108	3,818	905	11,653	24	17,073	24,836	87,444
2033	6.5	700	27,624	347	2,236	4,050	960	12,361	26	16,565	26,346	91,215
2034	6.5	741	29,225	367	2,366	4,285	1,016	13,078	27	16,073	27,873	95,050
2035	6.5	782	30,837	388	2,496	4,521	1,072	13,799	29	15,595	29,411	98,930
2036	6.5	824	32,498	408	2,631	4,765	1,129	14,542	30	15,131	30,994	102,953
2037	6.5	866	34,161	429	2,765	5,009	1,187	15,287	32	14,681	32,581	106,999
2038	6.5	910	35,890	451	2,905	5,262	1,247	16,061	34	14,245	34,230	111,234
2039	6.5	956	37,724	474	3,054	5,531	1,311	16,881	35	13,821	35,979	115,766
2040	6.5	1,005	39,624	498	3,207	5,810	1,377	17,732	37	13,410	37,791	120,491
2040/15	6.1	7.8	6.9	6.9	7.8	7.1	7.8	7.8	7.8	-2.4	8.1	4.3

出所：PSD

5-2-5 電力セクターで使用される化石エネルギー

Energy Vision で予測されている電源構成をもとに需要に見合う発電量を計算すると以下のとおりである。

表 5-2.9 電源構成別発電量

	GDP	Coal	Natural gas	Hydro	Nuclear	Renewable	Total
	%	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2015	3.0	0	58,404	6,123	0	0	64,527
2016	4.0	0	65,409	6,777	0	0	72,186
2017	4.5	0	72,730	7,096	0	0	79,826
2018	5.0	0	82,164	7,096	0	0	89,260
2019	5.5	0	93,795	7,096	0	175	101,066
2020	6.0	0	100,712	10,090	0	3,669	114,470
2021	6.0	0	104,158	15,382	0	6,409	125,949
2022	6.0	0	112,415	17,158	0	8,930	138,503
2023	6.0	0	124,136	17,311	0	10,837	152,284
2024	6.0	0	137,296	17,311	0	12,745	167,352
2025	6.0	6,347	134,957	18,769	9,154	14,653	183,880
2026	6.5	6,347	145,980	22,958	9,154	16,561	201,000
2027	6.5	6,347	157,895	27,412	9,154	18,469	219,276
2028	6.5	8,462	168,206	27,941	13,731	20,376	238,717
2029	6.5	8,462	182,293	28,470	18,308	22,284	259,818
2030	6.5	8,462	200,737	28,999	18,308	24,192	280,698
2031	6.5	10,578	210,912	29,528	22,885	24,916	298,820
2032	6.5	10,578	223,111	30,057	27,463	26,074	317,282
2033	6.5	10,578	240,775	30,586	27,463	27,087	336,488
2034	6.5	12,693	252,107	30,586	32,040	28,534	355,961
2035	6.5	12,693	265,768	30,586	36,617	29,837	375,501
2036	6.5	14,809	282,018	30,586	36,617	31,573	395,603
2037	6.5	14,809	300,722	30,586	36,617	33,021	415,755
2038	6.5	14,809	320,202	30,586	36,617	34,468	436,681

	GDP	Coal	Natural gas	Hydro	Nuclear	Renewable	Total
	%	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2039	6.5	16,924	338,549	30,586	36,617	36,205	458,881
2040	6.5	16,924	359,816	30,586	36,617	37,941	481,884
2040/15	6.1%	6.8%	7.5%	6.6%	9.7%	6.5%	8.4%

注：Coal, Nuclear, Renewable の伸び率は 2025 年から 2040 年平均

出所：PSD

また、これらの電源構成での石炭、天然ガス、水力発電、原子力発電、再生可能エネルギーの使用量は下表のとおりである。

表 5-2.10 発電設備での燃料使用量

単位 ktoe

	Coal	Natural gas	Hydro	Nuclear	Renewable
2015	0	11,586	527	0	0
2016	0	12,975	583	0	0
2017	0	13,636	610	0	0
2018	0	14,493	610	0	0
2019	0	15,569	610	0	15
2020	0	15,989	868	0	315
2021	0	17,318	1,323	0	551
2022	0	18,281	1,476	0	768
2023	0	19,392	1,489	0	932
2024	0	20,614	1,489	0	1,096
2025	1,193	19,885	1,614	1,831	1,260
2026	1,193	21,230	1,974	1,831	1,424
2027	1,193	22,318	2,357	1,831	1,588
2028	1,590	23,601	2,403	2,746	1,752
2029	1,590	25,367	2,448	3,662	1,916
2030	1,590	27,912	2,494	3,662	2,081
2031	1,988	29,208	2,539	4,577	2,143
2032	1,988	30,802	2,585	5,493	2,242
2033	1,988	33,082	2,630	5,493	2,329
2034	2,386	34,533	2,630	6,408	2,454
2035	2,386	36,313	2,630	7,323	2,566
2036	2,783	38,458	2,630	7,323	2,715
2037	2,783	40,944	2,630	7,323	2,840
2038	2,783	43,457	2,630	7,323	2,964
2039	3,181	45,871	2,630	7,323	3,114
2040	3,181	48,671	2,630	7,323	3,263
2040/15	6.8%	5.9%	6.6%	9.7%	6.5%

注：Coal, Nuclear, Renewable の伸び率は 2025 年から 2040 年平均

注：使用したエネルギー換算係数は以下の通りである。

Natural gas: 1m³ = 8,620 kcal

Hydro: 1kWh = 860 kcal

Nuclear: 1 kWh = 2,000 kcal

Renewable: 1kWh = 860 kcal

出所：PSD

5-2-6 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。策定結果は表5-2.11~12に示す。

表 5-2.11 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 liter	Million liter	Million liter	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 5-2.12 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

5-2-7 天然ガスの需要見通し

最終エネルギー需要、電力部門、LNG および輸出の天然ガスの需要見通しは以下のとおりである。

表 5-2.13 天然ガスの一次エネルギー需要見通し

Year	NG for domestic	NG for Export	NG of Total use	NG for domestic	NG for Export	NG of Total	NG for domestic	NG for Export	NG of Total	NG Total + Injection.	Reserves	R/P
	ktoe	ktoe	ktoe	mmcf	mmcf	mmcf	Tcf	Tcf	Tcf	Tcf	TCF	Years
2015	14,296	22,649	36,945	1,588	2,555	4,144	0.6	0.9	1.5	3.0	167.4	55.3
2016	15,896	23,215	39,112	1,766	2,619	4,385	0.6	1.0	1.6	3.2	164.3	52.1
2017	16,867	23,796	40,663	1,874	2,684	4,558	0.7	1.0	1.7	3.2	161.0	49.9
2018	18,105	24,391	42,496	2,012	2,752	4,763	0.7	1.0	1.7	3.3	157.7	47.4
2019	19,659	25,000	44,659	2,184	2,820	5,005	0.8	1.0	1.8	3.4	154.3	44.8
2020	20,621	25,625	46,246	2,291	2,891	5,182	0.8	1.1	1.9	3.5	150.8	42.9
2021	22,415	26,266	48,681	2,490	2,963	5,454	0.9	1.1	2.0	3.6	147.1	40.3
2022	23,886	26,923	50,809	2,654	3,037	5,691	1.0	1.1	2.1	3.8	143.3	38.2
2023	25,554	27,596	53,150	2,839	3,113	5,952	1.0	1.1	2.2	3.9	139.5	36.0
2024	27,386	28,286	55,672	3,043	3,191	6,234	1.1	1.2	2.3	4.0	135.5	33.8
2025	27,326	28,993	56,319	3,036	3,271	6,307	1.1	1.2	2.3	4.0	131.5	32.9
2026	29,216	29,718	58,934	3,246	3,353	6,599	1.2	1.2	2.4	4.1	127.3	30.8
2027	30,888	30,461	61,349	3,432	3,436	6,868	1.3	1.3	2.5	4.2	123.1	29.0
2028	32,798	31,222	64,020	3,644	3,522	7,166	1.3	1.3	2.6	4.4	118.7	27.1
2029	35,237	32,003	67,239	3,915	3,610	7,525	1.4	1.3	2.7	4.5	114.2	25.1
2030	38,504	32,803	71,307	4,278	3,701	7,979	1.6	1.4	2.9	4.8	109.4	23.0
2031	40,483	33,623	74,106	4,498	3,793	8,291	1.6	1.4	3.0	4.9	104.5	21.4
2032	42,775	34,463	77,238	4,753	3,888	8,640	1.7	1.4	3.2	5.0	99.5	19.8
2033	45,779	35,325	81,104	5,086	3,985	9,071	1.9	1.5	3.3	5.2	94.3	18.0
2034	47,965	36,208	84,173	5,329	4,085	9,414	1.9	1.5	3.4	5.4	88.9	16.6
2035	50,482	37,113	87,596	5,609	4,187	9,796	2.0	1.5	3.6	5.5	83.4	15.1
2036	53,386	38,041	91,427	5,932	4,292	10,223	2.2	1.6	3.7	5.7	77.7	13.6
2037	56,632	38,992	95,625	6,292	4,399	10,691	2.3	1.6	3.9	5.9	71.8	12.2
2038	59,935	39,967	99,902	6,659	4,509	11,168	2.4	1.6	4.1	6.1	65.7	10.8
2039	63,186	40,966	104,153	7,021	4,621	11,642	2.6	1.7	4.2	6.3	59.4	9.4
2040	66,855	41,990	108,845	7,428	4,737	12,165	2.7	1.7	4.4	6.5	52.9	8.1
2040/15	6.4	2.5	4.4	6.4	2.5	4.4	6.4	2.5	4.4	3.1	-4.5	-7.4

注：R/P の計算では残存確認埋蔵量 2013 年 180TCF を前提としている。

注：LNG の伸び率は 2.5%/年を設定

出所：PSD

5-3 ナイジェリアにおける GHG 排出量予測

5-3-1 ナイジェリアにおける GHG 排出量

ナイジェリアは気候変動枠組み条約及び京都議定書の批准国であり、現在までの慢性的な電力不足と経済成長に伴う電力需要の増加を踏まえた上で、気候変動対策への取り組みを徐々に進めている。UNFCCC への正式文書としては、国別報告書 (National Communication : NC) を 2 回 (2003 年及び 2014 年)、INDC¹³ を 2015 年、最近では隔年更新報告書 (Biennial Update Report : BUR) ¹⁴ を 2018 年 3 月に提出している。

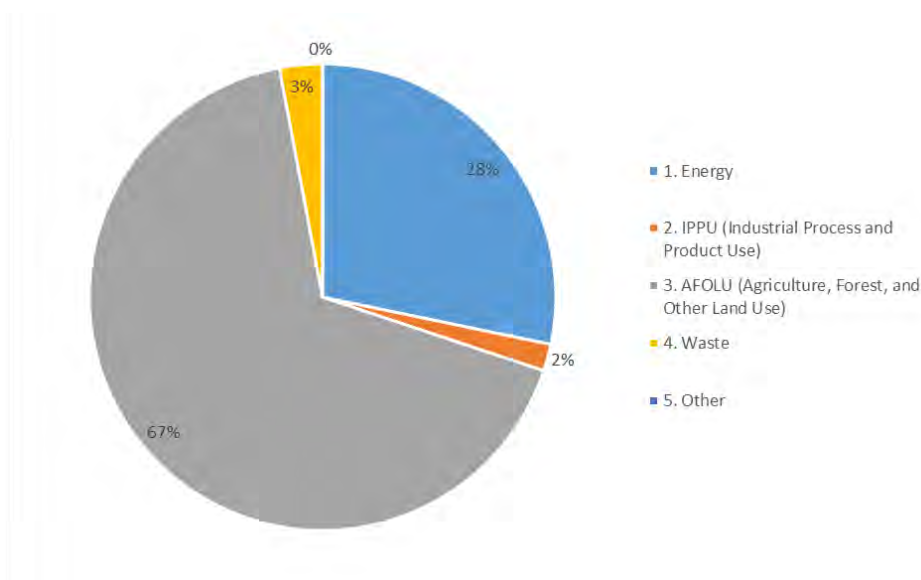
¹³INDC : Intended Nationally Determined Contributions、日本語では「各国が自主的に決定する約束草案」と訳される。2015 年の COP21 合意に先立ち、各国内の政策決定プロセスで決定された気候変動対策に関する目標のこと。基本的に、温室効果ガスの排出削減目標を指している。

¹⁴BUR : UNFCCC に加盟している開発途上国が、2 年に 1 回の頻度で UNFCCC の下での締約国会議 (Conference of the Parties: COP) に提出しなければならない報告書のこと。この報告義務は、2011 年にダーバンで開催された COP17 の決定 2 で定められた。

BUR によれば、2015 年の総 GHG 排出量は、712.6 百万 t-CO₂ であり、その内訳は AFOLU (Agriculture, Forest, and Other Land Use) が 67%と最も多く、次いでエネルギー分野（発電セクター含む）が 28%である（表 5-3.1、図 5-3.1）。エネルギー分野のうち、発電セクターからの排出量は 45 百万 t-CO₂ であり、これは排出量全体から見ると 6.3%程度、エネルギー分野の 22%、エネルギー産業の 81%である（図 5-3.2）。

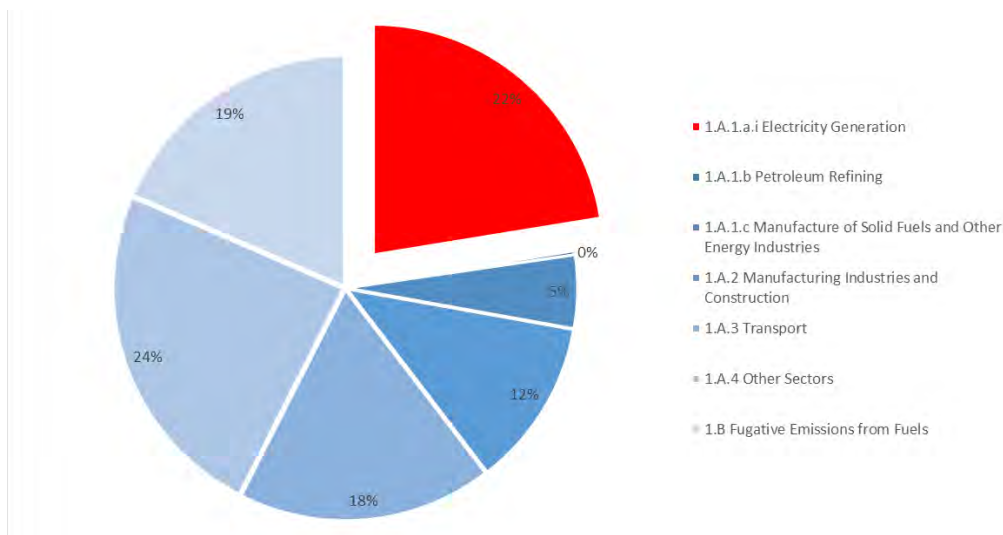
表 5-3.1 ナイジェリアにおける GHG 排出量（2015 年）

UNFCCC カテゴリ	排出量 (Mk CO ₂ -eq)
総排出量	712,638
1. Energy(エネルギー分野)	201,320
1.A Fuel Combustion Activities(燃料の燃焼)	164,043
1.A.1 Energy Industries (エネルギー産業)	55,991
1.A.1.a Main Activity Electricity and Heat Production(発電・熱供給)	45,187
1.A.1.a.i Electricity Generation(発電)	45,187
1.A.1.b Petroleum Refining(石油精製)	521
1.A.1.c Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries(固形燃料製造及びその他エネルギー産業)	10,284
1.A.1.c.i Manufacture of Solid Fuels(固形燃料製造)	1,171
1.A.1.c.ii Other Energy Industries(その他エネルギー産業)	9,113
1.A.2 Manufacturing Industries and Construction(製造業及び建設業)	23,714
1.A.3 Transport(運輸)	36,022
1.A.4 Other Sectors(その他部門)	48,316
1.B Fugative Emissions from Fuels(燃料からの漏出)	37,277
2. IPPU (Industrial Process and Product Use)(工業プロセス及び製品の使用)	13,267
3. AFOLU (Agriculture, Forest, and Other Land Use)(農業、森林及びその他土地利用変化)	476,949
4. Waste(廃棄物)	21,103
5. Other(その他)	0



出所：BUR (2018)を基に JICA 調査団作成

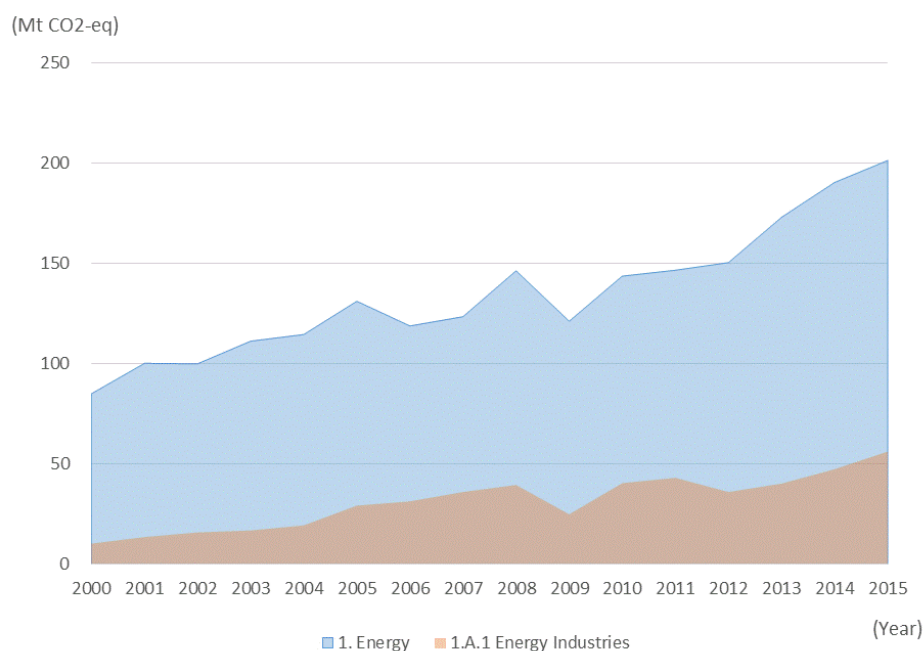
図 5-3.1 ナイジェリアにおける GHG 排出量内訳（2015 年）



出所：BUR (2018)を基に JICA 調査団作成

図 5-3.2 エネルギー分野の GHG 排出量内訳 (2015 年)

図 5-3.3 にエネルギー分野の GHG 排出量と、そのうちエネルギー産業(発電セクター含む)が占める割合の推移を示す。エネルギー分野には、エネルギー産業、製造業及び建設業、運輸、その他部門等が含まれる。エネルギー産業からの排出量は年々増加しており、2000 年時点でエネルギー分野の 12%程度であったが、2015 年では 3 割弱を占めるほどになっており、今後発電による化石燃料の消費量が増えれば、この割合がさらに増加することが予想される。



出所：BUR (2018)を基に JICA 調査団作成

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)

5-3-2 INDC における GHG 削減目標

2015 年 12 月の気候変動条約国会議 (COP21) では、先進国・途上国を含む全ての国が参加し

て気候変動対策に取り組む枠組み（パリ協定）が合意された。COP21 に先駆けて各国は約束草案（INDC）を提出、その後パリ協定を受けて正式な NDC として提出され、以降 5 年毎に NDC を提出することになっている¹⁵。INDC/NDC は、自国が決定する GHG 削減目標と目標達成の為の緩和努力であり、各国に対して実施が求められる。

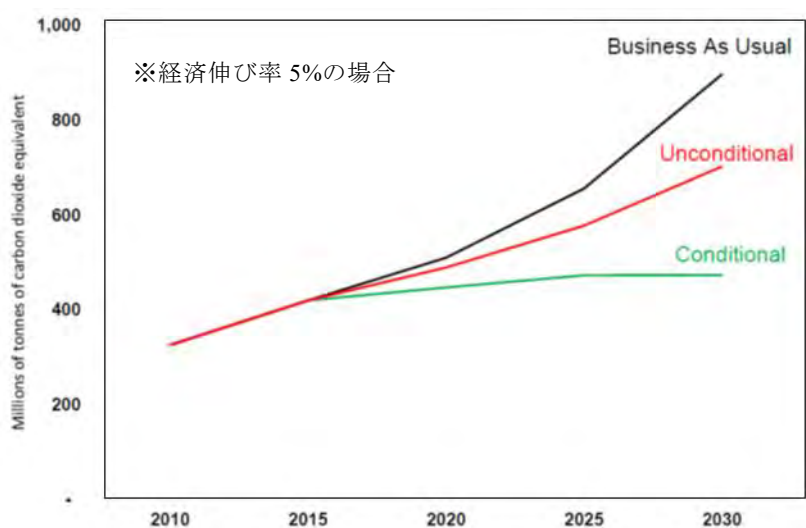
電力不足や貧困、衛生問題など途上国特有の課題を抱えつつ急激に経済発展が進んでいるナイジェリアでは、その発展を阻害することなく、気候変動対策に配慮した持続可能な開発を進めていくという方針が INDC の中で示されている。INDC では、経済発展と社会開発という 2 つの柱を念頭に“GDP 伸び率 5%、生活水準の向上、全国民の電力へのアクセス”を目指すとした上で、2030 年を目標年とした GHG 排出目標を提示している（表 5-3.2、及び図 5-3.4）。

