

フィリピン国
エネルギー省

フィリピン国
エネルギーセクター改革
進捗・実績確認調査報告書

ファイナルレポート

平成 25 年 12 月
(2013 年)

独立行政法人
国際協力機構

一般財団法人
日本エネルギー経済研究所

目次

エグゼクティブサマリー.....	1
調査の背景.....	1
主な確認事項.....	1
改善を図るべき課題.....	3
フィリピン国電力セクター改革の次のステップ.....	6
第1章 調査の概要.....	9
1.1 調査の背景.....	9
1.2 調査の概要.....	10
1.3 調査計画と調査の経過.....	11
1.3.1 事前調査.....	11
1.3.2 政策対話.....	11
第2章 フィリピンの電力事情と東南アジア諸国の比較.....	13
2.1 電力部門の現状.....	13
2.2 電力消費と経済.....	14
2.3 電力の最終消費量、消費構造及び特徴.....	15
2.4 電力供給.....	18
2.5 電源開発.....	20
2.6 省エネルギーポテンシャル.....	21
2.7 フィリピンにおける電気料金水準および部門別構成.....	22
2.8 フィリピンの電力料金はなぜ高いのか.....	24
2.8.1 フィリピンの発電コスト.....	25
2.8.2 送配電コスト.....	27
第3章 EPIRAによる市場改革の現状.....	31
3.1 民営化の進行状況.....	31
3.2 電力料金.....	32
3.2.1 発電コスト.....	32
3.2.2 送電・託送コスト.....	33
3.2.3 配電事業者及び電力協同組合の電気料金.....	33
3.2.4 ユニバーサルチャージ.....	34
3.2.5 電力協同組合の借入金.....	34
3.2.6 電力料金の強制値引き.....	34
3.2.7 ライフラインレート補助金.....	35

3.3	市場競争.....	35
3.3.1	電力卸売スポット市場.....	35
3.3.2	小売り競争とオープンアクセス.....	36
3.3.3	ミンダナオ臨時電力市場.....	36
3.3.4	市場シェアの監視.....	37
第4章	ASEAN 諸国におけるエネルギー部門の現状.....	39
4.1	ASEAN 諸国の経済およびエネルギー部門の現状.....	39
4.2	ASEAN 諸国における電力部門の現状.....	41
4.3	電力セクター改革の進捗状況.....	44
第5章	ASEAN 諸国とのエネルギー政策対話.....	47
5.1	フィリピン DOE によるプレゼンテーションの概要.....	47
5.2	ハイレベル政策対話.....	49
5.2.1	インドネシア政府高官との政策対話.....	49
5.2.2	タイ国政府高官との政策対話.....	49
5.2.3	ベトナム国政府高官との政策対話.....	51
5.3	技術レベル対話.....	52
5.3.1	インドネシア政府高官との技術レベル対話.....	52
5.3.2	タイ国政府高官との技術レベル対話.....	52
5.3.3	ベトナム国政府高官との技術レベル対話.....	53
5.4	政策対話のまとめ.....	54
第6章	日本におけるエネルギー政策対話と活動.....	57
6.1	開会の挨拶.....	57
6.2	比国 DOE 長官のプレゼンテーション.....	58
6.3	DOE 長官のプレゼンテーションに関する質疑応答.....	60
第7章	ASEAN 諸国との政策対話.....	63
7.1	政策対話の成果と今後の課題.....	63
7.2	インドネシア.....	64
7.2.1	インドネシアのエネルギー政策の特徴.....	64
7.2.2	政策面で参考とすべき事項.....	65
7.3	タイ.....	66
7.3.1	タイのエネルギー政策の特徴.....	66
7.3.2	政策面で参考とすべき事項.....	67
7.4	ベトナム.....	68
7.4.1	ベトナムのエネルギー政策の特徴.....	68
7.4.2	政策面で参考とすべき事項.....	69

第8章 課題の総括と提言..... 71

8.1 確認された課題.....	71
8.1.1 マニラ政策対話.....	71
8.1.2 フィリピン投資シンポジウム（東京）.....	72
8.1.3 電力部門の直面する課題と政府の役割.....	72
8.2 政府が行動を起こすべき方向.....	74
8.2.1 改善を目指すべき検討課題.....	74
8.2.2 アプローチの選択肢.....	79
8.3 総括と提案.....	83
8.3.1 横断的ラウンドテーブルによる検討.....	83
8.3.2 今後の活動について（提案）.....	84

表 一覧

表 2.1 電力消費とマクロ経済.....	14
表 2.2 調査対象国の電力最終消費.....	16
表 2.3 各国の電源構成.....	19
表 2.4 2030年までのフィリピンの新規電源導入計画（MW）.....	21
表 2.5 2005～2011年の電力消費と発電容量のGDP弾性値.....	21
表 2.6 調査対象国の火力発電の熱効率.....	21
表 2.7 フィリピンの発電会社の発電コスト、卸電力価格.....	26
表 3.1 発電施設の民営化スケジュール（2013年4月30日現在）.....	31
表 3.2 民営化による発電および売却収入（2013年4月30日現在、10億米ドル）.....	32
表 3.3 民営化収入の用途（2013年4月30日現在）.....	32
表 3.4 副次送電施設売却の地域別内訳（2013年4月30日現在）.....	32
表 3.5 電力サービス料金（送電託送料金）.....	33
表 3.6 電力料金の変化（2012年9月→2013年3月）：配電事業者.....	33
表 3.7 電力協同組合の家庭用電力料金（2013年3月、ペソ/キロワット時）.....	34
表 3.8 ユニバーサルチャージの支出総額（2013年4月、10億ペソ）.....	34
表 3.9 PALAMのNEAおよび他の政府機関に対する支払い義務残額.....	34
表 3.10 ライフライン補助金の実績（2012年11月～2013年4月）.....	35
表 3.11 ルソンとビサヤスの市場登録事業者（2013年4月）.....	36
表 4.1 ASEAN諸国の主要経済・エネルギー指標.....	40
表 4.2 ASEAN諸国のエネルギー構造（2012年）.....	41
表 4.3 ASEAN諸国の電源構成.....	43
表 4.4 電力の安定供給を目的とする諸政策.....	44
表 4.5 受容可能な価格を実現するメカニズム.....	45

表 4.6	電化推進政策.....	45
表 4.7	燃料供給確保政策.....	46
表 8.1	配電事業者の電力需要（2012 年販売実績）.....	77
表 8.2	配電事業者の需要の分析（2012 年実績）.....	77

図 一 覧

図 2.1	経済水準と一人当たり電力消費.....	15
図 2.2	部門別電力消費.....	16
図 2.3	各国の工業部門の規模と工業用電力消費原単位.....	17
図 2.4	各国の商業部門の規模と商業用電力消費原単位.....	17
図 2.5	各国の家庭用電力消費原単位.....	18
図 2.6	各国の発電設備容量の推移.....	20
図 2.7	送配電ロスの推移.....	22
図 2.8	2011 年の調査対象国の電力料金.....	23
図 2.9	一人当たり家計最終消費に占める電力消費支出の比率.....	24
図 2.10	発電単価の比較.....	27
図 2.11	フィリピンの電力料金とその構成.....	28
図 3.1	MERALCO と NPC の発電コスト推移.....	33
図 3.2	発電能力の会社別シェア.....	37
図 4.1	ASEAN 諸国の一人あたり GDP の推移.....	39
図 4.2	ASEAN 諸国の一人あたりエネルギー消費の推移.....	40
図 4.3	ASEAN 諸国の電力消費推移.....	42
図 4.4	ASEAN 諸国の火力発電の熱効率.....	42
図 4.5	ASEAN 諸国の電力価格.....	43
図 8.1	発電分野の各社シェアと市場支配力（2011 年）.....	78

付属資料 I エネルギー政策対話バックグラウンドペーパー

付属資料 II エネルギー政策対話（マニラ）議事録

付属資料 III フィリピン国エネルギー投資シンポジウム（東京）議事録

付属資料 IV ポリシーペーパー

エグゼクティブサマリー

調査の背景

フィリピン国政府は民間セクターを電気事業に導入することで電力不足を解消することを目的に、1980年代後半から発電部門の規制緩和を開始した。この努力によって電力不足はほぼ解消したが、電力料金の高騰や国営電力会社（National Power Corporation：NPC）の赤字の拡大などの問題が生じた。このため同政府は2001年に電力産業改革法（Electric Power Industry Reform Act of 2001：EPIRA）を施行し、NPCの解体と民営化を実施して電力産業に競争原理を導入した。今日までのところ、発送電部門の解体と規制緩和は一定の成果をあげている。しかし、フィリピン国政府は次のような問題に直面している。

- ①フィリピン国の電力料金はASEAN諸国の中で最も高く、産業の競争力や国民生活に打撃を与えている。
- ②民間部門の投資は、国家電力開発計画で謳われている社会、経済、環境などの視点から見た最適電源構成の方向には必ずしも向かわない。
- ③フィリピン国には多くの遠隔地集落や離島があり、地方電化は様々な難題や高コストという課題を抱えている。

このような状況の下、本調査ではエネルギー市場管理における政府の適切な役割とは何か、また、どの程度の政府の関与が適切であるかについてフィリピン国の政策形成の現状を調査し、今後どのような政策を実施すべきかについて検討を行った。調査にあたっては次のようなアプローチを採用した。

- ①「エネルギー部門改革をテーマとするASEAN諸国との政策対話」をマニラで実施した。この政策対話ではインドネシア、タイ、ベトナムの各国から政府高官や専門家を招き、エネルギー政策の現状、目指している方向や基本原則について情報や意見の交換を行った。
- ②「フィリピン投資フォーラム」を、東京で日本の政府機関、産業、投資家などの関係者を招いて開催した。

これらの活動に先立ち、日本エネルギー経済研究所はASEAN諸国のエネルギー/電力市場の比較研究を実施し、バックグラウンドペーパーとして提供した。（付属書I参照）

主な確認事項

「エネルギー部門改革をテーマとするASEAN諸国との政策対話」を平成25年8月29日から9月4日の間マニラで開催した。この政策対話では、政府が電力開発をどのようにリードしているかという点について、ASEAN諸国間では主に以下の3点で相違がみられることが確認された。

- 国家計画

フィリピンと今回招聘された諸国とは、すべて、電力開発について国家計画を策定している。招聘された諸国はすべて政府が国営電力会社を通じて電力開発をリードするという機能を備えている。一方、フィリピン国も電力開発計画を策定しているが、将来計画の提示にとどまり、政府には市場への直接介入や行政指導を行うなどの権限はない。このような政治構造は成熟した経済ではよく見られるところである。しかし、他の ASEAN 諸国に比べると、国家エネルギー計画のもつ影響力は低い。

- 資金調達

フィリピン国は、電力開発に対し、他の ASEAN 諸国に見られるような制度金融、政府保証や海外資金の導入制度などの財政支援を提供していない。中小規模のプロジェクトは地元資本や地元の民間銀行でも対応可能であろうが、所要資金が巨額で、建設期間・コスト回収期間が長いと長期の貸付期間を必要とする先進型大規模石炭火力や大規模水力発電の建設資金を賄う上では問題が生じると懸念される。

- 受容可能な価格での電力供給

フィリピン国では、電力価格は政府の介入なしで市場競争を通じて決定されている。他の諸国では政府が多かれ少なかれ何らかの市場介入を行っているが、補助金を考慮した後も、電力料金はフィリピンより低く保たれている。フィリピン国政府には低コスト、低価格を直接的に実現するような権限や仕組みが与えられていない。また、招聘された他の ASEAN 諸国では直接的な地方電化支援が行われている一方、電力料金はフィリピンより安い。

「フィリピン国エネルギーセクター投資シンポジウム」は日本の政府、産業界、投資家などの関係者を招いて、平成 25 年 10 月 16 日東京で開催された。ペティリア・エネルギー長官は冒頭挨拶でフィリピン国のエネルギー部門の現状と投資機会について次のように説明した。

- ①フィリピンでは 12 年前に電力改革法を施行し、電力部門の構造改革を実施した。これにより電力産業の主要部分は自由化され、現在、政府は一切補助金を支出していない。
- ②しかし、世間では電力料金が高いという不満の声が上がっている。
- ③フィリピンでは投資家に有利な枠組みを用意しており、エネルギー部門への日本の投資を歓迎する。エネルギー省では投資家が諸官庁から各種許認可を取得するための支援体制を整えている。

本シンポジウムではフィリピン国エネルギー部門の現状と投資環境、また、電力開発を進める上での様々な技術的選択肢等について有意義な情報が提供された。一部の投資家からは海外投資家に対しては外資規制があること、また、多くの煩瑣な許認可手続きが必要とされているなど、投資環境についての懸念が表明された。これに対し、エネルギー省からは官庁手続きの簡略化や許認可取得の支援を進めているとの説明がなされた。

これらの会合では多くの情報が提供され有意義であったが、今後同様の会合を開催する場合には次のような点に配慮することが望ましいと考えられる。

- ①会合までの準備期間に余裕を持たせ、会合で具体的な投資機会の説明があれば、一層の絞った議論ができるだろう。
- ②実際の投資につなげるには、地元のパートナーとのマッチングが重要である。

改善を図るべき課題

フィリピン国は政府の市場介入を最小限に抑える形での電力セクター改革に成功した。しかしながら、現在、政府は次のような課題に直面している。

- ①市場化は実際のコストを知る上での透明性の確保に道を開いたが、電力料金は ASEAN 諸国の中で最も高いレベルにとどまっている。
- ②高い経済成長が続いているが、電力開発がそのペースに遅れ、持続的成長の足かせとなることが懸念される。
- ③地方電化を進めるには遠隔地や離島などに特有の難題や高いコストを克服しなければならない。

上記の課題は、換言すれば、どのようにして経済を以下のような分野の長期投資に向かわせるかという課題である。

- ①国家計画で展開されている時間軸に沿って最適電源計画を実現しつつ十分な電力供給を確保するような形で、民間部門あるいは市場を活発な投資に向かわせる。
- ②市場改革により国際競争力のある電力価格を実現する。そこでは、総合的な電力開発を念頭に置いた新規投資を強化することが必要である。このことは、長期的視野に立てば、最も重要な事項である。
- ③地域グリッドの連系線を建設し、電力市場規模を拡大して規模の経済を享受する。
- ④望ましい燃料供給体制を整えるため、天然ガス輸入ターミナルやパイプラインなど、エネルギー基本インフラの建設を進める。
- ⑤高効率発電プラント、クリーンコール技術、再生可能エネルギーなどの先端技術の導入を進める。
- ⑥建設期間が長く長期の資金借入れを必要とする水力発電のような資本集約的な長期プロジェクトへの投資を促進する。
- ⑦遠隔地の集落や離島など、商業採算の見込めない地域での地方電化を進める。

要約すれば、国内産業の競争力を維持し快適な国民生活を実現するために合理的な電力価格を実現することが、現在、フィリピン国の最大の関心事である。また、電力部門は一国の経済の基盤であるから、国家の経済発展計画と一貫性のある形で、総合的な電力開発計画を計画された時間軸に沿って推進することが必要である。もちろん、電力部門は社会全体の利益に資すべき公益事業であることを忘れてはならない。このような課題に対処するためのアプローチとしては、以下のような事項があげられよう。

市場競争の強化

公益サービスである電力料金を公正かつ合理的な水準に確保するには、以下のような重点事項を常時監視しておくことが必要である。

- ①市場価格は高すぎないか、安すぎないか、ブレ幅が大きすぎないか。
- ②市場では均等な力をもった十分な数のプレーヤーが参加して公正な活動が行われるような競争条件が整っているか。
- ③事業環境や利益の面で、市場でのプレーヤーは過剰な利益をあげていたり、行き過ぎた損失を計上してはいないか。
- ④現在の市場メカニズムや市場の動きは革新的な技術・事業の発展を許容する形になっているか。

このためには、政府、産業界、学識経験者やその他の利害関係者で構成される委員会において、上記のような重点事項に関する報告書を定期的に検討し、修正が必要であれば、政府が対策を実施するような体制を整えておくことが必要である。そのような改善策を講じる上では、エネルギー省が重要な役割を担うことになるだろう。

卸売市場の供給側では、現在、発電業者が昔の NPC と契約した長期 PPA に守られており、競争に曝されていない。配電事業者との契約を持つ IPP も同様に競争を免れている。その結果、卸売電力市場（WESM）にはわずかの電力しか供給されず、電力価格を引き下げだけの競争が実現していない。これを解決するには、供給者が WESM で十分な量の電力を販売するよう義務付け、総合電力価格が常時もっと弾力的に調整されるよう仕向けることが必要である。同時に、WESM も追加投資が十分行えるような魅力的な価格を供給者にオファーすることが必要である。逆にいえば、既に認可されている長期 PPA の価格は WESM での取引がもっと進むように厳格に見直すことが必要かもしれない。

フィリピンでは、卸売電力市場の需要側で、小売競争とオープンアクセス制度（Retail Competition and Open Access : RCOA）が発足し、小売分野での競争が促進される体制が整えられた。このメカニズムが十分機能するかどうか、しばらく監視が必要だろう。

最適電源開発の実現

効率的な供給能力を十分に確保することが公正な競争と合理的な価格を実現するための基本要件である。このため、電源開発は長期的に最適構造を実現するような形で準備すべきである。発電所は、一度建設されると、一国の電源構成の中で、その発電所特有の効率・環境特性を持ったままロックインされる。このため、最適な電源開発計画を策定することが必要であり、また、建設の遅れは経済の多部門に深刻な影響を与えるので、建設計画は厳守しなければならない。

電力産業は多くのサブセクターで構成された総合産業であり、すべてのサブセクターを一貫性をもって開発する必要がある。しかし、個々のサブセクターの経済性は決して一様ではない。民間資本は利益性が高く不確実性の少ない分野には流れるが、利益性が低く不確実性の高い分野には流れにくいだろう。総合的な計画を一貫性のある形で推進するには、すべてのサブセクターに

十分な資本が流入するよう仕向けることが必要である。さらに、発展途上国においては、政府支援がない場合、長期の貸付期間を必要とする巨額の資金の提供は地元民間銀行の能力を超えていたり、様々な案件の中で劣位におかれることがあるだろう。制度金融は、古典的な政策ツールだが、大規模な建設事業をコストを抑えつつ進める上では有効な手段である。海外の資金や海外からの投資の導入もよく知られている投資促進策である。

他の ASEAN 諸国では長期 PPA が発電事業に対する保証供与策として機能しており、国営企業が電力開発を進める上で重要な役割を果たしている。しかし、フィリピンでは、国営電力会社の活動を実質禁止する形で電力市場の自由化が進められてきた。したがって、投資の不確実性を緩和するためには、これらの諸国とは異なるメカニズムを市場に導入することが必要である。望ましい電源構成を実現するよう投資を誘導する手段としては、シンガポールで採用されている「Vesting Contract」、欧州で検討されている「Capacity Mechanism」や「Capacity payment」、また「Feed-In Tariff (FIT)」や「Renewable Portfolio Standard (RPS)」の変形フォーミュラなどが検討対象として挙げられよう。

需要の集約

市場での売手と買手の公正な競争を確保しつつ規模の経済を享受できるような大規模取引を実現するには、需要側と供給側の両方に大規模プレーヤーが存在することが望ましい。しかし、需要側についてみれば、フィリピンの現状はこれとは程遠い。MERALCO を除けば、配電協同組合 (EC) などの他の買手は、発電側で規模の経済を期待できるようなサイズに比べて著しく小規模である。

この点について、最近フィリピンの小規模協同組合の間では共同で電気料金の引き下げを図る動きが出始めている。ミンダナオでは 20 の協同組合が 33 万 kW の電力を集約して入札にかけ、最終的に 1 キロワット時あたり 4.09 ペソという価格で契約することに成功した。ルソン中部でも 12 の協同組合が需要を集約して 30 万 kW のベース需要の入札を行い、最低価格 3.70 ペソというオファーを得た。このような競争入札により、傘下に発電事業を持たない共同組合は MERALCO の電力供給価格の 4.5~5.5 ペソよりも相当安い価格を勝ち取るのに成功した。

国家電力管理局は、小規模配電組合が需要を集約して競争入札を行うように行政指導を実施し、このような行動の制度化を図ることが望ましい。

経済特区の電力料金引き下げ

フィリピンでは産業投資を促進するために経済特区が設けられている。これらの経済特区では、政府企業が発電事業に投資することで電力料金を引き下げることができれば、投資家をもっと多く勧誘することができるだろう。もしそのような事業を実施する際に、フィリピンで一般的事業の期待利益水準とされているような 20% という高い水準ではなくて、リスクのない国家事業の投資利益水準とされる 7% 程度に設定し、かつ低利の制度金融を併用すれば、経済特区での電力料金をかなり引き下げることができよう。

国産資源基金

現在アジア市場で極めて高い天然ガス価格がまかり通っている点に着目すれば、国産資源の生産者側では過剰な利益が発生し、その一方で発電用燃料価格を押し上げているという構図が推察される。そのような過剰利益は超過利潤税の形で吸い上げ、国産資源基金として天然ガス輸入ターミナルやガスパイプラインなどのインフラ建設に充てることが考えられよう。地熱プロジェクトについても適用されている価格メカニズムのもとで過剰な利益が発生しているのであれば、同じようなコンセプトを適用して超過利潤を吸い上げ、送配電線の建設などのインフラ投資に振り向けて電力料金の引き下げに利用することができよう。

他の分野の国営会社の参加によるインフラ建設

エネルギーインフラの建設にあたっては、その分野での技術力を持つ他の国営会社、例えば LNG 輸入ターミナルやガスパイプラインの建設では PNOG を起用して、電力部門の技術・資金両面での負担を軽減することができよう。

フィリピン国電力セクター改革の次のステップ

横断型エネルギーラウンドテーブル

最適電源構成と合理的な電力価格を実現する上での様々な課題を解決するには、下記のような点についてさらに掘り下げた検討を行うことが必要と考えられる。

- ①現在の市場システムが料金の評価、モニター、産業指導などの面で EPIRA で定められている通りに十分機能しているかどうかの点検。
- ②最適電源計画を実現する電力開発計画の策定と計画がきちんと実行されるよう投資を強化する手段。
- ③長期投資が推進され、同等な力を持った十分な数のプレーヤーが市場に存在し、公正で健全な市場競争が実現されるような電力市場構造改革。個別需要の集約や複数の分野にまたがって事業を持つプレーヤーの事業分離などが検討課題となろう。
- ④天然ガスインフラの建設や経済特区での電力供給事業などの特定分野に政府が関与することのベネフィットの有無。
- ⑤国産資源基金の設立と電力料金引き下げへの利用。

上記のような検討を行うことを目的として、政府機関、産業界、学識経験者など広い分野から専門家を集めたエネルギーラウンドテーブルを発足させる。エネルギー省がその事務局を務め、議論を経て参加者の合意形成の上、政策提言として取りまとめることとする。

同時に、今後の政策行動にはエネルギー環境問題を巡る世界の潮流を織り込むことが必要であり、その面での海外諸国、とくに近隣 ASEAN 諸国との交流が重要となろう。このため、エネルギー省は本プログラムで実施したような二国間対話、多国間対話を今後も継続していくことが望ましい。

次のステップ

上記の議論に基づき、次のような行動を提言したい。

- ①エネルギー省はエネルギー市場改革の再検討を目的とするエネルギーラウンドテーブル設立の適否を検討する。その価値ありと判断されれば、エネルギー省は政府関係者、産業界、学識経験者等の多分野の参加者で構成されるエネルギーラウンドテーブルを発足させる。
- ②エネルギー省はエネルギーラウンドテーブルの事務局の機能を担い、本調査で議論したような各種の論点のなかから必要な検討項目を選択し、それらの課題について国内の研究者や専門家から次なる政策行動についての掘り下げた研究を募集する。
- ③エネルギーラウンドテーブルでは数次の会合を開いて今後とるべき政策行動を審議し、合意が形成されたならば、政策提言を取りまとめ、政府に提出する。

上記に加え、エネルギー省は ASEAN 諸国との二国間・多国間対話を引き続き実施し、エネルギー政策に関する情報や意見交換を継続することが望ましい。まずは、ASEAN 諸国の政府・民間関係者との次の対話のスケジュール作りから始めてはどうかであろうか。

第1章 調査の概要

1.1 調査の背景

1990年代初頭に発生した大規模な電力危機を受けて、当時のラモス政権は民間資金を活用したIPP事業の推進を図り、1995年に建設・運営・移管法(BOT Law: Build-Operate-Transfer-Law)を公布した。この政策により概ね電力危機から脱することが出来たものの、1997年のアジア通貨危機等を通じて経済が失速する中、民間に有利な価格と言われる電力購入契約(PPA: Power Purchase Agreement)や、同契約におけるtake or pay条項により、国家電力公社(NPC: National Power Corporation)は、過剰な債務負担を余儀なくされることとなった。これを受けて、フィリピン政府は、2001年にはNPCの債務負担削減等を目的として電力自由化に向けた電力産業改革法(EPIRA: Electric Power Industry Reform Act)を制定し、同法律によりNPCの債務削減、発電・送電・配電セクターの分離・民営化、市場を通じた自由競争を促進することにより安定的かつ安価な電力の供給を実現することを目指した。

その後、発電・送電・配電セクターは、卸売電力スポット市場(WESM: Wholesale Electricity Spot Market)によって余剰電力を取引することが可能となり、近く配電自由化(オープンアクセス)も導入される予定であり、当初想定比で遅れているものの、分離・民営化は一定程度、進んでいる。

しかしながら、競争原理の導入に関しては一部民間資本による市場寡占が結果的に進んだことから、電力料金が高止まっているとされている。またNPCの債務削減に関しては資産売却の一方、その120%に相当すると考えられる新規債務を借り入れたため、NPC/電力部門資産・負債管理公社(PSALM: Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation)の債務総額はほとんど減少せず、EPIRA法に当初期待された成果は十分には得られていないと想定される。

本調査は、かかる状況下、エネルギー省(DOE: Department of Energy)からの要請を踏まえ、エネルギー市場への政府の適切な関与の在り方及び政府の役割について、政策策定支援を行うものである。

このようなエネルギー政策策定の方向と基本軸を探る方法として、本調査では、周辺ASEAN諸国におけるエネルギー・電力セクターの現状およびエネルギー市場政策を調査し、さらにこれら諸国でエネルギー政策に関与している政府高官をフィリピン国に招聘して意見交換を行うというアプローチをとることとした。その対象としてASEAN諸国のなかでもエネルギー部門が比較的発達しているシンガポール、タイ、インドネシア、ベトナムを取り上げることとして事前検討を行ったが、シンガポールは政府高官の日程がタイトで、最終的に参加を見送ることとなった。これらの諸国をエネルギー政策比較の対象として選択した理由は次の通りである。

- シンガポールは、フィリピンと同様、電力市場がほぼ完全に自由化されている。経済が成熟段階に達した状況において、効率的に機能する自由化された電力市場がどのようなものかを検討するモデルとなろう。

- タイは電力市場の自由化を図りつつ、電力の安定供給や地方電化を進め、安定した電力市場政策を確立している。インドネシアもほぼ同様の電力市場政策を目指している。
- インドネシアは、フィリピンと同様多くの島々を抱える島嶼国で、地方電化を進める上で困難な自然条件を抱えている。この困難をどのように克服していくかについて、両国が情報交換や協力を進めることの価値は大きい。
- インドネシアとベトナムは、経済が力強い発展段階にあつて電力需要の伸びが著しいなか、電力供給の安定確保を図りつつ、市場化を進めようとしている。急速な需要増加に対し、巨額の資金や高度な技術力を必要とする電力供給部門の拡充をどのように進めていくかという点において、フィリピンと同様の課題を抱えている。
- インドネシア、タイ、ベトナムは国内にエネルギー資源を有するものの、国内需要の増加を賄うために輸出を制限し、輸入を増加しなければならない状況にさしかかりつつある。必然的に、エネルギー市場は国際化の色を強めている。そのような状況のなかでどのようにエネルギーの安定供給を確保し、効率的なエネルギー市場を確立していくかという点において、フィリピンと同様の課題に取り組んでいる。

また、本調査は、2012 年度承諾のプログラムローン「開発政策支援借款（投資環境整備）」（DPSP-IC : Development Policy Support Program - Investment Climate）において設定するフィリピン政府が推進すべき政策アクションの中で、①産業競争力の向上、②インフラ整備、③雇用促進の3つの柱のうち、①及び②において電力インフラの整備が重要としており、同アクションの実施を側面支援するものと位置付けられるところ、当該プログラムローンに付随する付帯事業として実施することとする。

1.2 調査の概要

本調査は、フィリピン国における電力供給体制の強化と電力料金の合理化を目的とするエネルギーセクター改革政策を構築していく上で、近隣諸国との政策対話を通じて、これら諸国におけるエネルギー事情およびエネルギーセクター改革の現状や取組みに関する情報を収集し、フィリピン国エネルギー省（以下「DOE」あるいは「カウンターパート」と称する）を支援することを目的として実施した。今回の取組みを通じて政策策定に深く関与している比国エネルギー省高官は、ASEAN 諸国および日本のエネルギー政策担当者と情報・意見交換を行った。本調査において実施した主な事業は下記のとおりである。

近隣 ASEAN 諸国（インドネシア、タイ、ベトナム）からエネルギー政策関係者を招聘し、平成 25 年 8 月 29 日から 9 月 4 日までの間マニラにおいて「エネルギー政策対話」を実施した。

ペティリア比国エネルギー長官およびエネルギー省高官を日本に招聘し、産業界や投資関係者の参加のもとフィリピン国におけるエネルギー部門への投資機会に関するシンポジウムを 10 月 16 日東京で開催した。

なお、今回の政策対話にあたってはシンガポール国にも参加を要請したが、同国エネルギー関係者のスケジュールがタイトで、参加したいとの熱意は表明されたものの、実現されなかった。

1.3 調査計画と調査の経過

1.3.1 事前調査

事前調査では、今回調査での比較対象として選択した ASEAN 諸国におけるエネルギー事情を調査、整理し、これら諸国との比較によりフィリピン国エネルギーセクターの特徴を抽出した。ここでは主に以下のような項目について調査を実施した。

1) データ収集および文献調査

エネルギー政策、エネルギー需給、エネルギー資源などの面からみた ASEAN 諸国における電力構造改革の比較

電気事業体制、電力需給、電力設備、電力設備拡張計画、電気料金・補助金政策、各電力会社・組合等の財務情報などの面からみた ASEAN 諸国における電力改革のインパクトの比較

環境規制、再生可能エネルギー（固定価格買取制度や FIT 等を含む）、省エネルギーなどフィリピン国政府が取り組みを進めている特記事項の現状と課題

上記①、③で確認された課題へのフィリピン国政府の対処策検討の状況

上記①、②の横断的計量分析

2) 現地調査

政策対話に参加する各国の電力産業の現状と課題に関する調査（詳細は第 2 章で説明）。データや情報の収集に加え、各国の政策担当者へのインタビュー調査も実施した。

3) 分析と整理

上記の調査に基づきフィリピン国におけるエネルギーセクターの特徴を、第 3 章に示すように整理した。

1.3.2 政策対話

事前調査において、フィリピン国および他の ASEAN 諸国におけるエネルギーセクターの概況（特に電力改革の状況）をバックグラウンドペーパーとして整理した。ここで確認された情報を今回の参加各国と共有した上で、平成 25 年 8 月 29 日から 9 月 4 日の間、他の ASEAN 諸国のエネルギー政策担当者を講師に招いた政策対話ワークショップをマニラで開催した。ハイレベル対話には、フィリピン側からペティリア長官をはじめ、DOE 次官、次官補、課長等が出席した。さらに、この政策対話を受けて、各国からの参加者とフィリピン国エネルギー政策担当者によるさらに掘り下げた技術レベル対話を実施した。

10 月には、フィリピン国エネルギー省からペティリア長官及び高官を日本に招聘し、フィリピン国におけるエネルギー部門への投資機会についてのシンポジウムを東京で開催した。このシンポジウムには、日本政府・日本企業（投資家）等、多くの関係者が出席された。

これらの調査活動の要点は第 4 章および第 5 章に整理した。

上記の調査に基づき、フィリピン国のエネルギー・電力セクター改革において検討すべきと考えられる政策形成の方向を、第6章に示すように整理した。

第2章 フィリピンの電力事情と東南アジア諸国の比較

2.1 電力部門の現状

フィリピンの電力事業は、2001年6月に施行された電力産業改革法（EPIRA：Electric Power Industry Reform Act）に基づき、自由化に向けた改革が開始された。EPIRAの目的は、①電力公社（NPC：National Power Corporation）の発電・送電資産を分割民営化すること、②卸売市場の創設によって市場メカニズムを機能させること、③小売市場の自由化により需給双方間で健全な競争を促し電力料金の適正化を図ること、の3点にある。なお、電気事業に関する政策および計画はエネルギー省（DOE：Department of Energy）が、市場規制や料金規制などEPIRAの適切な運用に向けた監視はエネルギー規制委員会（ERC：Energy Regulatory Commission）が、それぞれ担当している。

電気事業体制に関して、発電事業はNPCおよびIPPが担当している。また、NPC所有の発電所の民営化は、電力部門資産債務管理会社（PSALM）が実務を担っている。なお、PSALMはEPIRA施行後25年間の存続期間が設定されており、期間中にすべての資産売却を行うこととなっている。

送電事業については、NPCの送電部門が送電公社（TRANSCO：National Transmission Corporation）として分社化され、2009年に事業権が民間企業（フィリピンと中国の合弁企業）であるNGCP（National Grid Corporation of Philippines）に落札・譲渡された。NGCPは、TRANSCOから送電設備の建設計画、建設工事、維持管理を引き継ぐとともに、系統運用に関する業務も行っている。

さらに、電力改革の一環として、LuzonおよびVisayas両地域に、それぞれ2006年および2010年に卸売電力スポット市場（WESM：Wholesale Electricity Spot Market）が設立された。市場の運営は、DOEにより設立された独立機関であるフィリピン電力市場会社（PEMC：Philippine Electric Market Corporation）により実施されている。WESMでは、発電事業者による発電電力は、相対契約以外すべての取引分が決済される。また、配電事業者は、自らの電力供給量のうち10%以上をWESMから調達することを義務付けられており、この比率は最終的に市場の動向を見ながら、50%まで引き上げることが検討されている。

配電事業は、マニラ首都圏に電力供給を行っているMERALCO（Manila Electric Company）等の民間配電事業者17社に加え、8地方政府と120に及ぶ規模が小さい電化協同組合（EC：Electrification Cooperative）が地域ごとに独占的に事業を運営している。これら配電事業者（DUs：Distribution Utilities）は、発電事業者との相対取引やWESMでの取引により電力を調達し、供給エリアの需要家に電力を販売している。

なお、フィリピンでは、小売競争およびオープンアクセス（RCOA：Retail Competition and Open Access）の導入が段階的に進められており、2013年6月26日より、契約電力1MW以上の大口需要家を適用対象として解禁された。上述のとおり、これまで消費者は居住する地域

のフランチャイズを与えられた DUs の調達した電力を購入することとなっていたが、RCOA 導入後は、新たに設立された RES (Retail Electricity Supplier) と呼ばれる民間のトレーダーを通じて電力を購入することとなる。消費者が RES を選択することで、消費者の競争力を強化し、これによって電力価格の適正化を目指すことが狙いである。

なお、RCOA は 2 年後には 750kW 以上の消費者に拡大され、将来的には一般家庭までの拡大が検討される。

以下、本章では、フィリピンの電力事情の概況を説明するとともに、電力需給、電気料金と発電コスト、省エネルギーポテンシャルなどの様々な視点から、フィリピン並びに調査対象国の電力事情を定量的に解析し、フィリピンの電力セクターの特徴や課題を抽出する。

2.2 電力消費と経済

2013 年版の IEA 統計¹によると、2011 年におけるフィリピンの電力消費量²は 61,496GWh、電力消費の対 GDP (国内総生産) 原単位は 0.45kWh/USD であった。IEA の人口統計³によると、2011 年のフィリピンの人口は 94.9 百万人で、一人当たりの年間電力消費は 582kWh である。2011 年の電力消費を 2005 年の電力消費量 49,750GWh と比べると、年平均増加率は 3.6% になる。同期間の GDP (実質) 年平均成長率は 4.8% で、電力消費の対 GDP 弾性値は平均 0.8 であった。

表 2.1 電力消費とマクロ経済

Year	Description	Unit	Philippines	Indonesia	Singapore	Thailand	Vietnam
2005							
	Real GDP	billion 2005 USD	103.1	285.9	123.5	176.4	52.9
	Population	Million Person	85.5	227	4.3	66.7	82.4
	GDP/Capita	2005 USD/Capita	1,205	1,258	28,951	2,644	642
	Electricity Consumption	GWh	49,750	113,133	36,290	125,259	47,781
	Electricity consumption /GDP	kWh/2005 USD	0.48	0.40	0.29	0.71	0.90
	Electricity consumption/Capita	kWh/person	582	498	8,507	1,878	580
2011							
	Real GDP	billion 2005 USD	136.3	402.2	177.3	210.3	78.6
	Population	Million Person	94.9	242.3	5.2	69.5	87.8
	GDP/Capita	2005 USD/Capita	1,437	1,660	34,194	3,024	895
	Electricity Consumption	GWh	61,496	165,712	43,565	154,190	94,277
	Electricity consumption /GDP	kWh/2005 USD	0.45	0.41	0.25	0.73	1.20
	Electricity consumption/Capita	kWh/person	648	684	8,404	2,218	1,073
2011-2005							
	Average Annual Growth Rate						
	GDP	%	4.8	5.9	6.2	3.0	6.8
	Electricity	%	3.6	6.6	3.1	3.5	12.0
	Elasticity		0.8	1.1	0.5	1.2	1.8

(出所) IEA

¹ IEA[World Energy Statistics and Balances Non-OECD Country] 2013

² 電力消費は電力供給量から送配電ロスを除いた消費量であり、転換部門の自家消費も含む。

³ 人口統計には様々な数字がある、2013 年版の IEA 統計によると 2011 年のフィリピンの人口は 94.85 百万人、最新の 2013 年版世界銀行統計では 95.05 百万人、ADB の 2012 年版統計では 94.2 百万人などである。本節では数字の整合性を図るために、可能な範囲で IEA 統計を使用する。

フィリピンは、経済規模（GDP総量）および経済水準（一人当たりGDP）のいずれにおいてもベトナムよりもかなり高位にあるが、2011年時の一人当たり電力消費は調査対象国の中で最も低い水準にとどまっている。これは主に電気料金の影響によるものと見られる⁴。他方、フィリピンの電力消費の対GDP弾性値はシンガポールを除く他の国よりも低い。その理由としては、電力多消費産業が少ないこと、あるいは海外労働者からの本国送金がGDPの1割以上を占めていることなどの事情が挙げられる。

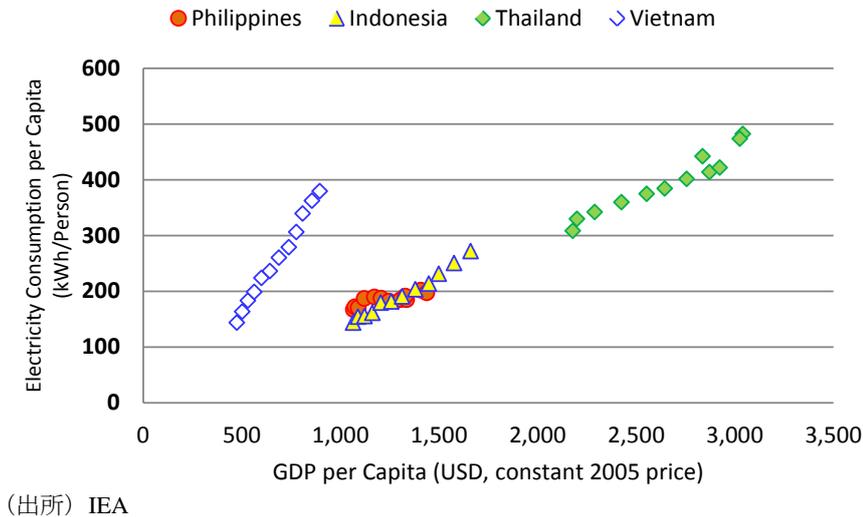


図 2.1 経済水準と一人当たり電力消費

2.3 電力の最終消費量、消費構造及び特徴

2011年のフィリピンの最終電力消費量は56,099GWhで、2005年の45,158GWhに対して、フィリピンの年平均増加率は3.7%であった。電力の部門別最終消費を見ると、工業部門の消費は19,334GWhで電力最終消費全体の34.5%を占めている。商業部門の消費は16,624GWhで29.6%、家庭部門の消費は18,694GWhで33.35%であった。各部門の電力消費の対2005年の年平均増加率はそれぞれ3.9%、4.0%、2.6%であった。また、2005～2011年の間、家庭部門の電力消費の年平均増加率は最終電力消費全体の年平均増加率を下回っている。工業部門の電力消費の年平均増加率は全体よりも高いが、商業部門の増加率をやや下回っている。

