

インドネシア共和国  
エネルギー鉱物資源省

インドネシア国  
ジャワ・マドゥラ・バリ地域最適電力開発計画調査

本調査報告書と国家電力総合計画  
(RUKN2008-2027) との整合について

平成 20 年 12 月  
(2008)

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

委託先  
株式会社ニュージェック  
関西電力株式会社



## 目 次

1. まえがき .....	1
2. 政 策 .....	1
3. 電力需給 .....	3
4. 電力供給設備 .....	4
4.1 電 源.....	4
4.2 送電系統.....	5
5. 一次エネルギー .....	6
5.1 主要なエネルギー政策.....	6
5.2 一次エネルギー需給.....	6
6. 環 境 .....	7
7. 経済財務 .....	7



# インドネシア国ジャワ・マドゥラ・バリ地域最適電力開発計画調査 本調査報告書と国家電力総合計画 (RUKN2008-2027) との整合について

---

## 1. まえがき

本調査は2008年1月から12月にかけて実施された。その間、インドネシア側カウンターパート (CP) から最新の情報を入手し、共に議論を重ねながら、長期電力開発計画を作成してきた。議事録にも記載されているように、その計画の前提条件や骨子には CP も合意している。また、議論やワークショップ (計3回)、技術移転セミナー (1回) を通じて、CP に対し長期計画立案や系統運用の技術移転を行ってきた。

また、計画策定に当たり、最も重要な情報源の一つとして、MEMR 発行の国家電力総合計画 (RUKN2008-2027 (RUKN2008)) がある。調査開始時の2008年には、RUKN2006-2026 (RUKN2006) は公開されていたが、改訂版は MEMR 内部で検討中であった。そのため、チームとしては、公式文書として RUKN2006 を利用することとした。調査団の最終現地調査は2008年10月19日から11月21日にかけて実施した。その間も RUKN 改訂版の動向や大きな変更点について MEMR には問い合わせていたが、「RUKN 更改作業が継続中のため、公開されるまで詳細は待ってもらいたい」という返答であった。

エネルギー鉱物資源省 (MEMR) 電力計画監督局の Emy 局長と2008年11月19日に面談し、RUKN の最新状況を確認したところ、「MEMR の Purnomo 大臣は承認したので、もうしばらくして公開されるだろう」と発言された。調査団はその後帰国し、2008年12月中旬に RUKN2008 がようやく公開されることになった。ただし、その日付 (Purnomo Yusgiantoro エネルギー鉱物資源大臣による制定日) は2008年11月13日となっている。

CP から提供された情報や意見交換をもとに作成された本調査報告書と RUKN2008 とを比較すると、政策や電力需要予想、電力供給設備、一次エネルギー、環境社会配慮、投資資金において整合しない箇所が一部見られる。これらについて、調査団は RUKN2008 との整合性について検証し、その結果を本別冊に取りまとめた。今後 CP が長期電力計画を策定したり、見直す際に、本別冊が参考となることを期待する (2008年12月17日)。

## 2. 政 策

長期電力開発計画は最適なシナリオに基づいて立案される。本調査では、まず RUKN2006 などの CP の政策や計画に基本的に従う「従来計画シナリオ」を作成した。さらに3つのシナリオ、「石炭開発促進シナリオ」・「電源多様化シナリオ」・「二酸化炭素排出削減シナリオ」を作成した。これらシナリオを CP と繰り返し議論し、「電源多様化シナリオ」が最適シナリオとして相応しいということで両者合意した (第3回ワークショップ議事録, 2008年11月5日)。

ただし、RUKN2008 では、「電源用一次エネルギー需要は、最小コストのエネルギーを用いるように計画される」という記述がある。この記述自体、まず誤解を与える。すなわち、最小コストは一次エネルギーだけでなく、運転も含めた電力開発全体の目的関数であるべきで、「長期の電力開発計画は、(設備投資・運転も含めた) 最小コストで開発される」と表現されるべきである。

次に、RUKN2008 が実際に最小コストで計画されているのか、という点である。「第 6 章 投資資金の必要性」において、投資資金は必要な電源設備容量に、一律 MW 当り US\$100 万の単価を掛けて算出している。すなわち、将来の電源開発計画は最小コストでは算出されていない。現在最も安価な電源と想定されるのは、石炭火力である。RUKN2006 では 2010 年において一次エネルギー消費に占める石炭の比率は 71%であったが、RUKN2008 では 2010 年 63%および 2018 年 62%に下方修正された。石炭が減った分、ガスや地熱の比率が増えているように、RUKN2006 に比べて RUKN2008 ではコスト削減だけでなく、電源多様化を指向したシナリオになっている。