経済成長 5%の基準的な（BAU）シナリオの場合の GHG 排出量は約 900 百万 t-CO₂、高成長率（7%）の場合では約 1,000 百万 t-CO₂ 以上と予測している。この値をベースとして、原則的な削減目標として BAU 比 20%の排出削減を設定しており、更に新技術導入や投資、キャパシティビルディングなどの国際的支援が行われれば 45%まで削減可能としている。

表 5-3.2 GHG 排出目標（2030 年）

ケース		排出量	1 人当たり排出量
BAU	経済成長率 5%、人口伸び率 2.5%、全国民に対し電力普及	約 900 百万 t-CO ₂	約 3.4 t-CO ₂ /人
Unconditional	原則として BAU 比 20%削減	約 720	約 2.5 (調査団推定値)
Conditional	国際支援の強化が図られた場合、BAU 比 45%削減	約 495	約 2.0

出所：INDC(2015)を基に JICA 調査団作成



出所：INDC（2015）

（注）前述の BUR では 2001 年から 2015 年の排出量を再計算しており、INDC 値とは異なる。

図 5-3.4 GHG 排出量予測（2015 年～2030 年）

連邦環境省によれば、INDC の GHG 排出予測における電源方式として、ガス火力、石炭火力、

¹⁵ナイジェリアを含む多くの国が INDC を NDC としてそのまま提出している。

水力、再生可能エネルギー（太陽光、小水力、風力、バイオマス）を対象としており、原子力発電については、現時点で具体的な計画がないことから含まれていない。

INDC では、GHG 削減目標達成に必要な取組みとして、以下の 7 項目を挙げている。対 BAU での CO2 削減対策としては電力セクターへの期待が非常に大きく、CO2 排出に配慮しつつ電源開発を進めることが求められている。BAU 比で合計約 500 百万 t-CO2 の削減がなされれば、Conditional ケースの GHG 削減目標が達成される見込みとしている。

- ① 2030 年までにガスフレアリングを停止
- ② オフグリッド太陽光 PV を 13GW 導入
- ③ 効率的な発電方式の採用
- ④ 年 2% のエネルギー効率化（2030 年までに 30%）
- ⑤ 自動車からバス利用へのシフト
- ⑥ 電力グリッドの改善
- ⑦ 気候変動に配慮した農業及び森林伐採の実施

表 5-3.3 GHG 削減目標の対策

対策	2030 年までの GHG 削減効果
経済活動全体でのエネルギー効率化	179 百万 Mt-CO2
高効率ガス火力発電	102
ガスフレアリングの廃止	64
気候変動を考慮した農業	74
送電網ロスの削減	26
再生可能エネルギー	31
TOTAL	476 百万 t-CO2

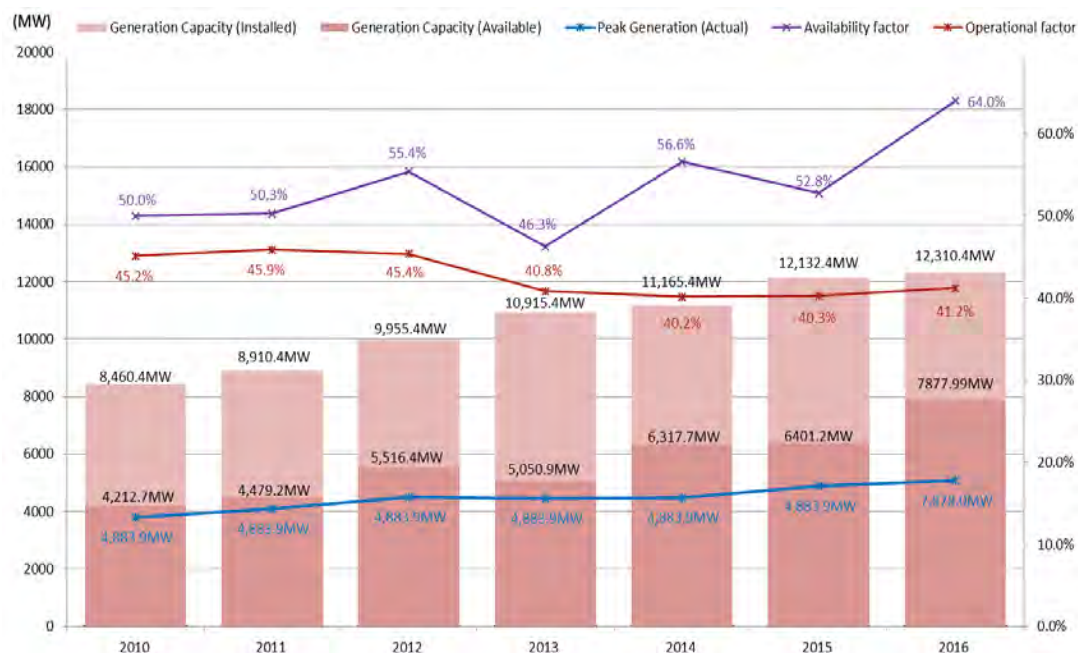
出所：INDC（2015）

第 6 章 電源開発計画

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6-1.1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電力需要がかけ離れている状態が続いている。潜在的電力需要は、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、潜在的電力需要14,630MW¹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。



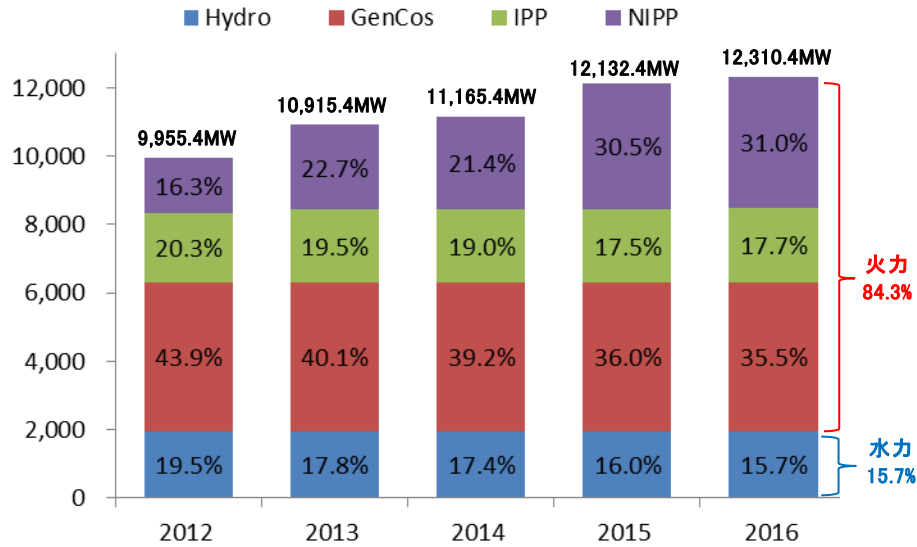
出所：TCN Annual Technical Report 2010-2016

図6-1.1 ナイジェリアの電力供給実績 (2010年～2016年)

次に発電設備の運用別割合と容量を図6-1.2および表6-1.1に示す。2012年から2016年にかけてNIPP²の割合が高くなったことに伴い、火力の割合が徐々に高くなっている。NIPPの10件のプロジェクトのうち、2018年1月時点で6件が完了しており、残りの4件についてもGbarainで90%、Alaojiで80%、Omokuで71%、Egbemaで67%の工程が完了している。

¹TCN, "Transmission Expansion Plan, Development of Power System Master Plan for the Transmission Company of Nigeria", December 2017

²NIPP：余剰原油会計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)



出所：TCN Annual Technical Report 2012-2016

図 6-1.2 発電設備種類別割合 (2012年～2016年)

表 6-1.1 発電設備容量 (2012年～2016年)

		Unit	2012	2013	2014	2015	2016
Total	Total Installed Capacity	MW	9,955.4	10,915.4	11,165.4	12,132.4	12,310.4
	Hydro (Total)	MW	1,938.4	1,938.4	1,938.4	1,938.4	1,938.4
	Hydro (Total)	%	19.5%	17.8%	17.4%	16.0%	15.7%
Thermal	GenCos	MW	4,375.0	4,375.0	4,375.0	4,375.0	4,375.0
	IPP	MW	2,017.0	2,127.0	2,127.0	2,119.0	2,177.0
	NIPP	MW	1,625.0	2,475.0	2,725.0	3,700.0	3,820.0
	Thermal (Total)	MW	8,017.0	8,977.0	9,227.0	10,194.0	10,372.0
	Thermal (Total)	%	80.5%	82.2%	82.6%	84.0%	84.3%

出所：TCN Annual Technical Report 2012-2016

2016年時点の、ナイジェリアの全国送電系統に連系されている火力発電設備と水力発電設備それぞれの所有者別のデータを表6-1.2に示す。同表の水力発電所についてはナイジェリア政府と発電会社（水力）が運用し、政府が資産を保有しコンセッション方式で民間業者に運営を委託している。火力発電所についてはナイジェリア政府と発電会社（火力）が保有、運用し、政府が株式の過半数を民間に売却することで民営化した発電会社を含んでいる。NIPPについては、政府が出資したNDPHCがNIPPの資産を保有し発電所を運営している。IPPは石油会社や地方政府等の出資により発電所の建設・運営を行う独立系発電事業者である。

火力発電設備の合計発電可能容量 (Available Capacity) は6,669 MWであり、水力発電設備も含めたナイジェリアの総発電可能容量7,878 MWの80%以上を占めている。発電可能容量のうち、7つの政府系の発電会社によるものの合計が2,245 MW、8のNIPPプロジェクトによるものの合計

が 2,689 MW、9 の IPP プロジェクト（既設）によるものが総計 1,243 MW を占めている。

尚、発電機やタービンの故障の頻発やメンテナンスの不備、パイプライン敷設の遅れに伴う天然ガスの供給不足等が原因で、発電設備容量に対する発電可能容量の割合である発電可能出力比（Availability Capacity）が 50%を下回る発電所もある。

表 6-1.2 既設火力発電所及び水力発電所（2016 年）

種類	発電所	定格容量 (MW)	発電可能容量 (MW)	発電可能出力比 (%)
ナイジェリア政府 及び発電会社 (水力)	Kainji	760	320	42
	Jebba	578	441	76
	Shiroro	600	448	75
	小計	1,938	1,209	62
合計（水力）		1,938	1,209	62
ナイジェリア政府 及び発電会社 (火力)	Egbin (ST)	1,320	1002	76
	Afam (IV & V) (GT)	351	88	25
	Delta (GT)	900	585	65
	Sapele (ST)	720	234	32
	Gerugu (GT)	414	237	57
	Olorunsogo I (GT)	335	281	84
	Omotosho (GT)	335	301	93
	小計	4,375	2,737	63
NIPP (火力)	Olorunshogo (コンバインド)	750	584	78
	Alaoji (コンバインド)	500	280	56
	Gerugu (GT)	450	410	91
	Ihovbor (GT)	500	311	62
	Omotosho (GT)	500	439	88
	Sapele (GT)	500	337	67
	Odukpani (GT)	500	272	54
	Gbarain (GT)	120	55	46
	小計	3,820	2,689	70
IPP (火力)	Rivers (GT)	180	113	63
	Omoku (GT)	150	74	49
	ASCO (ST)	110	2	2
	Trans-Amadi (GT)	100	52	52
	Okpai (Gas)	480	323	67
	Ibom (GT)	155	111	72
	Afam VI (GT)	650	533	82
	Paras (GT)	58	36	61
	AES (GT)	294	0	0
	小計	2,177	1,243	57
合計（火力）		10,372	6,669	64
合計（火力 + 水力）		12,310	7,878	64

備考：発電可能出力比 = 発電可能容量 / 発電設備容量 x 100 (%)

出所：TCN Annual Technical Report 2016

2017 年～2030 年における、ナイジェリア全国の既設・新設の将来計画を表 6-1.3 に示す。この予測に基づくと、発電可能容量は 2020 年時点で 14,114MW であり、2030 年まで 41,247MW に達する計画である。また、発電設備容量における火力発電の割合は、2016 年では 84%であるが、将来的に減少していき 2030 年には 72%程度になると見込まれている。2013 年時点の電源開発計画では 2017 年度以降は 21,000MW～28,000MW の発電設備容量が計画されていたが、2015 年の電源開発計画では 2020 年でも 15,000MW に達しないレベルに下方修正された。これには送電網の

不備、送電線の熱容量や変圧器容量の制限といった送電設備側の問題の他、天然ガスの供給不足や発電機の故障の頻発、長期間・広範囲に及ぶ設備不良、予備品の不足や体制の不備による保修期間の長期化等の発電設備側の問題も挙げられている。とりわけ設備不良と O&M 体制の不備は深刻で、多くの火力発電所で複数の発電機をほぼ通年停止させている大きな原因となっている。

表 6-1.3 発電種別ごとの発電可能容量の将来予測

発電種別	分類	発電設備容量 2016年(MW)	発電可能容量 (MW)		
			2020年	2025年	2030年
火力	既設	10549	8099	9245	7925
	建設中	1418	1343	1418	1418
	計画	25307	966	12301	20452
	Total	37274	10408	22964	29795
水力	既設	1938	1807	1967	1842
	建設中	809	809	809	809
	計画	5096	0	1163	4181
	Total	7843	2616	3939	6832
原子力	既設	-	-	-	-
	建設中	-	-	-	-
	計画	2400	0	1,200	2,400
	Total	2400	0	1200	2400
太陽光・風力	既設	-	-	-	-
	建設中	10	10	10	10
	計画	2230	1080	1410	2210
	Total	2240	1090	1420	2220
Grand Total		49786	14114	29523	41247

出所：TCN 他、関係機関からの聞き取りを元に JICA 調査団が作成

ナイジェリアでは 2001 年から民間投資 (IPP) が開始され、ナイジェリア政府は火力発電所の管理を民間に移行する方針を取っている。政府が管理する既設の火力発電所が深刻な設備不良で発電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り、特に Azura や Zuma のように PPA を取得したプロジェクト、Bresson や Ibom や Century のように 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ため、目標通りの発電設備容量が将来的に実現する可能性が高いと推察される。ナイジェリア政府及び発電会社の火力発電所を民間に売却する際に、定められた期限内に発電可能容量を定格設備容量まで戻すことが民間には義務付けられており、発電可能容量低下の大きな要因である設備不良や O&M 体制の不備を改善するには、民間の資金で適切な時期に必要な予備品を揃え、O&M を実施することが不可欠になる。

その一方で、ナイジェリア政府から必要な支払いがなされないために、必要な O&M 体制構築や予備品の確保が進んでいないプロジェクトも多い。従って PPA 取得後、火力発電所の売却時に民間が O&M 計画を策定し、政府は同 O&M 計画を精査した後に直ちに支払いを履行し、同時に天然ガスパイプライン等、発電所外部から必要とされるインフラの敷設は政府の側で遂行または支援する必要がある。支払い後は民間が O&M 体制や予備品を整備して設備不良を随時改善することで、発電可能容量を向上させていくことが必要である。

6-1-1 火力

(1) 各発電所の稼働状況及び停止原因

2015年時点でガス火力の発電可能容量は、水力も含めたナイジェリアの全発電可能容量の80%以上を占める。一方で、ガス火力の定格容量に対する発電可能容量の割合は50%程度と非常に低い。2014年の各発電所の個別の稼働状況、主要な停止原因を表6-1.4に示す。

ガスタービンにおいて、機械設備側ではガスタービンのローターの異常振動や、圧縮機翼の損傷、入口案内翼の損傷、燃焼器の故障、排ガス温度の異常上昇、冷却水システムの故障、潤滑油システムの故障などが長期停止の原因である。また、電気設備側では発電機の励磁装置の故障、発電機巻線の異常発熱、変圧器の焼損、遮断器の焼損なども停止原因となっており、多くの火力発電所において、深刻な設備不良が生じている。予備品不足やメンテナンス実施待ちなども長期停止の原因となっており、多くの火力発電所で維持管理体制が整っていないものと考えられる。

一方で、複数の火力発電所において、天然ガスの圧力低下や供給不足で発電機を停止している等、天然ガスの不足も停止期間全体に占める割合は小さいが稼働率を下げる要因となっている。そのほか、逆相電流によるトリップ、周波数異常、送電鉄塔の倒壊などの送電側の問題も多く発生している。

以上から、天然ガスの供給不足や送電側の問題も停止要因であるが、維持管理体制の不備を主因とする設備不良がナイジェリアの発電可能容量を下げる主要因といえる。逆に維持管理体制を改善して速やかな修理と予防保全を実施すれば、設備稼働率を改善することが可能だと考えられる。

表 6-1.4 発電所の稼働状況及び停止原因

発電所	発電方式	ユニット	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	主な停止原因
Omotosh o	ガスタービン	GT1													<ul style="list-style-type: none"> 発電機励磁装置の故障 発電設備の改修
		GT2													
		GT3													
		GT4													
		GT5													
		GT6													
		GT7													
		GT8													
Omoku	ガスタービン	GT1													送電鉄塔の倒壊
		GT2													
		GT3													
		GT4													
		GT5													
		GT6													
		GT7													
		GT8													
Delta	ガスタービン	GT1													<ul style="list-style-type: none"> 変圧器の故障 ガスタービン軸の振動(点検待ち) ガスタービンブレードの損傷 メンテナンス及びメンテナンス実施待ち
		GT2													
		GT3													
		GT4													
		GT5													
		GT6													
		GT7													
		GT8													
		GT9													
		GT10													
		GT11													
		GT12													
Trans Amadi	ガスタービン	GT1													逆相電流によるトリップ
		GT2													
		GT3													
		GT4													
ASCO	蒸気タービン	ST1													発電機の火災事故
		ST2													
Afam VI	ガスタービン	GT11													<ul style="list-style-type: none"> ガスタービン内部での蒸気凝縮・ドレンの滞留 送電線鉄塔倒壊 メンテナンス
		GT12													
		GT13													
		ST1													
Ibom	ガスタービン	GT1													<ul style="list-style-type: none"> ガスタービン入口案内翼の損傷 天然ガス圧力の低下
		GT2													
		GT3													
		GT4													
Afam I - V	ガスタービン	GT1													<ul style="list-style-type: none"> ガスタービン圧縮機ブレードの損傷 遮断機の焼損 予備品の不備による試運転未実施 メンテナンス
		GT2													
		GT3													
		GT4													
		GT5													
		GT6													
		GT7													
		GT8													
		GT9													
		GT10													
		GT11													
		GT12													

発電所	発電方式	ユニット	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	主な停止原因
Sapele	蒸気タービン	ST1													<ul style="list-style-type: none"> 変圧器及び遮断器の焼損 ガスタービン軸の振動 燃料系統のガス漏洩 発電機の巻線の異常発熱 メンテナンス
		ST2													
		ST3													
		ST4													
		ST5													
		ST6													
Egbin	蒸気タービン	ST1													<ul style="list-style-type: none"> 周波数低下 発電機軸交換待ち 計画停電 メンテナンス
		ST2													
		ST3													
		ST4													
		ST5													
		ST6													
Olorun-sogo I	ガスタービン	GT1													<ul style="list-style-type: none"> 逆相電流による発電機のトリップ ガスタービン軸の振動 変圧器の焼損 メンテナンス
		GT2													
		GT3													
		GT4													
		GT5													
		GT6													
		GT7													
		GT8													
Geregu	ガスタービン	GT11													<ul style="list-style-type: none"> 天然ガスの供給不足 周波数異常 メンテナンス
		GT12													
		GT13													
AES	ガスタービン	202													<ul style="list-style-type: none"> 天然ガスの供給不足 メンテナンス
		203													
		204													
		205													
		207													
		208													
		209													
		210													
		211													
Okpai	コンバインドサイクル	GT11													メンテナンス
		GT12													
		ST1													
Olorun-sogo II NIPP	コンバインドサイクル	GT1													<ul style="list-style-type: none"> 燃焼装置の故障 冷却水系統の故障 蒸気タービンの蒸気圧力低下 排ガス温度の異常上昇 ガスタービン潤滑油系統の故障 天然ガスの供給不足 メンテナンス
		GT2													
		GT3													
		GT4													
		ST1													
		ST2													
Sapele NIPP	ガスタービン	GT11													<ul style="list-style-type: none"> ガスタービン潤滑油系統の故障 天然ガスの供給不足 メンテナンス
		GT12													
		GT13													
		GT14													
Omotosh o NIPP	ガスタービン	GT11													<ul style="list-style-type: none"> 冷却水系統の故障 排ガス温度の異常上昇 発電機の励磁装置の故障 天然ガスの供給不足 メンテナンス
		GT12													
		GT13													
		GT14													
River IPP	ガスタービン	GT1													<ul style="list-style-type: none"> ガスタービン軸受温度の異常上昇 天然ガスの供給不足
		GT2													
Ihovbor NIPP	ガスタービン	GT1													<ul style="list-style-type: none"> 冷却水系統の故障 排ガス温度の異常上昇 発電機の励磁装置の故障 天然ガスの供給不足 メンテナンス
		GT2													
		GT3													
		GT4													
Alaoji NIPP	コンバインドサイクル	GT1													<ul style="list-style-type: none"> 試運転中 試運転時のトラブルによる停止
		GT2													
		GT3													
		GT4													
		ST1													
		ST2													
Geregu NIPP	ガスタービン	GT21													<ul style="list-style-type: none"> 天然ガスの供給不足 メンテナンス
		GT22													
		GT23													