2011年のフィリピンにおける電力消費の構成比を他の調査対象国と比べると、フィリピンでは工業用電力消費のシェアが他の4カ国よりも低いことが分かる。これはフィリピンの電力消費構造の特徴である。また、フィリピンの工業用電力消費の年平均増加率は、タイ⁵以外の国と比べると低く、特にベトナムの14.2%に比べると顕著に低い。これはフィリピンにおける工業部門の発展が遅れ気味であることを間接的に示しているといえよう。

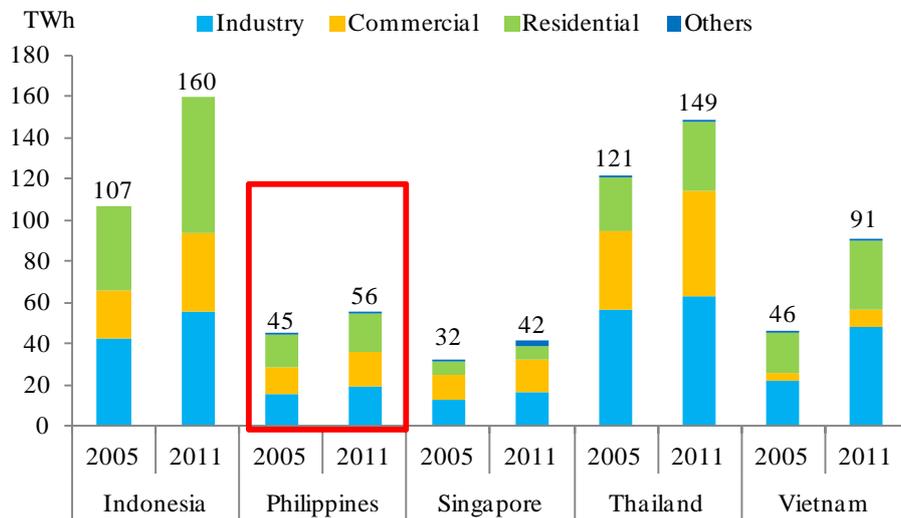
⁴ 本節の電気料金に関する分析を参照。

⁵ 近年、タイ王国は政治的不安定や洪水など自然災害の影響で、経済発展が遅れている。

表 2.2 調査対象国の電力最終消費

Description	Unit	Philippines	Indonesia	Singapore	Thailand	Vietnam
Final Electricity Demand (2005)	GWh	45,158	107,032	32,213	121,229	46,129
Industry	GWh	15,411	42,448	12,457	56,885	21,743
Commercial	GWh	13,134	23,400	12,616	37,863	3,936
Residential	GWh	16,031	41,184	6,750	25,613	19,465
Others	GWh	582	0	390	868	985
Industry	%	34.1	39.7	38.7	46.9	47.1
Commercial	%	29.1	21.9	39.2	31.2	8.5
Residential	%	35.5	38.5	21.0	21.1	42.2
Others	%	1.3	0.0	1.2	0.7	2.1
Final Electricity Demand (2011)	GWh	56,099	159,867	41,725	148,700	90,922
Industry	GWh	19,334	55,375	16,775	63,418	48,135
Commercial	GWh	16,624	38,608	15,653	51,019	8,438
Residential	GWh	18,694	65,884	6,860	32,920	33,349
Others	GWh	1,447	0	2,437	1,343	1,000
Industry	%	34.5	34.6	40.2	42.6	52.9
Commercial	%	29.6	24.2	37.5	34.3	9.3
Residential	%	33.3	41.2	16.4	22.1	36.7
Others	%	2.6	0.0	5.8	0.9	1.1
Annual Growth Rate (2005-2011)	%	3.7	6.9	4.4	3.5	12.0
Industry	%	3.9	4.5	5.1	1.8	14.2
Commercial	%	4.0	8.7	3.7	5.1	13.6
Residential	%	2.6	8.1	0.3	4.3	9.4
Others	%	16.4	-	35.7	7.5	0.3

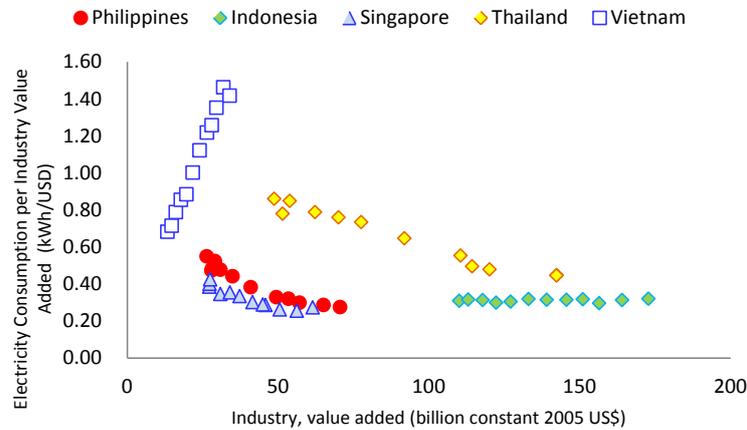
(出所) IEA



(出所) IEA

図 2.2 部門別電力消費

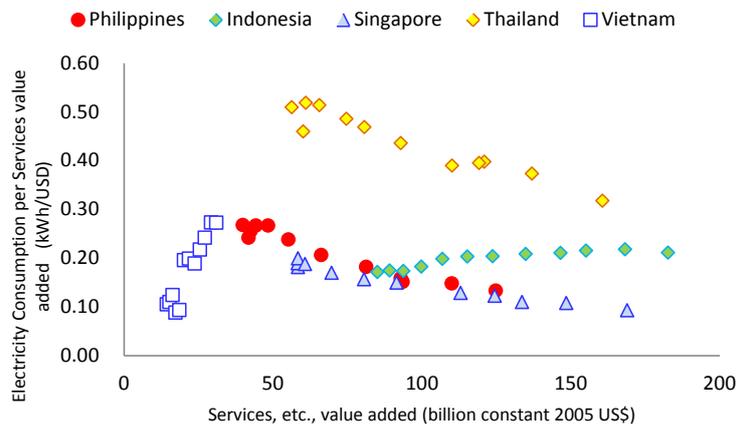
他方、世界銀行統計⁶によると、2011年のフィリピンの工業部門付加価値生産額（Industry Value Added, 2005 constant price）は706億ドルで、同年の工業用電力消費量を同額で除した工業部門の電力消費原単位は0.27kWh/ドルであった。これはシンガポールとほぼ同じランクである。また、近年フィリピンの工業用電力消費原単位は年々低下しており、省エネルギー効果によるものなのか、それとも他の要因によるのかの検討が必要である。



(出所)世界銀行、IEA のデータにより作成

図 2.3 各国の工業部門の規模と工業用電力消費原単位

次に、フィリピンの2011年の商業部門付加価値生産額は1,248億ドル、商業用電力消費量をこの額で除した商業部門の電力消費原単位は0.13kWh/ドルであった。これはシンガポールの0.09kWh/ドルより若干高いが、他の国に比べると低い水準である。商業部門でも工業部門と同じく、電力消費原単位は年々低下している。

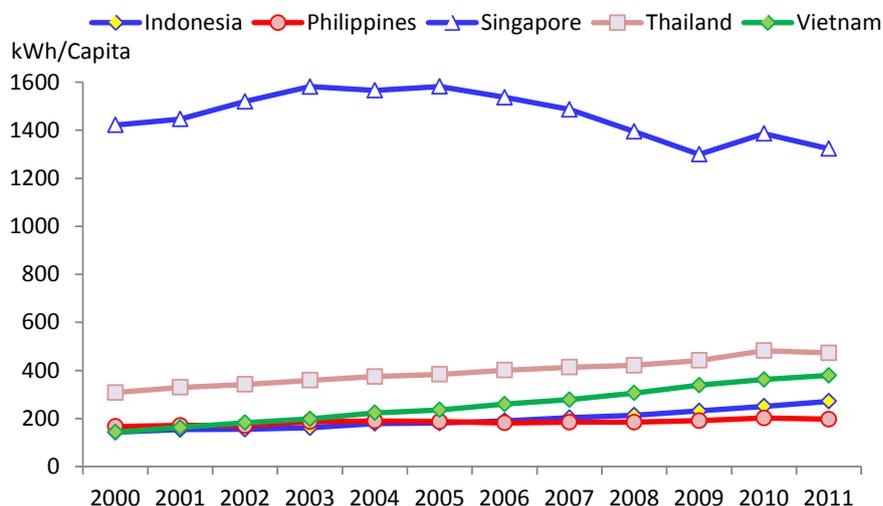


(出所)世界銀行、IEA のデータにより作成

図 2.4 各国の商業部門の規模と商業用電力消費原単位

⁶ World Bank [<http://databank.worldbank.org/data/databases.aspx>]

最後に、2011年のフィリピンの人口および家庭部門の電力消費量から計算すると、同国の一人当たり電力消費は197kWh/人で、経済水準の高いシンガポールの1,323kWh/人や、タイの474kWh/人と比べると遥かに低く、経済水準が同レベルのインドネシアの272kWh/人や、経済水準がフィリピンより低いベトナムの380kWh/人に比べても、フィリピンの一人当たり電力消費が抜きん出て低いことが分かる。



(出所) IEA のデータにより作成

図 2.5 各国の家庭用電力消費原単位

2.4 電力供給

2011年のフィリピンの発電量は69,176GWh、2005～2011年の発電量の年平均増加率は3.4%であった。発電量のうち石炭火力は25,342GWh（発電量全体の36.6%、以下同）、天然ガス火力は20,591GWh（29.8%）、石油火力は3,398GWh（4.9%）、再生可能エネルギー（地熱）は10,147GWh（14.7%）、水力は9,698GWh（14.0%）であった。2011年の発電構成比を2005年と比べると、石炭火力発電が9.7%もの大幅なシェア上昇を示し、石油火力のシェアは5.9%低下した。

また、2012年の電源構成（設備容量）を見ると、石油火力発電はシンガポールを除く他の調査対象国に比べると高いが、これは主に離島地域での電力供給に石油火力（ディーゼル発電）が利用されるケースが多いためと推測される。したがって、離島地域では「再生可能エネルギーとディーゼル発電のハイブリッドシステム」を導入するポテンシャルが高いと判断される。

フィリピンの発電燃料構成および電源構成を、他の4ヵ国と比べると、地熱と水力の比率が高く、両者の合計は30%以上になっている。また、火力発電の燃料構成を他の諸国と比べると、シンガポールとタイでは天然ガスが高いシェアを占め、インドネシアでは石油と石炭のシェアが比較的高いのに対し、フィリピンの場合、天然ガスと石油のシェアがはるかに小さい。このような発電燃料構成並びに電源構成のもとでは、世界的な化石燃料価格の高騰が発電コストに及ぼす影響は他の諸国と比較して小さく、総平均コストも相対的に低いと見ることが出来る。

表 2.3 各国の電源構成

Item	Unit	Philippines	Indonesia	Singapore	Thailand	Vietnam
Electricity Generation (2005)	GWh	56,567	127,751	38,213	132,198	53,462
Coal	%	27.0	40.5	0.0	15.5	22.8
Natural gas	%	29.8	13.9	74.4	72.3	41.8
Oil	%	10.9	31.9	23.1	6.6	4.0
Renewable	%	17.5	5.2	2.5	1.2	0.0
Hydro	%	14.8	8.4	0.0	4.4	31.7
Electricity Generation (2011)	GWh	69,176	182,384	45,999	155,986	99,179
Coal	%	36.6	44.4	0.0	22.3	21.1
Natural gas	%	29.8	20.3	78.0	68.3	43.9
Oil	%	4.9	23.2	18.4	1.3	4.8
Renewable	%	14.7	5.2	3.6	2.8	0.0
Hydro	%	14.0	6.8	0.0	5.2	30.1
Annual Growth Rate (2005-2011)	%	3.4	6.1	3.1	2.8	10.8
Installed Capacity (2012)	MW	17,026	33,251	10,478	32,871	26,839
Coal	%	32.7	50.3	0.0	21.0	17.7
Natural gas	%	16.8	23.4	65.3	68.5	26.5
Oil	%	18.1	15.0	31.8	1.0	2.0
Renewable /Others	%	11.8	4.9	2.9	5.6	5.5
Hydro	%	20.7	6.4	0.0	3.9	48.3

(Source) IEA [Energy Database 2013], Other Report

各国の統計および関連資料によると、2004年時点でのベトナム⁷の発電設備容量は10,627MWであったが、2011年は23,527MWへと、7年間で設備容量が2倍以上に増加し、年平均増加率は12.0%を記録した。インドネシア⁸(PLNのみ)の発電設備容量は、2012年には、2004年の21,470MWから11,431MW増加して32,901MWに達し、年平均増加率は5.5%を記録した。タイでは経済不況の影響で、2011年の発電設備容量⁹は2004年の25,416MW対比で4,902MWの増加に止まり、年平均成長率は2.2%であった。一方、フィリピン¹⁰の発電設備容量は2004年の15,548MWから8年間で増加したのはわずかに1,477MWで、2012年の発電設備容量は17,025MW、8年間の平均増加率は1.1%であった。

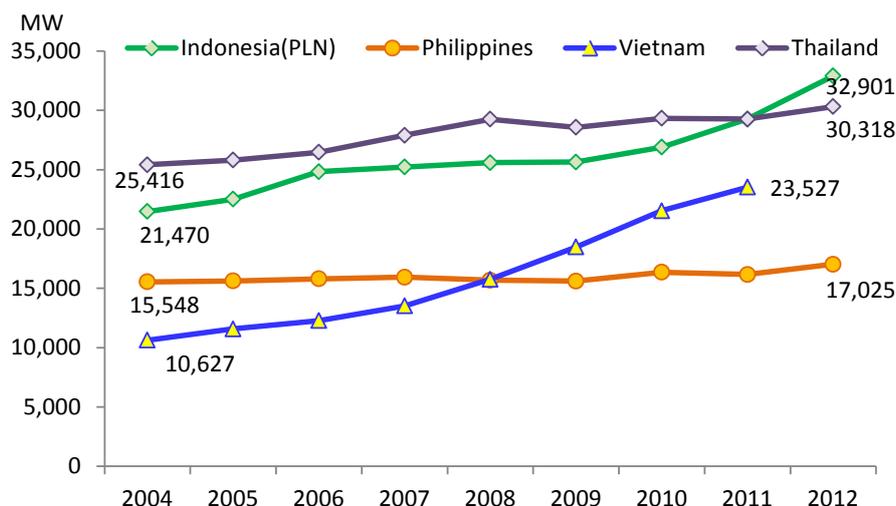
近年、フィリピンの発電設備の増加ペースは経済成長や電力需要の増加ペースよりも低く、設備導入の対GDP弾性値は僅か0.1であった。経済構造の違いのため、一般に、途上国の場合、工業中心の国では発電設備の増加ペースはGDP成長率よりも高く、それ以外の国でも0.5以上になる。フィリピンでは電源開発が遅れているといっても間違いはなさそうである。電源開発停滞という状況がこのまま続けば、経済成長に対しても阻害要因になると懸念される。

⁷ MOIT [APEC Energy Model Building Seminar 2013]

⁸ Perusahaan Listrik Negara Persero(PLN)[Statistics 2013]

⁹ EGA [Statistics 2013]

¹⁰ DOE [Electricity Statistics]



(出所) 各国の統計年鑑などにより作成

図 2.6 各国の発電設備容量の推移

2.5 電源開発

フィリピンの 2013 年度電源開発計画¹¹によると、2012～2030 年における三大グリッド(Luzon、Visayas、Mindanao各地方)の電力需要の年平均増加率はそれぞれ 4.13%、4.52%、4.75%と予測されている。また、2015～2030 年までに 11,400MWの設備容量を新たに導入することが必要とされている。ただし、計画の前提条件が明示されていないので、現時点でその適否を判断することは難しい。同計画によると 2020 年までの建設中あるいは建設確定プロジェクトの設備容量は 1,767MW、建設計画が発表された(投資は確定していない)プロジェクトの設備容量は 6,100MWである。建設中あるいは建設確定プロジェクトの設備容量の 85%、計画発表プロジェクトの設備容量の約 62%は石炭火力である。同計画には、2013～2015 年に合計 1,150MWの天然ガス火力発電を導入する計画も計上されている。しかしながら、2013 年現在、フィリピンのLNGターミナルの建設やパイプラインの敷設などが遅れており、天然ガス火力発電の建設や稼働時期は必然的に遅れており、これらの計画が予定通り実現する可能性は疑問である。この状態がこのまま放置されれば、需要に対して電力の供給不足が今後深刻な問題になる可能性がある」と指摘できよう。

¹¹ DOE[2012PDP]

表 2.4 2030 年までのフィリピンの新規電源導入計画 (MW)

	Luzon	Visayas	Mindanao	Philippines
Committed Power Projects				
Coal	735	270	500	1,505
Oil-based	21		30	51
Hydro		16	8	24
Geothermal	20	20	50	90
Biomass	25.2	4		29.2
Wind	67.5			67.5
Sub Total	869	310	588	1,767
Indicative Power Projects				
Coal	3,075	266	420	3,761
Oil-based	150			150
Natural Gas	1,150			1,150
Hydro			32	32
Geothermal	120	80		200
Biomass	32.3	130	35	197.3
Wind	466	104	5	575
Solar			35	35
Sub Total	4,993	580	527	6,100
Total	5,862	890	1,115	7,867

(出所) DOE 「Power Development Plan」

表 2.5 2005～2011 年の電力消費と発電容量の GDP 弾性値

Description	Unit	Philippines	Indonesia	Thailand	Vietnam
GDP	%	4.8	5.9	3.0	6.8
Electricity Demand	%	3.6	6.6	3.5	12.0
Installed Capacity	%	0.6	4.5	2.1	12.5
Elasticity Capacity/GDP		0.1	0.8	0.7	1.8
Demand/GDP		0.2	0.7	0.6	1.0

(出所) 各種資料により作成

2.6 省エネルギーポテンシャル

調査対象国の 2005 年と 2011 年の火力発電の熱効率は、IEA 統計によると、2011 年のフィリピンの石炭火力発電の熱効率は 35.2%、天然ガス火力発電は 56.7%、石油火力発電は 36.7%で、化石燃料火力発電の平均熱効率は 41.9%であった。フィリピンの化石燃料火力発電効率は、インドネシアを除く他の 3 カ国よりも低いものの、2005 年対比では若干改善されている。但し、日本では石炭火力の熱効率が平均 40%以上に上ることを考えると、フィリピンの化石燃料火力発電効率は依然低く、改善の余地は大きい。他方、フィリピンの天然ガス火力発電の熱効率は、調査対象国の中では最も高く、日本の 58.6%にほぼ匹敵する数字を示している。フィリピンの既存発電設備の導入時期や設備のタイプなどから推測すれば、熱効率が高めに報告されているように見受けられるが、発電設備の不足や売電契約条件などの影響を受けて、日本と異なり、ガス火力がフル運転に近い状態で運用され、高効率をもたらしているものと考えられる。

表 2.6 調査対象国の火力発電の熱効率

Description	Indonesia		Philippines		Singapore		Thailand		Vietnam		
	2005	2011	2005	2011	2005	2011	2005	2011	2005	2011	
Fuel Consumption											
Coal	ktoe	13,436	21,881	4,550	6,194	-	-	4,846	8,764	3,132	5,140
Oil and oil products	ktoe	9,343	10,350	1,426	796	2,190	1,872	1,985	440	679	1,266
Natural gas	ktoe	4,108	8,251	2,491	3,123	5,431	6,296	19,013	19,159	4,813	7,627
Thermal power	ktoe	26,887	40,482	8,467	10,113	7,621	8,168	25,844	28,363	8,624	14,033
Generation											
Coal	GWh	51,793	81,000	15,257	25,342	-	-	20,522	34,809	12,173	20,920
Oil and oil products	GWh	40,809	42,305	6,141	3,398	8,827	8,464	8,724	2,062	2,132	4,749
Natural gas	GWh	17,820	37,090	16,861	20,591	28,430	35,879	95,621	106,566	22,356	43,548
Thermal power	GWh	110,422	160,395	38,259	49,331	37,257	44,343	124,867	143,437	36,661	69,217
Efficiency											
Coal	%	33.1	31.8	28.8	35.2	-	-	36.4	34.2	33.4	35.0
Oil and oil products	%	37.6	35.1	37.0	36.7	34.7	38.9	37.8	40.3	27.0	32.3
Natural gas	%	37.3	38.7	58.2	56.7	45.0	49.0	43.2	47.8	39.9	49.1
Thermal power	%	35.3	34.1	38.9	41.9	42.0	46.7	41.5	43.5	36.6	42.4

(出所) IEA

送配電ロスを見ると、調査対象諸国の送配電ロスは年々低下している。2011年のフィリピンの送配電ロスは7,680GWh、国内の電力総供給に占める比率は2005年の12.1%よりも低下して11.1%となった。しかしながら、この比率は他の諸国と比べると最も高い。島嶼国という地理的に同様の条件にあるインドネシアの送配電ロスは9.1%であるので、フィリピンの送配電システムには整備の余地があると考えられる。また、情報によると、フィリピンには盗電問題もあり、法制度や教育を強化することも必要である。

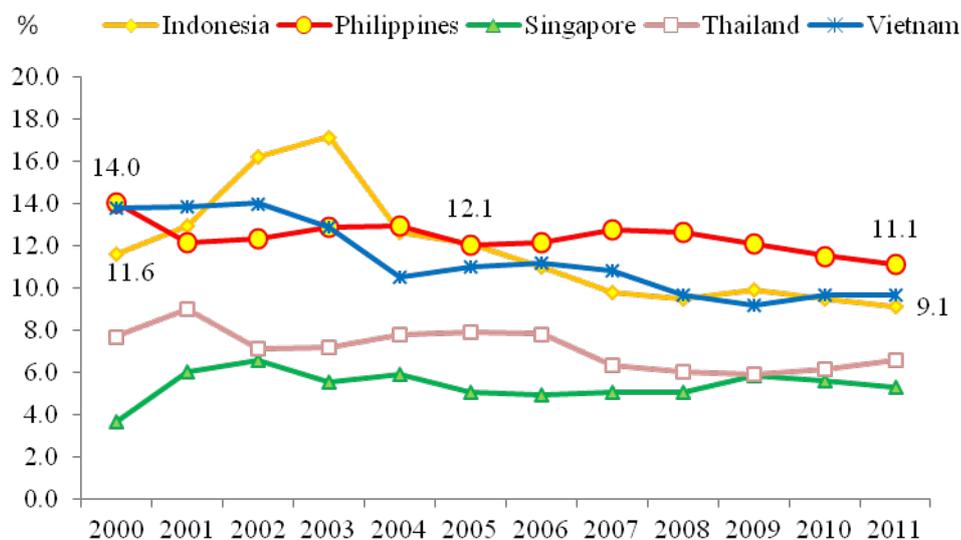


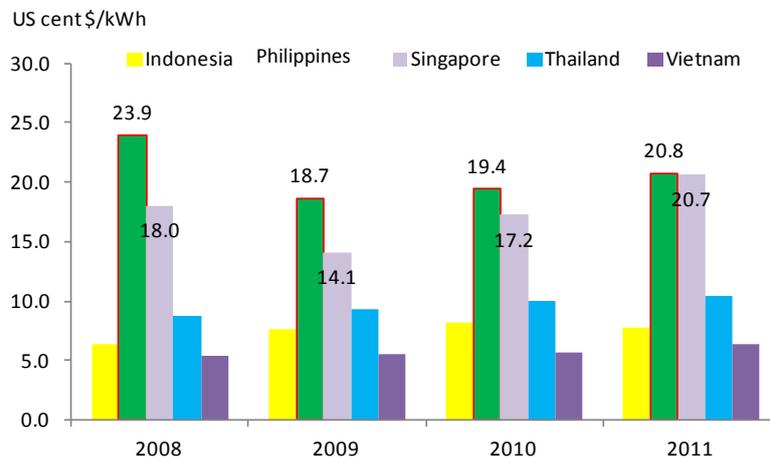
図 2.7 送配電ロスの推移

2.7 フィリピンにおける電気料金の水準および部門別構成

フィリピンの電気料金は、同国の経済水準や周辺国家の料金水準と比べると、非常に高いと言える。例えば、フィリピンエネルギー省の資料によると、2011年の工業用電気料金（平均）は米ドル（年平均為替レート）換算で19.4セント/kWh、商業用電気料金は21.0セント/kWh、家庭

用電気料金は 21.9 セント/kWh、全国の電気料金の平均値は 20.8 セント/kWh であった。この料金は ASEAN 諸国の料金よりかなり高く、日本の電気料金との差も僅かではない。

世界銀行統計¹²によると、2011 年におけるフィリピンの一人当たり年間最終家計消費支出は 1,732 ドルであった。シンガポールは 18,098 ドル、タイは 2,829 ドル、インドネシアは 1,895 ドル、ベトナムは 905 ドルである。



(出所) 各種資料により作成

図 2.8 2011 年の調査対象国の電力料金

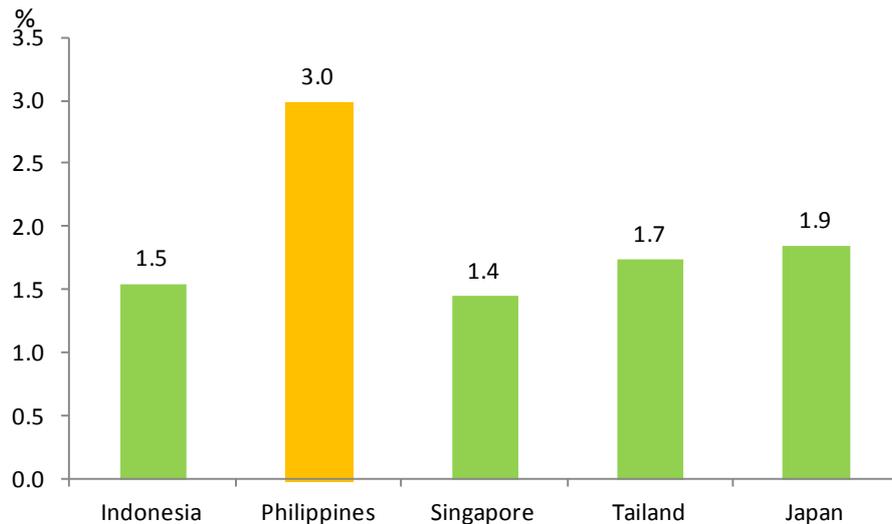
一方、フィリピンの電力統計およびフィリピン統計年鑑をもとに計算すると、2011 年のフィリピンの家庭部門の電力消費は 18,694GWh、電化率は 79%¹³、人口 94.85 百万人で、一人当たりの年間電力消費は 249kWh である。同年の電気料金（全国平均）をもとに計算すると、一人当たりの年間電力消費支出は 51.8 ドル、一人当たり家計最終消費支出に占める比率は 3.0% である。他方、同じ方法で計算したシンガポールの一人当たりの最終家計消費支出に占める電力消費の比率は 1.4% で、日本では 1.9% であった。フィリピンの 1 人あたり GDP はインドネシアと同程度であるが、図 1.9 に示すように、電力消費支出比率は異様に高いという姿が浮き上がってくる。ただし、ここで用いた統計については、さらに掘り下げた検証が必要であろう。

マニラ首都圏配電会社（Meralco）¹⁴の販売実績から計算すると、2011 年におけるマニラ周辺の世帯あたり電力消費は 2,065kWh であった。平均世帯人員は 4~5 人と考えれば、一人当たり電力消費量は年間 400~500kWh で、都市部では全国平均の倍くらいの電力が使われているという計算になる。この数値を消費者支出と直接比較する統計はないが、都市部の家計支出が全国平均の 4 倍程度にならないと電力支出比率は他国と同じようなレベルにはならない。これはかなり高い値であり、フィリピンの電力支出比率が他の諸国をかなり上回っていることは間違いないだろう。

¹² World Bank Database[<http://databank.worldbank.org/data/databases.aspx>]

¹³ JICA Study [Energy Status of Selected ASEAN Countries]

¹⁴ Meralco [Annual Report 2012]



(出所) 各種資料により作成

図 2.9 一人当たり家計最終消費に占める電力消費支出の比率

このように考察してみると、高水準にあるフィリピンの電気料金は国民生活に相当影響を及ぼしているだけでなく、自国産業の発展や海外からの直接投資に対しても制約要因として働いているといえよう。2000年から2011年までの実績をもとに計算すると、工業部門の電力消費の短期価格弾性値は-0.3で、商業部門では-0.8であったが、家庭部門の電力消費では-1.1になる。即ち、電気料金を1%引き上げた場合、家庭部門の電力消費は1.1%低下することになる。

一般に家庭部門では所得効率が強く働く一方、価格弾性値は低い。フィリピンの家庭部門における価格弾性値の高さは異様とも思われる。

フィリピン産業連盟 (FPI) のカルロス会長は、「電気料金の高さは、外国企業が当地への投資を見直す最大の理由になっている」と指摘している¹⁵。

2.8 フィリピンの電力料金は何故高いのか

フィリピンの電気料金がなぜ高いのかについて、ここでは、フィリピンの発電から配電までの料金構造を解析し、シンガポールやタイと比較してみよう。

フィリピンでは、電力自由化に伴い、電力部門では発電、送電、配電部門が分離され、電力料金はそれぞれの部門のコストを反映する仕組みとなっている。

¹⁵ <http://nna.jp/free/news/20110208php002A.html>

2.8.1 フィリピンの発電コスト

フィリピンのAboitiz Power社¹⁶の2011年の年次報告によると、2011年の発電電量は9,422GWh、発電部門の支出（電力購入費を除く）は20,655百万ペソ、発電部門の収入は54,447百万ペソであった。計算すると、発電単価は2.2ペソ/kWh（5.1 US Cent /kWh）、売電単価は5.8ペソ/kWh（13.3 US Cent /kWh）になる。

次に、石炭火力発電を営んでいるSEM-CALACA Power Corporation¹⁷ (Semirara Mining Corporationの子会社)の2012年の年次報告によると、2011年の売電量は2,025GWh（2012年は2,355GWh）、売電額は9,612百万ペソ（2012年は9,700百万ペソ）で、単純計算すると、2011年の売電単価は4.8ペソ/kWh（2012年は4.1ペソ/kWh）、米ドル換算すると、2011年の売電単価は10.5 US Cent/kWhである。一方、2011年の発電電量は1,860GWhで、残りの472GWhは外部から購入した。購入電力の平均単価は3.2ペソ/kWhである。2011年の発電コストは5,559百万ペソで、発電電量で計算すると、発電平均単価は2.8ペソ/kWh（6.1 US Cent/kWh）になる。

この会社の2012年のキャッシュフローを見ると、燃料関連費用はコスト総額の68.0%を占め、電力購入費は2.7%、操業と保守は6.9%、人件費は3.0%、その他（大部分は減価償却）は19.4%を占めていた。

さらに、世界最大の地熱発電所を営んでいるEnergy Development Cooperation (EDC)の2012年の年次報告書を見る¹⁸と、2011年の電力販売量は約6,839GWh、売電収入は24.5billionペソ、単純に計算すれば、売電単価は3.6ペソ/kWh（約8.0 US Cent/kWh）である。

最後に、フィリピンの国家電力公社（National Power Company, NPC）の年次報告¹⁹を見ると、同社の発電量は徐々に減少している。発電は水力が中心で、水力発電設備の減価償却は殆ど完了していると推測される。また、2011年には、政府から2,257百万ペソの補助金を受けた。フィリピンの電力産業に詳しい専門家の分析によれば、2011年にはユニバーサルチャージ（小さな離島などでの電化を進めるため電気の消費者に一律に課されている追加料金）の単価がNPCが小規模電気事業者グループ（SPUG: Small Power Utilities Group）に支払った補助金でカバーできなかったため、政府がそれを補填するためにNPCに支払ったものである。なかでもBatanes と Camotes という地区では燃料が底をつき、小規模電気事業者は発電所を動かせなくなった。このため、政府は燃料代をNPC経由で供与するという直接介入を実施した。

小規模電気事業者の操業区域にある新規発電業者（NPP : New Power Providers、民間事業者）も同じような状況に陥った。NPPは通常配電会社（UC）を通じて間接的に補助金を受け取っているのだが、2011年に配電会社が資金不足に陥った時には、政府は直接介入して資金注入を実施した。

¹⁶ 2011年のAboitizPowerの発電設備容量合計は2,350MW、うち水力発電439MW、地熱467MW、石炭844MW、石油600MWで、フィリピンの発電設備容量全体（16,162MW、2011年）の14.5%を占める。発電量は9,422GWh、フィリピンの発電電量全体の5.0%を占める。

¹⁷ この会社の発電設備容量は600MWと推測される。また新規建設中の設備容量は300MWである。

¹⁸ <http://www.energy.com.ph/>

¹⁹ 2011 Annual Report [<http://www.napocor.gov.ph/>]

この補助金は一回限りの緊急対策であった。その後エネルギー規制委員会（ERC）がユニバーサルチャージの引き上げを承認したので、現在では、政府は NPC に対しこのような補助金の支給は行っていない。

発電などの純収入は 6,846 百万ペソ、発電の支出は 6,313 百万ペソ、その他の支出は 7,951 百万ペソ、赤字は 1,105 百万ペソに達した。この会社の年次報告には、発電量、販売量などが掲載されていないので、発電コストと卸価格を直接計算することができない。フィリピン DOE の電力統計によると、NPC の 2011 年の発電電量は 5,685GWh、発電支出から計算すると、発電コストは 1.1 ペソ/kWh で、この数字は他の発電企業と比べてかなり安い。これは、NPC では水力発電が中心で、すでに減価償却も完了していることが主な理由と考えられるが、それにしても他の発電企業との差が余りにも大きい点については、フィリピン DOE の統計あるいは NPC の年次報告書の数字には問題があると考えざるを得ない。

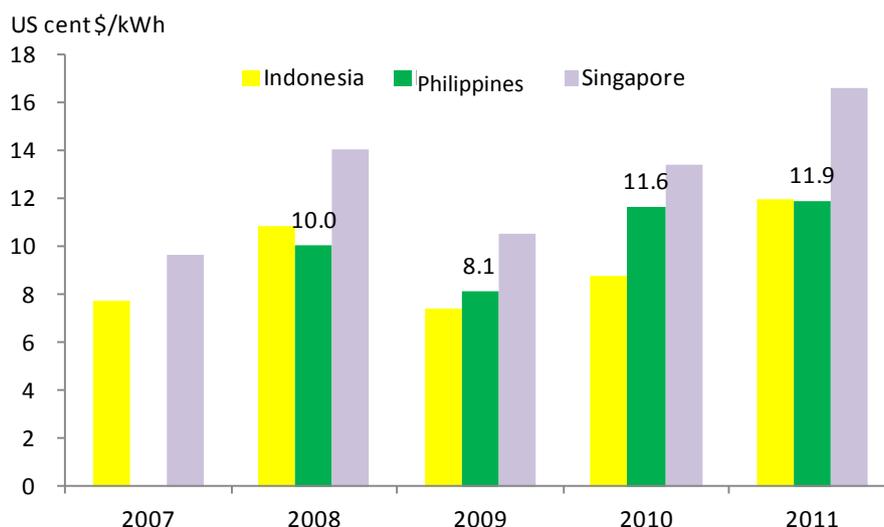
NPC を除く発電 3 社の平均発電コストは 6.3 US Cent/kWh、平均販売単価は 11.2 US Cent/kWh で、概ね各社の販売価格はコストの倍近くに上っている。

表 2.7 フィリピンの発電会社の発電コスト、卸電力価格

Item	Unit	AboitizPowe	SEM-CALACA	EDC	Average
Generation	GWh	9,422	1,860	-	11282
Purchases	GWh	-	472		472
Sales	GWh	9,422	2,025	6,839	18,286
Revenues	Million Peso	54,447	9,612	24,540	88,598
Expenses	Million Peso	20,655	5,559	4,660	30,875
Cost	Peso/kWh	2.2	3.0		2.7
Price	Peso/kWh	5.8	5.2	3.6	4.8
Exchange Rate	Peso/USD	43.3	43.3	43.3	43.3
Cost	Cent/kWh	5.1	6.9		6.3
Price	Cent/kWh	13.3	11.9	8.3	11.2

(出所) 各社の年次報告書により作成

ここで、特筆しなければならないことは、調査を行った上記 4 社のうち、2 社の貸借対照表の支出項目の中に全てのロス（技術ロス、盗電など）が含まれていることである。Aboitiz Power 社の 2011 年のロスは 1,229 百万ペソ、NPC は 1,105 百万ペソが計上されている。



(出所) 各社年次報告書等により作成

図 2.10 発電単価の比較

2.8.2 送配電コスト

フィリピンの発電単価 (Meralco 社と契約している発電会社の発電単価) はインドネシア (PLN) と比べると高く、シンガポールよりも低い。シンガポールの電源は、ごくわずかの再生可能エネルギー (廃棄物発電) を除き天然ガスと石油で、全て輸入に依存している。地熱や水力等の電源がないため、シンガポールの発電単価は他の ASEAN 諸国よりもかなり高くなっている。2011 年には、フィリピン (Meralco 社) の年次報告書における発電業者からの購入単価は 11.9 US Cent/kWh、インドネシア (PLN 社) の発電単価は 12.0 US Cent/kWh を記録し、フィリピンの発電単価は初めてインドネシアの発電単価を下回った。しかしながら、Meralco 社の配電地域には離島地域などでのディーゼル発電などによるコストの高い発電が含まれていないが、PLN 社は離島や遠隔地もカバーしている。このことを考慮に入れると、フィリピンの発電単価は依然として、インドネシアよりも高い水準にあると推測される。

フィリピン最大の送電会社は NGPC (National Grid Power Company) であり、2008 年に国営送電会社 (National Transmission Corporation - TransCo.) から民営化された。情報によると、フィリピンの電力会社などから NGPC の料金は高いと指摘された NGPC 総裁はサービスコストを削減する方法を模索していると回答した²⁰。NGPC は非上場会社で、会社の経営状況に関する情報をインターネット上に公開していないため、送電費用と利益などの情報は直接入手できないが、下記の配電会社の年次報告書から、配電費用は電力料金全体の 11% 以上を占めていると推定される。

フィリピンの最大の配電会社である Meralco²¹ の年次報告書によると、2011 年暦年の配電量は 30,592 GWh、配電収入は 253,989 百万ペソで、電力の購入費を控除後の収入は 48,315 百万ペソである。会社のコストの詳細を見ると、電力購入費はコスト全体の 81.0% を占めているのに比べ、

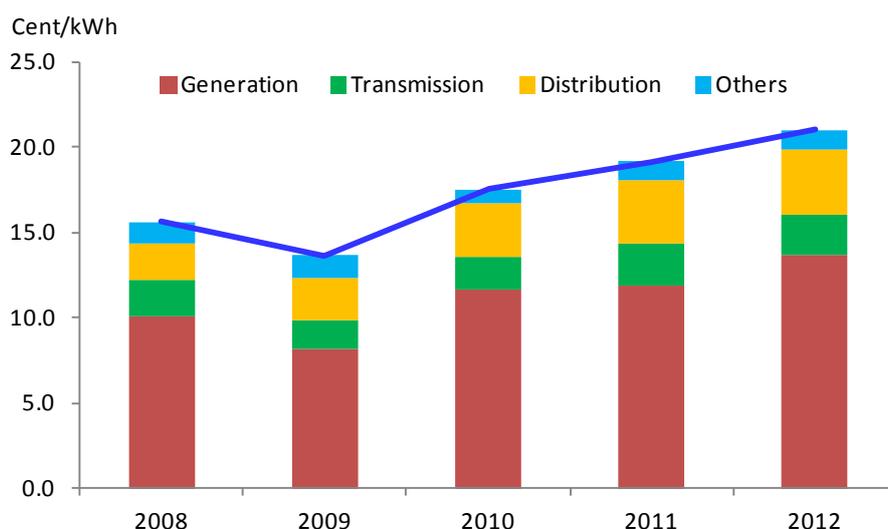
²⁰ <http://www.ngcp.ph/>

²¹ <http://www.meralco.com.ph/consumer-index.html>

操業・保守費は7.5%、償却費は2.2%、その他は同じく2.2%と、それぞれきわめて小さい比率になっている。

また、年次報告書によると、2012年の平均発電単価が5.6ペソ/kWh、送電単価が約1.0ペソ/kWh、配電単価が1.6ペソ/kWh、その他（ロスなど）を含めた平均電力料金は8.6ペソ/kWhで、2012年の対米ドル為替レート41.05ペソ/ドルで計算すると、平均電気料金は21.0Cent/kWhに達している。