また、発電単価が相対的に安く、二酸化炭素排出のない原子力の開発計画は示されていない。CP 内部ではかなり議論がなされたようであるが、政治的判断などによって削除されたようである。しかし、原子力開発計画を政府が取り下げたという報道はこれまでにはない。

2007 年から注目され始めた米国のサブプライムローン (信用度の低い個人向け融資) に起因する経済危機は、2008 年の秋に一気に表面化し、世界的な景気の後退を引き起こしている。この間、原油価格は急激に上昇し、2008 年 2 月に 1 バレルあたり US\$ 100、7 月には US\$ 140 を超えたが、その後急速に下降に転じ、12 月に入り 1 バレルあたり US\$ 40 付近まで下落した。インドネシア・ルピアの対米ドル為替レートは、2008 年秋までは US\$ 1 = Rp. 9,000 強で安定していたが、その後 Rp. 11,000 まで下落している。

世界的な規模で発生している経済の混乱は、様々な形でジャバリ地域の電力需要や供給に影響を及ぼす可能性がある。輸出産業を中心に生産量が低下し、電力需要の伸びは下向きの圧力を受けるであろう。石油価格の低下は発電原価を低下させる一方、為替レートの下落により債務や IPP への支払の負担は増加することになる。また、過去数年間で急上昇したプラント価格が今後下落に転じる可能性もある。

以上のような影響が、一時的なものにとどまるのか、あるいは 90 年代後半のアジア経済危機のように、あるいはそれ以上に深刻で長期的なものとなるのかは、現時点では不明である。しかし、電源多様化シナリオを電力計画として採用したのはこのような将来の不確実性に備えるためでもある。また、電源開発のリードタイムを考慮し、経済情勢の動向を慎重に見極めながらも、現在進められているプロジェクトは着実に実現し、景気の回復に備えることが必要であろう。

### 3. 電力需給

ジャバリにおける RUKN2008 での長期の平均電力需要増加率は年 10.1%と予想しており、調査団の予測値 6.5%よりも相当大きくなっている。ジャバリでの今後 20 年間の平均経済成長率は RUKN2008 および RUKN2006 では同じ 6.1%としている一方、今後 20 年間の平均電力需要増加率は、RUKN2006 の 6.6%に対し RUKN2008 では 10.1%と大幅に増加させている。したがって、本調査結果は RUKN2006 の予想値とは整合がとれているが、RUKN2008 とは一致しない。

最大電力および販売電力量で表される電力需要は、1998 年のアジア経済危機以前は年 10%以上の高い伸びを記録していたが、2000 年以降は伸びが鈍化しており、2003 年から 2007 年の平均増加率は 6.5%となっている。調査団の想定は、経済危機の混乱が比較的治まり、電力需要と経済状況の相関性が安定してきた 2000 年以降のデータを用いている。

RUKN2008 の電力弾性値（需要増加率/GDP 成長率）はジャバリ地域では 1.7 程度（全インドネシアでは 1.5）であり、極めて高い値となっている。近年の実績（1.1-1.2 程度）からも乖離しているし、省エネの進展等によりエネルギー弾性値（エネルギー消費増加率/GDP 成長率）を将来 1 に近づけていくという国家目標とも一致しない。現在、本調査と平行して進められている JICA の省エネ推進マスタープランにおける議論も、RUKN2008 では全く考慮されていない。調査団の予測値 1.1 程度は、過去数年の実績に近く現実的であると考えられる。

MEMR や PLN は、供給力不足の影響により見かけの需要が増加していない点を指摘する傾向がある。しかし、供給力不足が顕著となったのは最近であり、1990 年代と比較した 2000 年代の需要の伸びの鈍化は、供給力不足だけではなく、構造的な変化にも起因すると考えられる（日本においても、1960 年代の需要増加率が 10%以上だったのに対し、1970 年代の石油ショック以降の増加率は 6-8%程度に鈍化した）。