備考：  停止期間

出所：TCN Annual Technical Report 2014

(1) 天然ガスの使用量及び燃料単価

ナイジェリアの火力発電は天然ガスを燃料としており、ナイジェリア天然ガス公社 (Nigerian Gas Company : NGC) が天然ガスを供給している。2014 年の各発電所の年間天然ガス消費量、年間天然ガス消費コスト、年間平均燃料単価(発電端燃料単価及び送電端燃料単価)を表 6-1.5 に示す。

表 6-1.5 天然ガスの消費量及び燃料単価

発電所	天然ガス消費量 (10 ⁶ x SCF/年)	天然ガス費用 (10 ⁶ x ナイラ/年)	年間平均燃料単価 (ナイラ / kWh)	
			発電端燃料単価	送電端燃料単価
Egbin	45,960	13,900	2.97	3.19
AES	3,200	970	2.69	2.75
Delta	32,440	9,810	3.50	3.69
Sapele	5,910	1,790	4.38	4.69
Sapele II	9,570	2,890	3.17	3.18
Afam VI	23,860	7,210	2.16	2.21
Afam IV	4,060	1,230	4.28	4.31
Omotosho	11,130	3,360	3.48	3.56
Omotosho II	11,830	3,580	3.24	3.27
Geregu I	10,360	3,130	3.34	3.37
Geregu II	6,160	1,870	1.74	1.78
Ihovbor	17,250	5,250	3.43	3.47
Olorunsogo I	1,253	379	3.50	3.52
Olorunsogo II	1,117	338	3.99	4.05
合計	184,100	55,707		
	平均燃料価格(全火力)		3.28	3.36

出所：TCN Annual Technical Report 2014

乾季には年間の電力需要がピークを迎える一方で、発電用ダムの水位が低下して水力発電ではピーク負荷対応が難しくなる。火力発電所の中でも、Okpai と Afam VI は自社でガス田を所有するだけでなく自社で O&M を行っているため、天然ガス供給等の問題がなく、乾季のピーク電力対応への貢献は大きい。

NGC からの天然ガス供給量は前年比 13% の増加を見せたものの、電力需要を満たすには不十分であり、天然ガス不足により 2,000~3,000MW 程度の電力供給不足が報告されている。また、天然ガス供給不足の問題に加え、年間天然ガス費用も、1 年間で 13% の上昇が報告されており、Egbin や AES 火力発電所では、発電端単価及び送電端単価が上昇している。

発電所に十分な天然ガスを供給するには、国全体を網羅するガスパイプライン網とドライガスを製造するためのガスプラントの整備が不可欠である。既存ガスパイプライン網は全てナイジェリアの南部地域に存在し、ナイジャーデルタのナイジャー川 (Niger River) 西側のエスクラボス (Escravos) 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、ナイジャー川東部の系統から成る。また、既存ガスプラントは合計 11 ヶ所、合計能力 2,376MSCFD (Million Standard Cubic Feet per Day) であり、そのうち合計 5 ヶ

所、合計能力 326MSCFD がナイジャー川の東側に位置している。現在、36 インチ導管の ELP2 (Escravos-Lagos Pipeline No.2) をはじめとする複数のパイプライン拡張計画並びに、合計 6 ヶ所、合計能力 3,800MSCFD のガスパラントの新規計画が進行中である。これらが 2020 年代に計画通り完成すれば、全国の火力発電所への天然ガス供給が大幅に改善される見込みである。

既存のガス田における天然ガス総生産量は 2003 年から 2012 年までの 10 年間で約 1.4 倍の伸びを見せており、火力発電所の天然ガスの購入元である NGC への天然ガス供給も 2005 年～2010 年にかけて落ち込みはしたものの現在は回復傾向にある。またフレアとして燃焼廃棄される未回収ガス及び余剰ガスはこの 10 年間で半減しており、総生産量のうち利用可能なガス量が増えている。パイプライン拡張計画と合わせて天然ガス供給をさらに改善できれば、ガス焚き火力発電所の稼働率を向上させることが可能となる。

(2) 電力供給設備の不具合による系統擾乱

2001 年～2016 年までの 16 年間に起きた系統擾乱を原因別（発電、送電、原因不明）に表 6-1.6 に示す。

表 6-1.6 電力供給設備の不具合による系統擾乱

年	発電		送電		原因不明		合計件数
	件数	割合	件数	割合	件数	割合	
2001 年	9	47.37%	10	52.63%	0	0.00%	19
2002 年	19	46.34%	22	53.66%	0	0.00%	41
2003 年	14	26.42%	39	73.58%	0	0.00%	53
2004 年	20	38.46%	32	61.54%	0	0.00%	52
2005 年	15	41.67%	21	58.33%	0	0.00%	36
2006 年	8	26.67%	22	73.33%	0	0.00%	30
2007 年	3	11.11%	24	88.89%	0	0.00%	27
2008 年	8	19.05%	32	76.19%	2	4.76%	42
2009 年	8	20.51%	31	79.49%	0	0.00%	39
2010 年	9	21.43%	29	69.05%	4	9.52%	42
2011 年	0	0.00%	17	89.47%	2	10.53%	19
2012 年	1	4.35%	19	82.61%	3	13.04%	23
2013 年	2	8.33%	22	91.67%	0	0.00%	24
2014 年	2	15.38%	10	76.92%	1	7.69%	13
2015 年	0	0.00%	10	100.00%	0	0.00%	10
2016 年	8	29.63%	19	70.37%	0	0.00%	27

出所：TCN Annual Technical Report 2016

発電設備による系統擾乱は送電系統による擾乱に比べて件数は少ないものの、15 年間ほぼ毎年発生している。発電設備の故障による発電電力の急激な減少が原因となる事例が多く発生している。

送電が原因として起きた事例としては、送電線のトリップが最も多く、複数の送電線が同時にトリップする事例も多数報告されている。続いて変電所における変圧器や配電盤、遮断器等の火災に関する事例が多数報告されている。

(3) IPP

ナイジェリアでは、電力セクター構造改革に伴い、2001年から発電プラントの新設は民間投資（IPP）により実施されることとされている。また、ナイジェリア電力持株会社（PHCN）から売却されたプラントを購入した民間企業は、発電設備のリハビリ計画の提出ならびに、定められた期限内に発電可能容量を定格設備容量まで戻すことが義務付けられている。現在、F/S 調査及び EIA が完了した IPP プロジェクトは 100 以上に及ぶ。そのうちナイジェリア電力規制委員会（NERC）のライセンスを取得済の 18 の火力プロジェクトにおける、電力購入契約（PPA）の取得状況を表 6-1.7 に示す。

表 6-1.7 PPA 取得の進捗状況（火力 IPP プロジェクト）

IPP	発電種別	燃料	発電設備容量 (MW)	所在地	PPA 進捗状況
Abuja Power Company	GT	ガス	300	Niger, Shiroro	未取得
AES Nigeria Barge Limited	-	-	150	Lagos, Lagos	未取得
ALSCON	GT	ガス	350	Akwa Ibom, Port Harcourt	交渉継続中
Anambra State IPP	GT	ガス	528	Anambra, Enugu	交渉継続中
ASIPGCL	-	-	528	Anambra	未取得
Azikel Independent Power	GT	ガス	489	Bayelsa, Port Harcourt	未取得
Azura West Africa Limited	GT	ガス	450	Benin, Benin	取得済み
Bresson Flexible Power	GT	ガス	350	Delta, Benin	未取得
Century Power Generation Ltd	GT	ガス	495	Anambra, Enugu	交渉継続中
Geometric Power Limited	GT	ガス	1,080	Imo, Port Harcourt	交渉継続中
Hudson Power Limited	GT	ガス	150	-	未取得
Ibom Power Company	GT	ガス	504	Akwa Ibom, Port Harcourt	交渉継続中
ICS	GT	ガス	631	Abuja, Enugu	未取得
Lafarage Cement WAPCO Nigeria plc (Phase I)	GT	ガス	50	Ogun, Lagos	交渉継続中
Lafarage Cement WAPCO Nigeria plc (Phase II)	GT	ガス	220	Ogun, Lagos	交渉継続中
Oma Power Generation Company Limited	GT	ガス	1,080	Abuja, Enugu	交渉継続中
Paras Energy & Natural Res. Dev Ltd	GT	ガス	60	Lagos, Lagos	交渉継続中
Zuma Energy Nigeria Ltd	ST	石炭	1,200	Kogi, Benin	取得済み

出所：TCN Queue List for Thermal IPP projects (2015)

2015年時点で PPA の契約が締結したプロジェクトが 2 件、交渉継続中が 9 件、残りは契約が未締結で交渉も行われていない。しかし上表の 18 件はいずれも NERC からライセンスを取得したプロジェクトであり、F/S 調査や EIA 調査は NERC から承認されている。石炭火力は 1 件だけで、残りは全てガスタービン（GT）火力である。既設の発電所の増強工事として民間

移行がなされたプロジェクトもあるが、多くは計画段階で、発電所の新設が必要とされる。しかし計画段階のものは PPA 取得の交渉すら始められていないプロジェクトがほとんどで、天然ガスの調達の問題が解決されていないものも多い。IPP プロジェクトを普及させ、発電可能容量低下の大きな要因である設備不良や O&M 体制の不備を民間の裁量によって改善するには、PPA の取得と同時に政府が滞りなく支払いを完了し、天然ガスの安定供給を始めとする、発電所外部の問題解決が不可欠である。

6-1-2 水力発電分野の現状

ナイジェリアの水力発電に係る基礎情報を表 6-1.8 に示す。また、既設の Kainji 発電所、Jebba 発電所、Shiroro 発電所の発電実績を表 6-1.9 に示す。いずれの発電所も 1968 年から 1990 年の間に運用開始されており、設備の老朽化が進んでいる。特に Kainji 発電所は運転トラブルが続いており、最大出力 760 MW に対して発電可能容量が 140 MW から 413 MW の間で推移し、設備利用率が低い状態が続いている。

表 6-1.8 水力発電に係る基礎情報

平均降水量 (1970-2009)	全国平均	1,150mm/年
	北部	約 400mm/年
	ナイジャーデルタ	約 3,000mm/年
河川流量	ナイジャー川 (HA-2 の下流端)	67,400Mm ³ /年
	ベヌエ川とその支流	102,300 Mm ³ /年
水力発電ポテンシャル	大規模水力発電	11,250 MW
	小水力発電	3,500 MW
既設水力発電設備容量		1,938 MW
建設中の水力発電設備容量		2,708 MW
計画中の水力発電設備容量		3,450 MW

出所：JICA 調査団作成

表 6-1.9 既設水力発電所の発電実績

発電所	運用開始年	最大出力 (MW)	項目	実績						
				2010年	2011年	2012年	2013年	2014年	2015年	2016年
Kainji	1968-1978	760	年平均発電可能容量 (MW)	413	382	295	170	140	225	321
			年間発電電力量 (GWh/年)	2404	1776	1394	967	735	1504	2410
Jebba	1983-1988	578	年平均発電可能容量 (MW)	432	431	414	381	415	387	441
			年間発電電力量 (GWh/年)	2699	2564	2389	2653	2423	2200	3013
Shiroro	1990	600	年平均発電可能容量 (MW)	390	393	498	462	439	477	448
			年間発電電力量 (GWh/年)	2434	2381	2652	2498	2077	1833	2671

出所：TCN annual report 2010-2016

(1) 地形

ナイジェリアはアフリカの広い高地と少し険しい山岳地帯の特性を備えている。国は大きく分けて高地と低地に分類され、高地は標高 300m から 900m、低地は標高 300m 以下である。

土地の区分と地質分類は密接に関係しており、高地は硬い岩盤の上に、低地は堆積岩の上に分布している。

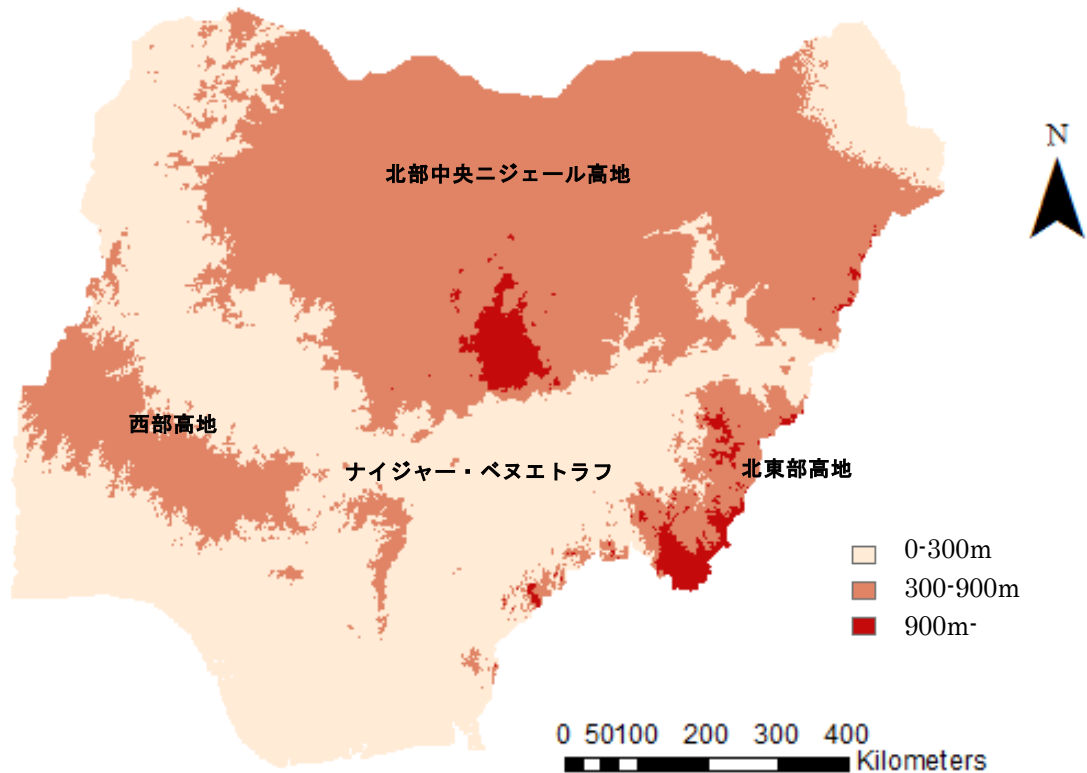


図 6-1.3 ナイジェリアの地形区分

ナイジェリアの2大河川であるニジェール川とベヌエ川は共に低地へと流れ込んでおり、ナイジャー・ベヌエトラフと呼ばれている。ナイジェリアの高地はニジェール川とベヌエ川によって、北部中央のニジェール高原、北東部の高地および西部の高地の3つのエリアに分かれている。また、ホス高原(約 1,800m)とアダマワ高原(約 2,400m)を含むカメルーン付近は標高 900m 以上の高地である。

高地は浸食によってなだらかになったところや、Inserberg と呼ばれる険しい丘によって特異な景観を示している。また、低地はソコト平野、ナイジャー・ベヌエトラフ、チャド流域、西部の内海陸上部、南東部の海岸低地および急峻な沿岸地帯の6つのエリアに分類されている。低地は大きな川および標高 300m 未満の海岸線に沿って分布しているが、内陸部ではソコト平野やチャド流域などの低地もあり特異な様相を呈している。ナイジェリアの地形学分類を図 6-1.4 に示す。

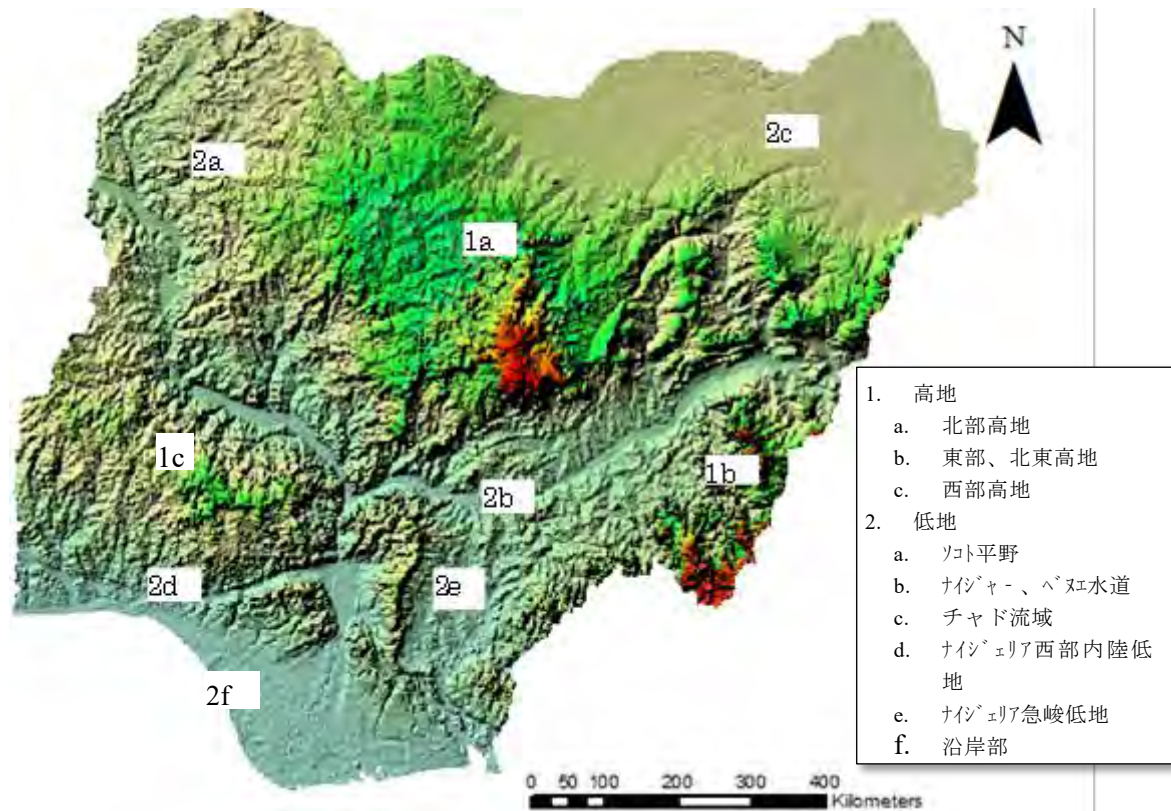


図 6-1.4 ナイジェリアの地質区分

(2) 地質

ナイジェリアは大きく硬い基岩と堆積岩に分類される。基岩は片麻岩、ミグマタイトおよび片岩および年代の浅い花崗岩の3タイプに分離される。片麻岩とミグマタイトはプレカンブリア紀のものである。片岩は片岩、千枚岩、大理石、白雲岩および角閃岩の堆積岩から成り、ナイジェリア西部は片麻岩とミグマタイトで覆われている。年代の浅い花崗岩はジュラ紀の流紋岩、クォート閃緑岩および花崗岩から成り、ナイジェリア中央部中の南南西から北北東に分布しており、古い基岩の中へ環状に侵入している。この基岩はナイジェリア全土の半分を占める高地を形成している。

堆積岩は低地において基岩を覆うように不規則に分布しており、堆積部はナイジャー・ベヌエトラフ、中央部のナイジャー流域、ソコト流域、チャド流域、ナイジャーデルタおよびダオメイ流域の6つに分かれている。

(3) 地質の形成過程

白亜紀に形成された基岩（頁岩/石灰石および砂岩）が大陸を厚く覆っている。特にベヌエトラフでは基岩が厚く分布しており、アフリカ大陸と南アメリカ大陸が分離した時に生成したものとされており「グラベン構造」と呼ばれている。この白亜紀の基岩は第三紀になると堆積物で広く覆われるようになり、時期を同じくしてナイジャーデルタでも堆積が始まっている。