同社の年次報告書によると、フィリピンの電力料金の構成は、発電コストが全体の58%を占め、送電コストが10%、配電コストが16%、税金・その他のコストが10%、ロスは6%である。



(出所) Meralco 社の歴年の年次報告書により作成

図 2.11 フィリピンの電力料金とその構成

電力料金の構成をシンガポールと比べてみると、2011年のシンガポールの電力料金の80.4%は発電、18.5%は送配電、残り1.1%は市場支援などである。シンガポールの国土面積はフィリピンに比べて非常に小さいため、送電・配電の距離が短く、当然、送電・配電コストはフィリピンより安い²²。

また、タイの電力料金の構成²³と比べると、2012年のタイの発電コストは電力料金全体の78.2%を占め、送電コストは8.7%、配電コストは13.0%を占めた。タイの電力料金構成では発電コストの比率がフィリピンよりも高く、送電・配電コストの比率は低い。

なお、ベトナムとインドネシアは発電と送配電が一体化しており、それぞれのコストに関する情報が公開されていないため、比較することができない。

最後に、フィリピンの電力料金に発電、送電、配電などの段階で各社の利益や様々なチャージが含まれている。電力供給不足のため、企業間の競争は未だに形成されていないと見られる。電

²² Energy Market Authority [<http://www.ema.gov.sg/>]

²³ EGAT Statistics book

力価格を下げるためには、短期的には、電力監督部門が企業の利益率や税率を合理的な水準にコントロールし、多種のチャージを廃止することなどが必要であると考えられる。さらに、長期的には、電源開発を促進し、競争を高め、契約条件を見直すなどの政策を策定することが重要と考えられる。

第3章 EPIRAによる市場改革の現状

本章では電気事業改革法（EPIRA）による電力市場改革の現状を第22次報告書（2012年11月～2013年4月の期間を対象）²⁴に沿って概観する

3.1 民営化の進行状況

EPIRA 実績報告書第22版の対象期間末の2013年4月末においては、国営電力会社（NPC）が保有していた発電能力の民営化の進捗度は～86.5%に到達したと推定される。エネルギー規制委員会（ERC）が小売り競争とオープンアクセス（RCOA）のスタートを宣言した前期末（2012年10月末）の水準は79.56%であった。今回の民営化水準の上昇は現在進行中の Angat 水力発電所の韓国水資源会社（K-Water）への譲渡によるものである。一方、IPP 契約では、民営化水準は76.85%にとどまっている。現在、電力資産管理公社（PSALM）は政府の政策指導に沿って、まだ民営化の済んでいない発電所の入札を進める作業を行っている。

PSALM は現在民営化を進めるべき発電能力を191.3万kWを抱えており、このうち101.4万kWがミンダナオにあって、その主力は Agus-Pulangui 水力発電所群である。ルソンとビサヤスにある対象プラントはすべて石油火力ダル。表3.1にこれらの対象発電所のリストと PASLM が示したスケジュールを整理した。

表 3.1 発電施設の民営化スケジュール(2013年4月30日現在)

Asset Type	Plant Name	Rated Capacity (MW)	Bid Date	Turn Over Date	
Owned Generating Plants	Luzon Grid				
	Angat Hydro	218.00	April 2010	2013	
	Malaya Thermal	650.00	2014	2014	
	Sub-total Luzon		868.00		
	Visayas Grid				
	PB 101 (Diesel/Bunker)	32.00	2013	2013	
	PB 102 (Diesel/Bunker)	32.00			
	PB 103 (Diesel/Bunker)	32.00			
	Cebu Thermal 1 & 2 (Naga Complex) ¹	109.30	2013	2013	
	Cebu Diesel (1-6) (Naga Complex) ¹	43.80			
	Sub-total Visayas		249.10		
	Mindanao Grid				
	PB 104 (Diesel/Bunker)	32.00	2013	2013	
	Agus 1 & 2 Hydro	260.00	2017	2017	
	Agus 4 & 5 Hydro	213.10			
	Agus 6 & 7 Hydro	254.00			
	Pulangui Hydro	255.00			
	Sub-total Mindanao		1,014.10		
	GRAND TOTAL		2,131.20		
	Decommissioned Plants	Bataan Thermal	-	2013	2013
Sucac Thermal		-	2013	2013	

²⁴ DOE, http://www.doe.gov.ph/doe_files/pdf/01_Energy_Situationer/22nd_EPIRA_Status_Report_Final.pdf

表 3.2 民営化による発電および売却収入(2013年4月30日現在、10億米ドル)

Privatization Assets	Generated	Collected
Generating Assets ^{1/}	3.260	3.064
Decommissioned Plants ^{2/}	0.004	0.004
Transmission Asset (TransCo) ^{3/}	7.685	2.226
Appointment of IPPAs ^{4/}	10.807	1.077
TOTAL	21.757	6.371

当該期間末における PASLM の民営化発電収入は表 3.2 に示すように 21 億 7,570 万米ドル、また回収額は 63 億 7,100 万ドルであった。これらの収入は表 3.3 に示す負債の前払い、負債の通常の支払および IPP 義務、表 3.4 に示す民営化にかかわるその他の支出に対して支払われた。

表 3.3 民営化収入の使途(2013年4月30日現在)

Privatization Proceeds Utilized	In US\$ Billion
Debt Prepayment	1.298
Regular Debt Service	3.396
Lease Obligations	1.682
Others	0.054
TRANSCO Opex	0.001
TOTAL	6.431

表 3.4 副次送電施設売却の地域別内訳(2013年4月30日現在)

	DUs	Sale Amount in PhP (Original Contract)	CKM
North Luzon	32	1,625,300,696.83	1,213
South Luzon	17	1,120,511,843.37	467.04
Visayas	27	1,168,202,902.00	683.21
Mindanao	30	1,827,564,957.83	1,557.12
TOTAL	106	5,741,580,400.03	3,920.02

3.2 電力料金

当該期間における発電コストと電力料金の実績は下記のとおりである。

3.2.1 発電コスト

図 3.1 に MERALCO および他の事業者の発電コストと卸売電力市場 (WESM) のスポットマーケット価格の実績を示す。WESM のスポット価格は、全般的に今回報告された発電コストより高く、時折かなり激しい変動を示している。

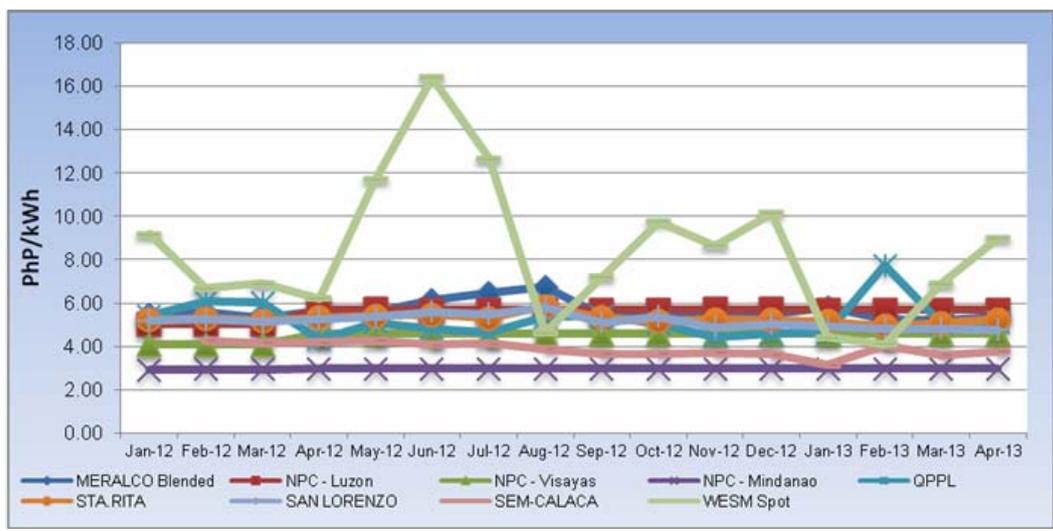


図 3.1 MERALCO と NPC の発電コスト推移

3.2.2 送電・託送コスト

表 3.5 に示すように、2013 年 3 月の送電託送料金の総額は前年同月を 3.8% 上回ったが、平均レートは約 1% 低下した。

表 3.5 電力サービス料金(送電託送料金)

Particulars	Average Transmission Rate		
	March 2012	March 2013	Difference
PhP, Million	42,903.05	44,567.18	1,664.13
Indicative Average, PhP/kW/mo.	333.87	330.77	(3.1019)
Indicative Average, PhP/kWh	0.68450	0.67475	(0.00975)

3.2.3 配電事業者及び電力協同組合の電気料金

表 3.6 および表 3.7 に示すように、配電事業者および電気協同組合の料金はいずれも上昇した。

表 3.6 電力料金の変化(2012 年 9 月→2013 年 3 月):配電事業者

Grid	Electric Cooperatives			Private Distribution Utilities			National Average		
	12-Sep	13-Apr	Change	12-Sep	13-Apr	Change	12-Sep	13-Apr	Change
Luzon	8.1521	9.1419	0.9898	8.7987	8.7180	(0.0807)	8.4754	8.9300	0.4546
Visayas	8.462	9.0978	0.6358	7.9601	8.0985	0.1384	8.21105	8.5981	0.3871
Mindanao	6.3474	7.0855	0.7381	6.0052	6.2944	0.2892	6.1763	6.6900	0.5137
Philippines	7.7680	8.6082	0.8402	8.5412	8.6064	0.0652	8.1546	8.6073	0.4527

電力料金の中では発電コストが約半分を占め、配電コスト (19%)、送電コスト (11%) がこれに続いている。ロス率は料金総額の 8.7% で、発電コストに対しては 17.9% であった。

表 3.7 電力協同組合の家庭用電力料金 (2013 年 3 月、ペソ/キロワット時)

Bill Subgroup	LUZON		VISAYAS		MINDANAO		NATIONAL	
	PhP/kWh	Percent	PhP/kWh	Percent	PhP/kWh	Percent	PhP/kWh	Percent
Generation	4.6714	49%	5.3032	52%	3.3576	44%	4.4441	49%
Transmission	1.1127	12%	0.9584	9%	0.9875	13%	1.0195	11%
System Loss	0.8473	9%	0.8965	9%	0.6447	8%	0.7962	9%
Distribution *	1.6910	18%	1.8165	18%	1.6687	22%	1.7254	19%
Subsidies**	0.0813	1%	0.0432	0%	-0.0316	0%	0.0310	0%
Government Taxes***	0.8832	9%	0.8835	9%	0.7516	10%	0.8394	9%
Other Charges****	0.2993	3%	0.3559	3%	0.2141	3%	0.2899	3%
Total	9.5863	100%	10.2572	100%	7.5926	100%	9.1455	100%

3.2.4 ユニバーサルチャージ

PASLM に支払われたユニバーサルチャージの総額は、表 3.8 に示すように、4 月末現在で 300 億ペソに上っている。このうち当該機関の受取額は 37 億ペソであった。そのほとんどは国家電化計画に支出され、ごくわずかが環境対策費として支出されている。

表 3.8 ユニバーサルチャージの支出総額 (2013 年 4 月、10 億ペソ)

Particulars	Remittances	Interests	Disbursements	Balances
Missionary Electrification	28.439	0.043	28.460	0.022
Environmental Charge	1.224	0.079	0.498	0.805
Stranded Contract Cost	0.185	-	-	0.185
Total:	29.848	0.122	28.958	1.012

3.2.5 電力協同組合の借入金

2013 年 4 月 30 日現在、2002 年行政命令第 119 号および 2003 年 10 月 3 日付の PASLM と国家電力管理局 (NEA) との合意書の規定に従って、PASLM は NEA、政府機関及び地方行政機関に対し合計 158.33 億ペソの支払いを実施した。

表 3.9 PALAM の NEA および他の政府機関に対する支払い義務残額

	Total Consumption	Actual Payments		Balance	
		Amount	%	Amount	%
NEA	17.978	15.756	86.64	2.221	12.36
LGU/OGA	0.096	0.077	79.85	0.019	20.15
TOTAL	18.074	15.833	87.60	2.240	12.40

3.2.6 電力料金の強制値引き

EPIRA の第 72 条に従い、NPC は家庭用電力需要家に対し 1 キロワット時あたり 30 センタボスの強制値引きを引き続き実施している。2012 年 11 月～2013 年 4 月の期間において NPC が実施した値引き総額は 4674.78 億ペソに上り、このうち 75% がミンダナオ、24% がビサヤス、1% がルソン島の MERALCO の利用者に対して適用された。

3.2.7 ライフラインレート補助金

EPIRA の第 73 条では、電力料金全額の支払いが困難な大型市場での低所得者層に対し、ライフラインレートとして補助金を支給している。本報告機関でのライフラインレートの全国平均はキロワット時あたり 2.73 ペソで、ライフラインレート受益者は月平均 105.47 ペソを支給され、負担者側の負担はキロワット時あたり 0.12 ペソであった。

表 3.10 ライフライン補助金の実績(2012 年 11 月～2013 年 4 月)

Particulars	MERALCO	Other PDUs*	ECs	Total
Monthly Average Total Amount of Subsidy Provided by Non-Lifeline Customers (in Php)	345,946,536	107,126,141	58,164,499	511,237,177
Average Monthly Total Consumption of Lifeline Customers (kWh)	110,020,810	42,672,278	34,649,593	187,342,681
Monthly Average Number of Lifeline Customers	2,140,089	875,191	1,831,961.22	4,847,242
Monthly Average Number of Non-Lifeline Customers	3,072,981	1,336,911	4,938,678	9,348,570
Average Amount of Subsidy Provided to Lifeline Customers (In Php/kWh)	3.14	2.51	1.68	2.73
Average Amount of Subsidy Provided to Lifeline Customers (In Php/Customer)	161.65	122.40	31.75	105.47
Average Amount of Subsidy Paid by Non-lifeline customers (in Php/kWh)	0.13	0.11	0.08	0.12

3.3 市場競争

当該報告機関におけるフィリピン電力市場での市場競争に関する主な出来事について、以下、卸売電力スポット市場 (WESM) の事業経過、小売り競争とオープンアクセス制度 (RCOA) の開始準備、EPIRA の実施状況のモニタリングなどを含めて説明する。当該期間においては、これらの分野で相当な進展が見られた。RCOA 制度の発足が宣言され 2013 年 6 月 26 日にスタートした。これに伴い小売市場ルールの普及推進、一般政策ガイドラインの発表、RCOA をスムーズに実行するための施行規則の発表などが行われた。

3.3.1 電力卸売スポット市場

2013 年 4 月現在、WESM には合計 252 の参加者があり、このうち発電事業者が 56、取引に参加する需要家が 196 で、後者の内訳は配電事業者が 16、電気協同組合が 72、大口需要家が 101、卸売集約事業者が 7 であった。現在ルソンとビサヤスで 30 件の参加応募者の評価中で、その内訳は大口需要家が 23、発電事業者が 2、配電事業者が 3、電気協同組合が 2 である。

2012 年 11 月～2013 年 4 月に WESM で行われた取引の主要点は次のとおりである。

- ①当該機関におけるルソンとビサヤスの電力網平均需要は 8,874MW であった。
- ②ピーク需要は 9,688MW で、2013 年 4 月に発生した。
- ③当該 6 ヶ月間に市場で取引された量は 2,836GWh で、ルソンとビサヤスの総需要の 10.1% に相当する量であった。ンコリの 89.9%、25,248GWh は市場外で取引された。

- ④一需要家あたりの平均スポット取引量は、6ヶ月合計で5,826ペソであった。
- ⑤2012年11月～2013年4月のルソンとビサヤスの支払いベースでみた発電量内訳は、石炭火力が43.5%で主力となり、これに次いでガス火力が31.8%を占めた。地熱のシェアは15.3%、水力は7.5%、ディーゼルは1.6%で、最も少なかったのは風力の0.2%とバイオフェューエルの0.1%であった。

表 3.11 ルソンとビサヤスの市場登録事業者(2013年4月)

CATEGORY	EXPECTED (Luz& Vis)	REGISTERED				APPLICAN		NOT REGISTERE		
		DIRECT		INDIRECT		LUZ	VIS	LUZ	V I	
		LUZ	VIS	LUZ	VIS					
Generation Companies	56	31	19	0	0	2	3	0	1	
Customer	Private DUs & LGUs	16	3	3	5	0	3	0	1	1
	ECs	72	26	25	1	3	2	0	0	0
Trading	Bulk users	101	6	6	4	16	2	1	1	0
Participants	Wholesale aggregators	7	7	0	0	0	0	0	0	0
Total Customer Trading Participant	196	42	34	6	19	2	1	2	1	
TOTAL PARTICIPANTS/ APPLICANTS	252	73	53	69	19	30	4	2	2	

3.3.2 小売り競争とオープンアクセス

エネルギー省が中心になって小売りルールの方針が進められた。これには、小売市場におけるWESMの運営やガバナンスのルール、供給事業者と需要家(Contestable Customers)との取引の管理、中央登録機関(Central Registration Body)の運営などが含まれる。

3.3.3 ミンダナオ臨時電力市場

ミンダナオは電力需要に対応すべき発電能力の不足から常時「赤色警告灯」が点灯している状態で、一部の地域では時々計画停電に追い込まれている。計画停電は地元企業や家庭に少なからぬ影響を与えている。これまでの成長の歴史をもととすれば、今後10年需要は年平均4.6%の伸びを続けるだろう。この需要に対応するため、次の10年では新規電源を必ず立ち上げることが必要である。

現在、ミンダナオの電力協同組合については、長年続いてきた同地域の電力供給事情を改善する方策として、次の3つの選択肢があげられよう。①発電能力1~2MWのモジュラー型発電機をリースまたは調達する。②割り込み型給電プログラムを継続する。余剰能力を持つ事業者はメイングリッドから電気を購入するのではなくて自家発電で賄い、その見返りとして、ERCが承認した補償メカニズムに基づいて補償金を受け取る。③ミンダナオ臨時電力市場(IMEM: Interim Mindanao Electricity Market)を構築する。そこでは余剰電力を持つ事業者が、ERCが承認した価格決定メカニズムに基づいて補償金を受け取る形でIMEMに電力を販売し、この電力をもとにIMEMが母体となって電力取引が実施される。

IMEM では、現在のところ、追加供給可能な電源として 348.9MW が確認されている。このうち 165.9MW は組込み型自然エネルギー発電、183MW は自家発である。組み込み型自然エネルギー型発電の余剰電力は、規制緩和された市場スキームを通じて、主にピーク時間谷販売される。

ミンダナオの電力供給不足に緊急に対応することが必要との認識から、エネルギー省はフィリピン電力市場会社 (PEMC) に対し、早急に IMEM を立ち上げるよう指示した。エネルギー省は IMEM がミンダナオの電力不足に対処する手早い手法だとみている。

IMEM は、ミンダナオグリッド内にあるすべての利用可能な電力を透明な方法で効率よく利用する場所となろう。ルソンとビサヤスで運営されている WESM とは異なり、IMEM は「1 日前市場」で、グリッド内の供給不足のみに対応するものとなる。IMEM では、ミンダナオの供給不足を緩和するため、既存発電事業者を含め、利用可能な電力をできるだけ引き出すことを目指している。

3.3.4 市場シェアの監視

図 3.2 に示すように 1 社の設置発電能力を全国グリッドの 25% 以下にするという規制は順守されている。最大シェアはサンミゲル・エネルギー社 (SMEC) の 19% で、PSALM が 18% で続いている。サンミゲルグループはルソン島に 3,085MW の発電能力を有し、島内のシェアは 27% で最大を誇っているが、全国シェアは 19% にとどまっている。ビサヤスでは PSALM が 716MW の発電能力を持ち最大のシェア 35% で、グローバル・ビジネス電力 (GBPC) が 552MW、27% で続いている。ミンダナオでは PSALM と NPC がグリッドの総発電能力 1,416MW の 78% を占め、依然として君臨している。ミンダナオで次に大きい発電会社は Aboitiz グループで、発電能力は 314MW、シェアは 17% である。

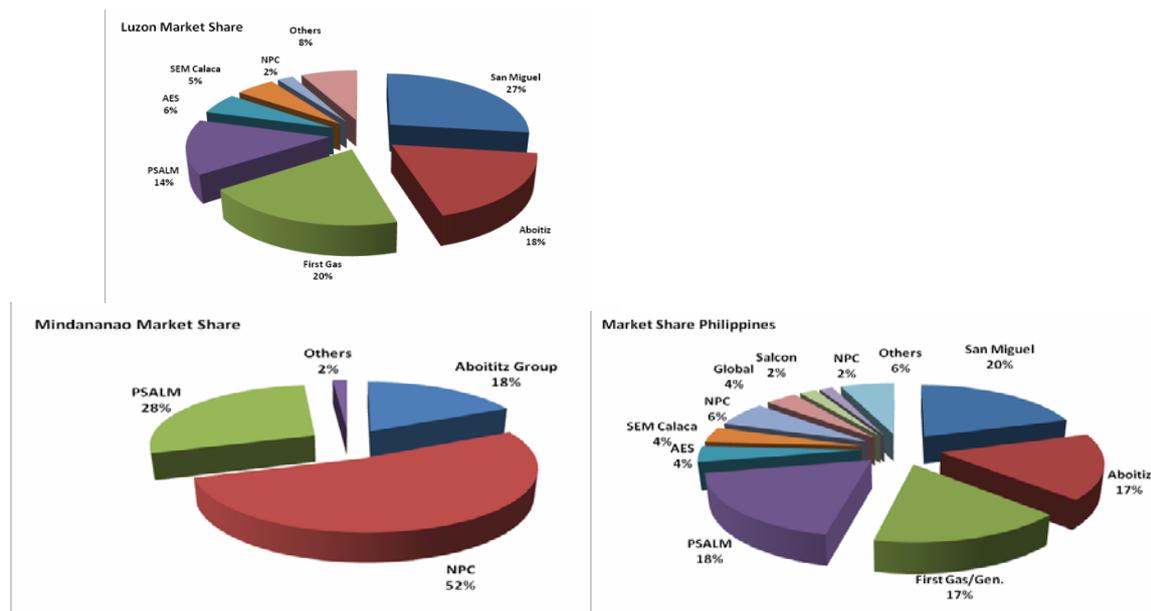


図 3.2 発電能力の会社別シェア

第4章 ASEAN諸国におけるエネルギー部門の現状

本章では、インドネシア、シンガポール、タイおよびベトナムのエネルギーセクターの現状に関する調査結果の要点を説明する。本調査の詳細については付属書Iを参照されたい。

4.1 ASEAN諸国の経済およびエネルギー部門の現状

21世紀に入ってから最初の10年、2008年のリーマンショックで景気後退を経験した一時期を除き、ASEAN諸国は年率4%を超える堅調な経済成長を記録した。この期間に、フィリピン国のGDP（2005年価格米ドル表示）は65%（年率4.7%）増加した。同様にインドネシアでは77%（年率5.3%）、タイでは53%（年率3.9%）、シンガポールでは81%（年率5.6%）、ベトナムでは113%（年率7.1%）GDPが増加した。

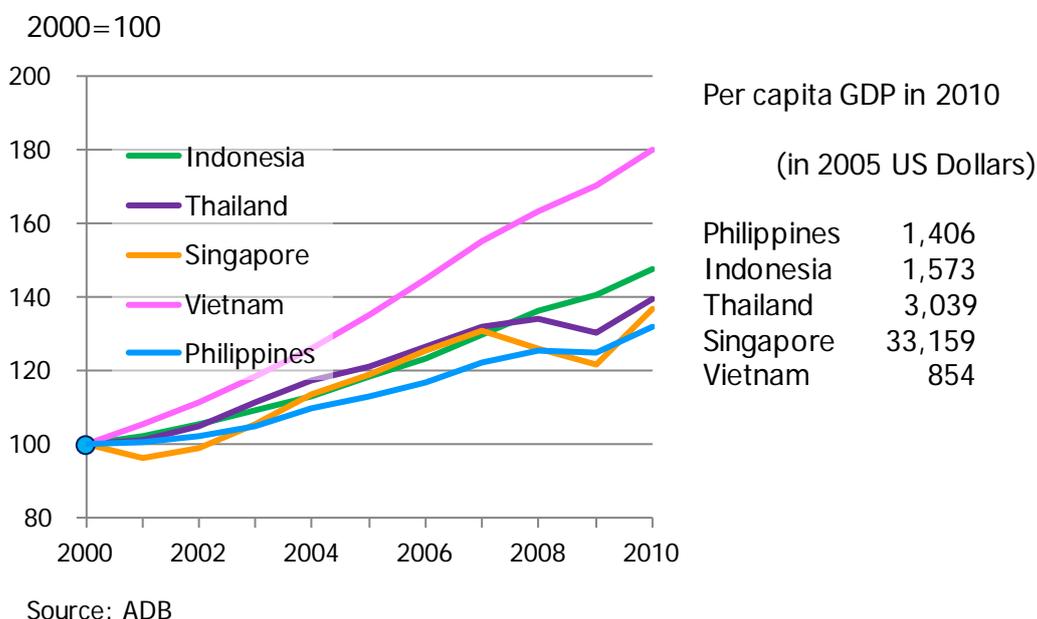


図 4.1 ASEAN 諸国の一人あたり GDP の推移

このように堅調な経済成長、工業化、生活水準改善を反映して、ベトナムとタイでは一人あたりエネルギー消費が着実に増加したが、フィリピンでは減少を記録した。同国では一次エネルギー供給でみたエネルギー消費省量はほとんど同じ水準にとどまる一方（2011年のエネルギー消費は2000年の101%にとどまっている）で、この期間に人口は23%増加した。

シンガポールの一人あたりエネルギー消費（6.46石油換算トン）は、ブルネイを除き、アジア諸国のなかで最高であった。これはエネルギー多消費産業の集中と高温多湿の気候のせいであろう。日本の3.90石油換算トンと比較すると65%も高い水準である。これとは対照的に、フィリピンの一人あたりエネルギー消費は0.44石油換算トンで、2007年にベトナムに追い越されて以降、アジア諸国のなかでは最低のレベルにある。同国の電力消費についても同様の傾向がみられる。

シンガポールを除く ASEAN 諸国は天然資源をある程度の量保有している。インドネシアとベトナムは未だエネルギーの純輸出国である。しかしながら、今日では増加の歩を早めているエネルギー需要を今後も十分賄えるとは云えないのが実情であろう。

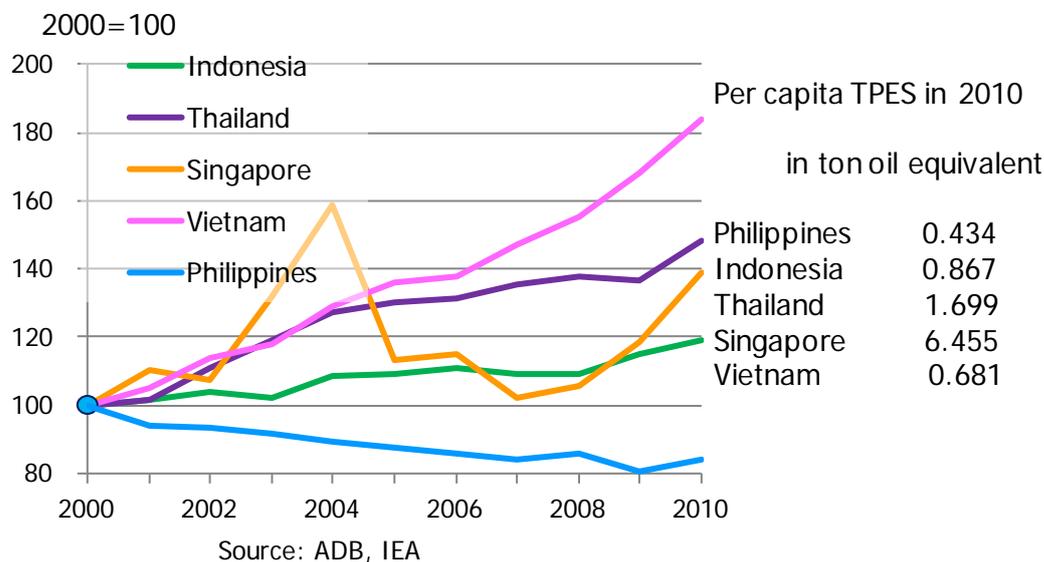


図 4.2 ASEAN 諸国の一人あたりエネルギー消費の推移

インドネシアは内需の増加と石油生産の停滞により 2004 年には石油の純輸入国になった。ベトナムも、今後大規模な発見がない限り、同じパターンを辿ると見込まれる。両国とも現在は石炭の輸出国だが、国内消費用に資源を温存するため石炭の輸出規制を検討し始めている。

表 4.1 ASEAN 諸国の主要経済・エネルギー指標

Indicator	Unit	Philippines	Indonesia	Singapore	Thailand	Vietnam
GDP (Current Price)	Billion USD	199.6	708.0	227.4	341.1	106.4
Population	Million	92.6	237.6	5.1	67.3	86.9
GDP/Capita	USD/Person	2,155	2,979	44,789	5,067	1,224
Total Primary Energy Supply (TPES)	Million TOE	40.5	207.8	32.8	117.4	59.2
Energy self-sufficiency (total energy)	%	57.9	183.5	1.2	60.1	111.2
Electricity consumption	TWh	55.3	148.0	42.2	149.3	86.9
Power generation capacity	GW	13.3	32.9	10.6	31.5	17.5
CO2 Emission (energy origin)	Million ton-CO2	134.6	410.9	62.9	248.5	130.5
Per capita TPES	TOE/Person	0.437	0.875	6.456	1.745	0.681
Energy intensity per GDP	TOE/1,000 USD	0.203	0.294	0.144	0.344	0.557
Per capita Electricity Consumption	kWh/person	597	623	8,307	2,218	1,000
Electrification rate [2009]	%	89.7	64.5	100	99.3	97.6
Electricity Intensity per GDP	kWh/1,000 USD	277	209	185	438	817
Per capita CO2 Emissions (energy origin)	Ton-CO2/person	1.454	1.729	12.390	3.692	1.501

出所: ADB, IEA, APEC

インドネシアは、かつて、世界最大の LNG 輸出国であった。しかしながら、国内需要の増加を受けて、近年、LNG 輸出は削減されてきた。タイ、ベトナム、フィリピンでは国内で天然ガスが生産されているが、増加を続ける内需を賄うのに十分とは言えない状況である。2000 年代中頃に北米で始まったシェールガス革命のおかげで、今後 LNG の供給は世界的に潤沢になると期待されている。現時点ではアジア市場向け LNG は極めて高い価格をもたらす価格フォーミュラに縛られているが、将来この価格フォーミュラが見直され、世界平均に近い価格が実現するようになれば、LNG はエネルギー安全保障と環境維持の二つの要求を満たす好ましいオプションとなるであろう。

表 4.2 ASEAN 諸国のエネルギー構造(2012 年)

(単位: 石油換算百万トン, %)

	Philippines		Indonesia		Thailand		Singapore		Vietnam		Total	
	Mtoe	%	Mtoe	%	Mtoe	%	Mtoe	%	Mtoe	%	Mtoe	%
Oil	13.0	42.9	71.6	44.9	52.4	44.6	66.2	89.5	16.6	32.0	219.8	50.7
Natural Gas	3.1	10.2	32.2	20.2	46.1	39.2	7.5	10.1	8.5	16.3	97.4	22.5
Coal	9.4	31.1	50.4	31.6	16.0	13.6	0.0	0.0	14.9	28.7	90.7	20.9
Nuclear	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Hydro	2.5	8.1	2.9	1.8	2.0	1.7	0.0	0.0	11.9	23.0	19.3	4.4
Renewables	2.3	7.8	2.2	1.4	1.2	1.0	0.3	0.4	0.0	0.1	6.0	1.4
Total	30.2	100.0	159.4	100.0	117.6	100.0	74.0	100.0	52.0	100.0	433.2	100.0

Source: BP Statistical Review of World Energy 2013

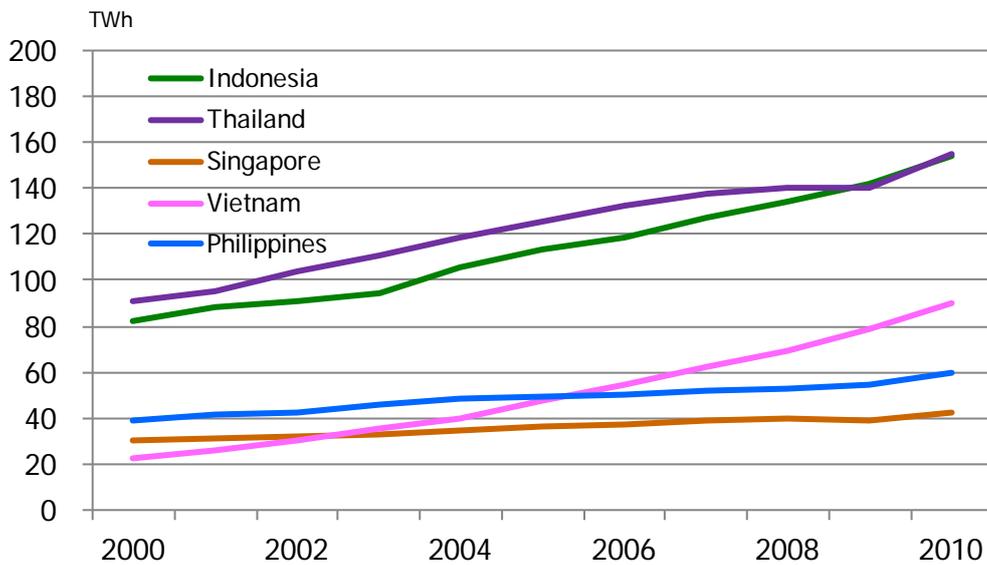
ASEAN 諸国のエネルギーソースの構成をみると、石油が一番大きなシェアを占めており、天然ガスと石炭がこれに続いている。原子力の登場はまだこれからである。2011 年に発生した福島第一原子力発電所の事故で ASEAN 諸国における原子力への取組みは大幅にトーンダウンし、導入に前向きな諸国においても、この社会的に敏感なエネルギーソースの扱いには神経をとがらせるようになった。水力はベトナムとフィリピンでかなり大きな役割を担っている。地熱は、フィリピンとインドネシアで既にかんがりの役割を果たしており、この両国では今後も開発が積極的に進められる見通しである。太陽光、風力、小水力などの再生可能エネルギーは、地方電化の手段として利用されている点を除いては、まだ開発のごく初期段階にあるといえる。

4.2 ASEAN 諸国における電力部門の現状

ASEAN 諸国の電力消費は 2011 年までの 10 年間にきわめて大きな増加を記録した。フィリピン、インドネシア、タイ、シンガポール、ベトナム五ヶ国の電力消費はこの間に 95%、年率では 6.3% 増加した。既に経済的に成熟段階に達しているシンガポールの増加率は年率 3.3% にとどまったが、これを除けば、フィリピンは 4.2% で、ASEAN 諸国のなかでは最低であった。一方、ベトナムは極めて高い 13.7% を記録した。

これらの諸国における火力発電の熱効率には相次ぐ最新型発電所の建設を反映して急速に向上している。シンガポールではコンバインドサイクルガスタービン発電 (CCGT) を集中的に採用し、世界最高クラスの熱効率を実現した。その他の諸国では、旧型の石油火力を廃止し、新型の石炭火力やガス火力を導入することによって熱効率を目覚ましく改善してきた。今後、発電プラントの規模をさらに大きくして熱効率を改善する、供給の安定性を強化する、環境汚染物質の排出を抑制する、スマートグリッド技術を用いて省エネルギーを進めるなどの方策を追求する上で

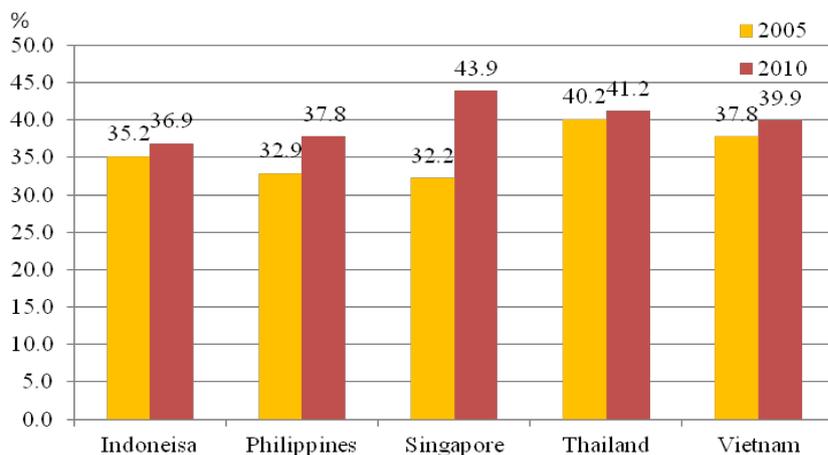
は、地域グリッドの統合や進めることが望ましいと考えられる。今後の電力市場設計はこのような経済的便益の実現を念頭において実施されることが望ましい。



出所: IEA 非OECD諸国のエネルギーバランス(2012年版)

図 4.3 ASEAN 諸国の電力消費推移

現在のところ ASEAN 諸国では、化石燃料が発電用エネルギー源のなかで主要な位置を占めている。ASEAN 諸国のなかでもタイとシンガポールでは天然ガスへの依存率が極めて高い。これら両国は、エネルギー供給安全保障と高エネルギーコストという観点から、天然ガス比率の高さに懸念を抱いている。



Source: IEA

図 4.4 ASEAN 諸国の火力発電の熱効率

しかしながら、これ以外の諸国では、クリーンで世界市場で十分な供給力が見込まれる天然ガスの役割が今後重視されるであろう。電源として大きなエネルギー投入量の記録されている地熱はフィリピンとインドネシアで高く評価されている。しかしながら、ここでは、地熱発電の熱効率を10%とするIEAの計算フォーミュラが大きく作用して、政治的に耳触りのよい言葉である「Energy Independence」を人為的に押し上げていることに注意する必要がある。発電量における

シェアで見ると、地熱の比率は投入量における比率の1/2~1/3でしかない。一方、電源としてのその他の再生可能エネルギーの開発はまだ僅かにとどまっている。

シンガポール、タイ、ベトナムでは電化はほぼ完了した（表3.1参照）。しかし、フィリピン（2010年で89.7%）とインドネシア（同64.5%）はこの目標の達成に向けて苦闘を続けている。島嶼国である両国は極めて多数の島々を抱えており、これらのすべてを電化しようというのは、社会の重要課題だとしても、極めて重い使命である。

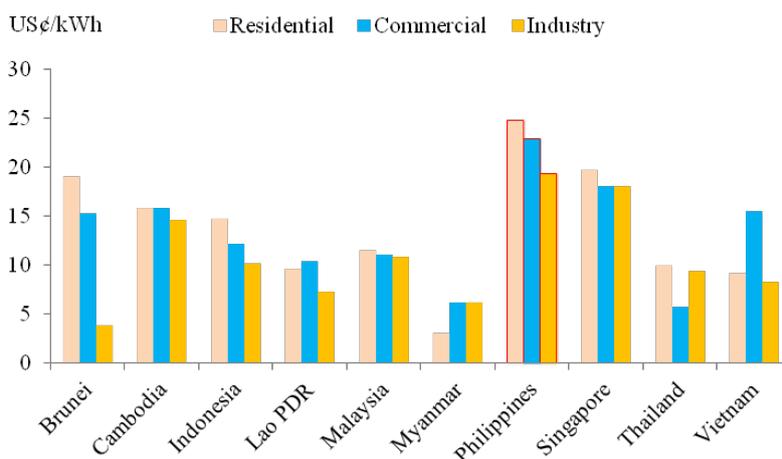
表 4.3 ASEAN 諸国の電源構成

単位：石油換算百万トン、%

	Philippines		Indonesia		Thailand		Singapore		Vietnam		Total	
	Mtoe	%	Mtoe	%	Mtoe	%	Mtoe	%	Mtoe	%	Mtoe	%
Oil	1.48	7.8	8.49	15.9	0.26	0.8	2.22	24.9	1.16	7.2	13.6	10.5
Natural Gas	2.75	14.5	8.64	16.1	22.66	69.5	6.27	70.5	7.63	47.7	48.0	36.9
Coal	5.51	29.1	18.73	35.0	6.92	21.2	0.00	0.0	4.84	30.2	36.0	27.7
Nuclear	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0
Hydro	0.67	3.5	1.52	2.8	0.48	1.5	0.00	0.0	2.37	14.8	5.0	3.9
Geothermal	8.54	45.0	16.09	30.1	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	24.6	18.9
Renewables	0.01	0.1	0.04	0.1	2.30	7.1	0.40	4.5	0.02	0.1	2.8	2.1
Total	18.96	100.0	53.51	100.0	32.63	100.0	8.89	100.0	16.01	100.0	130.0	100.0