さらに、過去 1-2 年の新規電力接続のウェイティングリストの増加を需要不足に関連付ける指摘がある。しかし、これは 2007 年から 2008 年中頃にかけての原油価格高騰が大きく影響していると考えられる。自家発電を行っている大規模な電力需要家は、政府の価格設定に基づいて補助金を受けた PLN の販売電力をより安価であると判断し、電力調達先の転換を図った。調査団は、このようなウェイティングリストの電力を単純に需要予測の伸びに上乗せしてとらえ、さらにそれが今後 20 年間継続するとみなすことは大幅な過大評価になると考えている。

なお、RUKN および調査団ともに、GDP 平均成長率は 6%程度を予想しているが、昨今の経済情勢により経済成長が鈍化し、需要の伸びがさらに低下する可能性がある。すでに世界銀行は昨年末、インドネシアの 2009 年の GDP 成長率を 4%台に下方修正している。

## 4. 電力供給設備

### 4.1 電 源

#### (1) 非石油系電源への移行

RUKN2008 では石油燃料系電源開発は短期的（1～2年）な供給危機対象地域に限り実施するものとし、原則として石油燃料系電源の開発を無くす方針である。また、既存の石油系燃料電源は計画済みの非石油系電源が操業となった場合、当該石油燃料系電源は操業を止めると述べられている。

本調査で検討した4つの開発シナリオのいずれでも、既存の石油系燃料電源は非石油系電源が開発されるに従って操業を中止する計画としている。その事例として最適電源開発シナリオとして提言したシナリオ2（電源多様化）における石油系燃料の設備容量を表4-1に示す。石油系燃料であるMFO 焚き電源は2017年には全て操業を中止し、HSD 焚きの電源も2023年まで漸次操業を停止する計画となっている。2024年以降には電源多様化という観点からピーク対応のHSD 焚き電源開発を提案しているが、設備容量に占める比率は4.4%（2028年時点）であり、2009年の石油系燃料電源（MFO と HSD）比率24.0%から著しく低下する。このように、本開発計画はRUKN2008で述べられている非石油系電源への移行と一致する。

表 4-1 燃料系別の電源設備容量

（単位 MW）

Scenario 2 (Power Source Diversification)

YEAR	FUEL TYPE											TOTAL
	COAL	GAS	LNG	MFO	HSD	GEO	NUC	J-SI	PUMP	HYD	RENEW	
2009	11,371	3,713	-	718	5,128	886	-	-	-	2,574	-	24,390
2010	15,531	3,713	-	274	5,078	1,136	-	-	-	2,574	-	28,306
2011	16,261	4,688	-	192	5,078	1,526	-	-	-	2,574	-	30,319
2012	17,261	5,438	-	192	5,078	1,696	-	-	-	2,621	-	32,286
2013	17,261	5,438	-	192	5,078	1,696	-	-	-	2,621	-	32,286
2014	17,261	5,438	-	192	5,078	1,916	-	2,400	-	2,621	-	34,906
2015	17,261	5,438	750	192	5,078	2,026	-	3,000	500	2,731	-	36,976
2016	17,261	5,438	1,500	192	5,078	2,136	-	3,000	1,000	2,731	-	38,336
2017	21,261	5,237	2,250	-	3,918	2,246	-	3,000	1,000	2,731	-	41,643
2018	21,261	5,072	3,000	-	3,382	2,356	1,000	3,000	2,000	2,731	-	43,802
2019	23,261	5,072	3,000	-	2,834	2,466	1,000	3,000	3,000	2,731	-	46,364
2020	23,261	5,072	4,500	-	2,984	2,576	1,000	3,000	3,000	3,901	-	49,294
2021	25,261	5,072	4,500	-	2,984	2,686	2,000	3,000	3,000	3,901	535	52,939
2022	26,261	5,072	6,000	-	2,679	2,796	2,000	3,000	3,000	4,801	567	56,176
2023	29,261	5,072	6,000	-	2,679	2,906	2,000	3,000	3,000	4,801	1,207	59,926
2024	29,261	5,072	7,500	-	2,979	3,016	3,000	3,000	3,000	5,701	1,281	63,810
2025	32,261	5,072	7,500	-	2,979	3,126	3,000	3,000	3,000	5,701	2,038	67,677
2026	32,261	5,072	9,000	-	3,279	3,236	4,000	3,000	3,000	5,701	2,164	70,713
2027	36,261	5,072	9,000	-	3,579	3,346	4,000	3,000	3,000	6,001	3,063	76,322
2028	40,261	5,072	9,000	-	3,579	3,456	5,000	3,000	3,000	6,001	3,250	81,619