一方では、この時期にホセ高地やベヌエトラフでは玄武岩の溶岩爆発などの火山活動があっ

た。厚い粘土と砂による堆積作用はナイジャーデルタと同様にチャドおよびソコト流域でも第四紀に始まっている。

(4) 気象

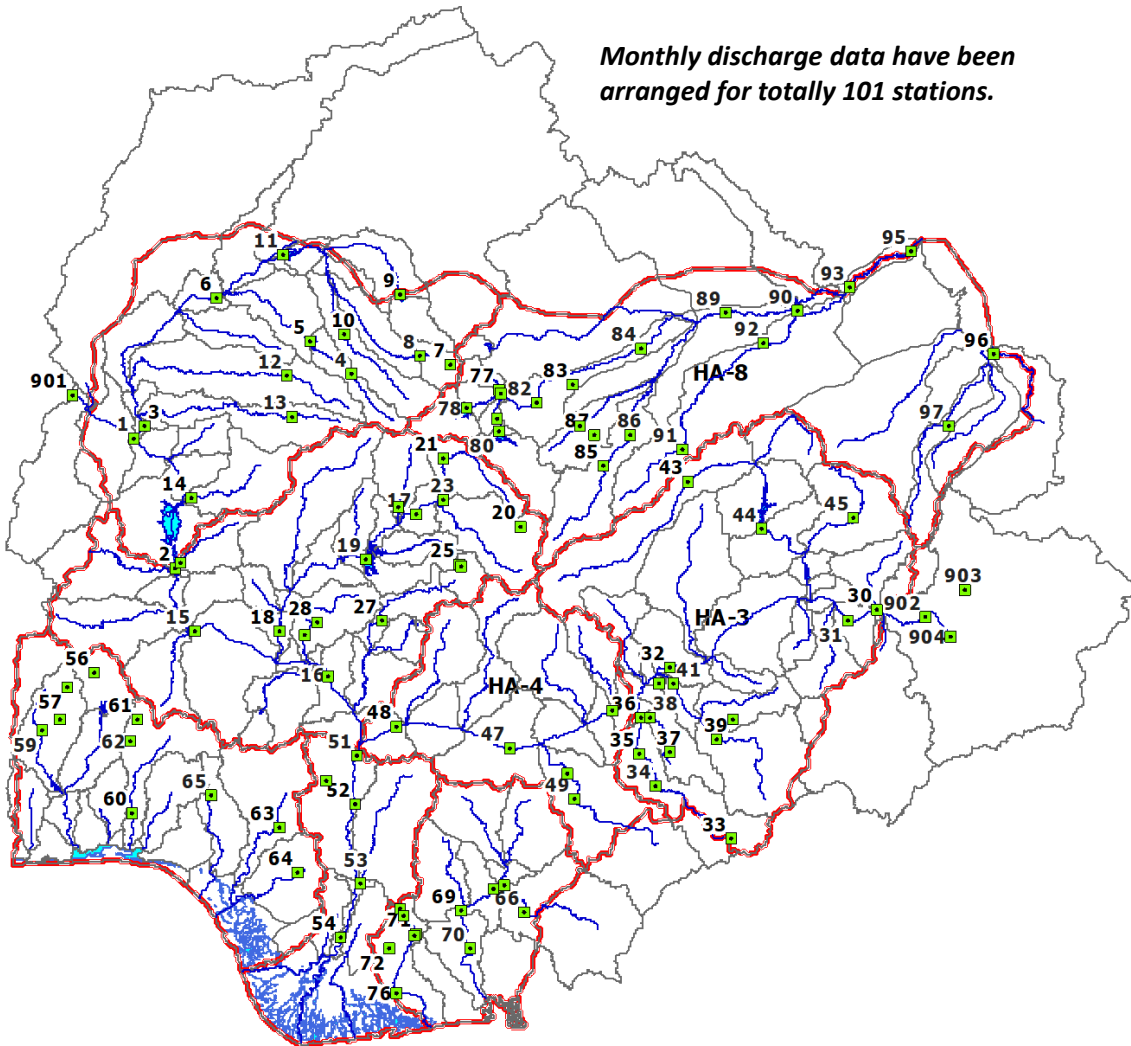
図6-1.5 至近40年間(1970-2009)の平均降水量および平均気温は、其々1,150 mm/年および26.6 °Cである。毎年の平均降水量は北部では約400 mm/年、ナイジャーデルタでは3,000 mm/年と地域によって大きく異なっている。毎年の蒸発量は標高によって大きく変化しており、ホセ周辺や南東部のカメルーン国境沿いのエリアでは毎年の蒸発量は小さくなっている。各流域における毎年の降水量、平均気温および蒸発量を表6-1.10に示す。ナイジェリア水文庁(NIHA)はナイジェリア国内に101ヶ所の水文観測所を備えて水文データの収集分析を続けている。NISHAが持っている水文観測所の位置を図6-1.5に示す。

ナイジェリアでは季節が雨季と乾季にはっきりと区別され、降水の時期がはっきりと決まっている。特に北部では乾期には殆ど降水がみられない。年間の降水分布は地域によって大きく変化しており、最北部では20 mm/年未満であるのに対して、最南部では1,000 mm/年以上である(図6-1.6参照)。

ナイジャー川のニジェール・ナイジェリア国境付近では、年平均流入量は26,500 Mm³/年程度である。同河川がナイジェリアに入った後の流域HA-1の下流端では年平均流入量は35,100 Mm³/年となり、HA-2の下流端では67,400 Mm³/年に増加する。また、ベヌエ川との合流点では年平均流入量の合計は169,690 Mm³/年にも達する。一方、ベヌエ川とその支流を合せた国内流域からの年平均流入量は102,300 Mm³/年である。ベヌエ川の年平均流入量の合計はナイジャー川よりも大きく、ナイジャー川との合流点ではカメルーンからベヌエ川への流入量19,790 Mm³/年、ドンガ川からの流入量2,870 Mm³/年、カッシーナアラ川からの流入量15,040 Mm³/年、カメルーン流域を含むクロス川からの流入量79,860 Mm³/年とHA-7流域からの流入量23,670 Mm³/年が加算される。

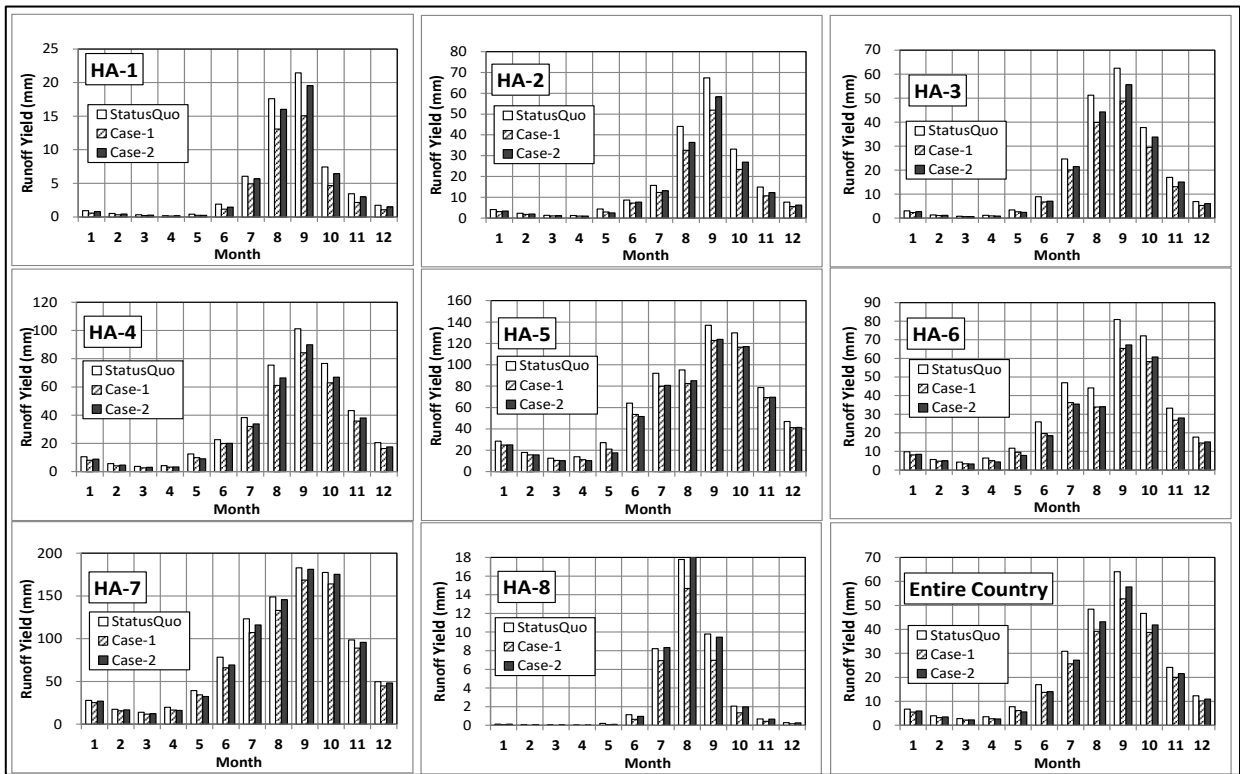
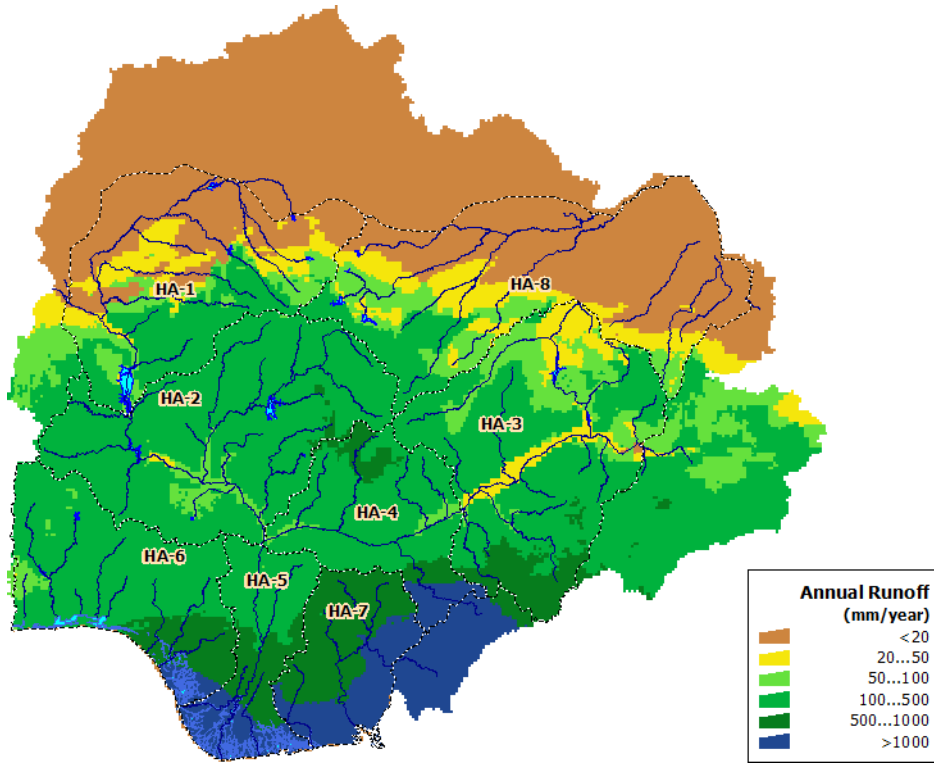
ナイジャーデルタ(HA-5流域)の年平均流入量合計は25,790 Mm³/年程度である。また、HA-8流域の年平均流入量合計は7,220 Mm³/年程度であるが、チャド湖の広大な湿地帯の影響からHA-8に供給されるのは1,570 Mm³/年程度となっている。

Monthly discharge data have been arranged for totally 101 stations.



出所：ナイジェリア水文庁(NIHS)

図 6-1.5 ナイジェリアの水文観測所



Source: JICA Project Team

注：1970年から2009年のデータ集計である。

出所：ナイジェリア水文庁(NIHSA)

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

(5) 水文学

ベヌエ川およびベニン国下流のニジェール川についての流域全体 (Hydrological Area: HA) を 8 つのエリアに分割した流域を図 6-1.6 ナイジェリアの地域別の年間降水量と月別推移に示す。

水文区分エリア (Sub-hydrological Areas: SHA_s)の合計は 168 エリアである。その内の 3 か所はナイジェリアの外に位置し、また幾つかの SHA_sはナイジェリアとその周辺エリアを含んでいる。これら SHA_s は国境および州区分によってさらに細分され、合計 194 の SHA_s となっている。8 か所の HA の区分及びそれらの特徴を表 6-1.10 に示す。

表 6-1.10 水文区分とその特徴

Hydrological Area(HA)	1	2	3	4	5	7	6	8	Total	
Area (km ²)	135,128	154,616	156,546	74,519	53,914	57,440	99,333	178,483	909,979	
Num. of related SHA _s	27	36	30	11	6	10	22	26	168	
Num. of SHA _s divided by National Boundary	Total	36	38	34	12	6	11	24	33	194
	Inside Nigeria	28	36	29	11	6	10	22	26	168
Average Annual Precipitation (mm/year)	767	1,170	1,055	1,341	2,132	2,106	1,541	610	1,148	
Average Annual Runoff Yield (Height) (mm/year)	62	205	218	415	744	978	359	40	268	
Average Specific Discharge (liter/s/km ²)	2	7	7	13	24	31	11	1	9	
Average Annual Runoff Yield(Mm ³ /year)	35,100	32,300	102,300		94,180		35,700	7,200	306,780	
Annual Precipitation (mm/year)	767	1,170	1,055	1,341	2,132	2,106	1,541	610	1,148	
Annual Mean Air Temperature (degree Celsius)	27	17	26	27	27	27	27	27	27	
Annual Potential Evapotranspiration (mm/year)	1,419	1,318	1,290	1,338	1,325	1,338	1,314	1,347	1,337	
Expected Annual Output(MWh)	69,722	383,971	537,402	69,929	26,900	39,934	60,359	0	1,188,217	

注 1 : ナイジェリア流域からの流出量を示す。

注 2 : データ期間は 1970-2009 (40 年)。

注 3 : 年間可能発電電力量(MWh)は最新の水資源データから算出。

6-1-3 現在実施中及び近年完了した水力発電事業

(1) 近年完了した水力発電事業

1) Kashimbilla 水力開発 (P=40 MW、年間発電電力量 E=210 GWh)

カメルーンとの国境近くに位置する火口湖 (Lake Nyos) の決壊対策として計画されたダム発電所である (ダムは水資源省、発電所は電力省の管轄)。計画では 3,600 m³/h の灌漑水 (灌漑面積は 2,000ha)、60,000 m³/日の水供給および発電 (40MW) の多目的ダムである。タラバ州南部 (カメルーン国境近く) で建設工事が完了し、2017 年に運転開始した。総工事費は 10 億米ドル程度。

2) Jebba 水力発電所リハビリプロジェクト(P=576MW)

クワラ州とナイジャー州の州境に位置し、1988年に完成した水力発電所でカインジ発電所の下流に位置している(貯水池はナイジャー州に位置している)。2009年に発生した6号機の出火事故以降は5台で運転が続けられている(よって、最大出力は480MW)。また、今までこれら6台の発電機について竣工以来何の修理補修もなされずに運転を続けてきており、30年経った現在では出力の低下や故障およびトラブルの発生で十分な出力が出せない状況が続いている。

これらの水車発電機(水車はアンリッツ、発電機は日立)については2011年にJICAがリハビリのための詳細調査を実施した。これらの一連のリハビリ工事の内の4号機については2013年4月2日に日本側の無償支援による修理に関する契約が整い、2014年から修理工事が開始され2016年2月に完了した。この4号機はステーターとAVRの故障によって2013年から運転不能となっていたものである。

3) Shiroro 発電所 (P=600 MW)

2014年に3号機のオーバーホールを実施した。また、4号機はトラブルで停止中であったが、2016年2月時点では全4台の水車発電機が稼働中である。

(2) 現在進行中の水力発電事業

1) Gurara I (P=30 MW)

ナイジャー州南東部(首都アブジャの北西)に位置している。ダム発電所とも水資源省の管轄工事として2015年に完成したものの、変電所建設の遅れにより発電は開始していない。

2) Dadin Kowa 水力開発(P=40 MW、年間発電電力量 E=146 GWh)、 (発電は Mabon Limited の IPP 事業)

バウチ州ゴンベにおいて1988年に完成した多目的ダムである。しかし、緊縮財政から発電所の建設は見送られ(その当時の発電所工事に進捗は12%程度)、水車発電機の導入はなされなかった。ダム完成から2015年まで、同ダムは水供給のみを行っている(灌漑は発電事業とリンクしており実施に至っていない)。2005年には水資源省、Upper Benue River Basin Development Authority (UBRBDA) と Mabon Limited の間で25年間のダムリース契約が成立し、Mabon Limited は政府と数回のPPA (Power Purchase Agreement) 契約を更新したものの電気事業改革の影響などから発電事業開始には至らなかった。しかし、2015年にはナイジェリア電力規制委員会(NERC) から発電事業許可を取得し、同ダムに付属している発電所建屋内に40MWの発電設備導入を開始した。計画によると発電開始は2016年内としていたが、遅れが発生している。

3) Zungeru 水力開発 (P=700 MW)、(Synohydro + CNEEC の JV が施工)

ナイジャー州南東部(首都アブジャの北西)に位置し、Shiroro Dam 直下流がプロジェク

トサイトである。当計画は1972年頃から検討されており、アメリカ、ブラジルのコンサルタントが当初計画に参加した。当初の計画は上流に位置するシロロダム(1989年完成。P=600MW)の放水位を満水位とする計画であったが、用地補償費が大きいことから満水位を下げた計画が採用されている。

2012年12月には土木工事と発電機器など一切を含むEPC契約が中国企業と成立した(請負金額はおよそ12億米ドル、工期は約5年)。施工管理を担当するコンサルタントとの契約も2013年3月に締結している。2013年3月から中国企業の技術者が現地に入り込み測量と地質調査を開始した。同時にFMPは開発に伴う用地補償を開始した。当初計画では2016年末に1号機が運転開始、2017年末には全号機運転の予定となっていたが、工事が遅れており、2019年の運転開始を予定している。

同プロジェクトは首都アブジャから北西へ約200kmと電力の需要地に近く、またシロロダム下流に位置する。発電された電力はシロロ変電所に送られる計画である(送電線延長は約70km)。また、シロロには北部地域の給電指令所がありZungeru発電所はその傘下に入ることになっている。プロジェクトの主な仕様を表6-1.1.1に示す。

表 6-1.1.1 Zungeru 発電計画の概要

名前		ズンゲル発電所新設工事		
出力	175MW/台@4台=700 MW			
使用水量(m ³ /sec)	220m ³ /sec@4台=880m ³ /sec			
最大落差(m)	92m			
年間発生電力量(GWh)	2,698			
ダム	RCCダムとロックフィルダムの複合ダム			
満水位(m)	230m			
底水位(m)	223m			
	高さ(m)	長さ(m)	ダム体積(m ³)	
RCC+CVCコンクリートダム(中央)	90	1,090	1,800,000	
ロックフィルダム(右岸)	15~60	1,000	2,700,000	
ロックフィルダム(左岸)	15~30	325	350,000	
洪水吐	ゲートタイプ、ラジアルゲート4門(B×H=15m×20m)			
水路	ダム背面露出管			
鉄管路	ダム背面露出型斜管 L=100m@4本			
発電のタイプ	ダム式			
発電所のタイプ	地上式			
	長さ×幅×高さ	154.5m×21.6m×62.25m		
放水路	開水路(幅65m,長さ3,000m)			
水車のタイプ	縦軸フランシス@4台, P=700MW			
発電機のタイプ	縦軸誘導型, P=197MW			
屋外開閉所	330/132/33kV 通常型, 4台			
送電線	330kV, L=35km			

4) Kainji リハビリプロジェクト (P=720MW)

ナイジャー州中央に位置し、1978年に完成した水力発電所であり、Jebba 発電所の上流に位置している。同発電所の総出力は720MW(8台のカプラン水車+同期発電機)で、1期目の1968年に完成した水車発電機は運転開始以来これまで大掛かりなオーバーホールを行ったことがなく、30年過ぎた頃から次々と出力低下が見られるようになり、33年過ぎ頃からは運転不能に陥る発電機が頻出するようになったが、その修理費用が捻出できず運転休止に追い込まれた発電機はそのままの状態まで今日に至っている。現在では2台(その内1台は

出力 50%程度) が運転できる状態である (出力は 200 MW 程度)。また、ここには 1 期工事、2 期工事を合せて 4 台の日立製発電機が納入されている。

Kainji のリハビリプロジェクト (1G12 の Overhaul, 1G5 と 1G6 の水車発電機取替工事、Phase I と称している) は 2011 年 6 月に契約し (相手先は Hydro China、資金は WB の融資)、2012 年 5 月に工事着手した。この 1 年の工程遅れは書類手続き (契約者と WB) によるところが大きく、その他参考図書 (既設の竣工図の不備) および仮設備の段取り違いが工事遅延に繋がっている。契約金額は 82 百万米ドルである。請負業者 Hydro China はオリジナル機器 (日立の発電機、アンドリッツの水車) のコピーを作って取替工事を実施した。Phase II 工事は 2015 年 1 月から 1G7, 8, 9, 10 (80 MW、水車発電機とも ASEA 製) の総取替工事が予定されていたが、この発電所の運転維持管理を実施している Mainstream 社によると WB による Phase II の計画は中止となったとしている。

6-2 電源開発計画の検討条件

6-2-1 電源開発計画の方針

6-2-1-1 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IPP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。表6-2.1にNERCライセンスの申請に必要な情報を示す。

表 6-2.1 NERC ライセンス申請に必要な情報

No.	求められる情報/書類の内容
1.	ライセンス申請書
2.	会社設立証明書
3.	土地取得証明書
4.	納税完了証明書(過去3年)
5.	会計監査報告書(過去3年)
6.	発電所のマネジメント及び技術スタッフの履歴書
7.	発電所位置図
8.	単線結線図
9.	発電所設計図
10.	発電所配置図
11.	ビジネスプラン(10年間)
12.	系統接続許可書
13.	EIA承認証明書もしくはEIA提出/審査中証明書、または詳細な排出物管理計画書
14.	燃料供給契約もしくは燃料供給者/輸送者からの供給証明書
15.	水資源省との契約書/承認(必要に応じて)
16.	EPCコントラクターの関心表明書もしくはMOU(Memorandum of Understanding)
17.	技術パートナーからの関心表明書もしくはMOU
18.	TCN発行の系統接続容量確認書
19.	銀行との融資契約書
20.	発電所の運転開始スケジュール(複数の異なる容量の発電機が異なるタイミングで運転を開始する場合)