出所：IEA 非OECD諸国のエネルギーバランス(2012年版)

電気は近代社会の基本要素であり、その価格は人々の日常生活や産業競争力などに重大な影響を与える。フィリピンの電力料金はASEAN諸国のなかでは最高である。フィリピンでは電力部門がほとんどフルに規制緩和されているのに対し、他の諸国では内部補助金によって電力価格が抑えられており、政府にとって大きな財政負担となっている。産業の活力、社会的厚生、政府の財政負担などのバランスを保ち、社会的、政治的、経済的目標の間のトレードオフを以下に調和的に解決していくかは常に我々が直面する大きな課題である。



出所：ASEAN Centre for Energy

図 4.5 ASEAN 諸国の電力価格

4.3 電力セクター改革の進捗状況

電力セクター改革は世界的には 20 世紀後半に始まった。それまで厚い保護政策のもとで公益事業により運営されてきた電力部門の合理化を進め、電力供給の質、信頼性、安定性と価格の引き下げ（affordability の向上）を目指してきた。しかしながら、その初期においては、公正で合理的な市場設計はいかにあるべきかという点が十分考慮されることなく性急な民営化が進められ、幾多の問題を引き起こした。米国ではカリフォルニアやニューヨークなどで長期にわたる停電が発生し、欧州でも供給不足による Brownout が発生した。あおりを受けて、カリフォルニア州の電力の 1/3 を供給していた優良企業 Pacific Power & Gas 社はいとも簡単に倒産してしまっただ。それ以来電力市場システムは何度となく見直され、今日では多くの民間プレーヤーの参加する自由化された電力市場が世界各地に出現している。電力市場構造は創世記の時期から、欠点を修正しファインチューニングを繰り返しながら移行期を進み、やがて社会的目標がほぼ達成された成熟期に到達するというプロセスをたどると説明することができよう。

シンガポールを除くアジア諸国の間では、フィリピンは比較的早い時期に「2001 年電力産業改革法（EPIRA）」を成立させて電力改革を進め、国営電力会社（NPC）が保有していた電力設備とその操業の民営化を進めてきた。この改革は発電、送電、配電部門のすべてを一律に民間部門に売却することを目指しており、社会的に重要なエネルギー部門を政府が有効にコントロールする手段をほとんど破棄してしまうものであった。インドネシアやタイでも電力セクター改革が進められてきたが、これらの諸国の政策構造は、以下の表に整理されているように、フィリピンとはかなり異なっている。

表 4.4 電力の安定供給を目的とする諸政策

	Philippines	Indonesia	Singapore	Thailand	Vietnam
ESTABLISH NATIONAL POLICY					
Prepare the long term Power Development Plan	○	○	○	○	○
EXECUTE NATIONAL POLICY					
Direct intervention through specific entity	-	National company PLN	-	National company EGAT	National company EVN
In-direct intervention by relevant regulations (emission standard, efficiency standard, etc.)	○	○	○	○	○
Type of power station (location, fuel, technology, capacity)	Difficult to control	Direct control as planned	Difficult to control	Direct control as planned	Direct control as planned
INVITE PRIVATE SECTOR INVESTMENT					
Tender notice for investors	-	○	-	○	○
Price signal derived from wholesale market	○ active enough?	-	○ active enough?	-	-
Provide confidence for profitability of investment	-	Long-term PPA	“Vesting contract”	Long-term PPA	Long-term PPA

電力市場改革は、その原理において、国内の電化を進めつつ、受容可能な価格による安定的な電力供給を実現することを目的としている。電力改革推進の原動力となっているのは次のような事象である。

- 電力部門の非効率性
- 電力料金とコストのミスマッチ
- 急拡大を続ける電力部門投資のニーズ
- 財政負担拡大に悩む政府
- 海外からの資本と技術の導入の必要性

電力安定供給を確保するために ASEAN 諸国において実施されている政策は表 3.4 に整理したとおりである。インドネシア、タイおよびベトナムでは政府が国営電力会社を通じて電力市場に介入する仕組みが採用されているが、フィリピンとシンガポールではそのような仕組みが存在しない。フィリピンでは排出基準や効率基準の設定などの規制による間接的な市場介入が可能なのみである。

受容可能な価格での電力供給の確保について ASEAN 諸国で採用されている政策は表 3.5 に示すとおりである。

表 4.5 受容可能な価格を実現するメカニズム

	Philippines	Indonesia	Singapore	Thailand	Vietnam
GENERATION / WHOLESALE SECTOR					
Liberalize and establish wholesale market for competition	○ active enough?	-	○ active enough?	-	-
Competitive bidding for selecting IPP	-	○	-	○	○
Wholesale price control	-	??	"Vesting contract"	??	??
RETAIL SECTOR					
Liberalize to introduce competition	○ 1MWh<	-	○ 1MWh/month<	-	-
Retail price control	○ <1MWh	○	○ <1MWh/month	○	○

電化推進政策は表 4.6 に整理したとおりである。

表 4.6 電化推進政策

	Philippines	Indonesia	Singapore	Thailand	Vietnam
ESTABLISH NATIONAL POLICY					
Prepare national plan, target	○	○	○	○	○
EXECUTE NATIONAL POLICY					
Direct intervention through specific entity	National organization NEA	National company PLN	-	National organization PEA	National company EVN

表 4.1 に示したように、シンガポールでは電化は完了しており、タイとベトナムでも高い電化率が達成されている。しかしながら、ともに多くの離島を抱える島嶼国であるフィリピンとインドネシアの電化率はまだ比較的低い水準にある。ただし、両国政府とも現在野心的な電化計画を進めている。

フィリピンでは、これまで、地方電化率はバラングアイ (barangay : ○○町・××地区などの最小行政単位) 単位で、バラングアイに一部でも電気が供給されれば電化されたとの整理が行われてきた。しかし、これより小さなシットョ (sitio : 中心的な集落から孤立した地区。農業、漁業従事者や少数民族などが中心) は統計上軽視されてきた。

2010 年に政権についたアキノ大統領は地方電化を強力に進める方針を明確にし、従来のユニバーサルチャージ(電気使用量に応じ電気料金に上乘せして、あるいは自家発事業者からは直接、徴収される電化推進費)に加え、マランパヤ基金からも資金を拠出して地方電化を進めてきた。²⁵ 2013 年にはいり地方電化を一層加速する方針が打ち出され、5 月には国家電化管理法が制定された。フィリピンには約 33,000 のシットョがあるとされるが、これにより 2013 年のシットョ電化計画は 7,000 箇所から 10,394 箇所に引き上げられ、2013 年末の電化総数は 18,077 箇所になる。2014 年には 7,017 箇所、2015 年には 7,257 箇所を電化し、2015 年末にはすべてのシットョの電化を終える計画である。電化計画は集落ベースから家ベースに変わり、大幅に充実したものとなった。また、集落のグリッドに繋ぎこむのが難しいケースが多く、ミニ・グリッドやSHS (個別住宅用太陽電池システム) などの手法も動員されている。

電力用燃料確保政策は表 4.7 に整理したとおりである。

表 4.7 燃料供給確保政策

	Philippines	Indonesia	Singapore	Thailand	Vietnam
ESTABLISH NATIONAL POLICY					
Prepare national plan, target	○	○	○	○	○
EXECUTE NATIONAL POLICY					
Direct intervention through specific entity	National company PNOC	National company Pertamina	National company Temasek & Singapore LNG	National company PTT	National company Petrovietnam

上記のような政策目標を追求するにあたっては、各国間で自然条件、人口分布、経済発展段階、社会的な目標、文化的指向等の要素に違いがあるため、同じ政策を一律に適用することはできない。同時に、燃料供給、エネルギー価格、環境目標や技術等を巡る世界的な状況は日々変化する。このような事情に鑑み、さまざまな国々で現在採用されている政策を調査検討し、意見交換を行って、エネルギー・電力システムの改善を継続的に図っていくことが必要であるし、また、そのような作業は十分成果をもたらすものと期待できよう。

²⁵ 2010 年以来、マランパヤガス田の政府取分を積み立てたマランパヤ基金が投入されたエネルギー開発重点事業 10 件のうち 3 件 (Missionary electrification、Barangay line enhancement、Sitio Electrification projects) が地方電化プロジェクトであった。

第5章 ASEAN諸国とのエネルギー政策対話

ASEAN諸国（インドネシア、タイ、ベトナム）政府との「エネルギー部門改革に関する政策対話」（以下「エネルギー政策対話」と略称する）は平成25年8月29日から9月4日の間、マニラにて開催された。なお、シンガポール国は参加について強い意欲を示したものの、スケジュール上の理由から上記対話には参加できなかった。以下に各対話における討議内容の概要²⁶を記す。また使用された発表用資料等を付属資料Ⅱとして巻末に添付する。以下、フィリピン国と他の諸国の政策対話における発言・発表ならびに討議の内容を要約する。

「エネルギー政策対話」の開会にあたっての基調講演の中で Carlos Jericho L. Petilla 比国 DOE 長官は、また、多忙を押して今回「エネルギー政策対話」に参加した ASEAN 諸国の代表団に謝意を表した。同長官は、「エネルギー政策対話」の目的は各国がエネルギーセクターにおいて直面する問題点や対策の実例を近隣 ASEAN 諸国と共有し、そうした課題の解決に向けて協力することであると説明した。

JICA フィリピン事務所長佐々木隆宏氏は、参加国を代表する政府関係者に向けた挨拶の中で、JICA は、東南アジアの力強く活気のある発展に寄与することを目指して、フィリピンと東南アジア諸国との二国間協議を主催していると述べた。さらに今回の政策対話が参加各国のエネルギーセクター、とりわけ電力業界についての政策の構築に貢献し、その結果成長を続ける経済が生み出す需要を満たすべくエネルギーセクターが効果的に機能することへの希望を表明した。

IEEJ の JICA プロジェクト調査班のリーダーである星 尚志氏は、今回の対話が東南アジア各国で異なる状況と課題のそれぞれに対応して行われることへの希望を表明した。

その中で同氏は、エネルギーセクターでの目標達成という各国の課題を解決する上での政策対話の重要性を強調し、さらには計画されている ASEAN 地域統合のために今次政策対話から得られた情報を考慮する必要性を示唆した。

5.1 フィリピンDOEによるプレゼンテーションの概要

ペティリア長官は、冒頭の講演で、フィリピンにおけるエネルギーセクター改革について特に次の点に重点を置いて説明した。

- 電力産業改革法（EPIRA : Electric Power Industry Reform Act）制定前後のフィリピン電力産業の構造；
- エネルギーセクター改革の理由と目的；
- 改革の実施における政府の役割；
- 改革の推進状況；

²⁶ IEEJ における JICA プロジェクト調査班の一員として各対話セッションの概要を取りまとめた Rowaldo del Mundo 教授の作成による。

ペティリア長官の説明に続き、数名のエネルギー省高官から電力市場改革の現状が以下のように説明された。

電力事業改革法により電力事業が機能面での事業面でも分割され、競争を全手とする発電事業、規制下の送電事業、規制下の配電事業および競争を前提とする小売り供給に分割された。EPIA法に基づく主な活動は次のとおりである。

- 卸売電力スポット市場の創設
- NPC 発電資産の民営化
- 高圧送電線の配電事業者及び大口需要家への開放

現在の市場改革の状況は次のとおりである。

- ①EPIAの規定に従いNPCの料金構成は2002年3月20日以降細分化され、一方配電事業者(DUs)の料金は2003年6月に細分化が完了した。
- ②グリッド間(ルソン、ビサヤス、およびミンダナオ系統)相互補助システムは2002年9月に廃止された。グリッド内部および需要種別間の相互補助システムは2005年10月に廃止された。
- ③現在政府の補助金は事実上皆無である：国家予算におけるNPCおよびTransco向け補助は合算しても3.5億米ドルで、しかもこれは地方電化用に配電設備を延長するための設備投資に対して与えられているに過ぎない。
- ④WESMの運用が開始されて以来現在で7年近くになる。ルソン市場での商取引は2006年6月26日に開始され、ビサヤス系統の編入は2010年12月26日に完了した。さらにPEMCはミンダナオ市場の暫定的な運用を近く開始する予定である。WESMには取引監査および市場ルールの見直しの結果、細かい修正がなされつつある。
- ⑤EPIAの施行により、ERCが小売り自由化の導入開始を宣言する条件としてNPCの発電施設の70%の売却、およびNPCのIPP契約の70%売却が義務付けられている。これに対しPSALMは現在までNPC施設の79.56%の売却、同IPP契約の76.85%の売却を完了している。またNGCPはTranscoの事業に係る競争入札を勝ち取った後国会により事業権を与えられた。
- ⑥ERCは2012年12月26日、すべての前提条件が満たされたとして、配電・小売部門の競争自由化であるオープンアクセス制度の導入開始を宣言した。契約電力1MW以上の需要家についての小売市場の運用はすでに開始されているが、(当該資料作成時点で)まだ2か月程度の実績しかない。競争(自由選択)可能な需要家900軒のうち約200軒がPEMCに対し競争市場への参加を届け出ている。

フィリピンにおける電力セクター改革の課題は以下の分野に見られる。

- ①民間資本が発電施設の新規投資をする時期や意思決定について政府は(直接的には)規制ができない。投資決定のための指針を適切に示すため、DOEは需要予測の信頼度を高め、将来の需要に民間部門が対応できるよう努力している。
- ②高額な電気料金に対する苦情はあっても、政府は発電および配電・小売部門の自由化された価格を統制することはできない。このためDOEは電気料金についての情報の透明性を高めることで一般消費者の理解が得られるよう努力している。

③需要家の一部には既存の設備容量だけでは有効な競争を生まないのではないかという懸念がある。このためDOEは大口需要家の受電契約における出方を見守っている。

5.2 ハイレベル政策対話

インドネシア国、タイ国、およびベトナム国とのハイレベル政策対話を以下に要約する。

5.2.1 インドネシア政府高官との政策対話

インドネシアエネルギー鉱物資源省（MEMR：Ministry of Energy and Mineral Resources）高官は、エネルギー市場の現状を次のように説明した。

- ①インドネシアのエネルギー市場の現状がエネルギー諸指標、電力およびエネルギー消費の動向、エネルギー資源、電源構成、発電容量、発送電の基盤設備などに関するデータにより説明された。電力需要は急速な増加を示しているが、電化率はインドネシアの島嶼国としての特性から76.5%と低目である。
- ②電力部門の法的枠組みは2009年の新電力法（Law No.30/2009）である。市場の自由化は現在IPPの選択の段階にとどめられている。政府は（国有電力会社PLNの）入札段階でIPPを規制することができる。また政府は（PLNの）電力購入契約（PPA：Power Purchase Agreement）による買い取り保証を維持している。
- ③電力の安定供給を図るための電力部門の集中計画と民間資本の参加については、政令2012年第14号が枠組みとなっている。IPPは競争入札で選択される。PPAと電力の販売価格は政府による審査と規制の対象となっている。
- ④議会または地方自治体が電気料金の統一料金を設定する。電気料金は地域ごとに異なる資源の状況によってのみ変化する。電気料金には政府の補助金が支払われる。2011年の家庭用電気料金は平均で1,251 Rp/kWh、政府の補助金は総額で93.18兆ルピーであった。
- ⑤再生可能エネルギーの比率を上げるため省令2012年第17号が発令され、再生可能エネルギーの上限価格が（在来燃料による電力価格よりは高値で）定められている。また固定価格買取制度（FIT）については別の省令2012年第22号が定めている。

代表団は、現在のインドネシアにとっての課題はいかにして電気を受容可能な料金で供給しつつ補助金を減らすかということであると説明した。

インドネシア代表団の上記の説明に続き、付属資料IIに詳述するように、最適電源構成の実現や補助金の廃止などの課題について活発な意見交換が行われた。

5.2.2 タイ国政府高官との政策対話

タイ代表団のエネルギー規制委員会（ERC：Electricity Regulatory Commission）およびタイ発電公社（EGAT：Electricity Generating Authority of Thailand）高官より、同国のエネルギー市場の状況について以下の説明が行われた。

- ①エネルギーセクターの改革はエネルギー産業法の施行により2007年に開始された。同法の下でエネルギー省所轄の規制機関としてERCが設立され、一方ではシングルバイヤーの電力市

場が創設された。同法はエネルギー市場における一般参加を促進することを狙いとし、ERCは地域社会、一般社会、エネルギーの消費者およびエネルギー産業の当事者がタイのエネルギーシステムの発展に参加するのを促すための戦略を構築する役目を担う。新体制の下で数次にわたって実施されたIPP入札の結果、発電容量は相当程度の拡充を見た。その一方でガス産業は引き続き独占体制のまま残り、供給をタイ湾からのパイプライン経由および一部ミャンマーからの輸入に頼っている。

②タイのエネルギー政策に関しては、2011年8月23日、Yingluck Shinawatra首相が国会において発表を行った。その骨子は以下の通り：

- エネルギー産業を育成拡充することで国民所得を生み出す。このためエネルギーインフラへの投資を増やし、タイを地域エネルギービジネスのハブにする。
- エネルギー資源の国内外における開発によりエネルギー安保を強化する。またエネルギー資源および種別における多様化を図る。
- エネルギー価格の規制により公正を期すとともに実際のコストを反映させる。
- 再生可能エネルギーおよび代替エネルギー資源の生産、使用、研究、および開発を支援し、10年以内に化石燃料の消費量の25%以上を置き換えることを目標とする。
- 省エネを促進し、20年以内にGDP当りのエネルギー消費原単位を25%低下させる。温室効果ガス排出量を削減し地球温暖化問題に対処するためにクリーン開発メカニズム(CDM)を利用する。このためエネルギーの経済的で効率的な使用に関する消費者意識を高める。

③エネルギー価格の決定は次のような原則に基づいて行われている。

- タイでは公式な手続きを経て電気およびガス料金を決定している。電気料金は全国統一価格であるが、原価主義によっており、電力会社間の資金移行メカニズムによって公正さを保ちコストの実費を反映させるようにしている。
- 電気料金の調整のメカニズムとして自動料金調整システム(Ft)が採られており、これによって所与の時点における発電用燃料の実コストとの連携が保たれるため、消費者への請求額は公正、透明、かつ供給コストを反映したものとなる。このFtはEGATの燃料コスト、購入電力コスト、および電力会社の管理の及ばない政策費用における変動に即応して調整される。
- 低所得需要家層への料金アップの影響を和らげるための手段には需要家種別間の内部補助制度がある。月間使用量が50kWh以下の低所得世帯には一般需要家の負担で100%の補助が行われる。こうした形での一般需要家の負担は年間で30～40億タイ・バーツになる。
- ERCの管理下で産業用需要家に課せられる「電力開発資金」は料金補助の原資ともなる。資金の用途は以下の通りとされている：

④再生可能エネルギーの開発のためにTariff Adder制度と固定価格買い取り制度による奨励策が用いられ、関係者（小規模および極小規模発電事業者）からはこれまでのところ良好な反応を得ている。間歇的で分散した発電方式を支援するためスマートグリッドの導入を考慮中である。

タイ代表团による上記の説明に続き、付属資料Ⅱに示すように、電力コストの引き下げや電力開発基金などのテーマについて活発な議論が行われた。

5.2.3 ベトナム国政府高官との政策対話

ベトナム代表団の商工省（MOIT：Ministry of Industry and Trade）高官より、同国のエネルギー部門の現状について下記のような説明がなされた。

- ① ベトナムのGDPは2006～2012年の間、年平均5～7%、エネルギー消費もそれに伴い9.4%という高成長を示した。同期間中の最大電力需要は12.2%拡大した。電力産業は商工省（MOIT）が管轄しており、その下でエネルギー総局（GDE）が政策と計画を担当、電力規制機関（ERAV：Electricity Regulatory Authority of Vietnam）が電力産業を規制している。
- ②ベトナムでは従来ベトナム電力公社（EVN）が発電、送電、配電を垂直に統合した形態であったのを発電部門の競争を可能にするように再編成した。現在ベトナム発電競争市場（VCGM：Vietnam Competitive Generation Market）に参入している事業者はEVN系列事業者（完全所有および一部所有）、BOT（建設－運営－譲渡プロジェクト）事業者、およびIPP事業者である。EVPが依然として市場を支配している。
- ③ベトナムの電力マスタープランでは、より信頼性の高い電力を合理的な価格で供給するための戦略として電源構成中の石炭火力の比率を上げ（2030年までに48%）、また需要増（2011～2015年の間年率14.1～16%、2016～2020年の間同11%、2021～2030年の間同7.8～8.8%）に対処するため、原子力の導入を図ることとしている。
- ④小売り電力料金はMOITがサプライチェーンに沿って設定したものを総理大臣が認可して決められる。契約価格は当事者間の交渉次第となるが当局の決めた制約の支配を受ける。
- ⑤発電コストは以下の要因に従って決定する：
 - a. 多目的ダム発電設備（SMHP）については国の機関による年度ごとの認可；
 - b. BOT発電所、輸入、およびアンシラリー・サービスについては買電契約（PPA）；
 - c. そのほかの発電所についてはCfD（差分契約）および市場価格；
- ⑥送配電価格は各電力会社固有の許容配電収入額と3年から5年の実績ベース調整（PBR）に従い年度ごとに設定される許容収益を基準に決定される。
- ⑦再生可能エネルギーの助成は、小水力およびコジェネレーションに関しては回避コストのメカニズムを介して行われる。回避コストは全国的送電網に接続する最も高コストの発電設備での発電コストとして定義される。風力発電の開発には買い取り価格保証および財政的奨励策による助成がある。省エネは消費効率の目標の達成手段、ならびに組織団体、世帯、および個人の義務を定める法律を通じて推進されている。

上記のプレゼンテーションに続き、付属資料Ⅱに示すように、急速な電力開発と電源構成、電力公社以外の国営エネルギー会社の役割、高い電化率の達成などのテーマについて活発な議論が行われた。

5.3 技術レベル対話

ハイレベル政策対話の翌日、DOE内会議室において、その時の参加国双方が関心をもつ特定の事柄について討議を深める目的の技術レベル対話が開催された。以下はその概要である。

5.3.1 インドネシア政府高官との技術レベル対話

フィリピン、インドネシア双方の参加者は下記のようなテーマについて活発な議論を行った。

- ①インドネシアは、フィリピンが地熱の比率拡大に成功を収めているのに対し、FIT 買い取り制度がすでにあるにも関わらず自国の開発業者が地熱にあまり関心を示さないことについて質問した。フィリピンは、インドネシアの地熱開発の支援のため長年培ったその経験と知識を提供することを申し出た。
- ②両国とも大規模石炭火力や原子力エネルギーの導入について、ともに国内世論の受容の問題を抱えている。今後、これらのエネルギーの導入問題にどのように対処していくべきかが議論された。
- ③インドネシアの経済専門家の見解は補助金問題で二分しており、あるものは補助金を擁護しているが他方はその減額ないし廃止を訴えている。インドネシア政府としては補助金を低減したいと考えている。対照的にフィリピンでは一切の補助金がない。(フィリピン側からより詳しく石油基金の情報を得るための連絡先の照会あり。)
- ④インドネシアの配電システムロス低減および集金効率の向上策としては、前払いメーターおよび盗電には正規料金の3倍の罰金を科す法規の適用がある。盗電については警察の手を借りた逮捕もあり、大口需要家の場合は法的措置が取られる。現在インドネシアのシステムロス率は9.27%と一桁台を達成している。

5.3.2 タイ国政府高官との技術レベル対話

フィリピンとタイの代表団の間では主に次のようなトピックスが議論された。

- ①地域の電力市場との電力システムの相互接続について：
 - タイ国は、諸国（ラオス、カンボジア、ミャンマー、マレーシア、および中国）との電力システムの相互接続をしているが、それは近隣諸国の持つ豊富なエネルギー資源を活用するためである。
 - 電圧などの技術面で大きな問題は経験していない。周波数の異なるマレーシアとの相互接続においても直流（DC）リンクでうまくできている。
 - これまでのところタイの国境をまたぐ相互接続はすべて二国間協定に基づいている。新しく大メコン圏（GMS : Greater Mekong Sub-region）という開発計画があり、タイとしてはそれへの参加を期待しているが、まだ計画内容やスケジュールは具体化していない。
 - 「ASEAN 経済の統合」は地域市場の開発を加速する可能性がある。
- ②タイでは、現在、電気器具のエネルギー効率と電力の使用状況を調査中である。
- ③タイは非常に高い電化率（99.8%）を達成している。タイの電化率は事実上100%であるが、常に世帯数の増加や住宅の新規開発があり、それに追いつくための遅れを0.2%と見ている。

- ④Adder 制度と FIT 制度による奨励策はこれまでのところ関係者から良好な反応を得ている。再生可能エネルギーに対する補助金は政府予算からではなくユニバーサル課金から調達している。
- ⑤タイの天然ガス産業は規制の点では開放されているものの、PTT が独占体として事実上業界を支配している。こうした中 EGAT が独自の LNG 輸入を検討しているが、ERC は、輸送施設が現在 PTT によって所有されているので、第三者のパイプライン利用のためのアクセスコードの策定を考えている。天然ガス使用の優先度は電力に置かれており、家庭用や小規模消費者ではない。
- ⑥両国とも原子力発電についての社会的受容度に問題を抱えている。
- ⑦タイでは月間使用量 50kWh 以下の世帯に対する電気料金免除制度が実施されている。タイの ERC は「立地利益交付金」の基準を設定（例えば発電所建設地点の半径 3km 以内等）。地元 の委員会が ERC に PDF の使途について提案をする。
- ⑧電力市場の自由化は消費者保護グループの反対により 2003 年に中断した。EGAT はタイの電源構成の少なくとも 50%の支配を続ける予定。EGAT は引き続き政府機関の一つにとどまり、法人組織化はせず。タイ政府は将来の電源構成において石炭火力の比率を上げて行く方針であり、現在 IPP 調達の入札書類には発電所の種類が指定されている。

5.3.3 ベトナム国政府高官との技術レベル対話

ベトナム代表は、エネルギーの状況および電力部門における政府の役割に関するプレゼンテーションに加え、電力市場の改革・再編成に関し、改革の始まり（推進要因、枠組、および改革の要素など）からその進捗と成果、将来計画についての詳細を発表した。

- ①ベトナム電力法は電力市場の改革についてのロードマップを 3 つのフェーズ（フェーズ 1：競争的発電市場、フェーズ 2：競争的卸売市場、フェーズ 3：競争的小売市場）で示している。各フェーズは 2 段階（試験的導入、全面的運用）で実施される。改革の主な推進要因は (a) 価格決定の非効率、(b) 投資の不足、および (c) 電力部門における活力維持のためのコスト回収の必要性、である。
- ②ベトナムにおける電力市場改革は主に EVN のアンバンドリング、電力会社の分割民営化、透明性、選択の自由、および持続可能な電力システム（安全、安定、および効率）を基本とする電力市場の構築を柱として実施している。
- ③小売り電気料金の承認は首相の権限で行われる。MOIT はサプライチェーン（送配電および関連する経費）に沿った移転価格を認可する。契約価格は当事者間の交渉に基づくが、規制当局の規定による制約を受ける。
- ④改革プロセスでは、発電事業者 3 社（2012 年 6 月）、独立送電事業者 1 社、配電事業者 5 社を設立したが、EVN は依然として総発電容量の 5 割以上を支配している。ベトナム発電競争市場（VCGM：Vietnam Competitive Generation Market）は 2012 年 6 月に完全運用開始した。そこでは、グロス決済コスト・ベースト・プールによるスポット市場と、高い（90-95%）初期カバレッジ率の 差額契約（CfD）形式による発電事業者とシングルバイヤーとの期限付き PPA の組み合わせが採用されている。また、市場を基準にしたメカニズムによる電気料金の調整方式（燃料コストおよび為替レートの変動のため四半期ごとに実施）が採用されている。

ベトナムにとっての最大の課題は、2011年から2030年にかけて巨額の投資が発電設備（US\$110.332兆）ならびに送電網（US\$156.303兆）の建設に必要であり、この資金をどうやって調達するかという点である。

上記のプレゼンテーションに続き、付属資料Ⅱに示すように、次のようなテーマについて活発な議論が行われた。

- ベトナムにおける民営化/株式化について：
- エネルギー・電力開発計画
- エネルギー計画への民間部門の対応と供給安定性について：
- 小規模電化協同組合（ECs）の合理化：
- フィリピン WESM について：
- 発電プロジェクトの決定（IPP の選定）における政府の役割：
- 発電所の建設を支援するための意志疎通作戦：
- ベトナムの電気および燃料価格決定方式：

5.4 政策対話のまとめ

本章では、4日間にわたった政策対話を総括する²⁷。

① 共通した関心事および問題認識

- 成長を続ける経済のエネルギー需要拡大に見合う供給体制
- 消費者にとって手頃で産業活動を支援する電気料金の必要性
- 政府の財源不足。その結果としてエネルギー部門における民間投資への依存
- 社会的発展にとって電化が重要な手段であること
- エネルギー部門の持続的成長および地球温暖化対策のためには、再生可能エネルギーと省エネを追求する必要があること

② 電力市場改革

- インドネシアとタイは引き続き統制または規制市場下にある。供給の安定および適正な電気料金は IPP の競争的選択と PPA の当局による規制と認可によって確保している。タイにはシングルバイヤー市場に関する明確な政策と手続きが構築されている。
- 一方フィリピンとベトナムは発電部門の自由化を完了し、電力の供給における競争状態を生み出している。

③ 価格調整の方法

- フィリピン以外の各国では、補助金によって価格調整を行っている。たとえばインドネシアでは高額な補助金が交付されており、政府は補助金を減額することによる影響を和らげる方法を模索中である。ただし、報告によると電気料金がフィリピンよりも大幅に低いインドネシアでさえ補助金を全廃すると思われる。

²⁷ IEEJ における JICA プロジェクト調査班の一員として、4日間にわたる対話セッションの概要を取りまとめた Rowaldo del Mundo 教授の作成ならびに部分的加筆修正による。

- ベトナムは過去に電力のインフラを構築した時の国庫支出を評価しないことで、会計上の観点からは「隠れた」補助金を出している。そのうえ、発電用の石炭の価格は一般国内用価格の85%に抑えられている。

④ 持続可能な発展および環境対策

- 参加4か国のすべてにおいて、再生可能エネルギーと省エネを推進する政策及び計画が存在する。
- 上記推進計画では金銭的奨励策やある種の価格保証(例えば再生可能エネルギーのFIT制度など)が提供されている。

政策対話を通じて判明したことは、参加4か国は各々のエネルギー部門改革の追求における条件、経験、戦略、ならびに結果という点において似通った点もあれば異なる点もあるということである。健全な経済成長を支えるためにはエネルギーと電力の果たす役割が極めて重要であり、各国は今後とも有効な改革策を追求しつつ、変化する状況に対処して行かねばならない。

そのためには、政策の立案、計画、規制、および市場の指揮監督を通じて、改革の成果を望む方向に導くための政府の役割を明確にすることが非常に重要となる。経験を（良きにつけ悪きにつけ）共有し、互いに問題解決の方法を学習し、各々の長所を基礎にして前進することは賢明な行動である。以上の理由から政府組織の上層部間ならびに中級（技術）レベルの成員間における対話は続けられるべきである。

第6章 日本におけるエネルギー政策対話と活動

エネルギー政策対話の第2段階として、Carlos Jericho L. Petilla 長官の率いる比国 DOE 代表団が2013年10月15日から同18日の間、日本を訪問した。一行は外務省外務審議官をはじめ、国際協力銀行（JBIC）ならびに国際協力機構（JICA）の役員、および産業界の代表者を歴訪し、さらに六本木地域冷暖房センターや東京ベイエリアにある最先端石炭火力発電所、LNG受け入れ基地などのエネルギー・電力関連施設を視察した。活動のハイライトは、「フィリピン国エネルギーセクター投資シンポジウム - 電力・ガス事情の現状と今後の展望 -」と題するシンポジウムであった。前記イベントは、2013年10月16日グランド・ハイアット東京で開催され、150人を超える政府担当官、業界専門家、および投資家が出席した。

シンポジウム開会の挨拶に続き、ペティリア長官は、「フィリピン国エネルギーセクターへの投資機会」と題する基調演説を行い、フィリピンのエネルギーセクターの現状と投資機会について熱心に説明した。演説の要旨を以下に記載する。

続いて、次のセッション「日本の発電等技術、海外電力事業展開の紹介」では、日本の業界専門家が以下の項目に関するプレゼンテーションを行った。

- 日立におけるクリーンコール技術開発；
- 比国市場向け高効率 GTCC 発電の紹介；
- 富士電機の地熱発電事業について；
- 海外における発電事業展開；

上記セッションの後、フィリピン DOE 代表団と日本の参加者の間での名刺交換会が開かれた。

6.1 開会の挨拶

IEEJ 理事星尚志氏の歓迎の挨拶に続いて、Loreta G. Ayson エネルギー省次官がフィリピン代表団を代表して、開会挨拶を行った。比国 DOE のメッセージで強調されたのは、次の点である：

- 2013年8月29日から9月4日にかけて開催された、東南アジア近隣諸国（インドネシア、タイ、ベトナム）の対応省庁とのエネルギー政策対話では、各国と有意義な意見交換が行われ、特に民営化（および民間部門の参加）計画ならびに政府補助金の廃止計画におけるエネルギー部門の政策立案者や監督機関の課題と懸案事項が明らかになった。
- フィリピンは12年前に電力産業を再編成し、電力市場を競争市場へと改革した。これまでまずまずの成果を得ているものの、課題も残されている。

- フィリピンの PPP（官民連携）プログラムは、日本政府や日本企業の興味を引く可能性を持つ、投資家に有利な枠組みである。DOE としては、日本側が、好ましい投資対象として、フィリピンのエネルギーセクターに関心を持ってくれることを期待している。
- DOE は、フィリピンのエネルギーセクターの政策を強化し、投資を呼び込むために資するものとして、政策対話およびシンポジウムに関する JICA-IEEJ 調査チームの最終報告に期待している。

6.2 比国DOE長官のプレゼンテーション

プレゼンテーションの冒頭、ペティリア長官は、フィリピンでは、電力、石油・ガス、石炭、天然ガス、電気自動車、再生可能エネルギーなど、エネルギーセクターのすべての分野に投資機会があり、また、DOE は投資家に対する様々な支援プログラムを用意していると述べた。各セクターの現状と機会を以下に要約する。

電気事業

- 電力が不足しているとき、人々は不平を言う。その不満が解消された後、今度は高い電力料金について不満の声を上げる。フィリピンの電力は高価であるが、最近開催の AMEM（ASEAN エネルギー閣僚会議）で、インドネシアはじめ他国の代表は、電力料金への補助金制度を廃止したフィリピン・モデルを手本としたいと述べたものである。
- 各種建設プロジェクトの実現までの3~5年のタイムラグに対する経済成長の傾向の変化のため、需要予測はいっそう難しくなった。
- フィリピンの送電網は、3つの基幹系統、すなわちルソン、ビサヤス、およびミンダナオ送電網に分類される。確実な総容量は、現時点で 17,000 MW である。
- ルソン送電網では、近い将来に着工予定の 767.4 MW の“確定済”発電所建設事業があり、これらは主として石炭火力発電所およびディーゼル発電所である。さらに、10,152.5 MW の“公示済”（提案または公表された）事業がある。それらを確定済事業のリストに移すためには、投資家が DOE に書類を提出する必要がある。また DOE は、投資家の確定済事業に対し事業実行の確約を与える。
- 需要が 2,000 MW のビサヤスの送電網には、429 MW の確定済事業がある。
- ミンダナオでは今のところ電力が不足しているが、2,530 MW の公示済事業があり、2015年には十分な発電容量に達する。Petro-Brunei は、ピークシェービング用として LNG 設備を建設することに興味を示している。送電網が（ルソンおよびビサヤス系統から）独

立しているミンダナオでは、2013年9月26日にミンダナオ暫定電力卸売市場（IMEM）が発足し、同11月26日に取引を開始する予定である。

- 国家電力公社（NPC）は、法律により、今後の発電所の建設が認められない。政府の主目的は、NPCのすべての発電資産を分割民営化することであり、これまで資産の約80%が処分されている。
- フィリピンの競争的電力市場は7年目を迎えた。DOEは、2014年3月26日までに相互最適化された電力・予備力市場を導入する予定である。

石油・ガスセクター

- 上流部門の石油・ガス開発関係のサービス契約が26件存在する。
- DOEは、第5次フィリピン・エネルギー入札ラウンド（PECR 5）を2014年の第1四半期に実施して、さらに多くの石油・ガスサービス契約を付与する予定である。
- フィリピン国営石油会社（PNOC）は、投資家に安心感を与えるための出資をするが、できれば合弁事業への参加比率を10%以下程度に制限したい。

石炭セクター

- フィリピンには炭鉱候補地がいくつか存在する。既存のサービス契約の受注者が開発に着手しないため、DOEは現在、契約の見直しと解約を行っている。DOEは、直ちに開発を始める投資家に契約を発注する方針である。

天然ガスの現状と機会

- マランパヤ(Malampaya)ガス田は、14年後には枯渇する見込みだが、あとに続くべき新規の掘削は、西フィリピン海（南シナ海）におけるフィリピンと中国の紛争のせいで行われていない。フィリピンは、既存の2,000 MWの天然ガス火力発電所に燃料を確実に供給するためにLNGの輸入の準備をしなければならない。それにはLNGターミナルが必要である。
- DOEは天然ガスマスタープランを作成中である。この基本計画には、設備建設の時期や場所など、天然ガス供給への投資のための政策と規制指針が含まれる予定である。

電気自動車

- 現在、523台の電動3輪車（e-trikes）が路上を走っている。フィリピン政府は、電気自動車計画の1年目（2014）に向け、3,000台の入札を実施した。電動3輪車の設計、開発、製造を行う入札者4社のうち2社は日本企業である。

- 同上2年目から5年目には、毎年15,000～30,000台の電動3輪車が追加される。
- 電動3輪車の後、電気自動車（4輪）の計画が続きます。

再生可能エネルギー

- 現在、再生可能エネルギーのサービス契約を付与する前の申請処理に2年かかる。DOEはこの処理を45日に短縮する予定。
- 再生可能エネルギーは国家固有の資源であり、フィリピンと外国の出資比率は60/40とすべきである。
- 太陽光と風力のFITプログラム（固定価格買取制度）は、FIT認定証明書が発行される前に投資家がまず開発していなければならないため、先着順の方針で行っても申し込み数超過になる。

投資家に対するDOEの支援体制

- 外国人投資家には、発電プラントの開発から稼働開始まで、166の許認可が必要である。DOEとしては、行政上の要件の多くを廃止できなかった。
- DOEは、政府機関や地方自治体からの許認可取り付けのため、投資家と連携する職員を配置する予定。

6.3 DOE長官のプレゼンテーションに関する質疑応答

1. DOEのいう確定事業の"確定"とは、どのような意味か。

- DOEが、ある事業を確定事業のリストに登録した場合、これは、他の投資家に対しては彼らがすでに閉め出されたことを示す。
- DOEは、輸入や税制上の優遇措置など許認可の取得についての支援を約束し、事業が必ず実現するように計らう。

2. IPP(独立系発電事業者)が電力会社の株を100%所有することができた1990年代とは異なり、新しい法律では、国内資本と外国資本の比率60/40以上が要求される。

- 方針は変わっていない。IPPプログラムの場合、発電所建設事業はBOT（建設・運営・移転）方式であった。そのため、最終的には発電所はNPC（電力公社）に引き渡された。
- NPCは今後PPA（買電契約）を締結することが許されない。