（注：上記の表は添付資料-6 WASP IV シミュレーションデータの6.2出力データより）

#### (2) ファスト・トラック・プログラムの進捗状況

2008年11月13日付けのRUKN2008では「10プロジェクトの内、9プロジェクトについては調達契約を交わしており、現在建設段階に入っている。」と記載されている。



これに対して、調査団が2008年11月6日に PLN 本店財務担当者から聞き取りを行ったファスト・トラック・プログラムの進捗状況は、10プロジェクト内、8プロジェクトが建設段階であった。11月6日から11月13日の間に未着工であった T. Awar-awar が新たに建設段階に入ったものと思われる。

## 4.2 送電系統

RUKN 2008 では、変圧器の増設及び新規変電所開発について以下のように記述している。

- 変圧器の増設は、すでに容量が70%に達している既存変電所を優先する。
- 新規変電所開発は、変電所の変圧器負荷が70%を超え、容量が最適容量を超えている場合に検討される。

本調査では、変圧器の過負荷防止等の考え方は RUKN2008 と基本的に同じであるが、PLN 計画部や P3B との議論を踏まえ、さらに詳細な検討をした。その結果、報告書では、変圧器の増設及び新規変電所開発について変圧器並列運転台数や適正電力供給方法等も考慮し、以下のように適正容量等についてより具体的に提言している。

- 変圧器の増設は以下を標準とした。
  - 変圧器 1 台設置時 : 停止時の救済を考慮し、負荷率 60%で早期の複数台化を検討する。
  - 変圧器 2 台設置時 : 下位系統での救済も考慮にいれ、負荷率 75%で変圧器追加を検討する。
  - 変圧器 3 台以上設置時 : 下位系統での救済も考慮にいれ、負荷率 100%で変圧器追加を検討する
- 変電所の新規開発計画では、変電所最大容量は、1,500 MVA (500 MVA \* 3 Unit) または 1,000 MVA (下位系統での負荷救済の場合) 程度であり、これを超えた場合に別の場所での開発可能性を検討する。都市部の高密度地域では個別に検討する必要がある。基幹変電所で3台を超える変圧器設置は、下記のような問題が発生する恐れがあるので、必ずしも得策ではない。その際には変電所の新規開発を検討する。
  - 1) 変圧器並列運用が望ましいが、変圧器低圧側の短絡容量問題が顕在化し、バンク並列できず供給信頼度の低下を招く恐れがある。
  - 2) 一変電所の負荷規模が大きくなりすぎ、上位系事故時の負荷救済が困難となる。また、広範囲停電となり社会的影響も大きくなる。
  - 3) 都市部、過疎地で経済的な系統構築面からの適正供給範囲は異なるが、需要密度の低い地域でも一般的に基幹変電所間隔は 50 - 100 km 以内と考えられ、変電所負荷としても 3 台程度が最大となる。