出所：NERC ホームページ、<http://nercng.org/nercdocs/Mandatory-Requirements-for-Licences.pdf>

建設中の火力発電プロジェクト及び民間業者により計画されている火力発電プロジェクトを表6-2.2~6に示す。

表 6-2.2 建設中の火力発電プロジェクト

No.	発電所名	発電方式	運転開始年 (予定)	ユニット数	単機容量 (MW)	発電所容量 (MW)
1	GBARAIN / UBIE I	ガスタービン	2018	1	113	113
2	EGBEMA I - NIPP	ガスタービン	2018	1	113	113
	EGBEMA I - NIPP	ガスタービン	2019	1	113	113
	EGBEMA I - NIPP	ガスタービン	2019	1	113	113
3	KADUNA IPP	ガスタービン	2019	1	215	215
4	OMOKU - NIPP	ガスタービン	2018	1	113	113
	OMOKU - NIPP	ガスタービン	2019	1	113	113
5	AFAM Fast Power	ガスタービン	2018	8	30	240
6	ELEME	ガスタービン	2021	1	75	75
合計						1,208

出所：TCN

表 6-2.3 NERC ライセンス取得済みのガス火カプロジェクト

No.	発電所名	発電方式	運転開始年 (予定)	ユニット数	単機容量 (MW)	発電所容量 (MW)
1	QUAIBOE POWER PLANT	ガスタービン	2021	4	130	520
2	OMA POWER GENERATION COMPANY LTD	ガスタービン	2022			500
3	PROTON	ガスタービン	2023	1	150	150
4	CENTURY IPP	ガスタービン	2022	4	124	496
5	BRESSON Nigeria Ltd	ガスタービン	2022	2	45	90
6	Cummins Power Gen. LTD.	ガスタービン	2021	1	150	150
7	ONDO IPP - King Line	ガスタービン	2021	1	200	200
8	ONDO IPP - King Line	ガスタービン	2026	1	150	150
9	ONDO IPP - King Line	ガスタービン	2029-2032	2	100	200
10	TURBINE DRIVE	ガスタービン	2021	3	167	501
11	ZUMA (Egbema)	ガスタービン	2021		374	374
	合計					3,331

出所：TCN

表 6-2.4 民間事業者から提案されたガス火カプロジェクト

No.	発電所名	発電方式	ユニット数	単機容量 (MW)	発電所容量 (MW)
1	OKPAI IPP II - AGIP (NNPC POWER BUSINESS PLAN)	コンバインドサイクル	2	150	300
			1	150	150
2	DELTA III 2+	ガスタービン	1	143	143
		ガスタービン	4	148.5	594
3	EGBIN 2+	コンバインドサイクル	4	300	1200
			2	350	700
4	SAPELE POWER PLC	ガスタービン	30	20	600
		ガスタービン	1	100	100
5	GEREGU FGN1-2	ガスタービン	3	138	414
6	GEREGU NIPP 2	コンバインドサイクル	1	285	285
			3	148	444
7	OMOTOSHO II 2+ 蒸気タービン追加	コンバインドサイクル	2	127	254
			2	127	254
8	CALABAR / ODUKPANI - NIPP	コンバインドサイクル	4	141	564
9	EGBEMA II 蒸気タービン追加	コンバインドサイクル	1	127	127
10	IHOVBOR (EYAE) 2 - NIPP 蒸気タービン追加	コンバインドサイクル	2	127	254
11	GBARAIN / UBIE 2 蒸気タービン追加	コンバインドサイクル	1	115	115
12	GBARAIN / UBIE 2	ガスタービン	8	113	904
13	ALSCON	ガスタービン	1	100	100
		ガスタービン	2	130	260
14	ALAOJI 2+ NIPP 蒸気タービン追加	コンバインドサイクル	1	285	285
15	IKOT ABASI	ガスタービン	2	125	250
16	IBOM II	ガスタービン	4	138	552
17	SAPELE 2 - NIPP	ガスタービン	3	151	453
18	TOTALFINALEF (OBITE) (NNPC POWER BUSINESS PLAN)	ガスタービン			420
19	CHEVRON AGURA (NNPC POWER BUSINESS PLAN)	ガスタービン			780
20	SUPERTEK	ガスタービン	5	100	500
21	LAFARAGE PHASE I	ガスタービン	1	50	50
22	LAFARAGE PHASE II	ガスタービン	2	110	220
23	ANAMBRA STATE IPP	ガスタービン	2	264	528
24	BENCO	ガスタービン	7	100	700
25	DELTA STATE IPP	ガスタービン	5	100	500
26	MBH	ガスタービン	2	150	300
27	OATS	ガスタービン	7	100	700
28	YELLOW STONE	ガスタービン	2	180	360
29	KNOX	ガスタービン	3	167	501
			2	250	500
30	CALEB INLAND	コンバインドサイクル	2	250	500
			2	250	500
31	WESTCOM	ガスタービン	2	250	500
32	HUDSON POWER	ガスタービン	1	150	150
33	BRESSON AS NIGERIA	ガスタービン	3	150	450
34	PARAS	ガスタービン	2	150	300
		ガスタービン	1	76	76
35	AZIKEL IPP	ガスタービン	1	250	250
		ガスタービン	1	163	163
			2	172	344
36	ETHIOPE	コンバインドサイクル	1	156	156
			2	172	344
			1	156	156
37	FORTUNE ELECTRIC	ガスタービン	5	100	500
			5	100	500
38	ESSAR	ガスタービン	6	110	660
39	KADUNA (NNPC POWER BUSINESS PLAN)	ガスタービン			900
40	KANO (NNPC POWER BUSINESS PLAN)	ガスタービン			900
41	GWAGWALADA (CCGT)	コンバインドサイクル			1350
	合計				24,060

出所：TCN

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

No.	発電所名	発電方式	ユニット数	単機容量 (MW)	発電所容量 (MW)
1	ZUMA (Itobe)	石炭	4	300	1200

出所：TCN

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

No.	発電所名	発電方式	ユニット数	単機容量 (MW)	発電所容量 (MW)
1	ASHAKA	石炭	1	64	64
2	RAMOS	石炭	2	500	1000
3	ASHAKA / TPGL	石炭	2	250	500
4	GEREGU III COAL POWER	石炭			1500
5	NASARAWA COAL POWER	石炭			500
6	BENUJE COAL POWER	石炭			1200
7	ENUGU COAL POWER	石炭			2000
	合計				6,764

出所：TCN

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6-2.7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³、他国の電力マスタープラン⁴での諸元を基に設定した。また、表6-2.7に示す通り、これらの開発候補電源の諸条件をModule-2 FIXSYS、Module-3 VARYSYS といった WASP のモジュールに入力し、最少費用となる開発候補の組み合わせを選定する。

表 6-2.7 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

WASP に入力する既設火力発電所の諸元を表6-2.8に示す。

³U.S. Energy Information Administration (April 2013) “Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants”

⁴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”

表 6-2.8 既設火力発電所の諸元 (WASP 入力データ)

Name of Thermal Plant	Owner	Plant ID	number of identical units in the power station at start of study	minimum operating level of each unit (MW)	maximum unit generating capacity (MW)	fuel (plant) type number 1. Gas fired GT 2. Gas fired Steam 3. Coal	heat rate at minimum operating level (kcal/kWh)	average incremental heat rate between minimum and maximum operating levels (kcal/kWh)	unit spinning reserve (as % of maximum generating capacity)	unit equivalent forced outage rate (%)	number of days per year required for scheduled maintenance of each unit	maintenance class size (MW)	domestic fuel costs (¢/10 ⁶ kcal) - MYTO-II gas price in 2016, \$2.44/mmBtu is applied	foreign fuel costs (¢/10 ⁶ kcal)	fixed component of non-fuel operation and maintenance cost (\$/kW-month) of each unit	variable component of non-fuel operation and maintenance cost (\$/MW-h) of each unit	heat value of the fuel used by plant, measuring the heat equivalent of 1 kg fuel used (kcal/kg)	emission factor of the first pollutant (default: SO ₂), the ratio of emitted pollutant and fuel used in plant (%)	emission factor of the second pollutant (default: NO _x), the ratio of emitted pollutant and fuel used in plant (%)	Fuel consumption (ton/GWh)
EGBIN (STEAM)	PHCN	EGBI	6	88	220	1	2,917	2,324	10	30	45	220	968	0	1.20	3.43	12,228	0.000189	0.0142	219.3
AFAM IV (GAS)	PHCN	AFA4	1 (6)	30	75	0	4,074	2,240	10	30	15	75	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	243.2
AFAM V (GAS)	PHCN	AFA5	0 (2)	55	138	0	4,074	2,240	10	30	15	138	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	243.2
DELTA-1 (GAS)	PHCN	DLT1	3 (12)	10	25	0	3,919	2,155	10	30	15	25	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	234.0
DELTA-2 (GAS)	PHCN	DLT2	2 (6)	40	100	0	3,919	2,155	10	30	15	100	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	234.0
GEREGU (GAS)	PHCN	GERP	3	55	138	0	4,119	2,265	10	30	15	138	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	245.9
OLORUNSOGO (GAS)	PHCN	OLRP	3 (8)	15	38	0	3,878	2,132	10	30	15	38	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	231.5
OMOTOSHO (GAS)	PHCN	OMTP	3 (8)	17	42	0	4,072	2,239	10	30	15	42	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	243.1
SAPELE (STEAM)	PHCN	SAPS	0 (6)	48	120	1	3,178	2,750	10	30	45	120	968	0	1.20	3.43	12,228	0.000189	0.0142	238.9
SAPELE (GT)	PHCN	SAPG	4	30	75							75								
ALAQJI NIPP (Gas turbine only)	NDHPC	ALAG	2 (4)	45	113	0	3,834	2,046	10	15	15	113	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	271.2
ALAQJI NIPP (GAS/STEAM)	NDHPC	ALAN	0 (1)	282	705	2	2,245	1,496	10	15	30	126	968	0	1.20	3.43	12,228	0.000189	0.0566	165.2
SAPELE (NIPP)	NDPHC	SAPN	4	45	113	0	3,834	2,046	10	15	15	113	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	271.2
OLORUNSOGO NIPP (GAS/ST)	NDPHC	OLRN	0 (2)	136	339	2	2,245	1,496	10	15	30	125	968	0	1.20	3.43	12,228	0.000189	0.0566	165.2
OMOTOSHO NIPP GAS	NDPHC	OMTN	4	45	113	0	3,834	2,046	10	15	15	113	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	271.2
CALABAR	NDPHC	CALA	0 (5)	45	113	0	3,834	2,046	10	15	15	113	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	271.2
EGBEMA	NDPHC	EGBE	0 (3)	45	113	0	3,834	2,046	10	15	15	113	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	271.2
IHOVBOR	NDPHC	IHOV	0 (4)	45	113	0	3,834	2,046	10	15	15	113	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	271.2
GBARAN	NDPHC	GBAR	0 (2)	45	113	0	3,834	2,046	10	15	15	113	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	271.2
OMOKU	NDPHC	OMKN	0 (6)	10	25	0	4,567	2,511	10	15	15	25	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	323.0
GEREGU NIPP	NDPHC	GERN	0 (3)	58	145	0	3,834	2,046	10	15	15	145	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	271.2
A.E.S IPP (GAS)	Private (IPP)	AESI	9	12	30	0	4,542	2,498	10	30	15	30	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	271.1
AFAM VI IPP (GAS/STEAM)	Private (IPP)	AFA6	1	260	650	2	2,245	1,496	10	25	30	144	968	0	1.20	3.43	12,228	0.000189	0.0566	165.2
IBOM POWER IPP-1 (GAS)	Private (IPP)	IBM1	2	15	38	0	4,542	2,498	10	30	15	38	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	271.1
IBOM POWER IPP-2 (GAS)	Private (IPP)	IBM2	1	45	112	0	3,834	2,046	10	30	15	112	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	271.2
OKPAI IPP (GAS/STEAM)	Private (IPP)	OKPI	1	192	480	2	2,245	1,496	10	15	30	179	968	0	1.20	3.43	12,228	0.000189	0.0566	165.2
OMOKU IPP (GAS)	Private (IPP)	OMKI	0 (6)	10	25	0	4,567	2,511	10	15	15	25	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	323.0
RIVERS IPP	Private (IPP)	RIVR	1	72	180	0	3,834	2,046	10	15	15	180	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	271.2
TRANS AMADI	Private (IPP)	TRNS	2 (4)	10	25	0	4,567	2,511	10	30	15	25	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	323.0
ABA Geometric Power			1	56	140	0						140								
KADUNA (FGN)	FGN	KADU	0 (8)	10	25	0	4,567	2,511	10	15	15	25	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	323.0
Simple cycle gas turbine (Variable candidate)	-	VSGT	-	45	113	0	3,834	2,046	10	15	15	113	968	0	0.58	3.43	12,228	0.000189	0.0566	271.2
Combined cycle (Variable candidate)	-	VCCL	-	150	375	2	2,245	1,496	10	15	30	125	968	0	1.20	3.43	12,228	0.000189	0.0566	165.2
COAL (Variable candidate)	-	VCOA	-	100	250	3	2,510	2,022	10	15	45	250	1,333	0	2.47	4.25	6,000	0.68561	0.41148	375.2

Plant type
 0 Gas fired gas turbine
 1 Gas fired conventional (Steam)
 2 Gas fired combined cycle (Steam+GT)
 3 Coal

MYTO-II
 Gas price
 Y2013
 Y2014
 Y2015
 Y2016

1.80 \$/mmBtu
 2.30 \$/mmBtu
 2.37 \$/mmBtu
 2.44 \$/mmBtu

Y2013 714 cent/10⁶kcal
 Y2014 913 cent/10⁶kcal
 Y2015 940 cent/10⁶kcal
 Y2016 968 cent/10⁶kcal

6-2-1-2 水力

(1) 計画中の水力発電事業

1) Mambilla 水力開発 (P=3,050MW)

ナイジェリア政府は、2017年9月に中国企業と Mambilla 水力の建設契約を 57.92 億米ドルで契約した。東部タラバ州の Donga 川流域にある Mambilla は、1980 年代初め以来開発が計画されていた。最高 150m の高さのダムが 4 箇所建設される予定であり、政府は 2024 年の完工を予定している。プロジェクトの開発費は、85%が中国輸出入銀行の融資によって賄われ、残り 15%をナイジェリア政府が負担する。



出所：Mambilla F/S Report, FMP

図 6-2.1 Mambilla Project bird-eye view

Mambilla プロジェクトの主な仕様は表 6-2.9 のとおりである。

表 6-2.9 Mambilla 発電計画の概要

名前		マンビラ発電所新設工事		
出力	254.2MW/台@12台=3,050 MW			
使用水量(m ³ /sec)	31.083m ³ /sec@12台=373m ³ /sec			
最大落差(m)	927m			
年間発生電力量(GWh)	11,756			
ダム	RCCダム			
満水位(m)	1,280m			
底水位(m)	1,265m			
	高さ(m)	長さ(m)	貯水容量(*10 ⁶ m ³)	
Nya ダム(RCC+CVC)	23	420	1,900	
Sumsum ダム(RCC+CVC)	70	510	167	
Nghn ダム(RCC+CVC)	75	447	156	
Api 堰(RCC+CVC)	148.5	1,300	4	
洪水吐	自由越流タイプ			
水路				
取水連絡トンネル	圧カトンネル			
	Nya-Sumsum	長さ10.8km		
	Sumsum-Nghu	長さ5.08km		
導水路トンネル	圧カトンネル			
	1号	長さ3.45km		
	2号	長さ3.39km		
調圧水槽	立坑、直径10.00m@2本			
鉄管路	斜坑 2条			
発電のタイプ	ダム水路式			
発電所のタイプ	地下発			
	長さ×幅×高さ	329m×25m×45m		
変圧器室	地下式			
放水路	無圧トンネル			
	1号	長さ3.67km		
	2号	長さ3.82km		
放水路調圧室	立坑、直径10.00m@2本			
水車のタイプ	縦軸ベルトン@12台, P= 254.3MW/台			
発電機のタイプ	縦軸誘導型, P=282.4MW/台			
変圧器室	33/132KV GISタイプ, 12台			
屋外開閉所	330/132KVA, 通常型, 12台			
送電線	330kV, L=650km			

2) GuraraII 水力開発 (P=360MW)

ナイジャー州南東部（首都アブジャの北西）に位置する灌漑ダム Gurara I (P=30MW) の下流 145km に計画された灌漑ダム Gurara II に設置される水力発電所である。

同プロジェクトは最大出力 360MW、年間発電電力量は 1,130GWh、総工事費は 1,240 百万米ドル（本体工事 800 百万米ドル、灌漑 400 百万米ドル、補償費 40 百万米ドル）となっている。水資源省と電力省の共同開発事業であり、ダムは水資源省、発電所は FMPWH の管轄となっている。

Gurara II は PPP (Public Private Participation) プロジェクトとして検討されており、ヨーロッパや中国の企業が関心を示している。



出所：Gurara 2 F/S Report, FMP

図 6-2.2 Gurara-II 計画図

3) Itisi 水力開発 (P=40MW)、(IPP プロジェクト)

Kaduna 州の Kaduna 市南部に位置する水力プロジェクトである。現在 IPP 事業として建設準備中である。

(2) 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 (表 6

－ 2.1 0、表 6－2.1 1 および表 6－2.1 2 を参照)。

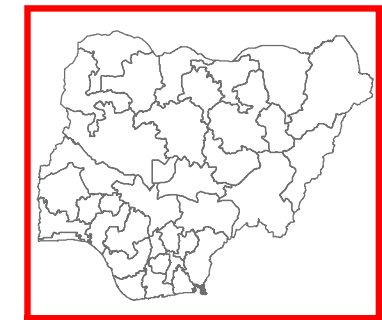
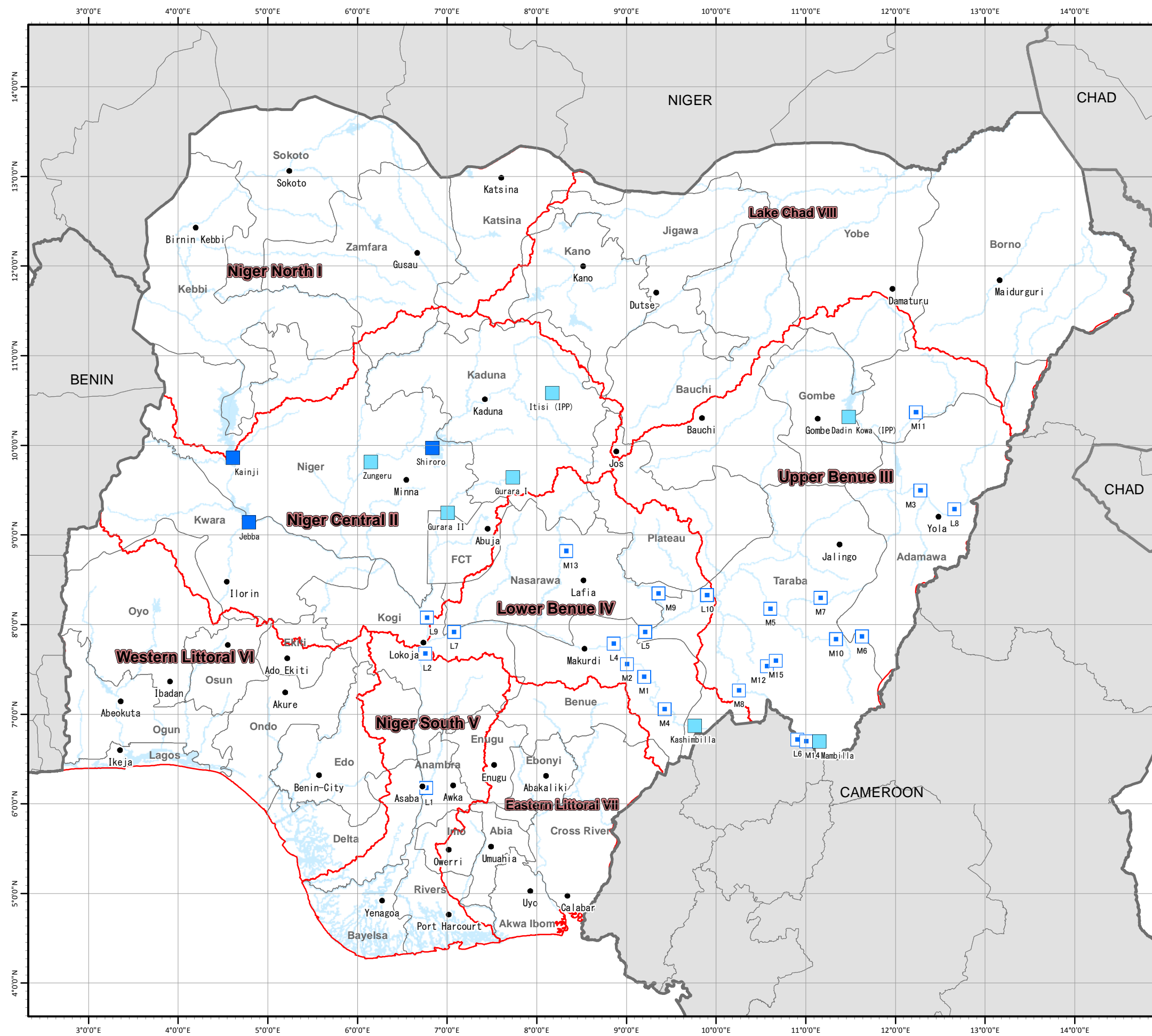
Tractebel Engineering は文献などで提案されている流出係数と現在利用可能な流量データを用いて算出した年間流出量から、ベヌエ流域における年間降水量と年間流出量の関係を見出している。そして、これらのデータの信憑性をファロおよびドンガ流域によって確認している。