3. 電力部門と市場の効率はどうに改善されるか。効率改善により、どのようにして電力料金は下がるか。予想される値下げはどの程度か。
- 発電については、テクノロジーが価格の低減をもたらすと予想している。たとえば、石炭発電所による最高価格は、1キロワット時あたり 6.88 フィリピン・ペソだが、これはかなり以前の長期契約の価格である。現在、石炭火力発電所の最低価格は、GNPower で最近稼働した最新プラントの 1 キロワット時あたり 4 ペソである。
 - また、DOEには競争を高める透明性向上プログラム (www.kuryente.com) がある。「情報なければ、競争なし」。
 - DOE は、将来、1 キロワット時あたり 1~2 ペソのコスト削減を予想している。
4. 予備力市場の費用は誰が負担するか。価格の再上昇はあるか。費用負担に関して、政府内の議論はどうか。
- 政府の補助金は今後もない。フィリピンでは、国家予算の 23%が補助金であるインドネシアのような状況はあり得ない。
 - DOE 長官は全面的な補助金は、反貧困層的な性質を持っていると考える。なぜならより多く消費する富裕層により多くの補助金を与えるからである。
5. 電力産業改革法 (EPIRA) の経験では、政策が望ましい結果を達成する上で、規制の強い能力が非常に重要であることを示している。この点、政策と規制指針を示す LNG のマスタープランに何を期待するか。
- 政策と規制は、小規模な市場（たとえば、25,000 MW 以下）では、一体となって働くべきである。
 - 規制は、産業をマーケット主導型に転換するのを支援すべきである。直ちに自由市場を実現することはできないのであるから。
 - LNG 基本計画では、受入設備の立地に関して国家目標に沿った指針を与える。
6. 原子力について、東南アジア諸国では原子力を導入しつつあるが、フィリピンは唯一の原子力発電所を中止した。
- バタアン原子力発電所 (BNPP) は (キャンセルされず) 完成されたが、稼働はしなかった。

- DOE の政策は、原子力エネルギーに均等な機会を与えることである。石炭など、他の動力源と同じように扱い、公の場で議論し、国民が決定することになる。
- たとえば Meralco の消費者むけ電力料金が 1 キロワット時あたり 11.50 フィリピン・ペソとして、原子力発電所の追加によって料金が大幅に下がらない場合、消費者は原子力発電所に賛成しない可能性がある。
- フィリピンはさらに福島原子力発電所の事故に照らして日本の動きを見ている。

7. 民間セクターは PPP において、リスクを負う可能性がある。民間セクターに対して何らかの保証を考慮するのか。

- 発電における PPP はマーケット主導型である。独占企業であり、専売権を持つ配電公益事業 (DU) の 20 年契約は保証の意味を持つが、政府は保証を提供しない。
- 投資家は、全国各地で 130 の DU と契約を結ぶリスクを研究する必要がある。
- 現在 DOE は、民間発電会社 (GENCO) がリスクیであると見なす EC の体質改善を図っている。

8. 太陽光ではなく、なぜディーゼル発電なのか。

- DOE としてはディーゼルを促進していない。ピーク出力のためには LNG の導入を加速したいと考えている。
- 学校の屋根にソーラーパネルを取り付けて、合計 1,600 MW を発電する計画がある。2014 年に最初の 300 MW に着手する。DOE ではこのビジネスモデルをまとめているところである。
- オフグリッドの電力系統では、周波数調整用や負荷追従用の発電所が必要であるため、ディーゼル発電所が使用される可能性がある。

第7章 ASEAN諸国との政策対話

7.1 政策対話の成果と今後の課題

本調査において実施した「エネルギーセクター改革に関する ASEAN 政策対話」の主目的は、電力セクター改革における政府の役割においてフィリピン国と ASEAN 主要国（タイ、インドネシア、ベトナム）との間でどのような共通点や相違点があるかを確認し、経験を共有し、フィリピンの電力セクターの健全な発展を推進するための政策手段を見出すことであった。今回の政策対話における主要な発見は、エネルギー部門の管理において、フィリピンでは他の ASEAN 諸国に較べて政府の役割が相対的に小さいということであった。

2001年の電力セクター改革法（EPIRA）の施行後、フィリピンは電力セクターの自由化と民営化を成功裏に進めてきたが、他の一部の国では自由化のプロセスはむしろスローダウンした。フィリピンでは政府による市場コントロールを最小にしようとしてきたが、インドネシア、タイ、ベトナムでは市場を政策目標の実現に向かわせるため、政府が相当程度の介入を行って市場をコントロールしている。

今回の政策対話はこのような ASEAN 諸国間のエネルギー市場管理方法の違いを浮き彫りにしたが、その差は、おもに国家計画、財政支援と受容可能な価格での電力供給実現の3点においてみられる。

国家計画

フィリピンも今回招聘された諸国も、すべてエネルギー部門開発について国家計画を策定している。招聘されたいずれの国でも、政府が国営電力会社を通じて電力開発計画をリードするという機能が設定されている。フィリピンにも電力開発計画はあるが、それは将来計画の提示にとどまり、市場に直接介入するとか行政指導を行うという権限は政府に与えられていない。このような政治のあり方は成熟した経済では良く見られるところである。しかし、ASEAN 諸国に較べると、国家エネルギー計画が有効に作用するかどうかという点ではやや弱いといえよう。

財政支援

フィリピン政府は、ASEAN 諸国に較べると、制度金融、国家保証、海外資金の導入制度などの電力セクター開発に対する財政支援制度を備えていない。中小規模のプロジェクトは地元資本や地元銀行でも賄えるだろう。しかしながら、大型の先進石炭火力や大型水力発電所の建設のように、大規模の資金を、建設期間やコスト回収期間が長いために長期の貸付期間を前提に供給する場合には問題が生じるであろう。

受容可能な価格での電力供給

フィリピンでは電力価格が政府の介入なく市場で決定されている。一方、今回招聘された国々ではすべて政府が何らかの電力市場への介入を行っているが、政府補助金を考慮し

たうえでも、これらの国の電力料金の方がかなり安いという事実は注目に値しよう。フィリピン政府はコストの引き下げや低料金を確保するための直接的な権限や手段を持っていない。

ASEAN 諸国は地方電化の推進に直接援助を行っているが、電力料金はフィリピンよりも低い。インドネシアとフィリピンはともに島嶼国家であり、分散した消費者を系統に連係することが難題で、電化の進捗度もほぼ同じである。インドネシア政府は強力に地方電化を進める政策を進めている。フィリピンでも、第3章でみたように、マランパヤ基金を利用するなどして大規模な地方電化への取り組みを開始した。しかしながら、孤立した農村や離島へのアクセスは困難でコストがかかるという問題を両国は共通に抱えている。

市場に競争環境を導入することによって、フィリピンは電力部門の効率化と最終消費者の省エネルギー推進を実現し、政府支出を大幅に削減することに成功した。しかし、一部の政策目標は間接的にしか遂行することができない。今回の政策対話は、経済の基盤である電力セクターの健全な発展を進めるために実施すべき政策の対象となる弱点を明らかにしたといえよう。以下では、今回の政策対話において確認された事項の要点を説明する。

7.2 インドネシア

7.2.1 インドネシアのエネルギー政策の特徴

1) 電気事業体制

インドネシアの電気事業は中央および地方政府の規制下にあり、一義的には電力供給は国営企業が遂行するものとされている。ただし、州営企業や民間企業、共同組合も参画が可能である。特に民間の参入を促しており、発電部門の IPP や、許可された供給区域における電力供給事業（PPU：Private Power Utility）が認められている。現実には国営 PLN が絶大な力を有しており、中央政府の各種電力政策を市場で実践するための機関となっている。

2) 電力の安定供給、着実な電源開発

電力の安定供給は政策目標の一つであり、中央政府はそれを成し遂げるための全体計画（RUKN：National Electricity General Plan）を定めている。この計画に基づき国営 PLN は、より具体化した事業計画 RUPTL（Electricity Supply Business Plan）を設定している。RUPTL では、需要見通しに基づき今後 10 年間の電源および送配電網への投資計画のほか、コスト削減やエネルギー利用効率改善目標なども掲げている。計画のどの程度が実現するかは別として、このようにして、中央政府の政策意思が PLN を通じて市場で実践される仕組みとなっている。

電源開発では、どのような電力供給ミックスの構築を目指すかも、一つの政策目標となる。これは、経済性に基づく判断だけでは、エネルギー安全保障や環境に悪影響を及ぼす可能性があるためであるインドネシアの場合は、石油依存度を低減するために石炭と天然ガスの利用拡大を目指しており、この方針は中央政府が定める RUKN に記される。

ここで、新たな電源開発は PLN 自身が設置、運営するものと、外資を含む民間資本が設置、運営し PLN に売電をする IPP の大きく二つに分けることができる。PLN 自身が設置するものは、当然のことながら政府が定める電源ミックス計画である RUKN に沿ったものとなる。他方の IPP も、事業者は原則競争入札によって選定されるが、PLN は電源の種別を指定したうえで入札を呼びかけるため、結果的には RUKN に沿った電源開発が行われる。このようにインドネシアでは、国営 PLN を通じた電源開発、あるいは IPP の選定プロセスによって、電源ミックスをコントロールしている。

IPP 事業では、PLN と IPP 事業者の間で長期の売電契約（PPA：Power Purchase Agreement）を締結する。IPP 事業者は長期に渡る売電量と売電価格が、すなわち将来の費用回収と利益が保証されるため、高額発電所投資に踏み切ることができる。このようにインドネシアでは、長期の PPA 契約によって電源への投資を確保している。

3) 低廉な電力料金の実現

発電コストの低減という点では、新たな電源開発では国産褐炭と地熱の利用を推進している。国産褐炭は、資源量が豊富な一方、水分を多く含むためこれまであまり利用されてこなかった。しかし、品質の高い瀝青炭などに比べると安価であり、発電コストの低減に効果がある。また火山国のインドネシアでは、未開発の地熱資源が多く残されているとみられており、安定した出力と比較的安価な発電コストが期待できる地熱発電の開発を積極的に進めている。これらの方針は第一次（2006～2009年：約10GW：石炭火力）および第二次（2010～2014年：約10GW：地熱、石炭火力他）Fast Track Program という呼び名で知られているが、前述のとおり PLN が政策目標の実践機関として機能している。

また、電力供給のおよそ2割を占める IPP 事業では PLN と IPP 事業者の間で長期の売電契約を締結するが、売電価格は競争入札で決めるため、PLN は競争的なコストで電力を調達することができる。

これまでインドネシアの電力料金は全国一律であったが、Law No.30/2009 によって、地域ごとの供給原価や支払い能力を加味した料金設定が可能となった。インドネシアは低所得者向けの社会政策として電力料金を、原価を下回る水準に設定しているが、コスト回収不足が PLN の経営を圧迫している。そのため政府は、段階的に電力料金を適切な水準へと引き上げることを目指している。

4) 地方電化

2012 年末時点の電化率は 76.5% である。2008 年に策定した RUKN では、2020 年に 90% という目標を掲げている。地方電化には州営企業や民間企業、共同組合も電化事業に参加可能であるが、最終的には PLN が責任を持って執り行う体制となっている。

7.2.2 政策面で参考とすべき事項

インドネシアがフィリピンと異なるのは、発電所の建設、送配電網の整備、地方電化といった

電力供給のチェーン全てにわたって、国営 PLN が大きな力を持っている点である。電力政策を持つという面で両国に違いはないが、それを直接的に実践する手段の有無が異なるのである。

例えば電源開発では、フィリピン政府は電源開発計画を立案することはできるが、実際の建設は投資家の動きを待つことしかできない。また、電源の種別や発電効率などは、別途法令を定めることによって間接的に誘導しなければならない。これに対してインドネシアは、PLN 自身が計画に沿って発電所を建設することや、あるいは条件を設定して IPP を募ることができる。つまり計画の実践という意味において、インドネシアの体制の方がより確実性が高いといえる。

また民間による電源開発投資の確保という点でみると、インドネシアは長期の売電契約によって IPP 事業に対して電力の購入量と料金の保証を提供している。これに対してフィリピンは、将来の事業収益のリスクを低減する仕組みがない。投資家にとってみれば、インドネシアの方が IPP 事業のリスクが低いと映るであろう。

7.3 タイ

7.3.1 タイのエネルギー政策の特徴

1) 電気事業体制

タイの電気事業は Ministry of Energy および独立規制機関たる Energy Regulatory Commission (ERC) の規制下にある。送電は国営 EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand) が、配電・小売は国営 MEA (Metropolitan Electricity Authority) および国営 PEA (Provincial Electricity Authority) が独占している。従来発電部門は国営 EGAT が電源開発の中心であったが、現在は民間企業による IPP の比率 (55%、2013.6 時点) が過半を超えるまでになっている。

2) 電力の安定供給、着実な電源開発

電源開発計画の策定はエネルギー省の役割となっているが、実際の策定作業には国営 EGAT が深く関与しており、エネルギー省と EGAT が一体となって作り上げている。最も新しいのは Power Development Plan 2010 revision 3 であるが、この中では発電所の新規立地と送電網の拡張計画を示している。電源構成の面では、ガス火力に対する高い依存 (66%、2012 年) が特徴である。ところがタイは、国産ガスの供給不足から、石炭火力や再生可能エネルギー、原子力といった異なる電源の利用拡大を目指している。当然こうした政策は、電源開発計画に反映されている。

新たな電源の開発には、EGAT が自社の発電所として建設するものと、EGAT が公募する IPP によるものの二通りがある。EGAT 自身が行う電源開発はもちろん、EGAT が公募する IPP も、エネルギー省と EGAT が共同で策定した電源開発計画に沿ったものである。つまりタイでは、EGAT を通じて必要な電源開発の実践と電源構成のコントロールを実践行う仕組みとなっている。

IPP 事業では、EGAT と IPP 事業者の間で長期の売電契約を締結する。IPP 事業者は長期の売電契約によって将来の費用回収と利益を確実なものとするができるため、高額発電所投資に踏み切ることができる。これは、インドネシアで見られるのと同じ方法である。

3) 低廉な電力料金の実現

電力供給の半分以上を占める IPP 事業では EGAT と IPP 事業者の間で長期の売電契約を締結するが、売電価格は競争入札で決めるため、EGAT は競争的なコストで電力を調達することができる。

発電コストの低減という点では、これまでの電源開発では国産天然ガスと褐炭の利用を推進してきた。しかし、天然ガスは供給量に限界があるほか、石炭火力の新規立地に対しては住民の根強い反対があることから、安価な国産エネルギーの利用を今後維持、拡大していくのは難しい。そのため火力発電コストの多くを占める燃料費は上がらざるを得ない。電力価格は原価に基づいた適切な料金とすることを原則とし、ERC が規制を行っている。EGAT や MEA、PEA には競争圧力が働かないため、電力供給原価を引き下げするには ERC が厳正な料金審査を行うことが求められる。

低所得者向けには、需要家間の内部補助を行っている。大口の産業需要家などから多めに料金を徴集し、月間 50kWh 以下の家庭向け電力料金を無料としている。

4) 地方電化

電化率は 99.8% (2013.8 報告) である。地方電化に必要な資金の調達を目的に、電力料金の国営企業間の内部補助が行われている。すなわち、EGAT および首都圏の電力配給を担う MEA から Power Development Fund に資金が移され、地方電化を担う PEA がそれを活用して地方電化をすすめている。

7.3.2 政策面で参考とすべき事項

タイがフィリピンと異なるのは、発電所の建設、送配電網の整備、地方電化といった電力供給のチェーン全てにわたって、国営企業が大きな力を持っている点である。電力政策を持つという面で両国に違いはないが、それを直接的に実践する手段の有無が異なる。これはインドネシアと同じで、計画の実践という点で、タイの体制の方がより確実性が高いといえる。

また民間による電源開発投資の確保という点でも、インドネシアと同様にタイも長期の売電契約によって IPP 事業に対して電力購入の量と価格の保証を提供している。フィリピンとの比較では、投資家にとってみれば、タイの方が IPP 事業のリスクが低いと映るであろう。

7.4 ベトナム

7.4.1 ベトナムのエネルギー政策の特徴

1) 電気事業体制

ベトナムの電気事業は、ともに Ministry of Industry and Trade (MOIT) のもとにある General Directorate of Energy および独立規制機関たる Electricity Regulatory Authority of Vietnam (ERAV) の規制下にある。送配電は国営 EVN の独占下にあるが、発電部門では、EVN の投資余力減少を受けて、民間企業が行う BOT (Built, Operate and Transfer) 方式や IPP 方式による電源開発が増えている。ただし、現在は EVN が所有する発電所と配給事業の一部は株式会社し、過半数を超えない範囲で株式が公開される予定である。

2) 電力の安定供給、着実な電源開発

電源開発計画の MOIT が策定している。最も新しいのは Power Development Plan 7 であるが、この中では発電所の新規立地と送電網の拡張計画を示している。電力需要の伸びが著しく、需要が集積している北部および南部でそれぞれ利用可能な国産資源、中でも石炭を最大限に活用する方針となっている。

新たな電源の開発には、EVN が自社の発電所として建設するものと、EVN が公募する IPP および BOT によるものの三通りがある。EVN 自身が行う電源開発はもちろん、EVN が公募する IPP と BOT も、MOIT が策定した電源開発計画に沿ったものである。つまりベトナムでは、EVN を通じて必要な電源開発の実践と電源構成のコントロールを実践行う仕組みとなっている。

ただし、EVN は長年に渡るコスト回収不足（発電原価と小売料金の逆ザヤを EVN が負担している）の影響で債務が積みあがっており、今後の新たな電源開発が十分に行えないのではないかという懸念がある。また IPP および BOT 事業でも、EVN の財務状況の悪化は、PPA の締結や履行における不安材料となっている。そのためもあり、発電用燃料を有する国営 Petrovietnam（石油・ガス開発事業）や国営 Vinacomin（石炭開発事業）による電源開発も計画されているほか、民間資本を活用した IPP および BOT 事業に期待する傾向にある。

IPP および BOT 事業では、EVN とこれら事業者の間で長期の売電契約を締結する。IPP および BOT 事業者は長期の売電契約によって将来の費用回収と利益を確実なものとすることができるため、高額な発電所投資に踏み切ることができる。これは、インドネシアやタイで見られるのと同じ方法である。ただし将来は、卸電力市場 (VCGM) を通じた取引へと移行している予定である。

3) 低廉な電力料金の実現

発電コストの低減という点では、今後の電源開発では安価な石炭、特に国内炭の利用拡大を目指している。石炭は、現在は電力供給の 2 割程度しかないが、これを 2030 年には 5 割を超える比率まで高める。この政策目標は、EVN が直接行う、あるいは EVN を通じて募集する IPP 事業などによって実践されることになる。

電力供給の約2割を占めるIPPおよびBOT事業では、EVNと両事業者の間で長期の売電契約を締結するが、売電価格は競争入札で決めるため、EVNは競争的なコストで電力を調達することができる。

4) 地方電化

電化率は98%（2012）である。Power Development Plan 7では、2020年までに世帯単位で電化率100%にすることが計画されている。地方電化では、Communeと呼ばれる地方自治体が主導的な役割を果たしてきた。しかし、Communeが整備してきた配電設備には技術面での不備が見られることから、これをEVNが引き継ぎ、再構築することを進めている。

7.4.2 政策面で参考とすべき事項

ベトナムがフィリピンと異なるのは、発電所の建設、送配電網の整備といった面で、国営企業が大きな力を持ってきた点である。電力政策を持つという面で両国に違いはないが、それを直接的に実践する手段の有無が異なる。これはインドネシアやタイと同じで、計画の実践という点で、ベトナムの体制の方がより確実性が高いといえる。

しかし、ベトナムはEVNのアンバンドルと卸電力市場の創設、小売市場の自由化など、フィリピンの電力市場が行ってきたのと同じような市場改革を段階的に進めており、今後は状況が変化する可能性がある。

第8章 課題の総括と提言

8.1 確認された課題

本調査ではフィリピン国のエネルギーセクター改革について ASEAN 諸国との政策対話（マニラ）とフィリピン投資シンポジウム（東京）の2回の会議での議論を中心に検討を進めてきた。そこでの議論を通じて確認されたフィリピン国エネルギーセクターの主な課題は以下のように要約されよう。

8.1.1 マニラ政策対話

平成25年8月29日から9月4日にかけてマニラで実施した ASEAN 諸国との政策対話は、エネルギーセクター改革における各国の共通点や相違点を確認し、各国の経験を共有し、また意見交換を行うなど、有意義な活動であった。今日までに、フィリピン国は政府の干渉を最小限に抑える形で電力改革を進めることに成功した。その一方で、同国のエネルギーセクターは現在次のような課題に直面している。

- ①電力の市場化によって電力料金を自由化し実コストの透明性の実現に道を開いた一方、電力料金は ASEAN 諸国の中でも最も高い水準にある。
- ②経済は急速に拡大しているが、電力部門開発は遅れ気味で持続可能な成長の足かせとなりかねない。
- ③遠隔地の集落や離島などに特有の課題を克服しつつどうやって地方電化を進めるか。

これらの課題に対するフィリピン国のエネルギー政策の現状は次のとおりである。

- ① 電力市場はうまく機能していないのではないだろうか。公正で同等の競争力を持つ参加者による市場を実現することで市場を活性化させることが必要であり、その裏付けとして、十分な供給力による競争が行われるよう投資の促進を図ることが必要である。しかしながら、現在の国家計画は政府目標を示すものではあっても、エネルギー規制委員会 (ERC) による電力料金の認可を除くと、政府は電力部門がこの計画に沿って開発を進めるよう介入したり行政指導を行う権限をほとんど与えられていない。
- ②地方電化を除くと、フィリピン政府は電力セクター開発に対して制度金融、政府保証、海外資金の導入制度などの財政的な支援や補助金の支給は行っていない。ただし、外資の参入については規制措置がある。
- ③フィリピン政府は、現在、マランパヤ基金による地方電化を大々的に進めている。しかしながら、遠隔地の農村や離島などでは、アクセスが難しく、コストも高いという課題を抱えている。
- ④今年実施に移された小売り競争とオープンアクセス (RCOA) が真の競争を生み出すことができるかどうか、この仕組みがフルに動き出すまでまだ何とも言えない。

上記のような監察結果をもとにエネルギー部門改革の改善を図るうえでどのような政策オプ

ションが考えられるかについて以下のセクションで議論しよう。

今回の政策対話は ASEAN 諸国のエネルギー部門改革における様々な側面を理解し、意見交換を行う上で有意義であった。ただし、今後同様の会議を行う場合には、次のような点に配慮することが望ましい。

- ①準備や討議の時間をもう少し長くすることで、焦点を絞った議論を展開できるだろう。
- ②すでに電力自由化の実施されている ASEAN 諸国以外の地域からも参加者を招き、経験や意見を聞くのも効果的と思われる。

8.1.2 フィリピン投資シンポジウム（東京）

平成 25 年 10 月 16 日、日本の政府、産業界、投資家などの関係者を招いてフィリピンのエネルギー部門への投資シンポジウムを東京で開催した。冒頭のあいさつで、ペティリア・エネルギー長官はフィリピンのエネルギー部門の現状と投資機会について次のように説明した。

- ①フィリピンは 12 年前に電力改革法（EPIRA）により電力産業の改革を実行した。これにより電力産業の主要部分は自由化され、現在では、政府は電力部門への補助金を全く支払っていない。
- ②世間では電力料金が低いという声が上がっている。
- ③フィリピンは好適な投資条件を提供しており、エネルギー部門への日本の投資を歓迎する。投資にあたっては、さまざまな政府機関からの許認可取得についてエネルギー省が支援を行っている。

同長官は、とりわけ、公平な競争や投資の促進によって国民の理解を得るために、政府が透明性を働きかけるよう努力していると説明した。

このシンポジウムは、電力の安定供給と合理的な電力料金を実現するには積極的な投資を誘致することが肝要との認識の下に開催された。フィリピンでは電力需要が急速に増加する一方で市場競争が限定的にしか働いていないことから、電力料金は高止まりしている。一部の投資家からは外資規制があったり許認可手続きが煩瑣である等海外投資家にとっての投資環境への懸念が表明された。これについては、エネルギー省が許認可手続きの簡素化を進めているとの説明がなされた。

このシンポジウムではフィリピンのエネルギーセクターの現状、投資環境、電力開発を進める上での様々な技術などについても有意義な情報が提供された。なお、今後同様の会合を開催する場合は、次のような点に配慮することが望まれる。

- ①準備期間に余裕を持たせ、具体的な投資案件の説明を行えば、焦点を絞った議論が展開できよう。
- ②具体的な投資行動に結びつけるには、現地のパートナーとのマッチングも重要な要素である。

8.1.3 電力部門の直面する課題と政府の役割

フィリピンの電力改革は次のような点で成功を収めている。

①電力部門はほぼ完全に自由化され、政府の干渉は極めてわずかである

②政府は電力供給に関して全く補助金を支払っていない²⁸

一方で、政府は次のような課題を抱えている。

①電力の市場化を実施したものの、電力料金は ASEAN 諸国の中でも最も高い水準にある

②経済は急速に拡大しているが、電力開発は遅れ気味で持続可能な成長の足かせとなりかねない

上記の課題は、換言すれば、どのようにして経済を次のような分野の長期投資に向かわせるかという課題である。

①国家計画で展開されている時間軸に沿って最適電源計画を実現しつつ十分な電力供給を確保するような形で、民間部門あるいは市場を活発な投資に向かわせる。

②市場改革により国際競争力のある電力価格を実現する。そこでは、総合的な電力開発を念頭に置いた新規投資を強化することが必要である。このことは、長期的視野に立てば、最も重要な事項である。

③地域グリッドの連系線を建設し、電力市場規模を拡大して規模の経済を享受する。

④望ましい燃料供給体制を整えるため、天然ガス輸入ターミナルやパイプラインなど、エネルギー基本インフラの建設を進める。

⑤高効率発電プラント、クリーンコール技術、再生可能エネルギーなどの先端技術の導入を進める。

⑥建設期間が長く長期の資金借入れを必要とする水力発電のような資本集約的な長期プロジェクトへの投資を促進する。

⑦遠隔地の集落や離島など、商業採算の見込めない地域での地方電化を進める。

同時に、公正で公平な電力料金を実現し、近代社会の基本要素である電気が市民にとって受容可能な価格で、国内産業にとっては国際競争力のある価格で提供されるよう仕向けなければならない。このためには次のことが必要とされる。

1) 電力料金は **fair and affordable** であるかを常時モニターする

2) 公正で活発な市場競争を確保する

3) 市場の修復が必要な場合にはそれを行う政治的システムを準備しておく

フィリピンでは上記 1) の役割はすでにエネルギー省 が実行している。しかしながら、上記 2) と 3) に該当する機能が現在のシステムにきちんと備わっているかどうかは疑問である。

モニタリングは **fair and affordable** な電力料金を実現する上でまず第一に行うべき作業である。そして、有効な競争を実現するには、市場の供給側と需要側の両方に同等な実力を持った十分な数のプレーヤーがいなければならない。また、その裏付けとして、市場の作用に従って常に十分に合理的な供給が引き出されるよう十分な規模の投資が行われなければならない。もし不適切な事態が発見されれば、それを公表し、事態を改善する手続きを取らなければならない。フィリピンでは、このような機能が十分作用しているかどうかを再検討することが必要であろう。

²⁸ ただし、広域市場の低所得層に提供されるライフラインレート、地方電化基金を徴収するユニバーサル課金などの内部補助金は存在する。

電力部門の投資を推進するには、国家計画の策定、制度金融の準備、受容可能な価格での電力利用などの実現において、政府の関与がどの程度であるべきかを再検討する必要がある。ただし、政府の役割は経済の発展段階に従って変化する。経済が発展段階にあり、エネルギー需要が急速に拡大しているときは、エネルギー供給部門で急速かつ大規模な開発を進めることが必要である。しかしながら、発展の初期段階にある経済では、民間部門は大規模プロジェクトを計画し、実施するための十分な技術的・財政的能力を有していないだろう。一方、この段階では、エネルギー部門のみならず経済の各方面に優良な投資機会が存在する。したがって、資本は必ずしも、また速やかに社会的に必要とされる投資に向かうことはない。その結果、開発が遅れた部門では供給が不十分な状態が続き、公正で健全な価格が実現するように市場の力が充分働かない場合がある。このような状況は、経済が成長し、民間部門が技術力や資金力を蓄えるに従って緩和されるだろう。経済が成熟段階に到達すれば、市場原理が社会的目標の実現に向けてよりよく作用するようになるだろう。

したがって、開発段階においては、政府はエネルギー部門の開発を確保する上で一定の役割を担うことを期待される。なぜなら、同部門は経済の基盤であり、産業から家計までのあらゆる部門に影響を及ぼすからである。エネルギー部門を確実かつスケジュール通りに健全に発展させることは、持続的経済発展を確保するための鍵である。このためには適切な計画の策定とタイムリーな投資の実施が最も重要である。

経済発展段階にある国の政府がこのような政策目標を追求するときは、通常、国家計画の策定、直接介入、財政支援などの手段が取られる。これらの手段は必要に応じ、時には強力に、時にはソフトに実施される。経済が成熟段階に向かうに従い、このような政府の介入は次第に緩和されるが、ユニバーサル・サービスの提供や環境規制など、電気事業の採算性を制約するような社会的規範に係る事項については別である。

事態の改善を図るためには、社会および経済の発展を進めるうえでどのような対応が電力分野に求められるかに照らして、フィリピンのエネルギー政策の現在のポートフォリオと各政策の優先順位およびその作用メカニズムを再検討することが望まれる。

8.2 政府が行動を起こすべき方向

8.2.1 改善を目指すべき検討課題

合理的な電力価格の実現は、国内産業の競争力を維持しまた快適な国民生活を確保する上で、フィリピン国にとって喫緊の課題である。また、電力部門は経済の基盤となる部門であり、国家経済開発計画と一貫性を保ったスケジュールに沿って計画を実行することが必要である。もちろん、電力部門の公益性に鑑みて、電力開発計画では社会的弱者に対するユニバーサル・サービスや受容可能な価格での電気の提供などの社会的要求にも充分配慮しなければならない。

市場競争の促進

市場の自由化は、競争を通じて効率的な事業の発展や料金の引き下げを実現するものと期待さ

れている。しかし、その裏では、十分な競争をもたらすための強い供給力の存在が必要である。この仕組みはフィリピンではどうもうまく作用していないようだ。なぜなら、今回招聘されたすべての国では補助金まで考慮に入れてもなおフィリピンよりも安い電力料金で電力が提供されている。これは生産・配電コストが高いからだろうか、電力ビジネスが過剰な利益を上げているからなのだろうか、それとも価格競争システムがうまく作用していないからなのだろうか？これらの点については、前章までに議論したコスト削減方法を注意深く検討すべきであろう。

公益事業サービスという基本原則に基づいて **fair and affordable price** を実現するには、下記のような重要事項を常時モニターしておくことが必要である。

- ①価格水準とその変動幅について、高すぎないか、安すぎないか、変動しすぎてはいないか。
- ②競争条件について、同等の力を持つ十分な数のプレーヤーが市場に参加し、公正な競争を展開しているか。
- ③事業環境と収益性について、プレーヤーは過剰利益を享受していないか、あるいは不当な損失を被っていないか。
- ④現在の市場メカニズムとその動き方について、革新的な技術や事業の発展を促すように作用しているだろうか。

このため、政府、産業界、学識経験者やその他の利害関係者で構成される委員会において、上記のような重点事項に関する報告書を定期的に検討し、修正が必要であれば、政府が対策を実施するような体制を整えておくことが必要である。そのような改善策を講じる上では、エネルギー省が重要な役割を担うことになるだろう。

例えば、フィリピンの現行制度のもとでは、PPA で契約する電力価格はエネルギー規制委員会 (ERC) の承認を得なければならない。この仕組みはフェアだと思われる。しかし、現在のシステムが効率良くコストも安いプラントの市場参加を促し、一方で老朽化したコストの高いプラントの退場を促すように弾力的に機能しているかどうかを吟味してみることも必要だろう。

最適電源開発の実現

十分かつ効率的な供給力を確保することは、公正な競争と合理的な価格を実現する上での基盤である。そのためには、電力供給構造を長期的に最適化するような電力開発計画を準備すべきである。なぜならば、発電所は一度建設されると国家の電源構造の中で長期間にわたり固定化され、その効率や環境特性は操業期間中ほとんど改善することができない。また、電力施設建設の遅れは経済の他部門の発展に重大な影響を与えるので、電力開発計画はスケジュール通りに実施しなければならない。

電力部門は、多くのサブセクターからなる総合的なシステムであり、すべてのサブセクターが一貫性のある形で建設されなければならない。しかしながら、異なるサブセクターにおけるさまざまなプロジェクトの経済性は決して一様ではない。民間資本は利益見通しが高く不確実性の少ないプロジェクトに向かっては流れるが、利益見通しが低く不確実性の高いプロジェクトに向かってはなかなか流れない。総合的な計画を一貫性を保ちつつ実行するには、すべてのサブセクタ

一に向けて資本が適切に流れるよう保証するメカニズムを用意することが必要である。そのようなメカニズムは次のような機能を備えていなければならない。

- ①電力部門への十分な資本の流入を促す
- ②適正な投資のリターンを保証する
- ③投資の不確実性を低減する

すなわち

- ①十分な資本の流入を促すオープンな投資ルールや民間部門が大規模長期投資に向かうことを支援する制度金融などを用意する。
- ②卸売電力スポット市場（WESM）を強化し、投資に対する公正だが過度ではないリターンが保証されるよう十分な量の電力が取引される公正で透明な市場を用意する。
- ③投資実行上の煩瑣な官庁手続きを廃止し、民間投資により発電される電力の販売量と価格水準について不確実性を緩和する。

なお、市場メカニズムが充分作用しない分野では、十分な権限と予算および実行能力をもって政策目標の実行を担当する国家機関を作ることも必要になる。もちろん、すべての計画は一貫性をもって運営されなければならない。

フィリピンはエネルギーセクターの自由化を成功裏に実現した。しかしながら、自由化された市場は必ずしも効率の改善、すなわち長期的に安いコストの実現を保証するものではない。なぜなら、投資資金は経済のあちこちに見られる短期的でより魅力的な投資機会と競争しなければならないからである。加えて電力供給構造を長期的に最適化するには、たとえ巨額の投資が必要とされるとしても、効率的でクリーンなプラントを導入することが必要である。小規模プロジェクトであれば地元の民間銀行が対応可能であろう。しかし、100万キロワット超級のクリーンな最新型石炭火力のような巨大プロジェクトの場合にはファイナンス面で問題が起こることもあるだろう。このような大規模プラントは、効率の改善に大きく寄与し、長期的にはより安い価格を実現する。しかしながら、政府支援がない場合、長期信用供与をとまなう巨額資金の提供は、発展途上国の現地民間銀行の能力や経営方針を超えることもあるだろう。フィリピンとてその例外ではない。制度金融は古典的な政策手段だが、大規模建設をコストを抑制しつつ実現するうえでは極めて有効である。海外資金や海外からの投資の導入も有効な投資推進策としてよく知られている。

大規模プロジェクトのペイアウト期間は長くなりがちであり、投資家は最終投資決定の前にプロジェクト期間を通じて発電される電力の販売量と価格水準について確実性の高い見通しを必要とする。インドネシア、タイ、ベトナムでは、長期PPAがこのような保証を提供する役割を果たしており、国営企業が電力開発を進めるうえで重要な役割を果たしている。しかしながら、フィリピンでは国営電力会社の活動を事実上禁止する形で電力市場の自由化が進められてきた。このため、将来の投資への不確実性を削減するには、これらの諸国とは異なるメカニズムの電力市場システムを導入する必要がある。

需要の集約

売り手と買い手の間の競争の公平性を確保し、同時に投資における規模の経済の恩恵を享受できるような大規模取引を可能にするためには、需要・供給の両側に規模の大きい参加者が存在することが望ましい。しかしながら、フィリピンでは、特に買手側の実情がこれとは程遠い。MERALCO のケースを除き、電力協同組合のような他の電力の買い手は、発電者側の希望するレベルと比べると極めて規模が小さい。

表 8.1 はフィリピンにおける電力事業規模の分布が極端であることを示している。MERALCO は最大の電力販売会社で、2012 年には 32,771 ギガワット時の電力を販売し、国内電力市場の販売高の 55.35%を占めている。MERALCO の負荷率はおよそ 75%で、電力需要はほぼ 5,000 メガワットに上る。他方、120 社からなる電力協同組合の電力売上は 13,595 ギガワット時で、市場の 22.96%を占める。1 社あたりの平均に直すと電力売上は 113 ギガワット時、電力需要はわずか 22 メガワットになる。その他の民営電力事業者(PDUs)のシェアはわずか 7.79%で、1 件あたりの平均売上は 243 ギガワット時、電力需要は 43 メガワットである。MERALCO と他の民営事業者 (PDU) が合わせて市場の 63%を占めている。

表 8.1 配電事業者の電力需要(2012 年販売実績)

Utility	Sales (GWh)	Load Factor	Demand (MW)	Share
Meralco	32,771	(75%)	(4,988)	55.35%
Electric Cooperatives	13,595	(60%)	(2,586)	22.96%
Other Private DUs	4,610*	(65%)	(809)	7.79%
Directly Connected Customers	4,325*	(65%)	(760)	7.30%
Economic Zones	3,911*	(75%)	(595)	6.60%
Total	59,211		(9,738)	100.00%

*2009 年のデータと負荷率(推定)により作成。

Source: DOE, NEA, MERALCO

電力事業者の需要は次表のように推定される。

表 8.2 配電事業者の需要の分析(2012 年実績)

Utility	No. of DUs	GWh/DU	Load Factor*	MW/DU**
Meralco	1	32,771	75%	4,988
ECs	120	113	60%	22
Other PDUs	19	243	65%	43

* 負荷率は想定。

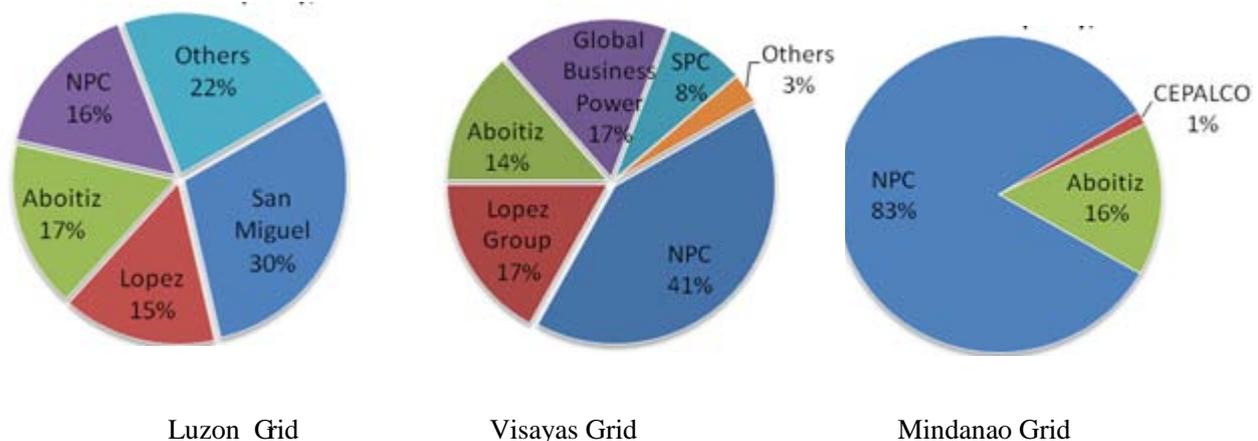
** 配電業者(DU)一件当たりの平均値。

MERALCO はもともと規模の経済を備えており、最も低い電力料金を得るよう市場で交渉できる力を有している。同社は、100 万 kW 級の高効率の最新型発電所と長期電力供給契約を結び、電力価格の削減を実現することも十分可能である。しかし、政府が直接介入できない状況のもとで、MERALCO の長期電力供給調達でこのような好ましい特定技術の採用を義務付けることができるかどうかということが課題である。加えて、MERALCO は複数の発電企業と資本関係にあり、また、発電を行う子会社（MERALCO Power Gen Corp : MGEN）も設立している。