## 5. 一次エネルギー

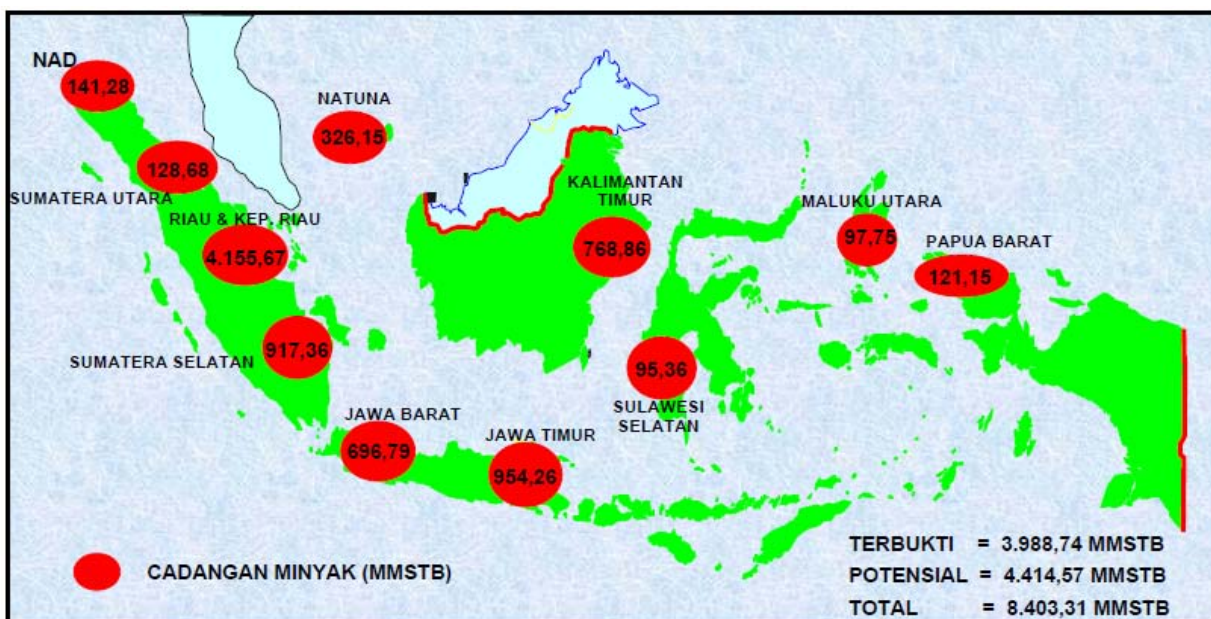
### 5.1 主要なエネルギー政策

「国家エネルギー管理ブループリント 2005～2025年」によると、水力資源ポテンシャルは75.67 GW となっているが、RUKN2008においては42.8 GW と下方修正されている。これらは、全国でのポテンシャルであり、ジャバリ地域の水力ポテンシャルは、それ程多くなく、現在有望な地点として、Rajamandala、Jatigede、Upper Cisokan の3地点があげられており（PLNも同意見）、ジャバリ地域の電源開発計画への影響はない。

### 5.2 一次エネルギー需給

#### (1) 石 油

調査報告では、図4.1-2に産油地と埋蔵量（Proven）の2006年版を記載しているが、RUKN2008には2007年版（下図）が記載されている。2006年版と2007年版とを比較すると、Naturaでは54.41 MMSTBから326.15 MMSTBへと増加、南 Sumatera、東 Jawa では僅かに増加が見られるが、他の地域は全て減少しており、全国レベルでの減少（約10%）は続いている。



出典：MEMR、MIGAS 資料（2007年）

#### (2) 石 炭

今回の調査においてMEMR Coal-Geothermalから入手した資料では、石炭資源量はいずれも610～630億トンとなっており、これらの数値は“Seminar on New Investment for the Future

Indonesian Mining Industry (2007年1月JMEC<sup>1</sup>、IMA<sup>2</sup>主催) ”、“The Asia Miner Investing in Mining Conference (2007年2月、オーストラリア) ”、“5th Council Meeting and International Conference on Clean Coal and Excursion (2007年7月、タイ) ”、“2nd Annual China Coal and Coal Chemical Summit (2007年9月、北京) ”や、“Clean Coal Day in Japan (2008年9月JCOAL<sup>3</sup>主催) ”など、10数件以上の国際会議で幾度も紹介されたものである。一方RUKN2008では資源量931億トンと50%もの急激な増加が見られるが、これだけの急増が国際的に発表された形跡は見当たらない。またRUKN2008のTable 5「エネルギーポテンシャルデータ」の各地域の埋蔵量の集計は1,597億トンとなり、合計値と本文中の931億トンとの間に矛盾も見られることから、RUKN2008の数値の信憑性については疑問がもたれる。

いずれにせよ、石炭の確認埋蔵量は、今後の電力開発計画で必要な石炭消費を満足するために十分な量があり、電力開発計画に影響を及ぼすものではない。

## 6. 環 境

RUKN 2008には、電気事業関連のプロジェクトに対して環境影響評価を実施した際に作成される公式文書の略称 (ANDAL、RKL、RPL、UKL、UPL) が記されているが、最終報告書ではこれらの具体的な名称には言及しなかったため、正誤表によって最終報告書の2-84頁に加筆することとした。

## 7. 経済財務

電力計画における投資資金について、本調査報告書とRUKN2008との比較は単純ではない。下表にその比較を示す。

JICA 報告書		RUKN2008	
5.3.1 最適電力開発計画の資金需要 (pp.5-51、5-53、表 5.3-2)		第 6 章 必要な投資資金、第 3 段落及び 表 6	
電源	111,668	電源	140,750
送電・変電所	4,930 (-2015) 11,057 (-2028)	送電網・変電所	22,254 (-2015)
配電網	3,971 (-2015) 11,987 (-2028)	配電網	8,553 (-2015)
[単位 : US\$ Million]		[単位 : US\$ Million]	