ファロ、タラバ、ドンガ、カッシーナアラおよびゴンゴラ流域においても年間流出量を文献から引用した流出係数から求め、流域の年間雨量との相関を導き出している。また、この相関を使って他の流域の年間流出量を算出している。

ベヌエ流域ではガロウア、マクルヂおよびウマイシャの流量データを、ナイジャー流域ではロコジャとバロの流量データを適用している。

年間流入量 (V_{in}) と貯水量 (V_{re}) は季節変動、蒸発量および貯水面積によって変化することが知られており、ベヌエ流域における 23 年間 (1966 年 1989 年) の蒸発量および貯水容量と貯水面積の関係から (V_{in})、(V_{re}) と年間発電使用水量 (V_{tu}) との間には $V_{tu}/V_{in}=0.3$ の関係がある(これらの特性は現在建設が進められているズンゲルとグララの両水力プロジェクトでも適用されている)。

計画地点のダムタイプは殆どの地質に適用できるロックフィルダムとし、そのダム体積は天端幅 10m、上流の傾斜は 1V:3.0H、下流の傾斜 1V: 2.5H のロックフィルダムとして求めた。また、ダムの盛立コストはニジェール州で現在建設中の Zungel 水力電力プロジェクトの契約単価を参考にした。



LEGEND

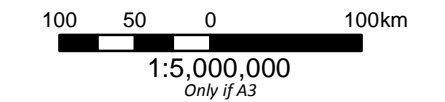
- 州都
- 水力発電所 既設
- 水力発電所 建設中/計画
- 水力発電所(大)(中)候補
- Significant Reservoir
- Main Rivers
- Coastal Lake

既設水力地点			
No	Power Plant	Site Location	Output(MW)
1	Kainji	Niger	760
2	Jebba	Niger	578
3	Shiroro	Niger	600

建設中/計画水力開発地点			
No	Power Plant	Site Location	Output(MW)
1	Zungeru	Niger	700
2	Mambilla	Taraba	3,050
3	Gurara I	Kaduna	30
4	Gurara II	Niger	330
5	Kashimbilla	Taraba	40
6	Dadin Kowa (IPP)	Gombe	40
7	Itisi (IPP)	Kaduna	40

新規水力開発候補地点(大規模、中規模)				
No	Site ID	Site Name	Site Location	Output(MW)
⊙ L1	NIG03	Onitsha	Edo	190
⊙ L2	NIG02	Lokoja	Kogi	266
⊙ L3	BEN06-85	Makurdi	Benue	265
⊙ L4	BEN05-85		Benue	239
⊙ L5	BEN04-90		Nassarawa	138
L6	DON05	Old Mambilla	Benue	198
L7	BEN07		Nassarawa	196
L8	BEN01-180		Adamawa	138
L9	NIG01		Kogi	134
L10	BEN03		Taraba	101
⊙ M1	KAT04		Benue	36
⊙ M2	KAT07	Katsina-Ala	Benue	52
M3	BEN02		Adamawa	35
⊙ M4	KAT02		Benue	67
⊙ M5	TAR12	Garin Dali	Taraba	77
M6	TAR06		Taraba	31
M7	TAR10	Kam	Taraba	58
M8	DON09		Taraba	33
M9	ANK13		Nassarawa	20
○ M10	TAR08	Baudeau	Taraba	38
M11	GON10-300		Borno	24
M12	DON12	Kwossa	Taraba	45
M13	MAD05-360		Nassarawa	29
M14	DON04		Taraba	56
M15	DON11		Taraba	21

[注記]
 ・新規水力開発候補地点(大規模、中規模)優先度は昇順とした。
 ・大規模(>100MW):L番、中規模(20-100MW):M番
 ・WB水カスクリーニング調査の優越(暫定)= ⊙:高 ○:中



座標系: GCS WGS 1984
 測地基準系: WGS 1984
 単位: Degree

水力開発地点

23 MARCH 2016

図6-2.3 水力開発候補地点

表 6-2.10 水力開発候補地点（大規模）

No	地点の位置				座標		計画地点の特徴											評価				採択の可否 (Y/N)			
	地点名	地点の州	水系		北緯 (N)	東経 (E)	満水位 (masl)	貯水面積 (km ²)	貯水量 (Mm ³)	ダム高さ (m)	集水面積 (km ²)	有効高さ (m)	年間 発電電力量 (Gwh)	最大 使用水量 (m ³ /sec)	最大出力 (MW)	工事費 (MUSD)	建設期間 (年)	単位 建設費 (USD/kw)	単位 建設費 (USD/kwh)	自然環境評価			社会環境評価		総合評価
			河川名	水系区分																コメント	受忍性 (Y/N)		コメント	受忍性 (Y/N)	
1	NIG03	Edo	Niger main stream	HA-2	6.18	6.77	25.00	718.66	1,395.65	11.00	1,095,066	6.30	833.60	3,554.10	190.30	190.83	5	1,003	0.02289	Forest reserves near the site	N	Agricultural/residential area observed (Level 3)	Level 3	耕作地の水没や移転家屋が多いため補償費が嵩む。	Y
2	NIG02	Kogi	Niger main stream	HA-2	7.68	6.76	40.00	222.21	56,763.00	14.00	1,084,042	9.00	1,163.70	3,473.10	265.70	267.49	5	1,007	0.02299	Overlapped with forest reserve	N	Agricultural/residential area observed (Level 3)	Level 3	耕作地の水没や移転家屋が多いため補償費が嵩む。	Y
3	BEN06-85	Benue	Benue main stream	HA-4	7.74	8.68	85.00	598.59	4,099.07	21.00	300,387	15.30	1,161.30	2,038.80	265.10	414.76	4	1,565	0.03571	Overlapped with forest reserve	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	Level 2		Y
4	BEN05-85	Benue	Benue main stream	HA-4	7.79	8.86	85.00	431.59	2,596.88	20.00	300,196	14.40	1,047.80	1,954.40	239.20	378.81	5	1,584	0.03615	Overlapped with forest reserve	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	Level 2		Y
5	BEN04-90	Nassarawa	Benue main stream	HA-4	7.92	9.21	90.00	335.29	1,301.49	19.00	274,689	13.50	604.00	1,201.80	137.90	227.01	5	1,646	0.03758	No protected areas	N	Agriculture areas and houses in the reservoir	Level 2		Y
6	DON05	Benue	Donga	HA-4	6.72	10.91	660.00	34.00	607.00	32.00	3,821	234.00	865.30	99.30	197.50	330.20	4	1,672	0.03816	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 1), boarder with Cameroon	Level 1		Y
7	BEN07	Nassarawa	Benue main stream	HA-4	7.92	7.08	50.00	381.29	1,381.39	16.00	336,858	10.80	856.70	2,130.60	195.60	327.44	5	1,674	0.03822	No protected areas	N	Agriculture areas and houses in the reservoir	Level 2		Y
	BEN06-80	Benue	Benue main stream	HA-4	7.74	8.68	80.00	361.63	1,739.95	16.00	300,387	10.80	767.10	1,907.90	175.10	302.99	5	1,730	0.03950	Overlapped with forest reserve	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	Level 2		N
8	BEN01-185	Adamawa	Benue main stream	HA-3	9.29	12.66	185.00	1,219.47	11,080.93	32.00	103,477	25.20	888.40	946.90	202.80	392.27	5	1,934	0.04415	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 1)	Level 1		N
	BEN06-90	Benue	Benue main stream	HA-4	7.74	8.68	90.00	1,006.29	8,037.40	26.00	300,387	19.80	1,664.00	2,257.40	379.90	736.80	5	1,939	0.04428	Overlapped with forest reserve	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	Level 2		N
	BEN01-180	Adamawa	Benue main stream	HA-3	9.29	12.66	180.00	851.73	5,943.58	27.00	103,477	20.70	604.40	784.30	138.00	269.89	5	1,956	0.04466	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 1)	Level 1	貯水位が国境を越えてカメルーンまで及ぶが、環境の問題はない。	Y
	BEN05-90	Benue	Benue main stream	HA-4	7.79	8.86	90.00	791.41	5,588.38	25.00	300,196	18.90	1,492.00	2,120.40	340.60	674.47	5	1,980	0.04521	Overlapped with forest reserve	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	Level 2		N
9	NIG01	Kogi	Benue main stream	HA-2	8.08	6.78	0.00	477.65	1,522.71	21.00	774,889	15.30	584.90	1,026.80	133.50	357.72	4	2,680	0.06116	Forest reserves near the site	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	Level 2		Y
10	BEN03	Taraba	Benue main stream	HA-4	8.33	9.90	105.00	879.92	4,269.10	18.00	252,988	12.60	441.00	940.10	100.70	727.54	6	7,225	0.16497	Forest reserves near the site	N	Agricultural/residential area observed (Level 1)	Level 1		Y
	GON10-400	Borno	Gongola	HA-3	10.37	12.23	400.00	691.13	31,351.88	159.00	9,817	139.50	490.20	94.40	111.90	4,086.38	7	36,518	0.83361	Overlapped with forest reserve	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	Level 2		N

Note: Following evaluation is based on Visual observation on Google earth and protected area map

Natural Environment National parks and internationally protected areas inside/overlapped with the site-->Y
 Protected areas near the site-->N
 No protected areas near the site-->N
 forest reserves inside/overlapped with-->N

Social Environment Level 1: Residential houses/agricultural areas are sparse --> N
 Level 2: Residential houses/agricultural areas are moderate -->N
 Level 3: Residential houses/agricultural areas are dense -->Y

表 6-2.11 水力開発候補地点（中規模）

No	地点の位置				座標		計画地点の特徴											評価							
	地点名	地点の州	水系		北緯 (N)	東経 (E)	満水位 (masl)	貯水面積 (km ²)	貯水量 (Mm ³)	ダム高さ (m)	集水面積 (km ²)	有効高さ (m)	年間発電電力 (Gwh)	最大使用水量 (m ³ /sec)	最大出力 (MW)	工事費 (MUSD)	建設期間 (年)	単位建設費 (USD/kw)	単位建設費 (USD/kwh)	自然環境評価		社会環境評価		総合評価	採択の可否 (Y/N)
			河川名	水系区分																コメント	受忍性(Y/N)	コメント	受忍性(Y/N)		
BEN04-85	Nassarawa	Benuue main stream	HA-4	7.92	9.21	85.00	94.65	299.53	14.00	274,689	9.00	384.10	1,146.20	87.70						No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (level 2)	Level 2	代替案を採用。	N
1	KAT04	Benuue	Katsina-Ala	HA-4	7.42	9.20	100.00	29.00	109.00	13.00	20,656	8.10	157.10	521.10	35.90	78.58	3	2,189	0.05002	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (level 2)	Level 2		Y
2	KAT07	Benuue	Katsina-Ala	HA-4	7.56	9.01	90.00	52.00	233.00	16.00	22,360	10.80	229.40	570.50	52.40	115.66	3	2,207	0.05042	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (level 2)	Level 2		Y
3	BEN02	Adamawa	Benuue main stream	HA-3	9.50	12.28	155.00	136.29	369.18	13.00	112,628	8.10	152.70	506.40	34.90	80.80	4	2,315	0.05291	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (level 2)	Level 2		Y
	BEN01-165	Adamawa	Benuue main stream	HA-3	9.29	12.66	165.00	68.88	162.56	12.00	103,477	7.10	126.90	473.30	29.00					No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (level 2)	Level 2	代替案を採用。	N
4	KAT02	Benuue	Katsina-Ala	HA-4	7.06	9.43	156.00	57.00	361.00	27.00	14,535	20.70	294.80	382.50	67.30	233.13	3	3,464	0.07908	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (level 2)	Level 2		Y
5	TAR12	Taraba	Taraba	HA-3	8.18	10.61	160.00	368.00	3,297.00	31.00	20,400	24.30	336.00	371.40	76.70	297.76	3	3,882	0.08862	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (level 1)	Level 1		Y
6	TAR06	Taraba	Taraba	HA-3	7.87	11.63	330.00	89.00	1,471.00	64.00	2,636	54.00	133.40	66.40	30.50	896.09	5	29,380	0.67173	National Park near the site (Gashaka-Gumti)	N	No agricultural/residential area observed	Level 1		Y
7	TAR10	Taraba	Taraba	HA-3	8.30	11.17	280.00	327.00	6,606.00	88.00	2,665	75.60	251.80	89.40	57.50	1,751.00	7	30,452	0.69539	No protected areas	N	No agricultural/residential area observed	Level 1		Y
8	DON09	Taraba	Donga	HA-3	7.27	10.26	190.00	61.00	583.00	26.00	9,463	19.80	144.50	196.00	33.00	201.38	3	6,102	0.13936	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	Level 2		Y
9	ANK13	Nassarawa	Ankwe	HA-4	8.35	9.36	120.00	38,192.00	2,897.21	24.00	9,525	8.00	89.50	133.50	20.40	200.58	3	9,833	0.22412	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	Level 2		Y
10	TAR08	Taraba	Taraba	HA-3	7.84	11.34	255.00	58.00	588.00	40.00	10,372	32.40	164.50	136.40	37.60	452.97	4	12,047	0.27536	National Park near the site (Gashaka-Gumti)	N	Agricultural/residential area observed (level 1)	Level 1		Y
	PAI01	Bauchi	Pai	HA-3	9.79	10.56	280.00	210.50	3,060.10	52.00	6,801	43.20	102.20	63.50	23.30					Inside game reserve (Yankari)	Y	No agricultural/residential area observed	Level 1	環境制約。	N
11	GON10-300	Borno	Gongola	HA-3	10.37	12.23	300.00	69.68	1,588.08	59.00	9,817	49.50	106.80	58.00	24.40	769.63	5	31,542	0.72063	Overlapped with forest reserve	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	Level 2		Y
	GON10-350	Borno	Gongola	HA-3	10.37	12.23	350.00	253.85	8,561.62	109.00	9,817	94.50	276.30	78.50	63.10	2,603.97	7	41,267	0.94244	Overlapped with forest reserve	N	Agricultural/residential area observed (level 2)	Level 2	代替案を採用。	N
12	DON12	Taraba	Donga	HA-3	7.54	10.57	300.00	32.00	888.00	99.00	1,621	85.50	196.30	61.70	44.80	2,091.69	6	46,690	1.06556	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (level 1)	Level 1		Y
13	MAD05-360	Nassarawa	Mada	HA-4	8.82	8.33	360.00	18.31	494.24	79.00	4,608	67.50	126.60	50.40	28.90	1,426.86	7	49,372	1.12706	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	Level 2		Y
14	DON04	Taraba	Donga	HA-3	6.70	11.01	780.00	5.00	247.00	121.00	2,803	105.30	243.80	62.20	55.70	3,136.33	7	56,308	1.28644	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 1), boarder with Cameroon	Level 1		Y
15	DON11	Taraba	Donga	HA-3	7.60	10.67	500.00	9.00	122.00	99.00	1,241	85.50	89.90	28.00	20.50	2,009.78	5	98,038	2.23557	No protected areas	N	No agricultural/residential area observed	Level 1		Y
	ANK11-160	Plateau	Ankwe	HA-4	8.64	8.96	160.00	330.83	4,805.05	34.00	6,063	27.00	103.80	103.30	23.70					Inside Ramsar site	Y	No agricultural/residential area observed	Level 1	環境制約。	N
	PAI02	Bauchi	Pai	HA-3	9.62	10.49	280.00	337.05	6,059.40	66.00	8,896	55.80	185.80	89.40	42.40					Inside game reserve (Yankari)	Y	No agricultural/residential area observed	Level 1	環境制約。	N

Note: Following evaluation is based on Visual observation on Google earth and protected area map

Natural Environment
 National parks and intentionally protected areas inside/overlapped with the site-->Y
 Protected areas near the site-->N
 No protected areas near the site-->N
 forest reserves inside/overlapped with-->N

Social Environment
 Level 1: Residential houses/agricultural areas are sparse --> N
 Level 2: Residential houses/agricultural areas are moderate -->N
 Level 3: Residential houses/agricultural areas are dense -->Y

表 6-2.12 水力開発候補地点（小規模）

No	位置			座標		計画地点の特徴											自然環境評価		社会環境評価		総合評価	採択の可否 (Y/N)
	地点名	地点の州	河川名	北緯 (N)	東経 (E)	貯水面積 (km ²)	貯水量 (Mm ³)	ダム高さ (m)	集水面積 (km ²)	有効高さ (m)	年間発電電力量 (Gwh)	最大使用水量 (m ³ /sec)	最大出力 (MW)	工事費 (MUSD)	単位建設費 (USD/kwh)	単位建設費 (USD/kwh)	コメント	受忍性(Y/N)	コメント	受忍性(Y/N)		
1	DON13	Taraba	Donga	7.63	10.15	21.00	92.00	14.00	11,110	9.00	66.10	197.20	15.10	33.70	2,232	0.051	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	N	Y	
2	DON15	Taraba	Donga	8.07	10.07	33.00	64.00	9.00	14,189	4.50	41.70	248.90	9.50	25.70	2,705	0.062	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	N	Y	
3	GON08	Borno	Gongola	10.06	11.82	15.12	52.11	14.00	38,504	9.00	29.50	88.10	6.70	24.20	3,612	0.082	Overlapped with forest reserve	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	N	Y	
4	DON06	Taraba	Donga	6.92	10.84	38.00	314.00	14.00	4,522	9.00	32.00	95.60	7.30	27.00	3,699	0.084	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 1), border with Cameroon	N	Y	
5	GON09	Borno	Gongola	10.05	11.88	30.32	132.15	17.00	38,820	11.70	40.60	93.20	9.30	34.90	3,753	0.086	Forest reserves near the site	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	N	Y	
6	TAR13	Taraba	Taraba	8.38	10.50	96.00	522.00	11.00	21,470	6.30	57.20	243.70	13.00	62.40	4,800	0.109	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 1)	N	Y	
7	TAR05	Taraba	Taraba	7.68	11.48	24.00	229.00	26.00	5,115	19.80	47.10	63.90	10.70	52.90	4,944	0.112	National park near the site (Gashaka-Gumti)	N	No agricultural/residential area observed	N	Y	
8	GON06-370pow	Bauchi	Gongola	10.34	10.29	5.94	55.82	39.00	11,452	49.50	52.40	28.40	12.00	65.60	5,467	0.125	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 1)	N	Y	
9	AH03	Nassarawa	Ahini	8.46	7.59	12.73	120.65	35.00	6,836	27.90	49.70	47.80	11.30	72.70	6,434	0.146	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	N	Y	
10	AH04	Nassarawa	Ahini	8.34	7.44	16.40	163.32	42.00	7,591	34.20	69.40	54.50	15.90	118.40	7,447	0.171	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	N	Y	
11	GON06-390pow	Bauchi	Gongola	10.34	10.29	5.94	55.82	39.00	11,452	31.50	33.30	28.40	7.60	58.90	7,750	0.177	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 1)	N	Y	
12	TAR07	Adamawa	Taraba	7.90	11.55	24.00	302.00	39.00	2,715	31.50	51.30	43.70	11.70	95.20	8,137	0.186	National park near the site (Gashaka-Gumti)	N	No agricultural/residential area observed	N	Y	
13	DON01	Taraba	Donga	6.76	11.32	14.00	215.00	34.00	988	27.00	28.80	28.70	6.60	55.90	8,470	0.194	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	N	Y	
14	TAR11	Taraba	Taraba	8.29	10.86	38.00	255.00	22.00	3,562	16.20	30.00	49.80	6.90	60.20	8,725	0.201	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	N	Y	
15	MAD01	Plateau	Mada	9.49	8.64	0.55	11.02	49.00	531	216.00	29.50	3.70	6.70	61.00	9,104	0.207	Overlapped with forest reserve	N	No agricultural/residential area observed	N	Y	
16	ANK11-150	Plateau	Ankwe	8.64	8.96	206.26	2,138.21	24.00	6,063	18.00	58.90	87.80	13.40	137.40	10,254	0.233	Inside Ramsar site	Y	No agricultural/residential area observed	N	環境制約。	N
17	TAR03	Taraba	Taraba	7.38	11.38	108.00	1,564.00	49.00	1,917	40.50	79.00	52.40	18.00	233.70	12,983	0.296	Inside National park (Gashaka-Gumti)	Y	No agricultural/residential area observed	N	環境制約。	N
18	MAD05-320	Nassarawa	Mada	8.82	8.33	4.35	63.05	39.00	4,608	31.50	35.20	30.00	8.00	106.80	13,350	0.303	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	N	Y	
19	MAY-02	Adamawa	Mayo Ine	9.10	12.23	71.00	934.00	34.00	4,596	27.00	51.30	51.00	11.70	220.00	18,803	0.429	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	N	Y	
20	TAR04	Taraba	Taraba	7.56	11.77	4.00	164.00	104.00	1,163	90.00	68.00	20.30	15.50	305.00	19,677	0.449	Inside National park (Gashaka-Gumti)	Y	No agricultural/residential area observed	N	環境制約。	N
21	FAN04	Taraba	Fan	8.60	11.18	67.00	831.00	43.00	1,337	35.10	26.70	20.50	6.10	170.00	27,869	0.637	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	N	Y	
22	KIL07-300	Adamawa	Kilunga	9.79	12.76	18.70	376.78	60.00	2,438	50.40	29.80	15.90	6.80	245.40	36,088	0.823	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	N	Y	
23	DON07	Taraba	Donga	7.03	10.89	11.00	596.00	115.00	191	99.90	38.90	10.50	8.90	342.60	38,494	0.881	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 1)	N	Y	
24	ANK07	Nassarawa	Ankwe	8.86	8.51	14.93	259.26	49.00	1,131	40.50	22.40	14.90	5.10	206.50	40,490	0.922	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed (Level 2)	N	Y	
25	TAR01	Taraba	Taraba	7.34	11.53	18.00	717.00	99.00	875	85.50	76.10	23.90	17.40	739.80	42,517	0.972	Inside National park (Gashaka-Gumti)	Y	No agricultural/residential area observed	N	環境制約。	N
26	MAD03	Kaduna	Mada	9.46	8.23	10.90	376.90	109.00	702	94.50	39.80	11.30	9.10	388.90	42,736	0.977	Overlapped with forest reserve	N	Agricultural/residential area observed (Level 1)	N	Y	
27	DON08	Taraba	Donga	7.05	10.83	7.00	379.00	104.00	185	90.00	31.50	9.40	7.20	399.60	55,500	1.269	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed	N	Y	
28	GON03	Bauchi	Gongola	9.82	9.36	7.94	274.46	87.00	1,380	74.70	23.60	8.50	5.40	330.10	61,130	1.399	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed	N	Y	
29	ANK02	Ankwe	Ankwe	9.04	8.92	2.95	120.46	152.00	382	133.20	26.80	5.40	6.10	460.60	75,508	1.719	No protected areas	N	Agricultural/residential area observed	N	Y	