他方、電力協同組合とその他の民間配電事業者（ミンダナオのダバオ電力会社を除く）は、交渉面での立場が弱いことに加え、新設発電所からの電力供給を条件とするような電力供給契約を結ぶほどの規模の経済を有していない。この点で、小規模の電力販売会社は集約を図ることを通じて競争力を強化し、同時に規模の経済を実現できるだけの大規模契約を可能にする方法を模索すべきであろう。

発電会社と配電会社の株式持ち合い

フィリピン電力市場は、事実上、独占市場である。売り手側では MERALCO とその他の民営配電事業者（DU）で市場の 63%以上のシェアを構成している。これらの DU は EPIRA 法で指定された発電会社を保有している。DU はグループ企業から需要の 50%まで電力を購入することができる。それゆえ、これらの民営配電事業者には契約時に可能な限り安い価格を求めようというインセンティブがなく、自社の子会社や他の電力会社との相互乗り入れで高価格契約を結び、利益を享受している。ちなみに、ルソン・グリッドでは民間配電事業者と系列関係にある 3 大発電会社が下図のように 62%のシェアを占めている。



出所: UPNEC based on DOE and ERC data

図 8.1 発電分野の各社シェアと市場支配力(2011 年)

発電会社と配電事業者の株式持ち合いは市場競争を脅かしている。発電事業者が一定の市場支配力を有していれば、供給者の立場を弱くするような供給能力増加への投資は抑え気味にするだろう。この状況は株式持ち合いを法で禁止すれば修復可能である。行政指導や規制により未契約需要分について競争入札で電力供給契約を結ぶよう義務付けることで、発電事業者と配電事業者の自己取引を避けることが可能であろう。そのためには、配電事業者の短期および長期の未契約

需要量を公的に決定するメカニズムを導入しなければならない。短期契約分の数量は既存発電所からの調達となるが、長期契約分は、スポット電力市場が供給能力の増加によってある程度対応できる状況になるまでは、新設発電所からの供給を前提に建設タイミングとも合わせて特定しておくべきである。この改善案は株式持ち合い問題だけでなく、電力の安定供給問題も解決することができる。この手法は、ラテンアメリカ、特にブラジルやチリで、電力卸売市場（WESM）が電力需要の成長に見合うだけの必要な生産量を作り出すことができない状況に陥ったときに採用された改善案と同種のものである。

国産資源の利用

天然ガスや地熱のような国産エネルギー資源は、価格と供給量を国内法で規制できることから、電力価格の削減に利用することができよう。現在は、マランパヤ産の天然ガス価格は国際石油価格にリンクされている。海外の市場では取引できない地熱の蒸気ですらも石炭燃料価格にリンクされている。

このような国際市場価格とのリンクが採用されてから、フィリピンは海外市場での燃料価格の乱高下を遮断して供給の安全保障を管理することができなくなった。そこで、フィリピンでは、輸出入価格と国内消費価格とのリンクについて、国産資源を低い国内価格の維持に利用しているインドネシアのような政策を採用することも考えられる。

資源市場が異常な変動を起し、経済に損害を与えているようなとき、このような政府命令を出すやり方が考えられる。2000年代中盤に石油価格が高騰した時、多くの産油国は超過利潤税を課して民間事業者の過剰利益を吸い上げた。アジアの天然ガス価格は、2011年の日本の福島原発事故の後、世界の趨勢から極端に上方に乖離したまま推移している。電力価格を **fair and affordable** な価格に保つには、これらの出来事を注意深く分析する必要がある。資源開発事業者が過剰利益をあげているのであれば、政府はそれを吸収し、国産資源基金を設立して電力料金の抑制策に使用することが考えられる。例えば、その資金を送電幹線や連系システム、天然ガスの輸入施設などのエネルギーインフラの構築、再生可能エネルギーの普及などに利用することができよう。その際には、電力以外のエネルギーの市場も公正・公平に保たれるよう十分配慮すべきである。

8.2.2 アプローチの選択肢

これまでの議論をもとに、今後、エネルギー部門改革における課題にどのように取り組むべきかについては、以下のような選択肢が考えられるだろう。

市場競争の促進

電力市場の供給者側では、発電事業者はかつての NPC との PPA 長期契約で保護され、市場競争にさらされていない。配電事業者と契約した IPP も同様に競争を免れてきた。したがって、電力卸売市場（WESM）には限られた量の電力しか供給されず、電力価格を押し下げるのに十分なだけの競争が行われていない。この状況を解決するには、供給者に WESM への充分な量の電力供給を義務付け、電力料金全体が常時弾力的に調整されるように仕向ければよい。同時に、WESM

は追加投資を促進する上で十分魅力的と思われる電力価格を発電事業者にオファーすべきである。あるいは、逆からみれば、認可済みの長期 PPA 価格をより厳しく見直し、WESM での取引を活性化するという方法もあろう。

このような規制の手法としては、たとえばシンガポールの「Vesting Contract」をあげることができる。²⁹このスキームでは、発電電力の一定量を長期限界コストにロックインすることで極端な価格の上下動を抑え、将来価格に一定の保証を与えようとしている。固定分以外の残りの電力は市場内で自由に取引される。シンガポールでは市場価格の値動きが安定したのを見極めて、ベストディング契約比率を 2013 年には当初の 65%から 50%に引き下げ、2014 年にはさらに 40%にまで引き下げて、卸売市場での競争を加速させるという決定を下している。

競争を促す他の選択肢として、欧米の電力取引ではマーケットとか仲介業者の制度の導入も検討されている。市場規模や隣国とのリンクの可能性を考慮すると、フィリピン市場がうまく機能するような十分な数のマーケットを今すぐ集めることは不可能であろう。

卸売市場の買い手側をみると、フィリピンでは 2013 年に「小売り競争とオープンアクセス制度 (RCOA)」を導入し、小売競争を促進する政策がスタートした。このメカニズムがうまく機能するかどうか、フル稼働状態になるまで、しばらく注意深く観察する必要があるだろう。

将来は、フィリピンでも規制緩和の拡大を検討することになるだろう。その際には、新規の市場参加者や消費者の行動を注意深く確かめる必要がある。価格に敏感で積極的に反応する大規模消費者のレベルでは活発な競争が期待される、彼らは小売電力供給者 (RES) にとっても魅力的な需要家である。他方、一般家庭のような価格にそれほど敏感でない少量消費者は RES にとっては魅力的な消費者ではないし、市場の規制緩和が行われてもこのような分野では十分な競争が起らないリスクがある。このような消費者の行動原理を踏まえたうえで、安定的な電力供給を確保しつつ様々な消費者を公正かつ公平に取り扱うように電力市場を設計しなければならない。

投資の不確実性の低減

新規プロジェクトのもとで発電される電力の販売量と価格に関する不確実性を引き下げて投資を促進する方策として、下記のような市場改革の例が検討対象となろう。

シンガポールで採用されている「ベストディング契約」は、将来の電力販売価格を保証する役割を果たしている。この制度は将来の発電電力価格をロックインする働きをし、ベストディング契約は 2 年ごとに見直される。このフォーミュラに物価指数や燃料コストの変化を反映するような係数を導入すれば、長期にわたり目標価格を実現するような自動調整メカニズムを確立でき、IPP 投資家に対する価格保証を行うことができるだろう。

²⁹ シンガポールでは 2004 年にベストディング方式が発足し、当初のベストディング比率は電力需要の 65%に設定され、2 年ごとの見直しとなっている。卸売市場で販売される電力のベストディング部分には規制当局が想定する長期限界コストか卸売市場価格のいずれか高い方が適用される。卸売電力価格が長期限界コストより安い場合には、差額が当局より電気事業者を支払われる。電力供給の増加を反映して、2007 年にはベストディング比率は 55%に引き下げられた。2011 年には天然ガス価格の高騰があつて 60%に引き上げられたが、翌年には 55%に戻された。2013 年に詳細分析が行われた結果、ベストディング比率は 2013 年 7 月から 50%に引き下げられ、さらに 2014 年 1 月からは 40%への引き下げが決定している。 <http://www.ema.gov.sg/page/91/id:134/>

ヨーロッパでは、もうひとつの案として「キャパシティ・メカニズム」または「キャパシティ・ペイメント」が検討されている。これは、待機発電施設に追加料金を払うことによって、この種の発電施設への投資を促進しようというものである。通常、待機発電施設の稼働率は非常に低いため、外部からの一定の補助とか義務的なルールがない限り、誰もこのような利益の出にくい投資には手を出さないだろう。

加えて、FIT や RPS を変形した方式が、電源多様化や環境問題への対応を考慮した最適電源構成に向けて投資を誘導する手段として考えられる。フィリピンでは比較的小型で効率の悪い石炭火力発電所が最も優位な発電施設になってしまう懸念がある。そのような場合、配電業者に対し一定の電力量を燃料効率や地球温暖化ガス排出量の基準を満たしたガス火力発電所から購入することを義務付けるルールを設定することが考えられる。そのようなルールを採用しても、コストの詳細チェックを実行することで電力購入価格をある程度抑えることは可能と思われるし、毎年の購入義務量に一定の制限を設けることで、不要不急の能力増加を抑えることもできよう。

需要の集約

最近、フィリピンの小規模電力協同組合（EC）は、共同行動をとることで規模の経済を実現できるような電力供給契約を結び、このような方式をとることで電力価格の引き下げが可能であることを実際に示した。ミンダナオ島の 20 の EC は需要を集約して合計 330 メガワットの電力の入札を行い、最終的に 1 キロワット時あたり 4.09 ペソという価格で電力供給契約を締結した。集約を行う前の時点で、個々の EC は現地の IPP から 1 キロワット時あたり 5.50 ペソ～6.80 ペソでベースロード電力を確定引取方式で供給するというオファーを個別ベースで受けており、その結果、彼らが共同行動に踏み出したということが注目される。2013 年 10 月には、ルソン島中部で、同様に 12 の EC が結集し、共同で 300 メガワットのベースロード電力入札を実施した。最も安いオファーは 1 キロワット時あたり 3.70 ペソだった。系列発電企業を持たない EC は競争プロセスを通じて MERALCO の電力供給契約での 1 キロワット時あたり 4.50～5.50 ペソと比べても大幅に下回る価格を実現した。もちろん、これらの EC はベースロード需要を越える電力も調達しなければならない。しかし、電力市場が十分に流動的で電力会社が追加の電力を手頃な価格で調達できれば、このような需要の集約により電力料金を大幅に引き下げ、電力産業全体が規模の経済を享受できるようになるだろう。新規契約が発電設備新設を計画している新規供給者と結ばれるようになれば、契約を勝ち取れなかった既存発電事業者では余剰電力が生まれ、それをもとに市場競争が進み、より望ましい市場の状況を創出することが可能となろう。

国家電力管理局（NEA）は、行政指導により電力協同組合向けの電力供給契約の集約化と未契約電力を集約して競争入札に欠けることを義務付けるとか、あるいは組織化を直接指揮することで、上記のような小規模電力協同組合の共同行動を制度化することができるだろう。

その他のアプローチ

政府投融資による経済特区の電力料金引下げ

図 8.1 で示した通り、2012 年のフィリピンの経済特区における電力消費は 3,911 ギガワット時

で、全国の電力消費量のほぼ 6.6%であった。これは換算すると 600 メガワットの電力需要である。主な経済特区では、それぞれ 100~200 メガワット以上の電力需要が見込まれる。フィリピン政府の「補助金なし」政策は長く称賛されてきたが、短期的には近隣諸国との競争力が失われた。経済特区制定の目的は産業投資家を呼び寄せることである。そこで、政府系企業による発電部門への戦略的投資を行って電力料金を競争的レベルに引き下げることができれば、さらに多くの投資家を集めることが可能になるだろう。政府系の企業や事業者 (BCDA, PEZA, CDC など) が IPP との共同事業を実施するとか、経済特区に電力供給を行う IPP への投資を行うこと等が考えられる。政府系企業による事業への投資では、フィリピンで一般の商業投資に求められているような 20% というような高い投資利益率 (EIRR) をもたらす必要はない。EIRR を、投資回収リスクのない政府系事業に期待される 7% 程度の水準とし、さらに制度金融による低利融資を併用すれば、経済特区で相当低い電力料金を実現するのに大きな効果をあげることができよう。

直結需要家や市場参加型需要家の集約

直結需要家の 2012 年の電力消費量は 4,325GWh であった。小売り競争とオープンアクセス制度 (RCOA)³⁰のもとで供給者の選択が認められている市場参加型需要家 (配電システムに繋がってこまれている 1MW 以上の大規模電力使用者) の需要もかなりの量に上り、集約の対象になるだろう。MERALCO の営業地域だけでも、有資格の市場参加型需要家への販売量は 40% にものぼっている。直結需要家と市場参加型需要家も、電力協同組合のケースと同様に、集約型電力供給を目的とした組織化が可能であろう。このようなアレンジは、例えば、業界団体などで取りまとめることができるだろう。

国産資源基金によるインフラ建設

アジア市場では天然ガス価格が極めて高い水準を維持していることから、国産資源生産者の側では過剰利益が上がり、一方で発電用燃料価格を押し上げているのではないかと推察される。もしそのような過剰利益があれば、これを超過利潤税の形で吸い上げ、国産資源基金を創設して天然ガスの輸入基地やパイプラインなどのインフラ建設に充てることが考えられよう。地熱プロジェクトについても、現行の価格メカニズムのもとで過剰利益が発生しているのであれば、それを吸収し、送配電線の建設など電力料金引き下げにつながるインフラ建設に充当することが考えられる。

専門性を持つ国営事業会社によるインフラ建設

ベトナムではエネルギーインフラの構築に、別部門の国営企業 (ペトロベトナムやビナコミン) の参加が期待されている。同様に、フィリピンで電力部門のガス化を推進するにあたっては、たとえば PNOC のように当該部門の専門技術を有する他部門の国営事業体が LNG 輸入基地やガスパイプラインを建設し、初期投資段階での電力部門の財政面、技術面での負担を軽減することも可能であろう。

³⁰ 「小売り競争とオープンアクセス (RCOA)」制度が 2013 年 6 月 26 日に施行され、1000KW 以上の電力需要のある消費者は電力供給者を選択できるようになった。

8.3 総括と提案

8.3.1 横断的ラウンドテーブルによる検討

フィリピン国は、電力市場の運営に関し、いかにして最適電力構造と受容可能な手頃な電力料金を確実に実現し、持続可能な発展をもたらすかという課題に直面している。なかでも、11月14日に行われた調査団との会合においてエネルギー省のロレタ・アイソン次官は電力料金を引き下げるための革新的手段を探し出すことが喫緊の課題であると強調した。そのためには、現在の市場システムとその実績をチェックし、以下のような領域において政府が果たすべき役割を再検討することが必要であろう。

- ①現在の市場システムが料金の評価、モニター、産業指導などの面で EPIRA で定められているように公正な競争と合理的な価格を実現するよう十分機能しているかどうかの点検。
- ②最適電源計画を実現する電力開発計画の策定と計画がきちんと実行されるよう投資を強化する手段。
- ③長期投資が推進され、同等な力を持った十分な数のプレーヤーが市場に存在し、公正で健全な市場競争が実現されるような電力市場構造改革。個別需要の集約や複数の分野にまたがって事業を持つプレーヤーの事業分離などが検討課題となる。
- ④天然ガスインフラの建設や経済特区での電力供給事業などの特定分野に政府が関与することのベネフィットの有無。
- ⑤国産資源基金の設立と電力料金引き下げへの利用。

上記のような要素についてさらに掘り下げた調査を行い、現在どのような障害や矛盾があるのか、どのような改善手段があるのか、さらなるエネルギー分改革はどのような方向を目指し、どの程度行えばよいのかなどを検討すべきである。

このような検討を進めるにあたっては政府組織、産業界、学術経験者などから広く専門家の参加を求めた横断的エネルギーラウンドテーブルを構築することを提案する。このラウンドテーブルではフィリピン国の専門家や研究者が自発的研究を発表することが望ましい。このことは、検討結果を政治行動につなげるときに特に重要である。政治的行動の基本とするには、海外の研究者だけで作成された提言書は、時として国民の目におせっかいなものと映ることが懸念される。ただし、海外からある程度の支援を受けるのは構わないだろう。

ラウンドテーブルでは地理、政治、文化、経済、技術、環境などの視点から社会の様々な側面を広くカバーし、国民的な合意形成を図るべきである。このアプローチは次のような方法で実行するのが良いと考えられる。

- ①フィリピン国内から適切な研究機関や学術機関を招き、幾つかの特定の課題、とりわけ高い電気料金問題に対しどのような政策行動をとるべきかの研究を行う。
- ②エネルギーラウンドテーブルで研究成果を審議する。
- ③エネルギーラウンドテーブルで、次なるエネルギー市場改革に向けた行動計画について国家としての合意を形成する。

エネルギー省はその事務局として活動し、研究対象分野の選択、必要な情報と助言の提供を行

うとともに、政府機関、学術機関、産業界等の関係者を招いたエネルギーラウンドテーブルの議長を務める、等の役割を担う。参加者の合意が形成されれば、審議結果を政策提言に取りまとめる。

同時に、新しい政策行動にはエネルギーや環境問題についての世界の潮流を織り込むことが必要であり、諸外国、特に近隣の ASEAN 諸国との交流を重視する必要がある。このような観点から、エネルギー省は本プログラムに参加した諸国と二国間あるいは多国間協議による対話を続けていくことが望ましい。

8.3.2 今後の活動について(提案)

上記の議論に基づき、次のような行動を提言したい。

- ①エネルギー省はエネルギー市場改革の再検討を目的とするエネルギーラウンドテーブルの設立の適否を検討する。その価値ありと判断されれば、エネルギー省は政府関係者、産業界、学識経験者等の多分野の参加者で構成されるエネルギーラウンドテーブルを発足させる。
- ②エネルギー省はエネルギーラウンドテーブルの事務局の機能を担い、本調査で議論したような各種の論点のなかから必要な検討項目を選択し、それらの課題について、国内の研究者や専門家から次なる政策行動についての掘り下げた研究を募集する。
- ③エネルギーラウンドテーブルでは数次の会合を開いて今後とるべき政策行動を審議し、合意が形成されたならば、政策提言を取りまとめ、政府に提出する。

上記に加え、エネルギー省は ASEAN 諸国との二国間・多国間対話を引き続き実施し、エネルギー政策に関する情報や意見交換を継続することが望ましい。まずは、ASEAN 諸国の政府・民間関係者との次の対話のスケジュール作りから始めてはどうかであろうか。

バックグラウンドペーパー
エネルギー政策対話(マニラ)

ASEAN 諸国のエネルギーの現状

Philippines

Indonesia

Thailand

Singapore

Vietnam

2013 年 8 月～ 9 月

独立行政法人 国際協力機構
一社財団法人 日本エネルギー経済研究所

Contents

EXECUTIVE SUMMARY	- 1 -
1. CURRENT STATUS OF ECONOMY AND ENERGY IN SELECTED ASEAN COUNTRIES	- 1 -
2. CURRENT STATUS OF ELECTRIC POWER SECTOR IN SELECTED ASEAN COUNTRIES.....	- 3 -
3. POWER SECTOR REFORM IN PROGRESS	- 4 -
PHILIPPINES	- 7 -
1. CURRENT STATUS AND CHALLENGES IN ENERGY SECTOR.....	- 9 -
1.1 Energy Policies.....	- 9 -
1.2 Energy Supply and Demand.....	- 11 -
1.3 Energy Resources	- 12 -
2. CURRENT STATUS AND CHALLENGES IN POWER SECTOR	- 13 -
2.1 Power Utility Systems	- 13 -
2.2 Power Supply and Demand	- 14 -
2.3 Power Facilities	- 16 -
2.4 Power Development Plans	- 16 -
2.5 Power Tariff and Subsidies.....	- 18 -
2.6 Financial Data on Individual Power Enterprises/Cooperatives	- 19 -
3. OTHER NOTEWORTHY ISSUES	- 20 -
3.1 Environmental Regulations	- 20 -
3.2 Renewable Energy.....	- 21 -
3.3 Energy Efficiency and Conservation	- 24 -
INDONESIA	- 27 -
1. CURRENT STATUS AND CHALLENGES IN ENERGY SECTOR.....	- 29 -
1.1 Energy Policies.....	- 29 -
1.2 Energy Supply and Demand	- 32 -

1.3 Energy Resources	- 33 -
2. CURRENT STATUS AND CHALLENGES IN POWER SECTOR	- 33 -
2.1 Power Utility Systems	- 33 -
2.2 Power Supply and Demand	- 34 -
2.3 Power Facilities	- 36 -
2.4 Power Development Plans	- 36 -
2.5 Power Tariff/ Subsidies	- 37 -
2.6 Financial Data on Individual Power Enterprises/Cooperatives	- 38 -
3. OTHER NOTEWORTHY ISSUES	- 39 -
3.1 Environmental Regulations	- 39 -
3.2 Renewable Energy	- 40 -
3.3 Energy Efficiency and Conservation	- 42 -
THAILAND.....	- 45 -
1. CURRENT STATUS AND CHALLENGES IN ENERGY SECTOR	- 47 -
1.1 Energy Policies	- 47 -
1.2 Energy Supply and Demand	- 49 -
1.3 Energy Resources	- 50 -
2. CURRENT STATUS AND CHALLENGES IN POWER SECTOR	- 50 -
2.1 Power Utility Systems	- 50 -
2.2 Power Supply and Demand	- 52 -
2.3 Power Facilities	- 53 -
2.4 Power Development Plans	- 53 -
2.5 Power Tariff/ Subsidies	- 54 -
2.6 Financial Data on Individual Power Enterprises/Cooperatives	- 55 -
3. OTHER NOTEWORTHY ISSUES	- 56 -
3.1 Environmental Regulations	- 56 -
3.2 Renewable Energy	- 58 -
3.3 Energy Efficiency and Conservation	- 60 -

SINGAPORE	- 63 -
1. CURRENT STATUS AND CHALLENGES IN ENERGY SECTOR.....	- 65 -
1.1 Energy Policies.....	- 65 -
1.2 Energy Supply and Demand.....	- 67 -
1.3 Energy Resources (changes in proved reserves since 2000).....	- 68 -
2. CURRENT STATUS AND CHALLENGES IN POWER SECTOR.....	- 68 -
2.1 Power Utility Systems.....	- 68 -
2.2 Power Supply and Demand.....	- 69 -
2.3 Power Facilities.....	- 70 -
2.4 Power Development Plans.....	- 71 -
2.5 Power Tariff/ Subsidies.....	- 72 -
2.6 Financial Data on Individual Power Enterprises/Cooperatives:.....	- 72 -
3. OTHER NOTEWORTHY ISSUES:.....	- 73 -
3.1 Environmental Regulations.....	- 73 -
3.2 Renewable Energy.....	- 74 -
3.3 Energy Efficiency and Conservation.....	- 74 -
 VIETNAM	 - 77 -
1. CURRENT STATUS AND CHALLENGES IN ENERGY SECTOR.....	- 79 -
1.1 Energy Policies.....	- 79 -
1.2 Energy Supply and Demand.....	- 81 -
1.3 Energy Resources.....	- 82 -
2. CURRENT STATUS AND CHALLENGES IN POWER SECTOR.....	- 83 -
2.1 Power Utility Systems.....	- 83 -
2.2 Power Supply and Demand.....	- 85 -
2.3 Power Facilities.....	- 86 -
2.4 Power Development Plans.....	- 87 -
2.5 Power Tariff/ Subsidies.....	- 88 -

2.6 Financial Data on Individual Power Enterprises/Cooperatives:.....	- 89 -
3. OTHER NOTEWORTHY ISSUES	- 90 -
3.1 Environmental Regulations	- 90 -
3.2 Renewable Energy.....	- 91 -
3.3 Energy Efficiency and Conservation	- 92 -

Executive Summary

1. Current Status of Economy and energy in Selected ASEAN Countries

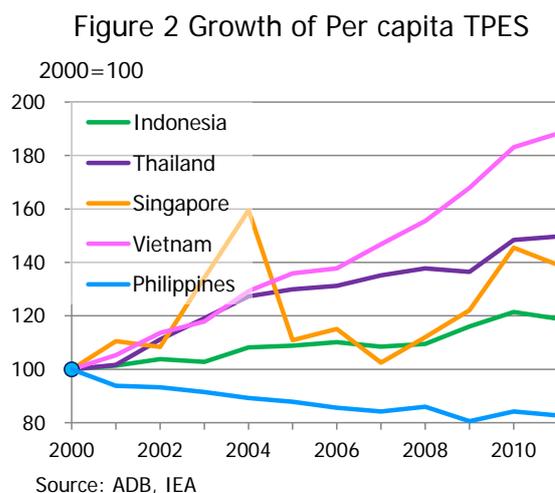
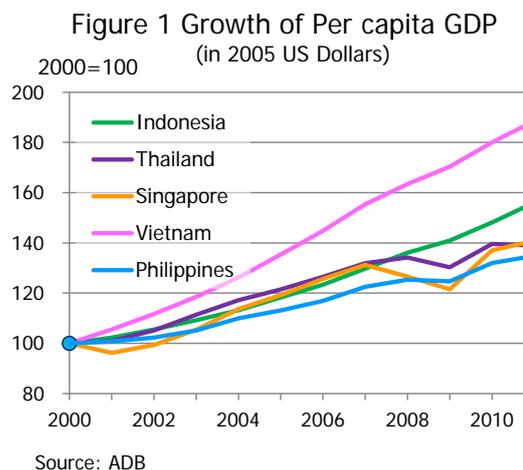
During the first decade of the 21st century, ASEAN countries have recorded steady economic growth exceeding 4% per annum, albeit the recession caused by the Lehman shock occurred in 2008. In the same period, GDP (in 2005 US dollars) of the Philippines increased 65% (annual 4.7%), Indonesia 77% (annual 5.3%), Thailand 53% (annual 3.9%), Singapore 81% (annual 5.6%) and Vietnam 113% (annual 7.1%).

Reflecting the strong economic growth, industrialization, and improvement of living standard, per capita energy consumption increased steadily in Vietnam and Thailand, while that for the Philippines recorded decline. In the Philippines, the energy consumption in terms of the total primary energy supply (TPES) remained at an almost same level (in 2011, it was merely 101% of that of 2000), as its population increased 23% in the same period.

Per capita energy consumption of Singapore (6.46 toe per person) was highest among Asian countries except for Brunei, maybe because of its energy intensive industry structure and hot climate; it was 65% higher than that of Japan (3.90) in 2010. In contrast, that of the Philippines (0.44) was the lowest among Asian countries after overtaken by Vietnam in 2007. Same tendency is seen in the electricity consumption.

Except for Singapore, ASEAN countries are endowed with certain amount of natural resources. Indonesia and Vietnam are net energy exporters. However, they are not sufficient to support increasing demand.

Indonesia became a net oil importing country in 2004 due to increasing demand against stagnant oil production. Vietnam may follow the same pattern unless significant new discoveries. Both countries are also exporting coal, but are now considering curbing export to preserve resources for domestic consumption. Indonesia used to be the world biggest



LNG exporting country. Facing growing domestic demand, however, LNG export is being curtailed. Thailand, Vietnam and the Philippines are producing natural gas, but they are not sufficient to accommodate the growing demand. Since the Shale Revolution initiated in North America in the middle of the previous decade, abundant LNG supply is expected globally in future. Once LNG pricing formulas for the Asian market, which at present define the Asian LNG extremely expensive, are revised, LNG may become a favorable option in pursuit of energy security and environmental sustainability.

Figure 3 Major Indicators of Selected ASEAN Countries

Indicator	Unit	Philippines	Indonesia	Singapore	Thailand	Vietnam
GDP (Current Price)	Billion USD	199.6	708.0	227.4	341.1	106.4
Population	Million	92.6	237.6	5.1	67.3	86.9
GDP/Capita	USD/Person	2,155	2,979	44,789	5,067	1,224
Total Primary Energy Supply (TPES)	Million TOE	40.5	207.8	32.8	117.4	59.2
Energy self-sufficiency (total energy)	%	57.9	183.5	1.2	60.1	111.2
Electricity consumption	TWh	55.3	148.0	42.2	149.3	86.9
Power generation capacity	GW	13.3	32.9	10.6	31.5	17.5
CO2 Emission (energy origin)	Million ton-CO2	134.6	410.9	62.9	248.5	130.5
Per capita TPES	TOE/Person	0.437	0.875	6.456	1.745	0.681
Energy intensity per GDP	TOE/1,000 USD	0.203	0.294	0.144	0.344	0.557
Per capita Electricity Consumption	kWh/person	597	623	8,307	2,218	1,000
Electrification rate [2009]	%	89.7	64.5	100	99.3	97.6
Electricity Intensity per GDP	kWh/1,000 USD	277	209	185	438	817
Per capita CO2 Emissions (energy origin)	Ton-CO2/person	1.454	1.729	12.390	3.692	1.501

Source: ADB, IEA, APEC

Figure 4 Energy Composition of ASEAN Countries (2012)

	Philippines		Indonesia		Thailand		Singapore		Vietnam		Total	
	Mtoe	%	Mtoe	%	Mtoe	%	Mtoe	%	Mtoe	%	Mtoe	%
Oil	13.0	42.9	71.6	44.9	52.4	44.6	66.2	89.5	16.6	32.0	219.8	50.7
Natural Gas	3.1	10.2	32.2	20.2	46.1	39.2	7.5	10.1	8.5	16.3	97.4	22.5
Coal	9.4	31.1	50.4	31.6	16.0	13.6	0.0	0.0	14.9	28.7	90.7	20.9
Nuclear	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Hydro	2.5	8.1	2.9	1.8	2.0	1.7	0.0	0.0	11.9	23.0	19.3	4.4
Renewables	2.3	7.8	2.2	1.4	1.2	1.0	0.3	0.4	0.0	0.1	6.0	1.4
Total	30.2	100.0	159.4	100.0	117.6	100.0	74.0	100.0	52.0	100.0	433.2	100.0

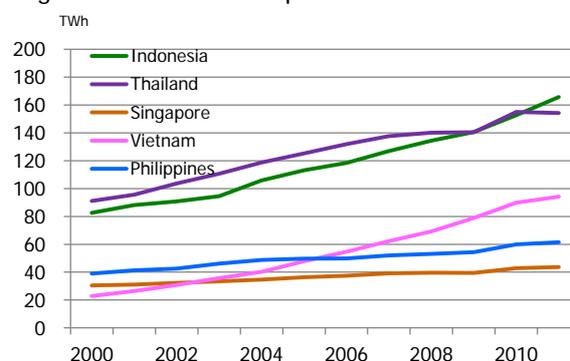
Source: BP Statistical Review of World Energy 2013

Among energy sources, oil is the predominant energy in ASEAN countries, followed by natural gas and coal. Nuclear is yet to be introduced. Hydro plays a significant role in Vietnam and the Philippines. Geothermal is significant in the Philippines and Indonesia, and additional projects will be developed extensively in these countries. New renewable energies such as solar, wind and micro-hydro power generation are still in the infant stage except for application in rural electrification.

2. Current Status of Electric Power Sector in Selected ASEAN Countries

Electricity consumption of ASEAN countries recorded robust growth during the decade up to 2011. That of the Philippines, Indonesia, Thailand, Singapore and Vietnam combined increased 95% or annual 6.3%. Except for Singapore, which is already in a matured stage and recorded annual 3.3% increase, electricity demand increase of the Philippines, at annual 4.2%, was the lowest among ASEAN countries. Vietnam recorded robust 13.7%.

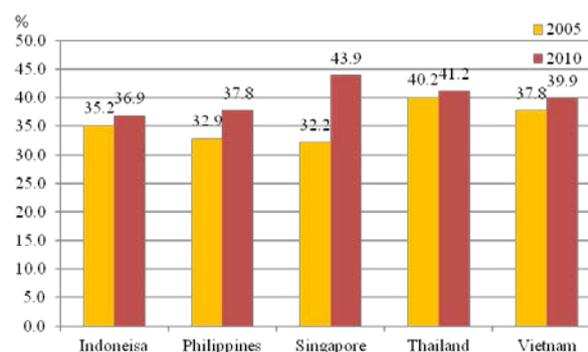
Figure 5 Power Consumption of ASEAN Countries



Source: IEA Energy Balance of Non-OECD Countries 2012

Efficiency of thermal power generation in these countries has been improving fast reflecting construction of new and advanced power plants. Singapore has achieved world class generating efficiency adopting combined cycle gas turbine (CCGT) plants extensively. In other countries, adoption of advanced coal- and gas-fired plants to accommodate increasing demand as well as replacing obsolete oil-fired plants has contributed to the remarkable efficiency improvement. To further improve efficiency by way of ramping up plant size while curbing pollutant emissions and applying smart management and control, it is desirable to promote integration of and/or interchange among regional grids. Electricity market design must be considered in a manner to bring such economic benefit.

Figure 6 Efficiency of Thermal Plants



Source: IEA

Figure 7 Energy Inputs for Power Generation in ASEAN Countries (2011)

(million tonnes oil equivalent, %)

	Philippines		Indonesia		Thailand		Singapore		Vietnam		Total	
	Mtoe	%	Mtoe	%	Mtoe	%	Mtoe	%	Mtoe	%	Mtoe	%
Oil	0.80	4.1	10.35	17.9	0.44	1.4	1.89	20.3	1.27	7.6	14.7	11.0
Natural Gas	3.12	16.0	8.25	14.3	19.16	61.1	6.82	73.3	7.63	45.9	45.0	33.4
Coal	6.19	31.6	21.88	37.9	8.76	28.0	0.00	0.0	5.14	30.9	42.0	31.2
Nuclear	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0
Hydro	0.83	4.3	1.07	1.8	0.70	2.2	0.00	0.0	2.57	15.4	5.2	3.8
Geothermal	8.55	43.7	16.11	27.9	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	24.7	18.3
Renewables	0.08	0.4	0.09	0.1	2.28	7.3	0.60	6.5	0.02	0.1	3.1	2.3
Total	19.58	100.0	57.75	100.0	31.35	100.0	9.31	100.0	16.61	100.0	134.6	100.0

Source: IEA Energy Balance of Non-OECD Countries 2012

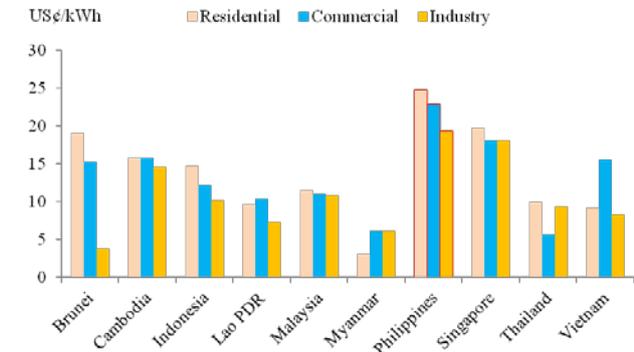
Fossil fuels are dominant as energy sources for power generation. ASEAN countries are already heavily dependent on natural gas, in particular Thailand and Singapore. However,

role of natural gas may be appreciated in other countries, considering its cleanness and abundant availability in the international market. Geothermal as energy inputs for power generation is valued very high in the Philippines and Indonesia. We should note, however, that this is due to the IEA calculation formula that assumes the energy efficiency of geothermal power generation at merely 10%. If we look to the electricity output, the share of geothermal is about 1/2 to 1/3 of those calculated for inputs. Development of other new renewable energy sources for power generation is still marginal yet.

Electrification is almost completed in Singapore, Thailand and Vietnam (see Figure 3). The Philippines (89.7% in 2010) and Indonesia (64.5%) are still struggling toward this target. Being archipelago countries with a huge number of islands, electrifying all of them is a very heavy task for the society.

Electricity being the fundamental element for the modern society, its price gives significant impact on peoples' daily life as well as industrial competitiveness. Among ASEAN countries, electricity prices are highest in the Philippines. While the electricity market in the Philippines is almost fully deregulated, subsidies or cross-subsidies are provided in other countries to curb electricity rates, resulting in a heavy financial burden for the government. It is always a big challenge how to settle the trade-off between social, political and economic objectives harmoniously.

Figure 8 Electricity Prices



Source: ASEAN Centre for Energy

3. Power Sector Reform in Progress

Power sector reform started in the world in the late 20th century, aiming at rationalization of the electricity system being run by heavily protected public utilities, with expectation to ensure quality, reliability, security and affordability of the electricity supply. In the early stage, however, abrupt privatization short of prudent consideration on fair and rational market design incurred various problems. Persisting wide area blackouts were experienced in California, New York and elsewhere in the United States, and brownouts in Europe. An excellent company Pacific Power and Gas, serving 1/3 of California, easily got bankrupted. Since then, electricity market system has been reviewed and revised from time to time, and now liberalized electricity markets with participation of many private players are prevailing worldwide. Architecture of electricity market evolves starting with the genesis, fixing defects and tuning conditions through the transition stage, and finally arriving at a mature stage where social objectives are largely achieved.

Except for Singapore, the Philippines implemented electricity market reform relatively

earlier among Asian countries, enforcing the “Electric Power Industry Reform Act of 2001” (EPIRA), and privatized facilities and operations formerly owned and operated by the National Power Corporation (NPC). It was an across-the-board deregulation transferring all of the generation, transmission and delivery sectors to the private sector. Electric market reform is also underway in Indonesia and Thailand, while their architectures are different from that of the Philippines as summarized in the following tables.

In principle, electricity market reform aims at securing stable supply at affordable prices, while implementing electrification of the country. Drivers for this are;

- Low efficiency of power sector
- Mismatch between tariffs and costs of electricity
- Increased investment in the sector
- Government suffering from financial difficulties
- Introduction of capital and technology from abroad

With regard to the objective to secure stable electricity supply, current status of policies adopted in ASEAN countries is as shown in Figure 9. In Indonesia, Thailand and Vietnam, the government shall intervene through the national power company, while such system is not adopted in the Philippines and Singapore. Only indirect intervention will be implemented via various regulations such as on emission standard, efficiency standard, etc.

Figure 9 Policies for Stable Electricity Supply

	Philippines	Indonesia	Singapore	Thailand	Vietnam
ESTABLISH NATIONAL POLICY					
Prepare the long term Power Development Plan	○	○	○	○	○
EXECUTE NATIONAL POLICY					
Direct intervention through specific entity	-	National company PLN	-	National company EGAT	National company EVN
In-direct intervention by relevant regulations (emission standard, efficiency standard, etc.)	○	○	○	○	○
Type of power station (location, fuel, technology, capacity)	Difficult to control	Direct control as planned	Difficult to control	Direct control as planned	Direct control as planned
INVITE PRIVATE SECTOR INVESTMENT					
Tender notice for investors	-	○	-	○	○
Price signal derived from wholesale market	○ active enough?	-	○ active enough?	-	-
Provide confidence for profitability of investment	-	Long-term PPA	“Vesting contract”	Long-term PPA	Long-term PPA

With regard to the electricity supply at affordable prices, current status of mechanisms adopted in ASEAN countries is as shown in Figure 10. Also, policies for electrification and securing fuel supply are summarized in Figures 11 and 12, respectively.

Figure 10 Mechanisms for Realizing Affordable Prices

	Philippines	Indonesia	Singapore	Thailand	Vietnam
GENERATION / WHOLESALE SECTOR					
Liberalize and establish wholesale market for competition	○ active enough?	-	○ active enough?	-	-
Competitive bidding for selecting IPP	-	○	-	○	○
Wholesale price control	-	??	“Vesting contract”	??	??
RETAIL SECTOR					
Liberalize to introduce competition	○ 1MW<	-	○ 1MWh/month<	-	-
Retail price control	○ <1MW	○	○ <1MWh/month	○	○

Figure 11 Policies for Electrification

	Philippines	Indonesia	Singapore	Thailand	Vietnam
ESTABLISH NATIONAL POLICY					
Prepare national plan, target	○	○	○	○	○
EXECUTE NATIONAL POLICY					
Direct intervention through specific entity	National organization NEA	National company PLN	-	National organization PEA	National company EVN

Figure 12 Policies for Securing fuel Supply

	Philippines	Indonesia	Singapore	Thailand	Vietnam
ESTABLISH NATIONAL POLICY					
Prepare national plan, target	○	○	○	○	○
EXECUTE NATIONAL POLICY					
Direct intervention through specific entity	National company PNOC	National company Pertamina	National company Temasek & Singapore LNG	National company PTT	National company Petrovietnam

As natural conditions, demographic distribution, economic development stage, social aspiration, cultural orientation and other elements are diverse among countries, we cannot apply uniform policies in pursuit of the above policy objectives. At the same time, global circumstances surrounding fuel supply, energy price, environmental aspiration as well as technology evolve as time goes on. In this context, it is necessary and valuable to visit present policies of various countries, exchange views and opinions on them and improve the energy/electricity system from time to time.