それは、まず両方で想定する需要がかなり異なるためである。需要の増加率を大きく設定している RUKN2008 では、本調査報告書に比べて、20年後には約2倍の新規電源を必要とする。一方、電源開発費用は、RUKN2008において1kWあたり1,000ドルを想定しているが、

<sup>1</sup> JMEC; Japan Mining Engineering Center for International Cooperation

<sup>2</sup> IMA; Indonesian Mining Association

<sup>3</sup> JCOAL ; Japan Coal Energy Center

これは RUKN2006 と同じ数字であり、過去数年のプラント価格の高騰は考慮されていない。本調査報告書では、発電所種別に電源開発単価を設定しており、全体の平均では 1 kW あたり 1,790 ドルとなっている。以上の結果、RUKN2008 の電源開発費用 1,400 億ドルは本調査報告書の推計値 1,120 億ドルを 2 割強上回る数字となっている。

送配電に関しては、さらに比較が困難である。RUKN2008 の送配電投資費用は 2015 年までのものとの注記があるが、同じ 2015 年までの費用を示した RUKN2006 の約 10 倍、300 億ドルであり、本調査報告書の 2028 年までの 20 年間の投資費用の推計値 230 億ドルを大幅に上回っている。RUKN には送配電の投資について詳細が示されていないため、どのような推計がなされたのかは不明であるが、電源投資費用との割合からは、かなり過大評価がなされているように思われる。

本調査においては、2015 年までの投資費用は RUPTL を参照している。以降 2028 年までについては、2020 年、2025 年、2028 年の 3 断面での最適系統計画で必要とされる主要な投入設備を求め、最近の実績からその投資単価を設定して、投資費用を算出している。詳細な投資額は本調査報告書の 5.2.10 で述べており、その概要は以下の図で把握できる。

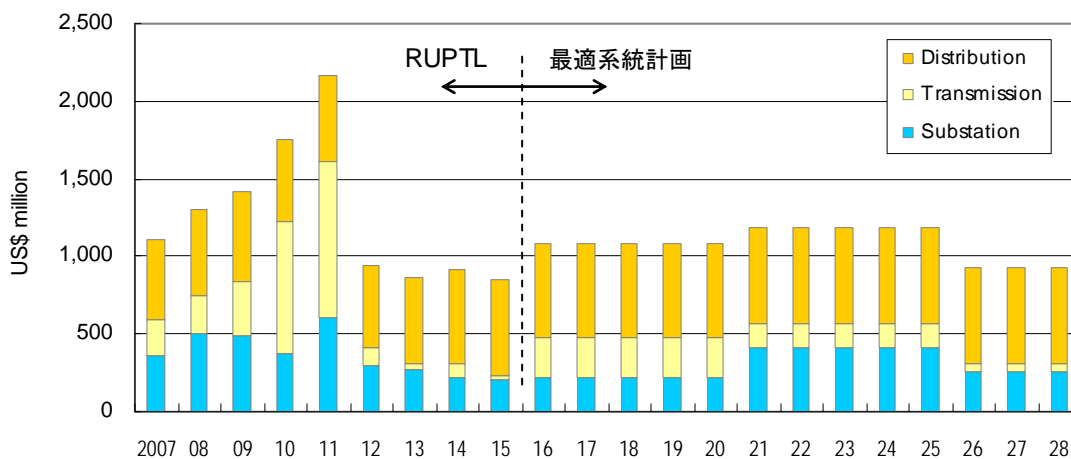


図 5-1 系統増強の投資計画 (報告書図 5.3-2 再掲)

RUPTL においては、必要投入設備を個別に検討し、それらを積み上げることによって全体の投資額を求めていることから、結果の信頼性は高いと考えられる。ここで 2011 年までの投資額が急増しているのは、Fast Track Program による新規電源の集中的な投入が同時期に進められるため、それに対応したものである。チームで求めた 2016 年以降の投資額は、RUPTL に示された 2007 年から 2015 年までの投資額の平均値に近い水準であり、継続される電源整備に対応して着実に送電体制を強化していく計画を反映している。

今後必要になる投資資金の規模を把握することは極めて重要なことである。しかし、電力事業はグローバルな経済のなかで常に変化をしており、その費用も大きく変動することは 2008 年の世界経済の混乱が証明したとおりである。本調査報告書で述べたとおり、料金体系の見直しを含めた電力事業の柔軟性を確保する施策の実現が望まれる。