Note: Following evaluation is based on Visual observation on Google earth and protected area map

Natural Environment
 National parks and internationally protected areas inside/overlapped with the site-->Y
 Protected areas near the site-->N
 No protected areas near the site-->N
 forest reserves inside/overlapped with-->N

Social Environment
 Level 1: Residential houses/agricultural areas are sparse --> N
 Level 2: Residential houses/agricultural areas are moderate -->N
 Level 3: Residential houses/agricultural areas are dense -->Y

表 6-2.13 確認された水力発電所地点 (2015 年レベル)

	Small	Medium	Large	Total
	(5-20MW)	(20-100MW)	(>100MW)	
Already identified	10	7	6	23
Newly identified	16	10	5	31
Total	26	17	11	54

これら確認された水力開発地点は開発によって作られる貯水池（調整池を含む）が地形、自然/社会環境影響、耕作地およびインフラにどのような影響を与えるかチェックし評価した後、開発優先順位の検討を行った。また、自然/社会環境影響評価については JICA の環境ガイドラインに基づいて行った。

経済的評価では地点別の建設単価（プロジェクトコストを総発電電力量で除したもの、米ドル/kWh）を求め、その建設単価の安いものから順に開発の優先順位付けを行った。NBET（The Nigerian Bulk Electricity Trading Plc.）から発表されている“Wholesale Generation Prices for the Successor Large Hydro Plants”によると開発限度建設単価は 2015 年時点で 0.06 米ドル/kWh 程度である。

2) ダムおよび貯水池

貯水池標高を大きくすればするほど設備出力も増加するが自然/社会環境影響や水没面積も増加する傾向にあることから、同一地点において数種類の貯水池標高を検討した。基本的には貯水池周辺にサドルダムを設置する必要のない標高を満水位 (HWL) として採用した。

ダムタイプは技術的に殆どの地点で建設が可能なフィルダム（天端幅 10m、上流の傾斜は 1V:3.0H、下流の傾斜 1V: 2.5H）を採用することでダム建設コストを算定し経済評価をした。

3) 発電電力および電力量

出力継続曲線の 95%出力（一次電力/保証出力とも言う）を 95%の供給信頼度をもって耐用年数間に亘って発生できる電力とした（常時出力 (Ef)）。洪水時や豊水年に発生する電力量およびピーク継続時間以外の電力量（二次電力 (Es)）は余剰電力量と考え、その効果は電力市場の燃料費削減効果しか持たないものとした。総発電電力量 (Et) の合計は $Et = Ef + Es$ (GWh) である。

95%の供給信頼度をもった年間常時発電電力量は次の定式によって求めた。また、設備出力 (MW) は有効落差 (He) と年間平均流入量から求めた。

$$E_f = (8.6 \times V_{tu} \times H_e) / 3,600 \text{ (GWh)}$$

F:常時出力 (GWh/年)

V_{tu}:年平均発電使用水量 (Mm³)

H_e:有効落差 (m) = 0.9 × H_t (m)

H_t:総落差 (m)

総落差 (Ht) は貯水池の満水位 (HWL) と放水路水位の間の標高差である。有効落差 (He) は総落差 (Ht) から損失水頭 (m) を差し引いたもので、総落差 (Ht) の約 10% を損失と仮定した。

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)

発電所名	最大出力 (MW)	可能発電電力量 (MWh/年)	最大発電電力量実績 (MWh/年)	最大設備利用率	最小発電電力量実績 (MWh/年)	最小設備利用率	平均発電電力量実績 (MWh/年)	平均設備利用率
Kainji	760	6,657,600	2,816,750	0.42	733,916	0.11	1,944,213	0.29
Jebba	578	5,063,280	2,794,976	0.55	2,171,747	0.43	2,580,262	0.51
Shiroro	600	5,256,000	2,664,630	0.51	1,941,344	0.37	2,323,290	0.44
平均値		16,976,880	8,276,356	0.49	4,847,007	0.29	6,847,765	0.40

*Kainji は発電設備の経年劣化が進んでおり、またリハビリも十分に行われていないことから最近の 10 年間は運転トラブルが続いている。

*MIP の検討に使用する設備利用率は 50% を採用する。

設備利用率 (Pf) とは其々の発電所における実際の年間発電電力量を其々の発電所が理論出力で年間に亘って連続的に発電した場合の年間発電電力量 (この場合は Pf=1 となる) で除したものである。2006 年から 2014 年までの Kainji、Jebba および Shiroro の既設水力発電所の運転実績から Pf を求めたものが表 6-2.14 である。これらの実績から Pf=0.50 を採用すると水力電力所の設備出力 (P) は次式で求まる。

$$P = E_f \times 1,000 / (24 \times 365 \times P_f) \text{ (MW)}$$

P: 最大設備出力 (MW)

E_f: 常時出力 (MWh/年)

P_f: 設備利用率 (0.5)

4) プロジェクトコスト

開発可能地点のプロジェクトコストにはダム、洪水吐、導水路、放流設備、水圧鉄管、放水路 (放水庭を含む)、余水路、アクセス道路およびその他付属設備、発電所、水車発電機、補器、変電設備、屋外変電所などの設備費用を含んだものとして試算した。

プロジェクトコストの内のダム関連費用については「ナイジェリア全国水資源マスタープラン」(JICA, 2014) で提唱しているダム単位盛立量当りダム建設コスト (付属設備を含む) を参考として、ズンゲルおよびマンビラ水力発電所新設工事 (中国の建設業者が施工中) の契約単価から算定した。

発電所設備費用は発電設備容量 (MW) に 0.5 百万米ドル/MW を乗じて算定した。

毎年発生する維持管理コスト (O/M コスト) は、取り敢えずプロジェクトコストの 1%/年と推定している (今後は既設発電所の運転実績から再評価する予定である)。

経済検討に使っている建設単価 (百万米ドル/MW) はプロジェクトコスト設備容量 (MW) で除したものである。また、建設単価 (米ドル/kWh) とは減価償却費を含んだ毎年の O/M コストを年間発電電力量で除したものである。これらの指標と電力の卸売単価を比較するこ

とで経済的実現可能性を判断した。

5) 水力開発候補地点のスクリーニング

表6-2.10、6-2.11、6-2.12に示した水力開発候補地点の中には、kW当りの建設単価が124,306米ドルという非常にコストの高いものも含まれており、全ての候補地点を電源開発の候補として含めることは合理的でない。このため、火力発電の中でも発電原価の高いシンプルサイクルガスタービンの発電原価と比較して、これよりも発電原価の高い水力地点は対象外とする。表6-2.15にスクリーニングの結果を示す。No.1~14の合計14地点を電源開発計画の対象とする水力地点とする。

表 6-2.15 水力開発候補地点のスクリーニング

No.	地点名	略称	型式	定格容量 (MW)	発電電力量 (MWh/年)	建設単価 (USD/kW)	発電コスト (US\$/kWh)
1	BEN04-85	BEN4	流れ込み式	88	1,047,800	1,667	0.0141
2	KAT04	KAT4	流れ込み式	36	441,000	2,783	0.0229
3	NIG03	NIG3	流れ込み/ダム式	190	833,600	1,212	0.0279
4	NIG02	NIG2	流れ込み/ダム式	266	1,163,700	1,217	0.0280
5	KAT07	KAT7	ダム式	52	384,188	2,808	0.0386
6	BEN05-85	BEN5	ダム式	239	1,161,300	1,914	0.0398
7	BEN07	BEN7	流れ込み式	196	865,300	2,024	0.0461
8	DON05	DON5	ダム式	198	888,400	2,096	0.0470
9	BEN06-85	BEN6	ダム式	265	856,700	1,961	0.0612
11	BEN02	BEN2	流れ込み式	35	157,100	2,874	0.0644
12	BEN01-185	BEN1	ダム式	203	584,900	2,336	0.0818
13	TAR12	TR12	ダム式	77	294,800	5,791	0.1520
14	NIG01	NIG1	ダム式	134	229,400	3,359	0.1971
15	DON09	DON9	ダム式	33	144,500	9,334	0.2150
16	KAT02	KAT2	ダム式	67	152,700	5,150	0.2289
17	BEN03	BEN3	ダム式	101	336,000	8,445	0.2553
18	ANK13	AK13	流れ込み式	20	89,500	12,509	0.2876
19	TAR08	TAR8	ダム式	38	164,500	17,813	0.4107
20	TAR10	TR10	ダム式	58	251,800	34,881	0.8034
21	TAR06	TAR6	ダム式	31	133,400	35,518	0.8190
22	DON04	DON4	ダム式	56	196,300	43,620	1.2483
23	GON10-300	GN10	ダム式	24	240,911	122,240	1.2487
24	DON12	DN12	ダム式	45	106,800	36,481	1.5435
25	DON11	DN11	流れ込み式	21	126,600	98,038	1.6011
26	MAD05-360	MAD5	ダム式	29	89,900	124,306	4.0304

備考 は電源開発計画の対象とする地点を示す。

出所：TRACTEBEL ENGINEERING S.A.(Sep. 2015) “Screening of potential hydropower options with associated water resources developments in the Niger basin-Interim Report”を基に調査団が作成

6-2-1-3 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⁵。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

⁵Federal Ministry of Power, Works and Housing, Press and Public Relations (Power) (16th March 2016) “FG Committed to diversifying Electricity Generation with Nuclear Energy- Fashola”

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。

6-2-1-4 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 6-2.16 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。太陽光発電、風力発電のコスト評価に使用する建設単価を表 6-2.17 に示す。

表 6-2.16 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

表 6-2.17 再生可能エネルギーの建設コスト

発電方式	型式	建設単価
太陽光	系統連系型	1,200 米ドル/kW
風力	陸上設置方式	1,571 米ドル/kW

出所：IRENA (2018) Renewable Power Generation Costs in 2017

6-2-2 最適電源計画プログラム

6-2-2-1 最適電源開発計画の検討手法

様々な種類の電源と開発パターンを組み合わせた最小費用電源開発計画を検討するため、国際原子力機関（IAEA）によって開発された電源開発計画策定ソフトウェアである WASP（Wien Automatic System Planning Package, Version -IV）を使用する。

WASP-IV は 30 年までの計画期間内において、供給信頼度（LOLP）、供給予備力、燃料制約、環境汚染物質の排出量制限等の制約条件を満足する、最適な電源開発計画を選定することができる。最適な電源開発計画とは、現時点価格に割引された総合費用が最小になる計画である。以下に、WASP 計算モデルの概要を示す。

制約条件を満足し、電力システムに追加される全ての発電プラントの組み合わせ（電源開発計画）は、以下の項目から構成される費用関数（Objective Function）により評価される。

- 償却可能投資コスト：機器及び据付費用（I）
- 投資費用の残存価値（S）
- 償却不可能な投資コスト：燃料在庫、交換部品等（L）
- 燃料コスト（F）
- 燃料費以外の運転維持管理コスト（M）
- 供給未達分の電力コスト（O）

WASP で評価される費用関数は、以下の式で表現される。

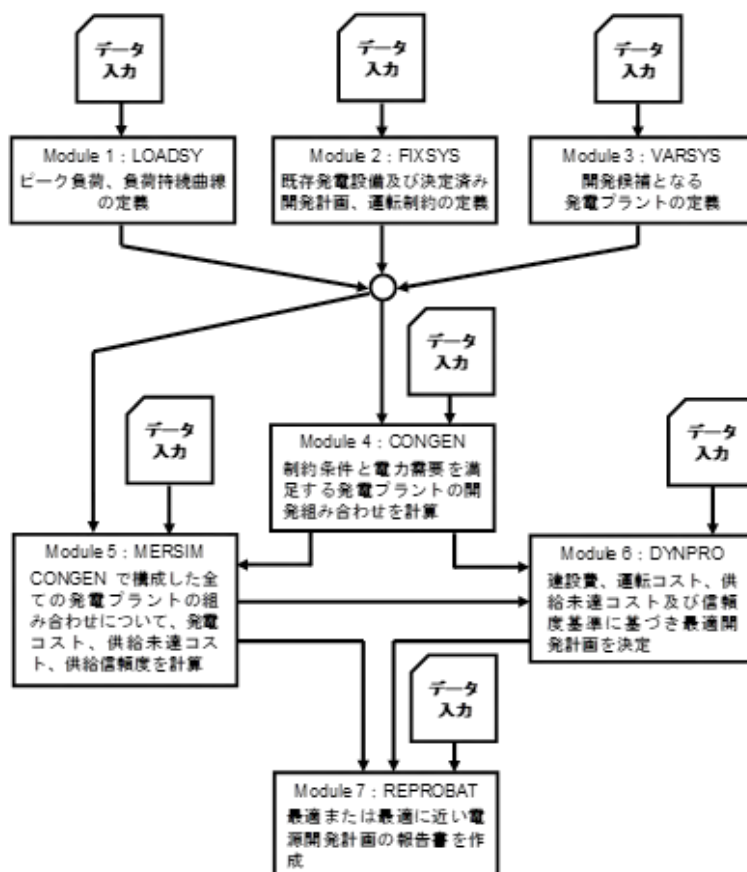
$$B_j = \sum_{t=1}^T [\bar{I}_{j,t} - \bar{S}_{j,t} + \bar{L}_{j,t} + \bar{F}_{j,t} + \bar{M}_{j,t} + \bar{O}_{j,t}]$$

ここで、

- B_j : 電源開発計画 j の費用関数
- t : 電源開発計画の年次（1, 2, ..., T）
- T : 電源開発計画の期間（全年数）

記号の上の横線（バー）は、割引率 i にて設定された時点まで割引された価格であることを示している。最適電源開発計画は、全ての開発計画候補 j の中で、費用関数 B_j が最小となる開発計画である。

図 6-2.4 は簡略化した WASP-IV のフローチャートであり、様々な WASP モジュールの間での情報の流れや関連するデータファイルを示している。



出所：WASP-IV のマニュアルを基に JICA 調査団が作成

図 6-2.4 WASP-IV のフローチャート

6-2-2-2 検討条件

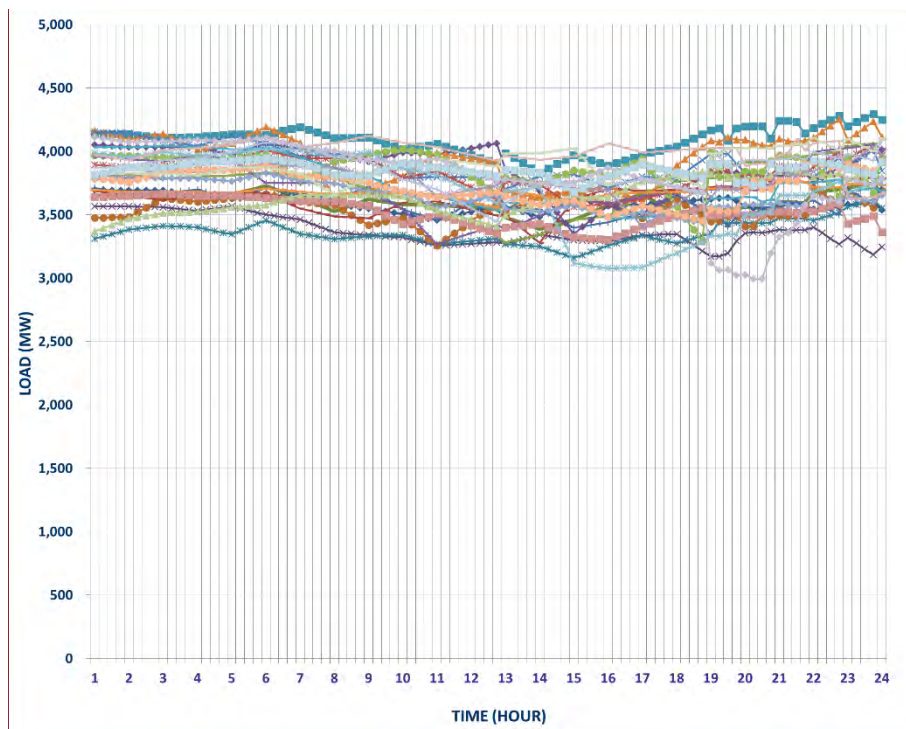
(1) 電源開発計画で使用する電力需要

電源開発計画で使用する将来の電力需要は、第 4 章に記載した電力需要予測のうち、ローケースの電力需要を採用する。TCN との打合せの結果、供給計画を考えたときにベースケースを前提とすると資金的に難しい面があるので実現可能な計画にするため、ローケースを前提に供給計画を作成することにした。ピーク需要は、送配電損失を含む Gross peak demand を使用し、電源開発策定用には Gross peak demand に発電所の所内電力（2014 年実績で所内率 2.4%）を加えた発電端のピーク需要を使用する。

(2) 負荷持続曲線

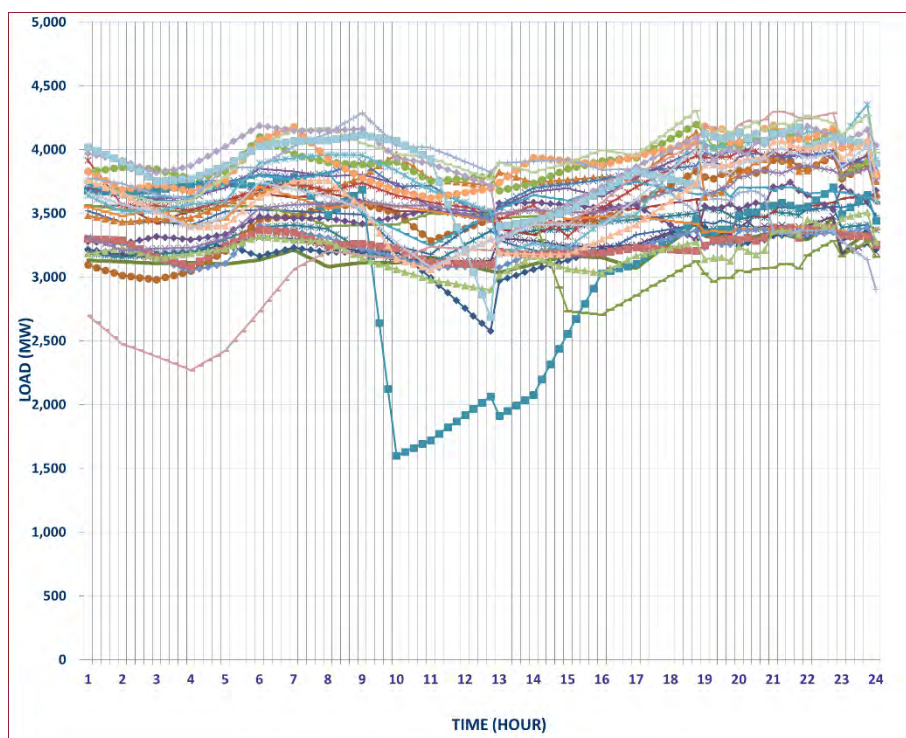
ナイジェリアでは、日常的に負荷制限が行われているために、現状の日負荷曲線は日中から夜間にかけてほぼ平坦となっている。図 6-2.5 に乾季（2014 年 2 月）及び図 6-2.6 雨季（2014 年 8 月）の日負荷曲線の例を示す。開発途上国では、通常は夕方の方の点灯時間帯に日負荷のピークが発生し、夜間の負荷は低くなるが、図 6-2.5 及び 6-2.6 に示すようにナイジェリアでは一日を通して負荷がほぼ一定となっている。このような状況のため、実績の負荷から求めた負荷持続曲線は潜在的な需要を反映しておらず、将来の電源開発計画に使用できな