///

Philippines

Key Indicators (2011)

1) GDP (at Current Prices)	Billion US Dollars	224.8
2) Population (as of 1 July)	Million person	94.2
3) Per capita GDP	US Dollars/person	2386
4) Total Primary Energy Supply(TPES)	Million tonnes oil equivalent (MTOE)	40.5
5) Energy Self-supply Ratio	-	59.1%
6) Electricity Consumption	Tera- WH (TWH)	56.1
7) Power Generation Capacity	Million kW	13.3(2010)
8) CO ₂ Emissions (energy origin)	Million tons CO ₂ equivalent (Mt-CO ₂)	134.6(2010)
9) Per capita Primary Energy Supply	TOE/person	0.429
10) Energy Intensity per GDP	TOE/Thousand USD	0.180
11) Per capita Electricity Consumption	kWh/person	596
12) Electrification rate[2012]	-	79% ¹
13) Electricity Intensity per GDP	kWh/Thousand USD	250
14) Per capita CO ₂ Emissions (energy origin)	Ton-CO ₂ /person	1.454(2010)
15) Primary Energy Supply Composition	Coal	20.9%
	Oil	30.7%
	Natural Gas	8.1%
	Nuclear	0.0%
	Hydro	2.1%
	Geothermal	21.1%
	Other Renewables	17.1%
16) Energy Self-sufficiency	Total	59.1%
	Coal	43.0%
	Oil	6.2%
	Natural Gas	100.0%

Source 1) – 3): ADB Key Indicators 2012, 4)-6), 14), 15): IEA Energy Balances of Non-OECD Countries 2012, 7) APEC Energy Statistics 2010, 8) IEA CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2012

¹ According to the DOE of the Philippines, electrification achievement was 99.98% at village level and 79% at household level in 2012.

1. Current Status and Challenges in Energy Sector

1.1 Energy Policies

a. Overall Policy

The Department of Energy (DOE) of the Republic of the Philippines put together the 2012-2030 Philippine Energy Plan (PEP 2012-2030) in October 2012, and launched it in December 2012 in time for the annual celebration of the National Energy Consciousness Month (NECM). Succeeding the basic structure of its predecessor, the PEP 2009-2030, PEP 2012-2030 highlighted a policy vision that seeks to:

- ensure energy security;
- promote efficient use of energy across all economic as well as public sectors;
- reduce the dependence on oil by developing and promoting the use of energy with low environmental impact.

More specifically, in order to build a largely decarbonized society, the plan advocates measures such as a 10 percent annual energy savings continuing to 2030 and, in the transport sector in particular, promotion of alternative fuels by increasing the number of CNG vehicles and electric vehicles, as well as higher application of biofuel blends, bringing the ratio of cars running on alternative fuels up to 30% by 2030 as a result of these efforts. Moreover, the DOE aspires to raise the renewable-energy based power generation capacity threefold by 2030.

b. Coal

The Philippine coal industry is administered through the Coal Development Act of 1976, known as Presidential Decree No.972 and enacted in 1976. The Act promotes the exploration, development, production and utilization of coal and at the same time stipulates the rules and regulations concerning a coal operating contract system. Under the Act, the government retains ownership of coal resources, while operators, through the contract system, are given the right to explore, develop, exploit and market the coal based on certain pre-agreed conditions for a specific period of time.

The DOE launches a Philippine Energy Contracting Round (PECR) from time to time as occasion arises. Through the PECR, the DOE has been awarding development and investment contracts on oil, natural gas, coal, and geothermal energy, which totaled to 38 Service Contracts as of 2011. The DOE plans to increase the number of awarded contracts to 117 by 2030. It also plans to encourage coal development and investment and to actively develop coal resources in the future as an alternative to imported petroleum fuels. In line with the above plans, the PEP 2012-2030 sets forth a program in which the Philippine National Oil Company Exploration Corporation (PNOC-EC), in cooperation with private coal developing enterprises, will endeavor to increase the nation's coal production from 3.5

million tons of oil equivalent (Mtoe) in 2010 to 6.9 Mtoe by 2035.

c. Oil

The DOE, based on the PEP 2012-2030, intends to encourage participation of private enterprises through the mechanism of the PEER discussed above, and to eventually achieve an annual indigenous oil production level of 8,590,000 barrels (bbl) or approximately 23,500 barrels per day (b/d) by 2030.

In the area of downstream oil sector, the Downstream Oil Industry Deregulation Act: RA 8479, enacted in 1998, liberalized the industry and deregulated product prices excluding kerosene and gasoline, and repealed the compulsory stockpiling obligation although this was later imposed again. To ensure the adequate local supply of petroleum products, the DOE is mandated to monitor the activities of the domestic downstream oil industry including product prices on a daily basis.

d. Natural Gas

In line with the program in the PEP 2012-2030, the DOE intends to bring the annual natural gas production level to 294 billion cubic feet (Bcf), and that of condensate to 87,580,000 bbl or approximately 240,000 b/d by 2030.

For the downstream gas business, the Interim Rules and Regulations Governing the Transmission, Distribution and Supply of Natural Gas established in August 2002 by the DOE laid down the basic framework of the industry. The intended function of the above regulation is to classify the gas downstream business into three sectors of transmission (business of long-distance transport by high-pressure pipelines), distribution (business of transport to provide users with gas through low-pressure pipelines), and supply (business to sell, broker, or market gas through authorized retailers). In the above organization, the DOE is mandated to grant business permits to relevant participants, whereas the Energy Regulatory Commission (ERC) is to regulate and authorize the gas pricing. With the above two institutions striving for fostering the natural gas industry, it is expected that the self-sufficiency rate of energy resources be improved by maximizing the utilization of gas resources.

e. Electric Power

The Electricity Power Industry Reform Act: RA 9136 (EPIRA) enacted in June 2001 embodied major reforms, wherein new entry was allowed for private sector participants into the power generation and retail supply sectors whereas the power transmission and distribution sectors remained as regulated monopoly. The transmission company is owned by government but the operation and maintenance is privatized through concession agreement. Distribution utilities remained as it had been privately owned either as investor-owned corporation or consumer-owned non-profit cooperatives. As a result of the restructuring as elaborated later, power generation assets previously owned by National

Power Corporation (NPC) were privatized while NPC's unit operating its transmission facilities was taken over by a newly created National Transmission Corporation (TRANSCO),

Also as a part of the reform, the Wholesale Electricity Spot Market (WESM), which is a commodity market where electricity is traded hourly, was created in the main Philippine islands of Luzon (in 2006) and Visayas (in 2010). An Interim Mindanao Electricity Market is expected to be launched by the end of 2013. The WESM is operated and governed by the Philippine Electricity Market Corporation (PEMC) incorporated by the DOE.

In December 2011, the Energy Regulatory Commission (ERC) decided to liberalize part of the electricity retail, which made it possible for large customers in the two main islands of Luzon and Visayas to buy electricity directly from retail electricity suppliers without going through existing distribution companies. It is further planned to progressively relax the scope of so-called bulk power users who are operating large factories and are qualified for such supply options. With these measures the monopoly hitherto enjoyed by existing distribution utilities was put to an end.

After the enforcement of EPIRA, the efforts to expand power access for people domiciled in rural regions have been carried out under the Expanded Rural Electrification (ER) Program. Present achievement is 99.98% for barangay² level (as of 31 August 2012), 71% at sitio³ level (as of 30 June 2012) and 79% at household level (as of 31 December 2012). The electrification targets are set to bring the rural ("sitio") electrification rate to 100% by 2015 and the household electrification rate to 90% by 2017.

f. Nuclear Energy

With regard to the Philippine's position on nuclear power, in June 2009, when then President Gloria Macapagal-Arroyo visited Japan, it was hinted that, in order to reduce the burden on the economy due to fuel imports, she would consider nuclear power as one of the long-term options of fuel for power generation and therefore would not rule out its use as a solution to power shortage. The current President Benigno Aquino III also takes a position open to discuss nuclear options. However, after the IAEA inspection and assessment of the mothballed Bataan Nuclear Power Plant (PWR, 621 MW), its rehabilitation plan was officially turned down in July 2010 being too much complicated.

1.2 Energy Supply and Demand

Energy consumption of the Philippines has stayed at almost same level during the first decade of the 21st century as shown in Figure-1, despite the steady economic growth of

² A barangay is the smallest administrative division in the Philippines

³ A sitio in the Philippines is a territorial enclave that forms a part of barangay.

annual 4.7%. According to the BP Statistical Review of 2013, however, energy consumption recorded relatively high growth of annual 3.3% and 4.7% in 2011 and 2012, respectively, reflecting the economy’s strong growth recorded in these years. This new trend must be watched carefully in formulation of the future energy plan and policy.

Philippine produces coal, natural gas and geothermal energy in addition to a small amount of crude oil. In the recent years, increase of domestic coal production has contributed to improve its energy self-sufficiency. Natural gas from the Camago-Malampaya gas field is being produced at a plateau level. However, new discoveries are needed to maintain or increase the natural gas use. Under the circumstance, LNG import plans are considered building import terminals at Batangas or Bataan Peninsula in the outskirts of Manila.

Figure 1 : Total Primary Energy Supply

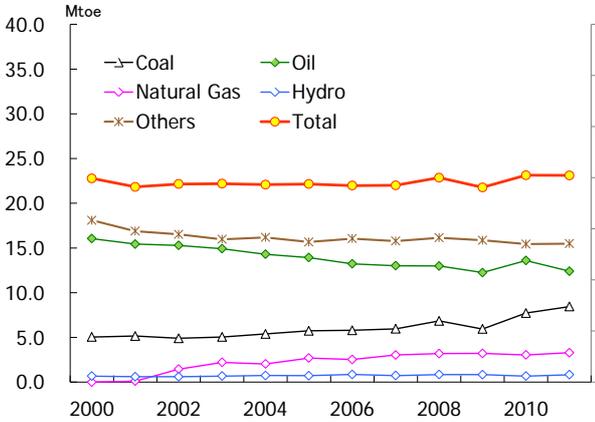
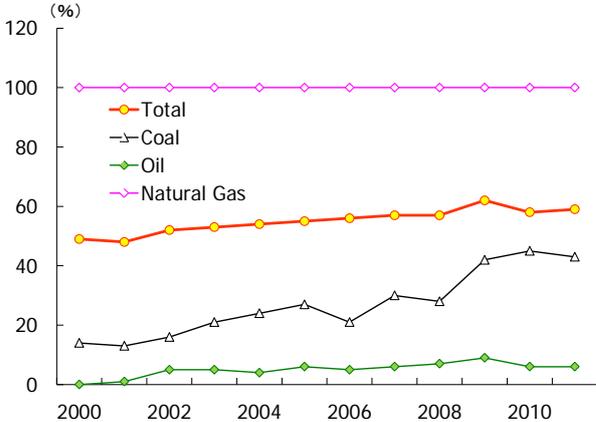


Figure 2 : Self Sufficiency of Fossil Fuel

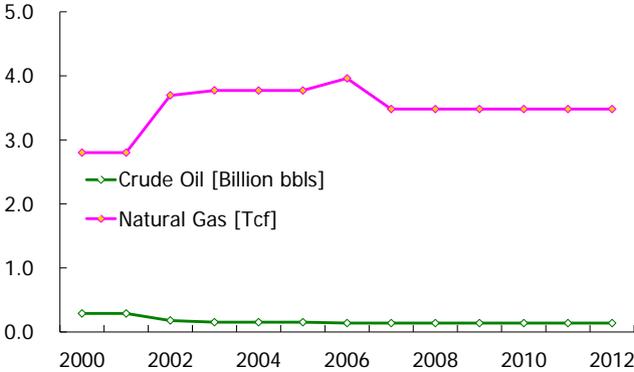


Source: IEA, Energy Balances 2012, edition.

1.3 Energy Resources

The Philippines is endowed with only a limited amount of fossil energy resources; main producers are the Camago-Malampaya gas field offshore Palawan and the Semirara coal mine on a small island located 350km south of Manila. Despite exploration campaigns lead by the DOE, oil and gas exploration is not yet successful to achieve the ambitious target. As the Semirara coal is highly alkaline, and needs to be diluted with imported coal up to 70%, its consumption has been limited. Then, coal export stated in 2007. Coupled with start-up of a

Figure 3: Proven Reserves Since 2000



Source: DOE/EIA, Philippines Country Analysis Briefs

coal thermal plant in Mindanao in 2006, domestic coal production began increasing. Proven coal reserves of the country is mere 440 million tons, therefore the current production exceeding 7 million tons per year would be over pace, unless new resources are discovered and developed.

2. Current Status and Challenges in Power Sector

2.1 Power Utility Systems

The electricity services in the Philippines began a process of reforms toward liberalization in line with EPIRA, which came into effect in June 2001. The main Structural reform of EPIRA was three-fold, i.e. to divide and privatize the power generation and transmission assets owned by NPC; to make the market mechanism function by the creation of a wholesale market; and to optimize electricity rates by encouraging healthy competition in the two areas of supply and demand through liberalization of the retail market. In the above process, the DOE is charged with planning and policy making related to electric utilities, whereas the Energy Regulatory Commission (ERC) is responsible for monitoring of the proper operation of EPIRA, such as price and market regulation.

In a more detailed description of the Philippine's electric utility system, its power generation activity is carried out by NPC and independent power producers (IPP). On the privatization of power plants owned by NPC, the Power Sector Assets and Liabilities Management (PSALM) is responsible for its administration. Juristically, the PSALM is set to exist for a period of 25 years from the effectivity of EPIRA, and all assets and liabilities held by it are to be divested or otherwise privatized by the expiration of its term of existence. As of October 2012, generation plants with a total rated capacity of 4,362.23MW had been privatized across the nation. Of the above, Luzon and Visayas accounted for the majority with a total generation capacity of 4,157.13MW, which represents the privatization level of 86.5%⁴.

Concerning the power transmission business, the National Transmission Corporation (TRANSCO) was created under EPIRA to own and operate the power transmission assets of NPC. Subsequently, management of the national transmission network owned by the TRANSCO was taken over by a fully private National Grid Corporation of Philippines (NGCP) in 2008, when the latter won a public bidding for a concession contract. NGCP, a joint venture between State Grid Corp. of China and two Philippine investors, is in charge of developing and maintaining the nationwide transmission network as well as operating the national electricity grid for 25 years.

In addition to the above, as a part of the reform, the Wholesale Electricity Spot Market

⁴ DOE: 21st Status Report on EPIRA Implementation

(WESM) was created in the main regions of Luzon (in 2006) and Visayas (in 2010). The WESM is operated and governed by the Philippine Electricity Market Corporation (PEMC) incorporated by the DOE as an independent entity. In WESM, all spot market transactions of IPP-generated power except bilateral contract quantities are settled in the market. Further, existing distributors are mandated by law to procure at least 10% of its electricity from WESM, where it is being studied to ultimately raise this ratio to 50% depending on the observed market trends.

The distribution of power in the Philippines is handled by so-called Distribution Utilities (DUs) who individually operate an exclusive franchise covering a particular geographical area and are made up with, in addition to 20 private electricity distributors such as Manila Electric Company (known as MERALCO) who supplies power to about 75% of the Luzon franchise area including the Metropolitan Manila, and as many as 120 small scale entities called Electrification Cooperatives (ECs). These DUs procure power by trading in WESM or through bilateral transactions with power producers to sell electricity to consumers in the respective supply area.

In the Philippines, in addition to the above-described measures, the practice of Retail Competition and Open Access (RCOA) has been introduced in steps, and its initial commercial application started as of June 26, 2013, where large users with an average monthly peak demand of 1 MW or more are given a choice of a supplier. As discussed earlier, a consumer of electricity hitherto has had no choice but to purchase power from the DU who has an exclusive franchise covering the area where that consumer is domiciled. After the introduction of RCOA, this system will be changed such that the transactions are directed to go through an authorized electricity trader called a Retail Electricity Supplier (RES). It is expected that, by allowing consumers to choose a RES with the most advantageous supply offer, it is expected to improve consumers' bargaining position which will eventually lead to more competitively priced electricity. It is planned to expand the eligibility of RCOA to end-users of 750kW or more in two years after its initial implementation, and eventually to general household consumers.

2.2 Power Supply and Demand

The amount of electricity generation in the Philippines increased at an average rate of 4.0% per year from 2000, reaching 72,922 GWh in 2012. From a regional perspective, power generation in Luzon at 52,312 GWh accounted for 71.7% of the 2012 national total, followed by Visayas's 11,483 GWh for 15.7%, and Mindanao's 9,127 GWh for 12.5%. In terms of power generation entities, while NPC and NPC-SPUG⁵, NPC-IPP⁶ put together took a share of 21.4%, an overwhelmingly high share of 78.6% was taken by Non-NPC power producers

⁵ NPC-SPUG includes generation from power plants owned by NPC and operating in off-grid areas.

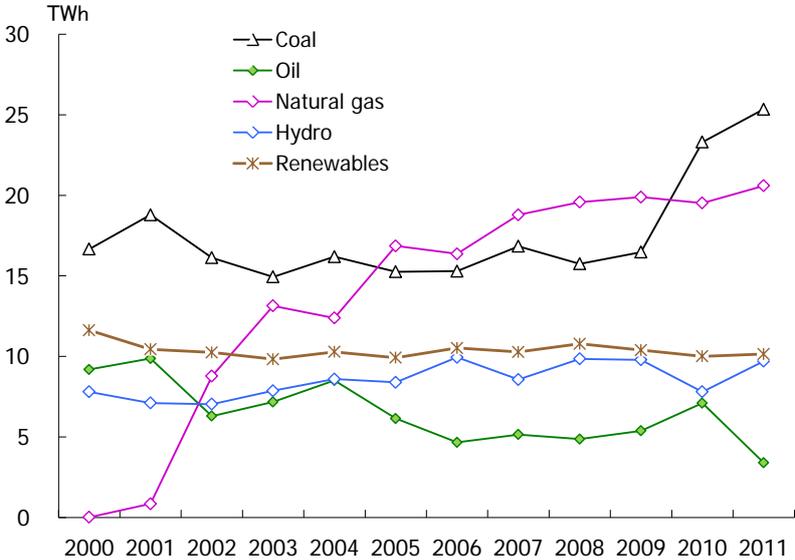
⁶ NPC-IPP includes generation of IPPs with contract to NPC.

including privatized NPC-IPP.

It is noted that in 2001, when EPIRA was put into force, the ratio of Non-NPC was 10.1%, but as the privatization of NPC owned power plants progressed, the ratio of IPP has risen rapidly. With regard to generated quantity by source of power, coal with 28,265 GWh accounted for 38.8%, natural gas with 19,642 GWh and 26.9%, hydropower with 10,252 GWh and 14.1%, geothermal with 10,250 GWh and 14.1%, oil at 4,254 GWh and 5.8%, and other renewables at 259 GWh and 0.3%. Coal and natural gas combined accounted for 65.7% of the total. Behind the above picture is a fact that, based on the energy policy of the government to reduce the consumption of oil, shift of power generation fuel from oil to natural gas and coal had been actively carried forward, and as a result, the ratio of oil-fired thermal power was reduced significantly from its position where it occupied nearly half of the total generation in the 1990s.

Meanwhile, electricity sales in the Philippines registered an average annual growth of 4.1% from 2000, reaching 59,211 GWh in 2012. Further, electricity sales in Luzon embracing the demand center, Metropolitan Manila (National Capital Region), accounted for 74.4% of the national total. In terms of consumption by sector, 33.3% was for residential use at 19,695 GWh, 30.0% was for commercial use at 17,777 GWh, and 33.9% was for industrial use at 20,071 GWh, wherein the ratios of residential and industrial use are relatively high.

Figure 4 : Power Generation by Source



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Coal	16.7	18.8	16.1	14.9	16.2	15.3	15.3	16.8	15.7	16.5	23.3	25.3
Oil	9.2	9.9	6.3	7.2	8.5	6.1	4.7	5.1	4.9	5.4	7.1	3.4
Natural gas	0.0	0.8	8.8	13.1	12.4	16.9	16.4	18.8	19.6	19.9	19.5	20.6
Hydro	7.8	7.1	7.0	7.9	8.6	8.4	9.9	8.6	9.8	9.8	7.8	9.7
Renewables	11.6	10.4	10.2	9.8	10.3	9.9	10.5	10.3	10.8	10.4	10.0	10.1
Total	45.3	47.1	48.5	52.9	56.0	56.6	56.8	59.6	60.8	61.9	67.7	69.2

Source: IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries 2012

2.3 Power Facilities

The installed generation capacity in the Philippines expanded at an annual rate of 2.2% from 13,185 MW in 2000 to 17,025 MW in 2012. However, in recent years, power development has not progressed well, as observed in certain years in which the generation capacity of retired facilities exceeded that of new builds, resulting in a net reduction in the total installed capacity from the previous year,

In addition, as the closing down of obsolete diesel generators as well as oil-fired power plants owned by NPC progressed since 2000, while power development was mainly driven through IPPs, there have been changes in power generation mix. The power generation mix in 2000 was made up of oil 37.8% (4,987 MW), hydro 17.5% (2,301 MW), geothermal 14.6% (1,931 MW), and coal 30.1% (3,963 MW), with oil-fired thermal power enjoying a leading position. However, since 2001 when natural gas production began at the Camago-Malampaya gas field and a number of IPPs started operation in succession, the share of oil-fired thermal power has been in decline, resulting in the 2012 power mix of: oil 18.1% (3,074 MW), hydro 20.7% (3,521 MW), geothermal 10.9% (1,848 MW), coal 32.7% (5,568 MW), natural gas 16.8% (2,862 MW), and other renewables 0.9% (153MW).

2.4 Power Development Plans

The latest energy program in the Philippines is the 2012-2030 Philippine Energy Plan (PEP 2012-2030), whereas the latest power development program is embodied in the Power Development Plan 2009-2030 (PDP 2009-2030).

The PEP 2012-2030 highlights the nation's policy thrusts including "Ensure Energy Security" as promoted through increased use of renewable energy as well as development of indigenous coal and oil resources, "Expand Energy Access", and "Promote Low-Carbon Future" through efficient energy use and utilization of clean fuel and technology.

On the long-term demand forecast, the PDP 2009-2030 projects that the country's power consumption will grow from 55,417 GWh in 2008 to 86,809 GWh in 2018, and 149,067 GWh in 2030. By region, electricity sales in Luzon region is projected to grow at an annual rate of 4.53% to 109,477 GWh in 2030, whereas demand in Visayas region will grow at a slightly higher rate of about 5%, to 19,121 GWh in 2030. Likewise, demand in the Mindanao island group will grow at the rate of 4.62% to 20,470 GWh in 2030. As a result of simulation studies based on the above demand projection, it was determined that an additional generation capacity of 17 GW is needed by 2030, with a regional breakdown of 11,900 MW for Luzon Grid, 2,150MW for Visayas Grid, and 2,500 MW for Mindanao Grid, respectively.

In the past, power development in the Philippines was carried out exclusively by NPC. However, since new entry of IPPs was allowed in 1993, and also as privatization of NPC's assets proceeded after enforcement of EPIRA in 2001, the share of NPC in the total generated power has been declining, which will remain so as new power development is driven chiefly

by IPPs.

The hydropower potential of the Philippines is estimated at 13,100 MW, according to the DOE, while the total of previously developed capacity was 3,521 MW as of 2012, leaving a sizable room for future development. The government intends to develop hydropower as a part of renewable energy development program, and plans to increase the capacity to 7,530 MW by 2030.

Meanwhile, in order to improve the energy self-sufficiency, the Philippine government has been promoting the development of gas fields, with plans to increase the production to 294 Bcf by 2030. Since the start of production in 2001, natural gas from the Camago-Malampaya gas field has been supplied to gas-fired power plants operating in the Province of Batangas, Island of Luzon, through undersea pipelines. While there are gas-fired power plants with a combined capacity of 2,862 MW currently in operation, First Gen Corp. is planning a gas-fired power station capable of generating 500 MW (1,300 MW, eventually) in San Gabriel⁷. In addition, in conjunction with the LNG terminal construction plan in Pagbliao, Energy World Corporation plans to build a 300 MW gas-fired power plant⁸. Shell is also considering building a floating LNG import terminal near its refinery in Batangas.⁹

In the similar objective, the government has been actively developing coal resources as an alternative to petroleum fuel with a plan to increase the annual production to about 12 million tons by 2030. The installed capacity of coal-fired power plants has been increasing steadily in recent years, and development efforts continue as demonstrated for example by GN Power Corporation's project in Bataan Peninsula, Luzon Island to put a coal-fired 600 MW power station in operation in 2012.

Concerning geothermal power development, its resource potential has been estimated at 4,790 MW. Because of its low generation cost second only to hydropower and yet high capacity utilization rate, it is used as an important base load power. With existing capacity of 1,848 MW in 2012, leaving substantial room for future development, the government pressing on the development of geothermal power generation with plans to increase the installed capacity to 3,450 MW by 2030.

With regard to nuclear power generation, following the decision to build the Bataan Nuclear Power Plant (BNPP), its construction began in 1976 and was almost complete by 1984. However, the EDSA People Power Revolution that toppled the former president in 1986 targeted the BNPP plant as representing the former corrupt regime. Operation of the plant was suspended in 1986 as a political decision of President Corazon Aquino. The

⁷ First Gen unveils \$2.3-b expansion, Manila Standard Today, 2013/3/4

⁸ Philippines, Energy World HP, <http://www.energyworldcorp.com/ud-phil.html>

⁹ http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/127227/Shell_Considers_Building_LNG_Import_Terminal_in_Philippines

Chernobyl accident happened same year gave encouraging reasons to opponents to the nuclear plant. It has been mothballed ever since. By 2010, while the government would not preclude the option of nuclear energy itself, it decided not to revitalize the BNPP, and has been contemplating on ways to utilize it including a sale.

On matters of renewable energy, in addition to formulating the National Renewable Energy Program (NREP) in 2008: the government enacted the Renewable Energy Act, setting forth technical standards and relevant business frameworks. In an effort to encourage introduction of renewable energy in the private sector, various tax measures are provided, such as an exemption of corporate income tax (for 7 years), an exemption of import duty on equipment (for 10 years), and a reduction on property tax and, in addition, a Feed-in Tariff (FIT) system has just been approved by the ERC in 2012.

2.5 Power Tariff and Subsidies

According to the provisions of EPIRA, electric utilities are required to clearly indicate the retail electricity charges with details on makeup. Specifically, retail electricity charges should be divided into three segments, i.e. Generation Charge, Transmission Charge, and Distribution Charge which is further divided into sub-components. In addition to generation, transmission and distribution charges as above, the retail electricity rate includes additional charge items such as System Loss charge, Universal charge, Taxes and Lifeline Discount charge. The System Loss charge is to compensate for power lost due to technical reasons or power theft, etc., where surcharges of up to 8.5% for private DUs in urban centers and 13% for Rural Electric Cooperatives are permitted. The Universal charge is imposed on all electricity users to shoulder expenses for rural (“Missionary”) electrification, environmental protection (watershed management), and to pay the residual debt of NPC. There will be additional universal levy in the future such as stranded contract costs of NPC and DUs as well as the subsidy for Renewable Energy Feed-In-Tariff (FIT). Taxes such as franchise and real-properties are also passed-through charges. Finally, the Lifeline Discount which comes from other consumers of respective Distribution Utilities is designed to pass on the usage-based discount (subsidy) allowed for the marginalized or low-income captive end-users, as provided in EPIRA. There is no subsidy from the government.

In the preceding stage of formulating retail electricity bills, the generation, transmission, and distribution rates are controlled through several regulatory systems. Typically, there are three regulatory schemes, i.e. Return on Rate Base Methodology (RORB) based on costs, Performance-Based Ratemaking Methodology (PBR) based on the achievement on certain performance goals, and Cash Base Methodology (CB) for the purpose of securing the capital expenditures and variable charges.

The above regulatory schemes are applied as in the following

Table 1: Type of Utilities and Regulatory Scheme

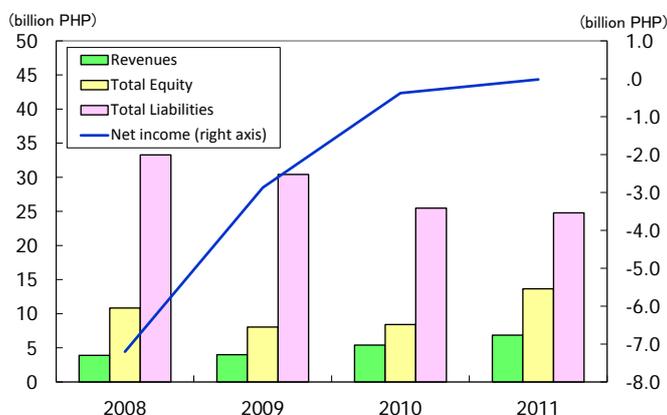
	Type of Utilities	Methodology
Generation	National Power Corporation (NPC)	RORB
	IPP Enterprises	Unregulated
Transmission	National Grid Corp. of Philippines (NGCP)	PBR
Distribution	Private DUs	PBR
	Electric Cooperatives (EC)	CB

In the Philippines, although there is no instituted system of government subsidies on electricity charges, the Lifeline Discount is provided to low-income end-users as discussed above. The discount was a limited-time measure applicable for 10 years from the effectivity of EPIRA, but as electricity prices did not fall after the enforcement of the act, the system is extended for 10 more years.

2.6 Financial Data on Individual Power Enterprises/Cooperatives

In the following, financial conditions are discussed on Manila Electric power Co. (MERALCO), a private distribution and retail company and National Power Corporation (NPC) among major power utilities, as their financial statements were made available.

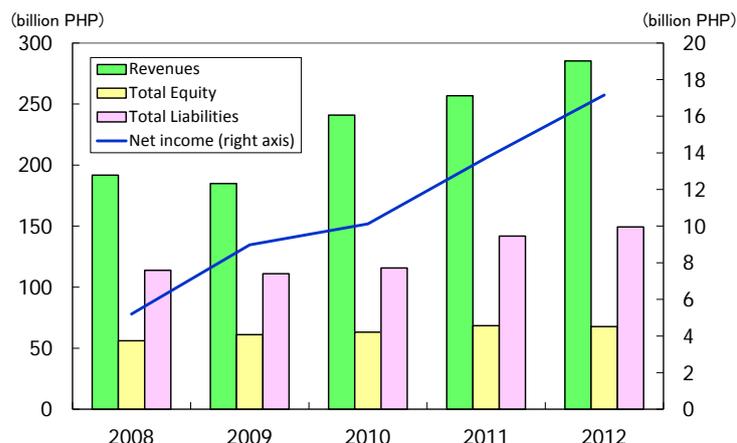
Figure 5: Financial condition of NPC



Source: NPC Annual Report

While NPC in recent years had registered sizable net deficits, in 2011 it was able to reduce the net deficit down to PhP 19 million. It is also in a heavily indebted state, but the amount of debt has decreased steadily every year.

Figure 6: Financial condition of MERALCO



Source: MERALCO Annual Report

Concerning the financial situation of MERALCO, its turnover level has grown 1.5 times from about PhP190 billion in 2008 to PhP285 billion in 2012. In line with the increase in sales, net income has also improved nearly threefold from PhP5.2 billion in 2008 to PhP17 billion. On the other hand, although its liabilities are on an increasing trend, MERALCO's financial standing remains in a good shape.

3. Other Noteworthy Issues

3.1 Environmental Regulations

a. Air Quality / Emission standards

The Philippines Clean Air Act of 1999 (Republic Act No. 8749) outlines the government's measures to reduce air pollution and incorporate environmental protection into its development plans. It sets emission standards for all motor vehicles and issues pollutant limitations for industry. Emissions limit values are laid down by the Department of Environment and Natural Resources as 'Implementing Rules and Regulations for Philippine Clean Air Act of 1999'. These rules and regulations shall apply to all industrial emitters and other establishments which are potential sources of air pollution.

Table 2 : National Emission Standards for Stationary Sources (Philippines)

Particulate matter

	Emission Sources		
	Fuel Burning Equipment		Other Stationary Sources
	Urban and Industrial Area	Other Area	
Emission limit, mg/m ³	150	200	200

SO_x

	Existing Sources		New Sources	
	Fuel Burning Equipment	Other Sources	Fuel Burning Equipment	Other Sources
Emission limit, mg/m ³	1500 as SO ₂	1000 as SO ₂	700 as SO ₂	200 as SO ₂

NO_x

	Fuel Burning Steam Generator		Other Sources ¹	
	Existing Sources	New Sources	Existing Sources	New Sources
Emission limit, mg/m ³	1500 as NO ₂	1000 as NO ₂	1000 as NO ₂	500 as NO ₂

Source: IEA Clean Coal Center Database

b. GHG

In 2009, the Philippine Climate Change Act of 2009: RA 9729 was passed, creating the Climate Change Commission. The Commission is a policy-making body attached to the Office of the President and tasked with coordinating, monitoring and evaluating programs and action plans relating to climate change. Headed by the President, the four-member Commission has the same status as a central government agency.

In 2011, after a resolution to approve it, the National Climate Change Action Plan (NCCAP) was announced. The instrument was considered a milestone in "green governance" that details the short, medium, and long-term plans of the government on this important issue.

3.2 Renewable Energy

a. Renewable Energy Policy

The Philippine's' target toward 2013 for installed generating capacity derived from

renewable energy (“RE” in short) consists of: 3,131 MW by geothermal, 5,468 MW by hydropower, 417 MW by wind, and 131 MW by biomass, solar and ocean combined.¹⁰

In 1967, the Geothermal Energy, Natural Gas and Methane Gas Law: RA 5092 was established with an objective to “Promote and regulate the exploration, development, exploitation and utilization of geothermal energy, natural gas and methane gas; to encourage its conservation; and for other purposes”.

In 1977, Presidential Decree No. 1068 was announced for “Directing the acceleration of research, development and utilization of non-conventional energy resources and vesting in the energy development board powers and functions in connection therewith, and for other purposes.”

In 1978, Presidential Decree No. 1442 was issued “to promote the exploration and development of geothermal resources.”

In 1980, Proclamation No. 2036-A was issued for the purpose of “Establishing as reservation of PNOC Energy Development Corporation for geothermal exploration, exploitation and utilization the parcel of land situated in the provinces of Albay and Bacon, Sorsogon, Island of Luzon and prohibition of logging activities within the reservation.”

In 1997, Executive Order No. 462 was announced for the purpose of “Enabling the private sector participation in the exploration, development, utilization and commercialization of ocean, solar, wind resources for power generation and other energy uses.”

In 2008, the Renewable Energy Act: RA 9513 was established for “Promoting the development, utilization and commercialization of renewable energy resources”.

In 2009, the National Renewable Energy Program (NREP) was announced. In support of the Renewable Energy Act, it serves as the country’s roadmap for renewable energy planning. Its long-term goal is to increase renewable energy-based capacity for power generation as well as its non-power contribution to the primary energy mix. The NREP seeks to increase the RE-based power capacity of the country to 15,304 MW by 2030, almost triple its 2010 capacity of 5,439 MW.

b. FIT and Fiscal incentives

In July 2010, the Philippine Energy Regulatory Commission (ERC) promulgated the Feed-in-Tariff (FIT) System Rules pursuant to the Renewable Energy Act and its implementing rules. The FIT offers guaranteed payments on a fixed rate per kWh for 20 years from the start of operations for emerging RE sources.

In July 2012, the ERC approved the initial FITs to apply to power generated from RE

¹⁰ Department of Energy, <http://www.doe.gov.ph/renewable-energy-res>

sources, specifically referring to Run-of-River Hydro, Biomass, Wind, and Solar, with the rates of: Hydro: 5.90, Biomass: 6.63, Wind: 8.53, Solar: 9.68, respectively in PhP/kWh. The ERC, however, deferred fixing the FIT rate for Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) Resource for further study and data gathering.¹¹

The Renewable Portfolio Standards (RPS) requires the Distribution Utilities and electricity suppliers to purchase power with mandated percentage coming from RE. Associated with this is the tradable RE certification in the RE Market to be administered by PEMC.

Renewable Energy resources include Geothermal, Hydropower, Biomass and Ocean, Solar and Wind. Projects utilizing these resources may enjoy incentives or privileges such as enumerated below and applicable over a number of years¹²:

- Income tax holiday for seven years;
- Duty-free importation of RE machinery, equipment and materials including control and communication equipment;
- Special realty tax rates on equipment and machinery not exceeding 1.5% of their original cost less accumulated normal depreciation or net book value;
- Net operating loss during the first 3 years from the start of commercial operation which had not been previously deducted from gross income shall be carried over as deduction from gross income for the next 7 consecutive taxable years immediately following the year of such loss (NOLCO);
- Corporate tax rate of 10% on its net taxable income after 7 years of Income Tax Holiday (ITH);
- Accelerated depreciation of plant, machinery and equipment may be applied if the project fails to receive an ITH before full operation;
- 0% Value-Added Tax rate on the sale of fuel or power generated. Zero rated VAT on purchases of local supply of goods, properties and services needed by RE developers in the development, construction and installation of its plant facility as well as the exploration and development of RE resources and its conversion into power;
- Tax exemption from carbon credits;
- Cash incentive of Renewable Energy developers for Missionary Electrification. A cash generation-based incentive per kilowatt hour equivalent to 50% of the universal charge for the power needed to service missionary areas chargeable against the universal charge for missionary electrification;
- Tax credit on domestic capital equipment and services;
- Exemption from universal charge;

¹¹ ERC, 07/27/2012

¹² Philippine Trade and Investment Center in London, <http://investphilippines.org.uk/incentives>

- Option to pay transmission and wheeling charges of on a per kilowatt-hour basis at a cost equivalent to the average per kilowatt-hour rate of all other electricity transmitted through the grid.

3.3 Energy Efficiency and Conservation

According to the International Energy Agency's *"Energy Balances of Non-OECD Countries – 2012 Edition"*, the Philippines' energy intensity defined as total primary energy supply per thousand 2005 US dollars of GDP (TPES/GDP) improved from 0.48 in 2000 to 0.31 in 2010. However, the level of energy efficiency of the Philippines in terms of TPES/GDP still leaves much to be improved when compared to, for example, 0.11 of Japan.

In 1992, the Department of Energy Act of 1992: RA 7638 was established. This Act was created to ensure a continuous, adequate, and economic supply of energy with the end in view of ultimately achieving self-reliance in the country's energy requirements through the integrated and intensive exploration, production, management, and development of the country's indigenous energy resources, and through the judicious conservation, renewal and efficient utilization of energy to keep pace with the country's growth and economic development and taking into consideration the active participation of the private sector in the various areas of energy resource development and to rationalize, integrate, and coordinate the various programs of the Government towards self-sufficiency and enhanced productivity in power and energy without sacrificing ecological concerns.

In 2004, the Administrative Order (AO) 110 was officially announced with the policy for "Directing the Institutionalization of a Government Energy Management Program (GEMP)" in support of RA 7638.

In 2005, the AO 126 was issued with intent of "Strengthening measures to address the extraordinary increase in world oil prices, directing the enhanced implementation of the Government's Energy Conservation Program".

In 2008, the Department Circular (DC) 2008-09-0004 was issued by the Secretary of the DOE. The objective of this DC was to "enforce the requirement for an Energy Service Company (ESCO) to apply for a certificate of accreditation with the DOE while engaging in any energy efficiency related performance contracting projects", in accordance with the provisions in RA 7638.

Starting in July 2008 the DOE embarked on the National Energy Efficiency and Conservation Program (NEECP). The NEECP provides a framework in the government's efforts to promote efficient and judicious utilization of energy as an essential strategy in rationalizing the country's demand for petroleum products and eventually lessening the impact of escalating prices to the economy.

In 2011, the government enhanced its energy efficiency drive with the launch of a new

campaign under a slogan of “Bright Now! Do Right, Be Bright”.

The greatest challenge for the Philippines in promoting energy conservation is a slow progress in the development of a realistic and workable legal policy framework on energy efficiency and conservation. There used to be a law concerning energy conservation which came into force during the Marcos regime in response to heightened concerns in the wake of the 1973 oil crisis. However, the energy conservation law of the time, which was made into law in the National Assembly under the martial law, was revoked when the new Parliament was established and the new Constitution promulgated in 1987 following the (1st) EDSA Revolution. Since then, although bills have been submitted several times, one has yet to be established.