い。このため本調査では、過去に National Load Demand Study で作成された、需要が抑圧されない状態での推定負荷持続曲線（図 6-2.7、表 6-2.18）を使用する。



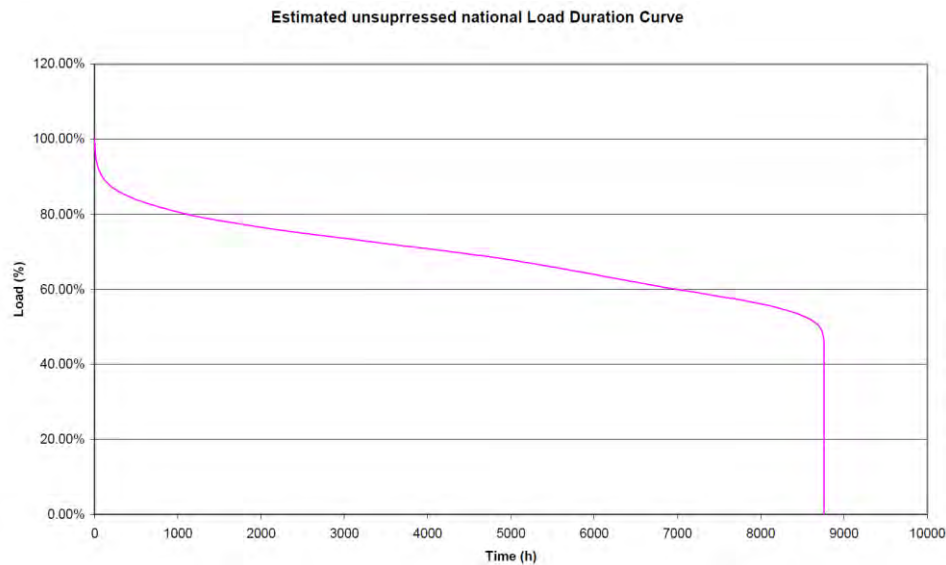
出所：TCN

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）



出所：TCN

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）



出所：Tractebel Engineering (Apr.2009) “National Load Demand Study Final Report
- Volume 1 - National Load Demand Forecast”

図 6-2.7 ナイジェリアの負荷持続曲線 (Tractebel Engineering による推定)

表 6-2.18 ナイジェリアの負荷持続曲線 (Tractebel Engineering による推定)

Unsuppressed National Load Duration Curve				
step	hour	Min of range	average of range	
1	1	100.00%	100.00%	
2	31	94.15%	96.00%	
3	238	88.31%	90.51%	
4	935	82.46%	84.91%	
5	2470	76.62%	79.21%	
6	4513	70.77%	73.74%	
7	6080	64.93%	68.03%	
8	7582	59.08%	62.01%	
9	8569	53.24%	56.63%	
10	8760	47.39%	51.49%	

出所：Tractebel Engineering (Apr.2009) “National Load Demand Study Final Report
- Volume 1 - National Load Demand Forecast”

(3) 供給信頼度

電力供給の信頼性を評価する指標として、見込み不足日数 (LOLP: Loss Of Load Probability) を使用し、目標とする LOLP を満足するために必要な供給予備力を備えた電源開発計画を策定する。LOLP は電力供給の信頼度基準として世界中で広く適用されており、米国 (NERC: North American Electric Reliability Corporation) では 1 日/10 年、アジア諸国ではインドネシア (PLN) 及びフィリピンでは 1 日/年、スリランカ (CEB: Ceylon Electricity Board) では 3 日/年を LOLP の基準として設定している。経済レベルの指標として一人当たり GDP で比較すると、ナイジェリアが 3,300 米ドル/人 (IMF 推計、2014 年、名目値)、インドネシアが 3,534 米ドル/人 (同)、フィリピンが米ドル\$2,862/人 (同)、スリランカが 3,818 米ドル/人 (同) であり、経済レベル

が近いインドネシアやフィリピンの基準を鑑み、1日/年を本調査の信頼度基準（LOLP）として採用する。

（４） 既設発電所の廃止・リハビリ計画

既設火力発電所は設備寿命を40年⁶、水力発電所は50年と設定し、水力については50年経過後に水車発電機のリハビリを行うものとする。Annex-6.1において、廃止された発電所は出力の表記を0としている。

（５） 燃料価格

天然ガスはナイジェリアにおける国内電力事業者向け販売価格を参考に、石炭についてはナイジェリア国内に参考とすべき価格指標がないことから、オーストラリア及び南アフリカ産石炭の国際取引価格を参考に、電源開発計画の経済計算用の燃料価格（2015年価格）を設定した。表6-2.19に示す通り単位発熱量当たりの燃料価格は、ガスと石炭でほぼ同等である。WASPで入力するコストは全て現在価格とするため、燃料費のエスカレーションは考慮しない。

表 6-2.19 燃料価格

燃料種別	発熱量	価格	単位発熱量当たりの価格
天然ガス	9,460 kcal/Nm ³ (HHV)	US\$ 2.80/mmBtu	¢ 1.11/Mcal*
石炭(亜瀝青炭/瀝青炭)	5,600 kcal/kg (HHV)	US\$ 56.00/ ton	¢ 1.00/Mcal*

出所：NNPC、NERC、World Bank

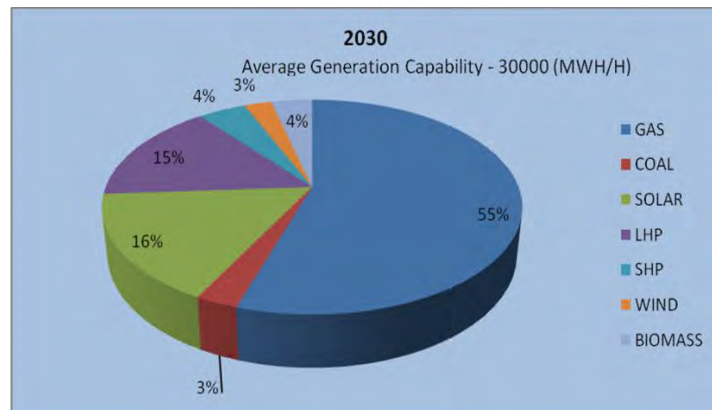
備考：*：M（Mega）は10⁶を意味する接頭語で、Mcalは10⁶cal=1,000 kcal

⁶日本で2000～2008年度の間廃止となった火力発電所の平均稼働年数は約40年。〔出所：経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部（2011年3月）”発電コストをめぐる現状と課題について”〕

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6-3.1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6-3.1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 6-3.1 電源構成の目標

表 6-3.1 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%

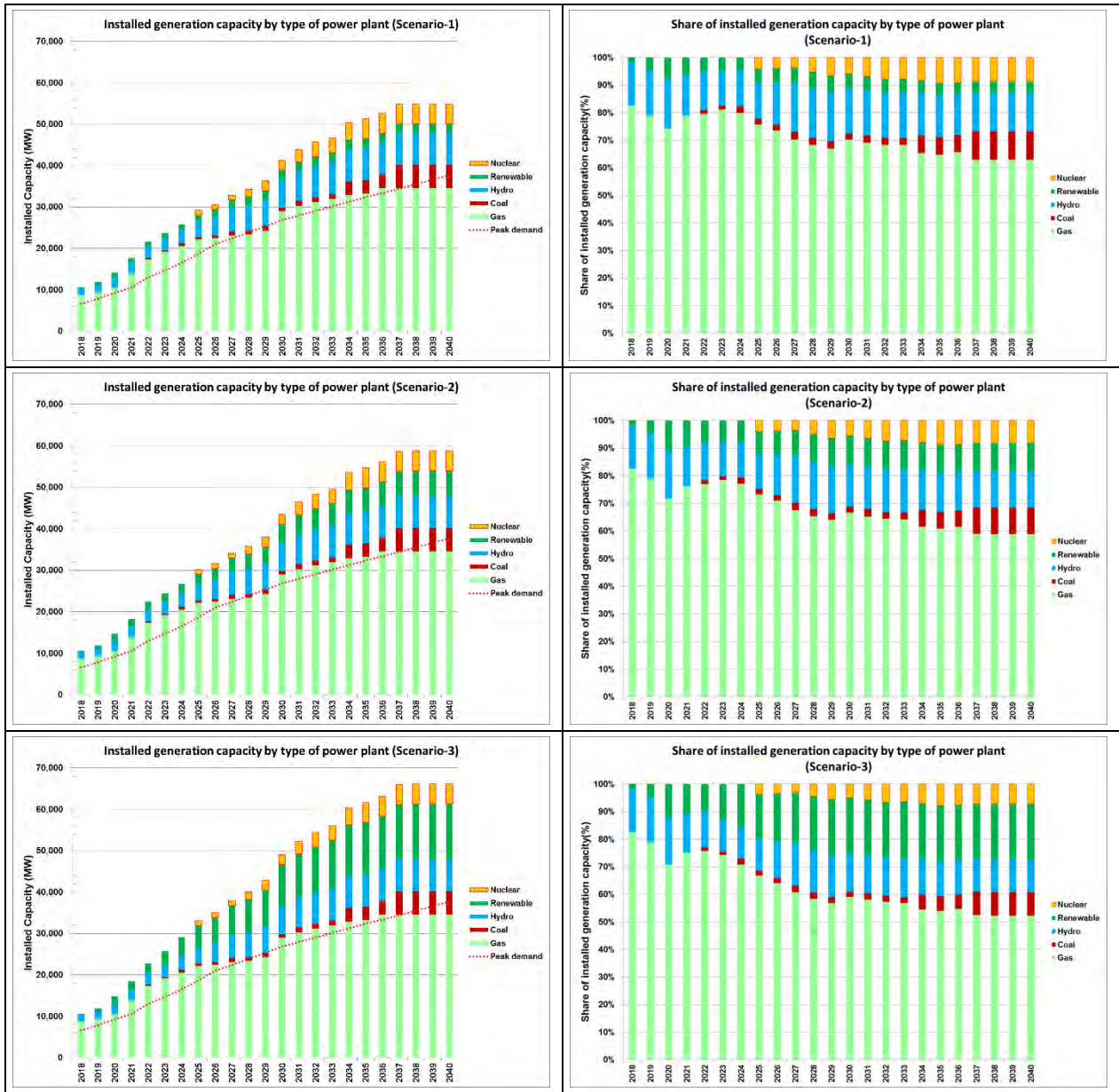
(注) ①*: 水力、再生可能エネルギー、原子力の合計

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 各シナリオの発電設備容量及び発電電力量

図6-3.2及び6-3.3にシナリオ別の電源容量、並びに図6-3.4及び6-3.5に発電電力量を示す。

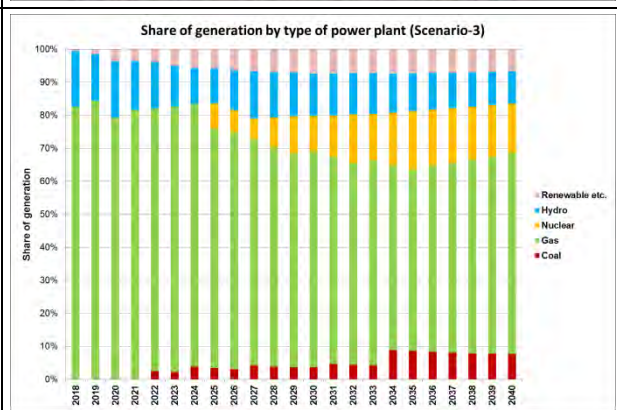
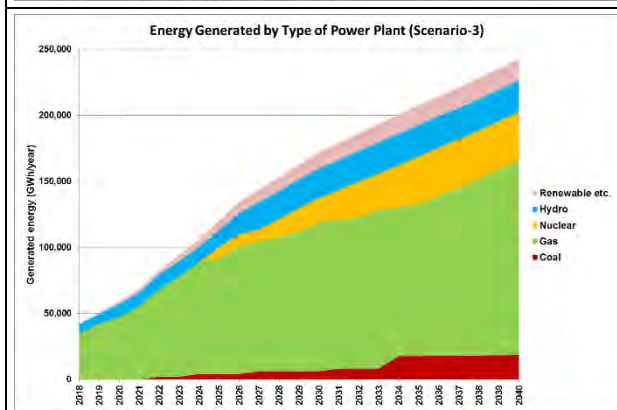
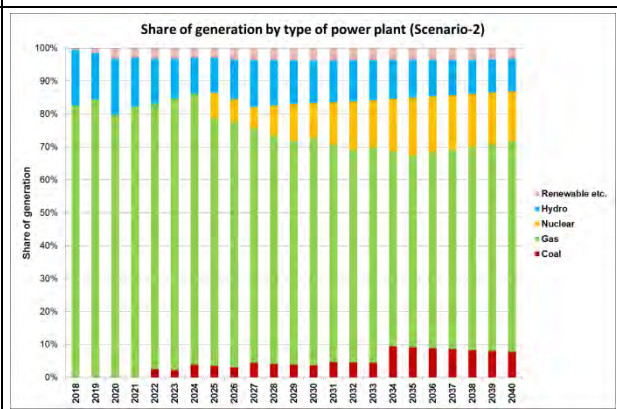
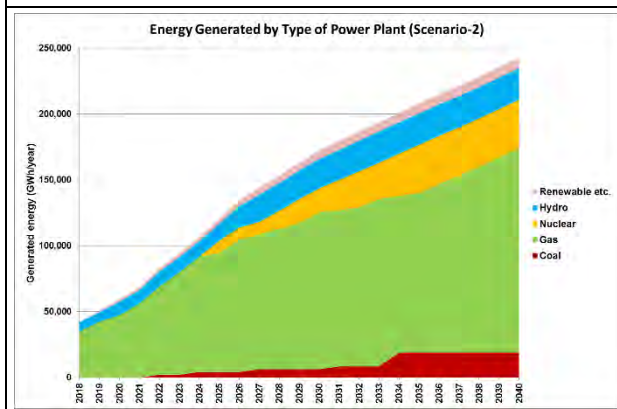
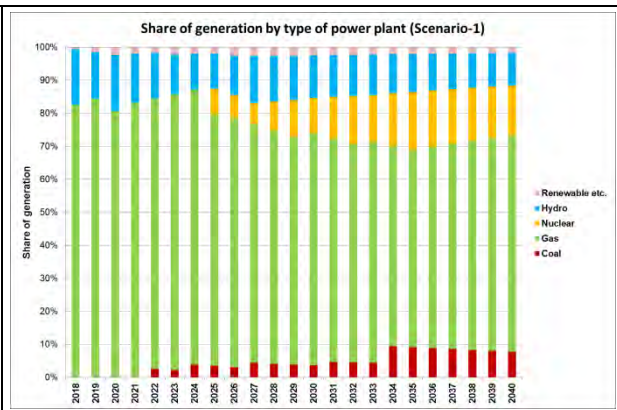
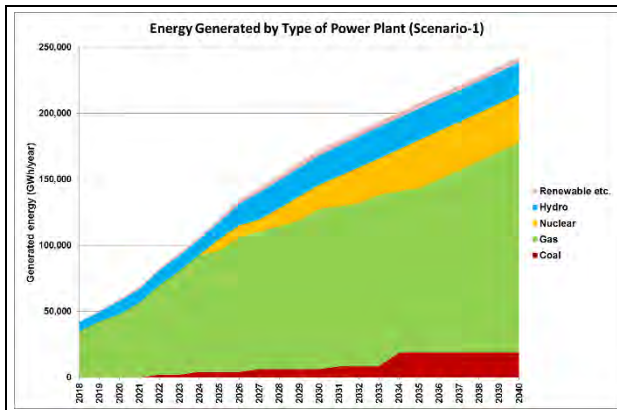


出所：JICA 調査団

図 6-3.2 シナリオ別電源容量

出所：JICA 調査団

図 6-3.3 シナリオ別電源比率



出所：JICA 調査団

図 6-3.4 シナリオ別発電電力量内訳

出所：JICA 調査団

図 6-3.5 シナリオ別発電電力量比率

6-3-3 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 6-3.2 に示す。

表 6-3.2 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。

(1) 発電設備容量

ナイジェリアでは、当面は日負荷のピークが夜間に発生すると予想されるため、太陽光発電はピーク出力として期待できない。再生可能エネルギーの容量とは別に、ピーク負荷を賄うための従来型発電設備の容量を確保する必要がある。このため、再生可能エネルギーの割合が多くなるにつれて、総発電容量も大きくなる。シナリオ 2 ではシナリオ 1 よりも 7%、シナリオ 3 では 20%多い発電設備を建設することになる。

(2) 総コスト

再生可能エネルギーの割合が大きくなれば、発電用燃料の使用量は減少するが、上述の通り再生可能エネルギーは追加的な投資となるため、総建設費は高くなる。燃料費の減少分よりも建設費の増加分の方が大きいため、総コストにおいてシナリオ 2 はシナリオ 1 よりも 3%、シナリオ 3 は 5%高くなる。更に、一般的に再生可能エネルギーの割合が系統容量の 10%程度以上になれば、短周期変動による周波数、電圧への影響、長周期変動による需給バランスへの影響が生じる。従って、総コストには含めていないものの、シナリオ 2 及び 3 では、何らかの系統安定化対策が必要と考えられる。

日本では、再生可能エネルギーの系統連系量が増加することにより系統が不安定となり、更なる系統連系の制限や系統安定化対策の実施といった措置を取る事例が発生している。例えば九州電力においては、大容量蓄電システムによる需給バランスの改善を目的として、豊前蓄電池変電所（出力 50MW、容量 300MWh）を建設、2016 年 3 月に運転を開始した。同蓄電池システムの建設費は 200 億円であり、出力 1kW 当りの建設費は 40 万円、容量 1kWh 当りの建設費は 6.7 万円である。このように、系統安定化システムの建設コストは非常に高額となり、シナリオ 2 及び 3 の総コストに系統安定化システムを考慮すれば、更にコストが増加することになる。

以上のことから、コストの面ではシナリオ 1 が最も望ましい。

(3) CO₂ 排出量

再生可能エネルギーの割合が増加することにより CO₂ 排出量が減少し、シナリオ 2 ではシナリオ 1 より 1%、シナリオ 3 では 5%低い排出量となる。CO₂ 排出量の算出に使用した排出

原単位を表 6-3.3 に示す。パリ協定に基づく INDC (Intended Nationally Determined Contribution) では、BAU (Business As Usual) と比較して 2030 年までに 20% (Unconditional) または 45% (Conditional) の地球温暖化ガス排出削減を目標としている。INDC では、電力セクターの対策として独立系統の太陽光発電の導入 (13,000MW)、ガス火力の効率化が挙げられている。

表 6-3.3 CO₂ 排出原単位

燃料	CO ₂ 排出原単位	備考
天然ガス	56,100 kg-GHG/TJ-fuel	発熱量 38,348kJ/Nm ³ 、比重 0.822kg/Nm ³ と想定
石炭	101,000 kg-GHG/TJ-fuel	褐炭(Lignite)

出所：IPCC

6-4 電源開発シナリオの評価

6-4-1 電源開発シナリオの評価

コスト面ではシナリオ 1、環境面ではシナリオ 3 が優れているが、それぞれ一長一短であり優劣が付けがたい。コスト面について、表 6-3.1 の総発電コストには系統安定化対策の費用が含まれていないが、シナリオの評価においては系統の安定性への影響について加味する必要がある。更に、シナリオ 1 で CO₂ 削減できるオプション、シナリオ 3 でコスト削減できるオプションについても、可能性を検討することが望ましい。

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 6-4.1 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 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。シナリオ 1 に基づく電源開発計画を Annex-6.1 に示す。

表 6-4.1 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
システムの安定性への影響	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

6-4-2 再生可能エネルギー導入に向けた技術的課題

日本では、2018年7月に第5次エネルギー基本計画が閣議決定された。同計画では、2030年に向けたエネルギーミックスの目標と、2050年を見据えたエネルギー政策の基本方針が示されている。2030年の電源構成の目標は、火力56%（うち、LNG：27%、石油：3%、石炭26%）、原子力20～22%、再生可能エネルギー22～24%である。

日本では、福島原子力発電所の事故以降、再生可能エネルギーの導入が促進された。その中でも、日本の南部に位置する九州地方は日射が良好であるため、太陽光発電の導入が進んだ。このため九州電力管内では、再生可能エネルギー比率が20%程度に達している。2030年の再生可能エネルギー目標に近づいた九州電力では、好天に恵まれ電力需要が下がる日中の時間帯において、再生可能エネルギーの出力抑制を行う事態が発生している。火力発電の出力を抑制し、揚水発電を稼働させても、再生可能エネルギーによる余剰電力が電力システムの安定性を損なう恐れがあることから、やむを得ない措置として実施したものである。

再生可能エネルギー比率が20%というレベルは、上述のように日本においても難しいシステム運用を迫られ、課題も多い。現時点で Grid Code で定める基準を逸脱したシステム運用を行っているナイジェリアでは、周波数調整の機能が十分に働いていない。これは、出力変動の大きい再生可能エネルギーを受け入れるキャパシティが少ないことに他ならない。

再生可能エネルギーの導入を促進するためには、火力発電の出力調整能力を最大限に活用し、国際連系線の容量を拡大し、調整力としての揚水発電所や蓄電設備を建設することが必要となる。それ以前に、Grid Code の基準を遵守したシステム運用を行なえることが、再生可能エネルギーを導入するための前提条件となる。