Indonesia

Key Indicators (2011)

1) GDP (at Current Prices)	Billion US Dollars	846.8
2) Population (as of 1 July)	Million person	241.6
3) Per capita GDP	US Dollars/person	3505
4) Total Primary Energy Supply(TPES)	Million tonnes oil equivalent (MTOE)	209.0
5) Energy Self-supply Ratio	-	188.8%
6) Electricity Consumption	Tera- WH (TWH)	159.9
7) Power Generation Capacity	Million kW	32.9(2010)
8) CO ₂ Emissions (energy origin)	Million tons CO ₂ equivalent (Mt-CO ₂)	410.9(2010)
9) Per capita Primary Energy Supply	TOE/person	0.865
10) Energy Intensity per GDP	TOE/Thousand USD	0.247
11) Per capita Electricity Consumption	kWh/person	662
12) Electrification rate[2012]	-	75.56% ¹³
13) Electricity Intensity per GDP	kWh/Thousand USD	189
14) Per capita CO ₂ Emissions (energy origin)	Ton-CO ₂ /person	1.729(2010)
15) Primary Energy Supply Composition	Coal	15.1%
	Oil	34.8%
	Natural Gas	16.6 %
	Nuclear	0.0%
	Hydro	0.5%
	Geothermal	7.7%
	Other Renewables	25.4%
16) Energy Self-sufficiency	Total	188.8%
	Coal	657.3%
	Oil	63.5%
	Natural Gas	204.3%

Source 1) - 3): ADB Key Indicators 2012, 4)-6), 14), 15): IEA Energy Balances of Non-OECD Countries 2012, 7) APEC Energy Statistics 2010, 8) IEA CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2012

¹³ Ministry of Energy and Mineral Resources, Indonesia, "Country Brief: Role of Government in Power Sector and Energy Market", August 2013, presentation at the Dialogue on Energy Sector Reform, Manila, Philippine.

1. Current Status and Challenges in Energy Sector

1.1 Energy Policies

a. Overall Policy

Until July 2007, there had been no single legislation to comprehensively govern the over-all energy matters of the Republic of Indonesia, where its regulatory framework was provided by separate laws such as the Oil and Gas Law, the Geothermal Law, or the Electricity Law for the control of respective energy source.

On 10 August 2007, Indonesia enacted the Law No. 30/2007 (“Energy Law”). The Law elucidates principles for the utilization of energy resources and final energy use, security of supply, and other crucial matters on energy, and addresses major policies including, among others:

- Control and management of all energy resources by the State;
- Guarantee of stable supply of energy (prioritizing domestic needs over exports);
- Provision of government assistance on energy access to less wealthy people;
- Development of domestic energy resources (to improve energy self-sufficiency);
- Definition of the new National Energy Policy;
- Creation of a National Energy Council (DEN);
- Development of National Energy Master Plan (for national and local levels)
- Government aids for supply and use of renewable energy and implementation of energy efficiency and conservation activities

Prior to the establishment of the Energy Law, a Presidential Regulation No.5/2006 on the National Energy Policy was in place, where it mandated national goals such as the following:

- Achieve energy elasticity to GDP of less than one by 2025;
- Develop coal, natural gas and renewable energy to reduce the share of oil in the primary energy consumption from 52% in 2004 to less than 20% by 2025.

b. Coal

Following the decision by the House of Representatives (DPR) in December 2008, the new Law on Mineral and Coal Mining: No. 4/2009 (“Mining Law”) was enacted. The enforcement of the Mining Law has significantly changed the previous Indonesian regulatory regime that based mining administration on contract-based concessions. Under the new licensing framework, instead of Coal Contract of Work (CCoW) for foreign operators of the past, mining investors are required to obtain a Mining Business License (IUP), a Special Mining Business License (IUPK), or a People’s Mining License (IPR), depending on the area designated for the specific mining operations. Compared to the preceding Mining Law, the design of the new law is to give priority to interests of the people

and the government. The business enterprises eligible for the license must be incorporated in Indonesia. As an additional requirement in the new regulation, foreign investors who operate through owned Indonesian companies must divest part of their interest to Indonesian interests. Finally, holders of an IUP/IUPK are required to pay, in addition to usual production royalty, an additional royalty of 10 percent of net profit, where the Central Government is entitled to receive 40% of this additional royalty while the balance by the relevant local governments.

In order to secure domestic supply especially of steam coal on which a surge in demand for power generation as well as other use is expected after 2010, the government of Indonesia is trying to suppress an unrestrained increase of coal exports by obligating producers to supply the domestic market in favor of exports.

c. Oil

Under the provision of the new Oil and Natural Gas Law of 2001 (Law No. 22/2001), upstream activities in oil and gas such as exploration are performed through Production Sharing Contracts (PSC) between the government and the company involved which may be state owned, branch of a foreign company or a private local company. Generally, the after-tax production split between the government and the PSC contractors for oil is 85:15, while in cases where incentive packages are offered for exploration in frontier or difficult areas, the split is 65:35.

Entry into the downstream (refining and marketing) oil sector by foreign capital is liberalized at least in theory, according to the new law mentioned above. However, in the refining business, foreign investment has not been progressing as concerns remain as to whether the system will be administered as proclaimed.

Pertamina maintained its retail and distribution monopoly for petroleum products until July 2004, when the first licenses for retail sale of petroleum products were granted to BP and Petronas of Malaysia. However, despite the government promise to open the sector to full competition, progress so far has been slow due to obstacles such as retail price controls by various regulations.

d. Natural Gas

As in the case with oil, upstream gas business is performed through PSC between the government and the company involved. The after-tax production split between the government and the PSC contractors for gas normally is 70:30, while in cases where incentive packages are offered, the split is 60:40.

Entry into the downstream gas sector by foreign capital is liberalized according to the new law mentioned above. In view of the need to reduce its dependence of domestic demand on oil and in consideration for the environment (as exemplified by initiatives such as Blue Sky Project), Indonesia is promoting natural gas as an alternative and has taken the

following measures to accelerate the expansion of natural gas utilization:

- Promote efficient use in all stages of gas processing, including flare gas reduction through self-consumption;
- Reduction of oil consumption in the country through fuel switching;
- Reduce government subsidies for petroleum products.

e. Electric Power

In July 2006, in order to cope with the persisting power shortage, the government launched the first stage of a so-called “Crash Program” (also known as “Fast Track Program”, see Section 3.3 (b)) to add 10 GW of new generation capacity by 2010 with a focus on construction of coal-fired power plants. Thereafter, in January 2010, the second stage Crash Program was announced targeting another 10 GW to be added during 2010 - 2014, with an aim of introducing renewable energy such as hydropower and geothermal power. However, all of the projects of the first stage program delayed due to a spate of financial as well as technical troubles experienced on the part of contractors, except one is running on schedule. As of June 2013, a total of 5,005 MW of power plants under FTPI were in the commercial operation (50% of the total capacity of the projects).

To carry out efficient investment operations through long years required for the power plant development, the state-owned power utility, Perusahaan Listrik Negara (PT PLN (Persero) or simply, PLN) has been publishing an Electricity Power Supply Business Plan (RUPTL) with a ten-year planning span. In the RUPTL 2010-2019, PLN projected that power generation in the country should double from 170 TWh in 2010 to 377 TWh in 2019, where coal-fired power plants would take more than 50% of the total power generated in 2011 and, after around 2014, geothermal power would account for about 10% of the total.

However, in view of delays in the construction of coal-fired, geothermal, as well as hydroelectric power plants, and PLN has revised above targets, and announced in the RUPTL 2012-2021 following objectives and targets to fulfill the nation-wide electricity demand and to improve the efficiency of the power grid:

- Elimination of incidents of power shortages in some areas, and acquisition of generating capacity to meet the demand at a minimal cost;
- Reduction of basic generation costs through more appropriate fuel-mix: by reducing the use of petroleum fuel to bring the share of oil-fired power to 1% of the total power generation in 2021;
- Increased use of new and renewable energy, in particular, geothermal, hydropower, and so forth;
- Achievement of electrification rate pledged in the National Electricity General Plan (RUKN);
- Achievement of reliability and quality of electricity to become better

- Achievement of the losses of transmission and delivery to become better

f. Nuclear Energy

Based on calculation conducted by PLN, nuclear power plant (NPP) cannot compete with other types of power plant, such as a 1,000 MW supercritical coal power plant. The Fukushima Daiichi NPP accident in March 2011 has led to an escalation of opposition to develop nuclear energy for power generation. The decision to build a nuclear power plant is not solely based on economic and energy circumstances, but also other circumstances such as political, security, social, cultural, and environmental. With these multi-dimensional aspects, the Government of Indonesia has decided to develop NPP as the last option after all of renewable energies have been utilized.

1.2 Energy Supply and Demand

Energy consumption of Indonesia has recorded moderate increase of annual 2.8% during the first decade of the 21st century. With vast land and many scattered islands, electrification is highly challenging policy objective.

Figure 1 : Total Primary Energy Supply

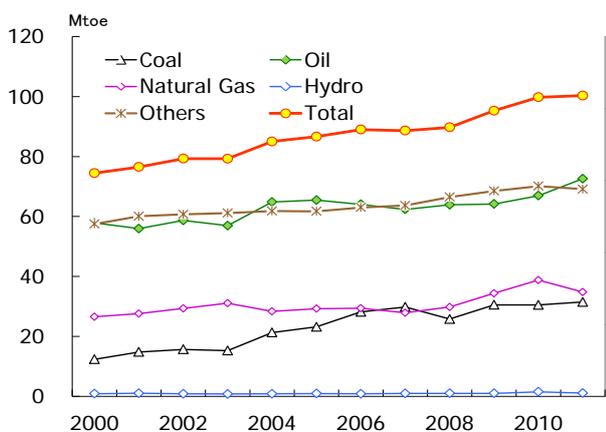
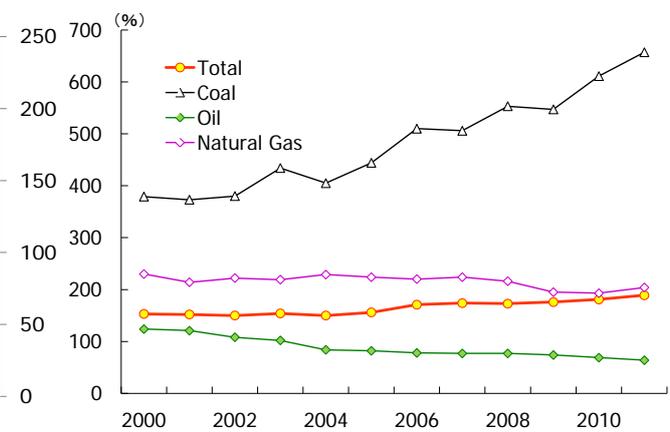


Figure 2 : Self Sufficiency of Fossil Fuel



Source: IEA, Energy Balances - 2012 Edition.

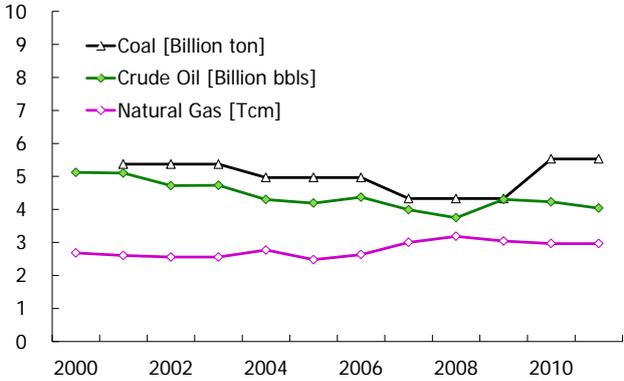
Oil is the largest energy source together with traditional renewable energies which are still dominant in rural areas. Indonesia used to be a crude oil export center of East Asia; however, it has become a net oil importing country in 2004. Reduction of oil dependence is one of important issues in its energy policy. Indonesia also used to be the world largest LNG exporting country, while expanding domestic use of piped natural gas. As adjacent gas resources become insufficient to accommodate increasing demand, Indonesia introduced its first Floating Storage & Regasification Unit (FSRU) in 2012 to utilize domestic and imported LNG. This system will be further deployed in Java and Sumatra supporting increasing gas use. Indonesia has developed coal resources quite rapidly during the same

decade, and has become the world largest steaming coal exporting country. With this backdrop, domestic coal consumption is increasing steadily mainly for power generation and industrial use.

1.3 Energy Resources

In Indonesia, proven reserve of oil has been decreasing steadily, while that of natural gas is leveling off and that of coal has reversed its decreasing trend recently. Oil and gas reserves of Indonesia stand almost same with these of Malaysia despite the fact that the country extends over the 6 times greater territories than that of Malaysia. Incentivizing search and development of natural resources is one of the important energy policy objectives.

Figure 3 : Proven Reserves Since 2000



Source: BP Statistical Review of World Energy, June 2012

2. Current Status and Challenges in Power Sector

2.1 Power Utility Systems

the Indonesian electricity sector is regulated by the Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR) and, under the supervision of MEMR, the state-owned utility, Perusahaan Listrik Negara (PLN), is charged with the power supply activities covering the entire nation.

MEMR is responsible for all matters concerning natural resources and energy, and for the power sector, it is tasked with planning and regulations related to power supply infrastructure development, supply/demand planning, and technical standardization as well as policy development related to energy conservation and renewable energy.

Meanwhile, since 1995 PLN has been working on the separation of the power supply and distribution business units as well as a spin-off of its power generation business units through the gradual process of structural reforms; nevertheless, its vertically integrated corporate structure has remained unchanged in principle.

In the Java-Bali region where power infrastructure is well developed, PLN owns two subsidiaries of power generation company, namely Indonesia Power (IP) and Pembangkitan Java Bali (PJB). Meanwhile, its power supply and distribution unit operates Java-Bali Distribution and Load Control Center (PLN P3B Java-Bali) and five other distribution offices that are separated as business units (BUs). Further, in the Sumatra region, power

generation, transmission and distribution functions are separated as BUs, while in other regions, supply services are operated by vertically integrated regional offices.

In addition to the above two power generation subsidiaries, PLN owns a total of ten subsidiary companies, including geothermal power generation related companies and power supply companies in certain special districts. The two specialized supply companies are: PLN Batam (established in 2000) that serves the Free Trade Zone (FTZ) located on an island about 20 km off Singapore’s south coast, and PLN Tarakan (established in 2003), whose business area covers Tarakan Island, East Kalimantan.

Table 1 : Main Power Utility Operations by Region

Function	Java-Bali Region	Sumatra Region	Other Regions
Generation	IP	North Sumatra Power Plant (BU)	Regional Offices (9) [Vertically Integrated]
	PJB	South Sumatra Power Plant (BU)	
	IPPs	IPPs	
Transmission, Distribution	P3B Java-Bali	P3B Sumatra	PLN Batam PLN Tarakan
Distribution, Retail	Distribution Offices (5)	Regional Offices (7)	[PLN Subsidiaries]

Source: Japan Electric Power Information Center

In Indonesia, entry of Independent Power Producers (IPPs) into the field of power generation has been permitted since 1992. Currently, in the power generation business in Indonesia, PLN and its subsidiaries account for over 80% of the total installed capacity, while IPPs handle the rest. The entire electric power generated by the IPPs must be sold to PLN by regulation, where direct sales to consumers by IPPs can only be made in the special business area after obtaining license and approval from Ministry of Energy & Mineral Resources. In addition, except for a few cases such as the sale of electricity to regions experiencing a power supply crisis or power generated from renewable energy, the power sales to PLN must be performed through competitive bidding in principle.

2.2 Power Supply and Demand

Reflecting a robust economic growth, electricity demand in Indonesia has steadily increased in recent years. Between 2000 and 2011, electricity sales expanded at an average annual rate of 6.5 percent, from 79,165 GWh to 157,993 GWh¹⁴ .

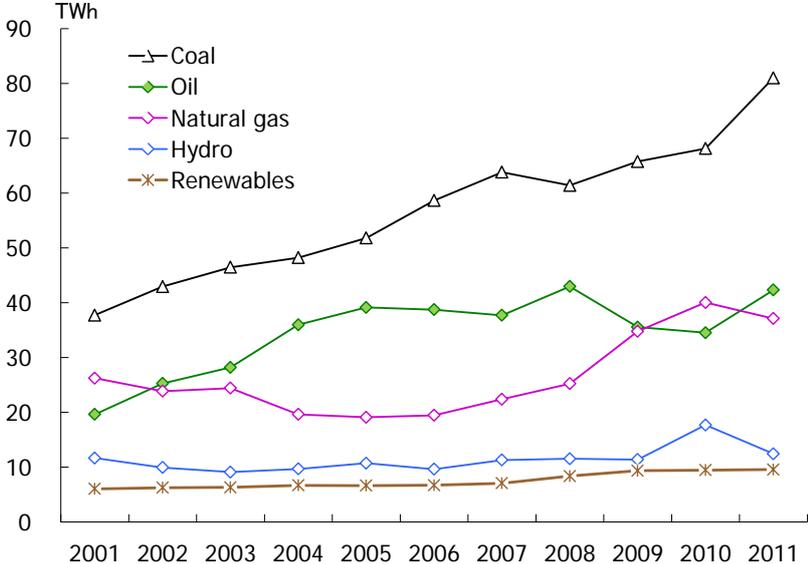
In terms of sector-wise growth rate, residential use registered an increase of 7.1%,

¹⁴ Ministry of Energy and Mineral Resources (ESDM), Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2012

commercial 9.4%, and industrial 4.4%, with consumer demand like commercial and residential use showing particularly high growth. With respect to electricity demand by region, Java-Bali region was the largest at 120,817 GWh, accounting for an overwhelmingly large share of 76.5 percent of the 2011 national total.

Meanwhile, the total combined power generated by PLN, IPPs, and Captive Power (i.e. industries that produce power for self-consumption) was 183,419 GWh in 2011, in which IPPs and Captive Power accounted for 22.2% or 40,679 GWh. The amount of power generated by PLN grew at an annual rate of 4.9% from 84,190 GWh in 2000 to 142,739 GWh in 2011. In the 2011 power generation mix, coal-fired power accounted for the greatest share of 38.5% at 54,950 GWh, followed by 28.3% by Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) generation with 40,410 GWh.

Figure 4 : Indonesia’s Power Mix by Energy Source



	TWh											
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Coal	34.0	37.7	42.9	46.5	48.2	51.8	58.6	63.8	61.4	65.8	68.1	81.0
Oil	18.3	19.6	25.3	28.2	36.0	39.1	38.7	37.7	42.9	35.5	34.5	42.3
Natural gas	26.1	26.2	23.8	24.4	19.6	19.1	19.4	22.4	25.2	34.8	40.0	37.1
Hydro	10.0	11.7	9.9	9.1	9.7	10.7	9.6	11.3	11.5	11.4	17.7	12.4
Renewables	4.9	6.0	6.2	6.3	6.7	6.6	6.7	7.1	8.4	9.4	9.5	9.6
Total	93.3	101.3	108.2	114.5	120.2	127.4	133.1	142.2	149.4	156.8	169.8	182.4

Source: IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries 2012

Elsewhere, the amount of power purchased from IPPs and Captive Power showed a high annual growth of 14.5% from 9,135 GWh in 2000 to 40,679 GWh in 2011. This is due to the active power development by IPPs as encouraged by the government policy. Of the source of purchased power, coal-fired power plants account for the largest share of 64% with 26,050 GWh in 2011.

2.3 Power Facilities

The total installed generation capacity in Indonesia was 31,656 MW as of 2010, in which IPPs contributed 4,761 MW or about 15% of the total¹⁵. The annual average growth rate of installed capacity during the 2010 to 2003 period was 3.6%, a low value compared to the growth of electricity demand in the same period at about 7%. In Indonesia, in line with the breaking-with-oil policy by the central government, so-called "Crash Programs" have been in progress to accelerate power development mainly through renewable energy as well as coal-fired power, albeit the effort has yet to result in a situation where the power development succeeded to catch up with the continuing growth in demand.

The composition of power generation capacity by facility type in 2010 is: 29.9% steam power (oil-fired, coal-fired, and gas-fired), 11.1% hydropower, 10.2% gas turbine, 22.0% combined-cycle gas turbine, 1.4% geothermal, 10.4% diesel generator sets, and 15.0% IPPs.

Meanwhile, the majority of capital investment by the IPPs tends to concentrate in the Java-Bali System. Of the power generation facilities owned by IPPs as of 2010, a capacity of 3,997 MW representing 84% of the total is located in Java-Bali region, and the remaining 16% (764 MW) is present in the outer islands. Indonesia is an island nation, and since significant population as well as economic disparities exist between rural and urban areas, promotion of rural electrification by private capital under the future IPP development plans is not easy in outer island region where decent economic viability can hardly be expected¹⁶.

2.4 Power Development Plans

For the power development plan in Indonesia, a so-called National Electricity General Plan (RUKN) is formulated by the MEMR incorporating the relevant energy and environmental policies with a 20-year planning span. Then, referring back to the RUKN above, PLN prepares a Master Plan of Electricity Supply (RUPTL) with more detailed description of its supply plans with a 10-year span.

According to the RUPTL 2011-2020 that elucidates the power development plans for the indicated period, PLN projected that power demand in the country should grow at an average annual rate of 8.7% during the plan period, reaching 358 TWh in 2021, at which time the peak electricity demand is projected to be 61,750 MW after growing at an annual rate of 8.5% during the plan period.

From a regional perspective, demand for Java-Bali System is projected to be 259 TWh in 2021 at an average annual growth rate (AAGR) of 7.9%. On the other hand, Eastern and

¹⁵ PT PLN, Statistics 2010 and Annual Report 2010

¹⁶ Japan Electric Power Information Center, Inc., *2010 Study Report on Indonesian Power Situation*, March 2011 (Japanese)

Western Indonesia with historically low electrification rates are expected to grow at a higher pace than Java-Bali region, and demand for Eastern Indonesia is projected to increase by an AAGR of 11.3% to 36.7 TWh in 2021, and Western Indonesia to 62.2 TWh in 2021 after growing at 10.5% AAGR. To fulfill the requirement as mentioned above, expansion or enhancement of all segments of power facilities related to generation, transmission, and distribution will become absolutely necessary. In particular, with regard to generation facilities the above RUPTL has proposed to build 57,250 MW by 2021, where PLN is to shoulder 30,119 MW or 52.7% of the total with IPPs assuming 27,131 MW and 47.3%.

Viewed from the angle of the type of power plants, the development plan up to 2021 suggests that the majority of the facilities to be built in the future will be of coal-fired designs (excluding coal gasification technology), with the total capacity of 37,697 MW accounting for 65.8% of the total newbuilds. On the other hand, gas-fired power plants (conventional steam-turbine generator) and combined cycle gas turbine power plants put together will take up 13.7% of the total at 6,616 MW. For renewable energy-based power, construction plans for geothermal power at 6,348 MW command the largest share of 11.1% of the total, followed by hydropower at 7.6% and 4,370 MW.

Concerning the project owners, both PLN and IPPs are planning to carry out their respective development chiefly with coal-fired power plants, aptly reflecting the national policy for effective utilization of indigenous coal (lignite) in displacing oil.

Notably, with regard to international power trade, although there is no precedent of actual transaction between Indonesia and any of the adjacent country, study is under way concerning an international grid connection with Singapore and Malaysia. Since Indonesia needs to maintain the contract volume of gas exports, supply of gas for domestic consumption tends to suffer shortages, against which effective utilization of coal with rich proven reserves is planned. Here, it is hoped that by optimizing power systems within the region, in other words, by exporting power from burning domestic coal, gas exports for neighboring countries could be reduced eventually leading to relax the domestic gas shortage,

2.5 Power Tariff / Subsidies

Power tariff charged by PLN that monopolizes the retail electricity is regulated by the approval of the House of Representatives (DPR) at the national assembly. Further, while a single electricity tariff had been applied throughout the nation in the past, after the enforcement of the new Electricity Law of 2009, provincial governments are allowed to determine the electricity price with the approval of the local council (DPRD), making it possible to set the electric charges in each region differently from the national electricity tariff (Regional Tariff).

The Indonesia Rupiah (IDR) experienced a sharp fall in the wake of the Asian currency

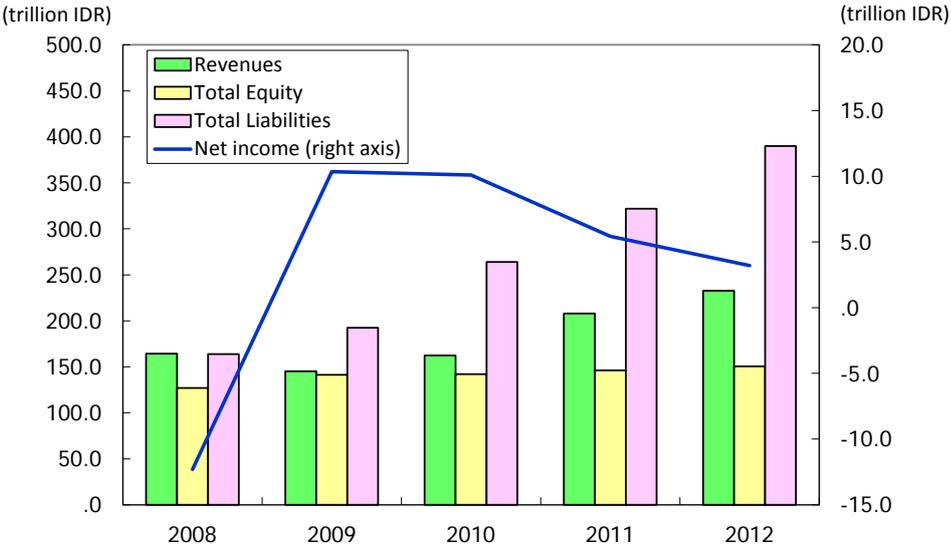
crisis in 1997. Since PLN used to settle fuel costs and electricity purchased from IPP operators in dollars, the situation caused the supply costs to exceed the income from retail electricity sales. By 2003, thanks to the step-by-step price adjustments to raise the electricity rate, the retail price in dollar terms improved almost to the level prior to the currency crisis. However, soaring fuel prices again brought a situation where the supply cost is higher than the retail price. In order to help PLN with the difficulty, subsidies of about IDR3 trillion were allocated in early 2002's, but the amount bulged to about IDR79 trillion in 2008 due to rising fuel costs. This was because the increase in retail electricity prices had not been permitted since July 2003 from political considerations such as elections. Thereafter, retail rate increase of about 10% in average was approved by the National Assembly in July 2010, for the first time in seven years. In addition, retail rate increases were approved and carried out every three months from January 2013 for the purpose of reducing subsidies to PLN. It is expected that this price hike would reduce government subsidies by approximately IDR15 trillion.

As discussed above, in Indonesia, the government regulates the retail electricity price and offers subsidies to compensate for the difference between the supply costs and sales proceeds. As the amount of such subsidies is becoming excessively high in recent years, even the electricity rate hikes are not sufficient enough to keep the financial health of power utilities.

2.6 Financial Data on Individual Power Enterprises/ Cooperatives

The financial condition of PLN is discussed below:

Figure 5 : Financial condition of PLN



Source: PLN Financial Reports

For the gross income, due to the effect of increases in electricity retail prices in 2010, it has

increased to about IDR233 trillion in 2012 from about IDR145 trillion in 2009. Concerning its net income, however, it is not in a satisfactory situation, registering a net loss in 2008. While a positive net income was recorded in 2009 and onwards, the status of low income level still persists. As for the liabilities, they were about IDR164 trillion in 2008 but expanded by about 2.4 times to a level of about IDR390 trillion in 2012, indicating that the financial standing of PLN keeps on deteriorating.

According to the breakdown on revenues of PLN, about one-half was the subsidy from the government both in 2011 and 2012. Electricity prices are not yet at a reasonable level and, in order to improve the financial condition, it is essential that electricity price be maintained at the proper level that reflects the cost situation.

3. Other Noteworthy Issues

3.1 Environmental Regulations

a. Air Quality / Emission standards

Currently, regulations on air pollutants in Indonesia are provided based on the 1995 Ministry of Environment (MOE) Decree Concerning Emission Standards for Stationary Sources (No. Kep-13/MENLH/3/1995). The current emission standards set emission limits for Particulate Matter (PM), SO₂, NO_x, applying to new and existing coal-fired power plants. However, all existing power plants (those in operation or planning stage completed before 7 March 1995) must meet emission standards set for new power plants from 1 January 2000.

Table 2 : National emission standards for coal-fired power plants (Indonesia)

	Emission standards, mg/m ³ (effective from 2000)
Particulate Matter	150
SO ₂	750
NO _x (as NO ₂)	850

Source: IEA Clean Coal Center Database

b. GHG

In 2011, the Government of Indonesia (GOI) announced non-binding commitment to reduce 26% below BAU level of emission in 2020 with domestic budget (in which the contribution of energy and transportation sector is expected to be able to reduce CO₂ emissions to 0.038 giga-ton CO₂e), and further reduced until 41% if there is international support (in which the contribution of energy and transportation sector is expected to be able to reduce CO₂ emissions to 0.018 giga-ton CO₂e). The GOI produced two new regulations reducing CO₂ emissions, i.e. Presidential Regulation No. 61/2011 Regarding National Action

Plan for GHG Emission Reduction and No. 71/2011 Regarding National GHG Inventory System. One of the mitigation actions to reduce CO₂ emissions from energy and transportation sectors is to utilize renewable energies.

3.2 Renewable Energy

a. Renewable Energy Policy

As of 2011 year-end, the total installed generation capacity based on new and renewable energy except large-scale hydropower stood at 1,274.68 MW, accounting for 3.2% of the total generation capacity. The foregoing is made up with 1,209 MW Geothermal, 0.93 MW Wind, 5.93 MW Micro-Hydro, 57.66 MW Mini-Hydro, and 1.16 MW Solar¹⁷.

Currently the development of renewable energy is regulated by Presidential Decree No.5/2006 regarding the National Energy Policy. This decree mandates that the contribution of new and renewable energy in the 2025 national primary energy mix be targeted at 17%, consisting of 5% biofuel, 5% geothermal power, biomass, nuclear, hydro, and wind, and liquefied coal combined at 2%. The GOI will take measures to add the capacity of Micro-Hydro power plants to 2,846 MW by 2025, Biomass of 180 MW by 2020, wind power of 0.97 GW by 2025, solar of 0.87 GW by 2024, and nuclear power of 4.2 GW by 2024¹⁸.

The GOI has also launched an “Energy Vision 25/25” to support the above programs. The vision has a target that by 2025 the energy utilization based on new and renewable energy will reach 25% of total national energy mix.

In 2009, the GOI announced a “Fast Track Program Phase II” for a total capacity of 10,000 MW to be newly added. While coal-fired thermal plants were given the priority in the Phase I program, Phase II focuses on constructing renewable energy-based power plants in the face of environmental requirements and the rise in coal prices. Based on Ministerial decree No.1/2012, the composition of the generation mix for FTP11 will consist of 49% from geothermal, 30% from coal, 17% from hydropower, 3% from gas, and 1% from gasified coal. Under this program, IPPs have opportunities to develop power generation as well as PLN.

To support the development of new and renewable energy, the GOI has issued several rules and regulations, consisting of Presidential Decree No.5/2006 on the National Energy Policy, Law No.30/2007 on Energy, Law No.15/1985 on electricity, Government Regulation No.10/1989 which is renewed by Government Regulation No. 03/2005 and No.26/2006

¹⁷ 2012 Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia

¹⁸ Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR),

<http://www.esdm.go.id/news-archives/general/49-general/1963-indonesias-renewable-energy-potential.html>

regarding the supply and usage of electricity, Ministerial Regulation No.002/2006 on the commercialization of middle scale renewable energy power plants (< 10 MW), and Minister of Energy and Mineral Resources (MEMR) Decree No.1122k/30/MEM/2002 on the spread of small scale power plants (= < 1 MW). Currently the government is formulating a law on new and renewable energy which includes its supply and usage along with relevant incentives.¹⁹

MEMR Decree No.31/2009 requires PLN to procure all of the power generated from renewable energy sources other than geothermal power at certain specified prices. The prices are set at IDP656/kWh (connected to medium voltage line) and IDP1,004/kWh (low voltage line) as the basis to be multiplied with a regional incentive factor of between 1 ~ 1.5.

MEMR Decree No.32/2009 obligates PLN to procure the power generated by geothermal power plants at the prices determined at the time of geothermal mining tender, against which the mandatory ceiling price for bidding is set at US\$9.7 cents/kWh.

MEMR Decree No.4/2012 requires PLN to procure all generated or excess power from medium and small scale power producers with renewable energy having up to 10 MW generation capacities. The procurement price for PLN is to be calculated based on costs, whereas special prices will be applied for the power based on biogas, biomass, landfill gas, or municipality wastes.

b. FIT, Fiscal incentives

The Indonesian government enacted the new Electricity Law in December 2009 (Law No.30/2009). Subsequent to the law, the Feed-In Tariff (FIT) mechanism was implemented based on the MEMR regulations. Under this mechanism, PLN is obliged to purchase renewable energy at a predetermined price. These FIT rates are diverse among provinces (Sumatra, Java-Bali, Sulawesi, etc.) ranging: US cents 11.5 - 18.5/kWh for geothermal, Rp 1004-1506 for hydropower, solar and wind power, Rp 850-1,398 for biomass, biogas and wastes. Establishment of the comprehensive FIT system is expected to promote utilization of renewable energies in Indonesia, though there are various issues to be fine tuned in the course of actual implementation.

Among others, MEMR Regulation No. 22/2012 obligates PLN to procure geothermal power based on the Feed-in Tariff (FIT) Mechanism. The Geothermal FIT is given as shown in the table below:

¹⁹ Ministry of Energy and Resources (MEMR),

<http://www.esdm.go.id/news-archives/general/49-general/1963-indonesias-renewable-energy-potential.html>

Table 3 : Geothermal FIT (Indonesia)

No	Area	Price (cent US\$/kWh)	
		High Voltage	Medium Voltage
1	Sumatera	10	11.5
2	JAMALI	11	12.5
3	Southern Sulawesi	12	13.5
4	Northern Sulawesi	13	14.5
5	West Nusa Tenggara, and East Nusa Tenggara	15	16.5
6	Maluku and Papua	17	18.5

Source: Geothermal Development in Indonesia, MEMR, 20 September 2012

In addition, fiscal incentives are offered for geothermal power generation as listed below (based on Government Regulation No. 62/2008 No. 1/2007; MR of MoF No. 177/PMK.011/2007; and MR of MoF No. 22/PMK.011/2011), which will constitute a comprehensive policy package together with FIT:

- 30% reduction of corporate income tax;
- 10% of added-value tax paid by the GOI;
- Custom duties exemption for geothermal developers;
- 25% per year depreciation for 8 years with double declining balance method; and
- Investment tax credit of 5% per year for 6 years.

3.3 Energy Efficiency and Conservation

According to the IEA's "Energy Balances of Non-OECD Countries - 2013 Edition", Indonesia's energy intensity defined as total primary energy supply per thousand 2005 US dollars of GDP (TPES/GDP) improved from 0.68 in 2000 to 0.52 in 2010. However, the level of energy efficiency of Indonesia in terms of TPES/GDP still leaves much to be desired when compared to, for example, 0.096 of Japan in 2012.

For Indonesia, its ample endowment of energy and resource reserves and the bounty system to suppress the end-user energy prices at low levels so far have been the major obstacles in promoting energy efficiency and conservation initiatives. Although Presidential Decrees on energy conservation matters have been issued several times in the past, their effect was limited both in terms of validity and scope. On the other hand, since the volatility of international oil prices and the decline in crude oil production of late are one of the major elements destabilizing Indonesia's public finance, energy conservation and development of alternative energy to replace oil are being increasingly recognized as an important issue of contemporary years.

As called for by the Energy Law, a National Energy Conservation Program (RIKEN) was

formulated in 1991 and updated in 1995 as required. In addition, to promote diffusion of energy efficiency and conservation concept, the Presidential Decree No.5/2006 was issued in which a goal of achieving the elasticity of energy consumption to GDP of less than one by 2025 was mandated.

For energy efficiency and conservation initiatives in Indonesia, MEMR Decrees lay down specific policy measures based the Presidential Decree. The MEMR Decrees that have been issued since 2010 are as listed below:

2010: MEMR Decree No.14/2010 Concerning Energy Manager Of Each Company To Manage Their Consumption;

2011: MEMR Decree 06/2011 Concerning Energy Efficient Labeling;

2012: MEMR Decree No.13/2012 Concerning Efficiency In Electricity Demand

Thailand

Key Indicators (2011)

1) GDP (at Current Prices)	Billion US Dollars	369.7
2) Population (as of 1 July)	Million person	67.6
3) Per capita GDP	US Dollars/person	5649
4) Total Primary Energy Supply(TPES)	Million tonnes oil equivalent (MTOE)	119.1
5) Energy Self-supply Ratio	-	57.7 %
6) Electricity Consumption	Tera- WH (TWH)	148.7
7) Power Generation Capacity	Million kW	31.5(2010)
8) CO ₂ Emissions (energy origin)	Million tons CO ₂ equivalent (Mt-CO ₂)	248.5(2010)
9) Per capita Primary Energy Supply	TOE/person	1.763
10) Energy Intensity per GDP	TOE/Thousand USD	0.322
11) Per capita Electricity Consumption	kWh/person	2200
12) Electrification rate[2012]	-	99.8% ²⁰
13) Electricity Intensity per GDP	kWh/Thousand USD	402
14) Per capita CO ₂ Emissions (energy origin)	Ton-CO ₂ /person	3.692(2010)
15) Primary Energy Supply Composition	Coal	15.3%
	Oil	39.3%
	Natural Gas	25.8%
	Nuclear	0.0%
	Hydro	0.6%
	Geothermal	0.0%
	Other Renewables	18.3%
16) Energy Self-sufficiency	Total	57.7%
	Coal	33.9%
	Oil	38.6%
	Natural Gas	71.4%

Source 1) - 3): ADB Key Indicators 2012, 4)-6), 14), 15): IEA Energy Balances of Non-OECD Countries 2012, 7) APEC Energy Statistics 2010, 8) IEA CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2012

²⁰ Office of the Energy Regulation Commission, Thailand, "Energy Sector in Thailand", August 2013, presentation at the Dialogue on Energy Sector Reform, Manila, Philippine.

1. Current Status and Challenges in Energy Sector

1.1 Energy Policies

a. Overall Policy

On December 30, 2008, the then Prime Minister Abhisit announced a “Thailand’s Energy Policy” during a policy speech and in January, 2009, the then Energy Minister Wannarat Channukul announced an “Energy Strategy” which laid down the following:

1. Enhance development of domestic energy resources to improve energy self-sufficiency
2. Introduce national alternative energy policies
 - Promote production and utilization of biofuels (bioethanol for E10, E20 and E85, and biodiesel)
 - Promote introduction of natural gas in transport, industry, and residential and commercial sectors
 - Promote introduction of renewable energies (e.g., wind power, solar power, hydropower, biomass, biogas, and energy from waste)
 - Promote research and development (R&D) relating to alternative energy, renewable energy, and other innovative technologies
3. Monitor and maintain appropriate and stable energy prices
 - Monitor to ensure fair and stable energy prices
 - Improve quality and safety of energy-related services
 - Encourage competition and investment in the energy business
4. Promote energy efficiency and conservation in the industrial, transportation, services and residential sectors
 - National energy development and energy conservation (energy savings target: 20%)
 - Provision of knowledge on energy conservation to people through energy conservation campaign
 - Formulation of preferential policies that encourage investment in energy conservation
 - R&D relating to energy conservation system and technology
 - Setting standards and regulations relating to energy conservation appliances and energy management
5. Promote energy procurement and consumption that implement environmental protection

b. Coal

The Thai government considers that they need to diversify power supply mix from the current natural gas dependent structure, which means increasing use of coal to mitigate rising import dependency of natural gas. However, after the air pollution caused by the Mae Moh coal power plant was discovered, local residents have strongly objected to construction of a new power plant from anxieties over the environmental impact of coal, calling for effective countermeasures.

c. Oil

The “Thailand’s Energy Policy” announced in December, 2008 aims to promote domestic production of crude oil and condensate, develop related infrastructure system, encourage overseas resource exploration, and promote/strengthen development of energy related industries such as petrochemical complex.

The Government has strengthened efforts in exploring and developing hydrocarbon resources in order to secure stable supply of sufficient oil and gas to the domestic market. It plans to expand investment on domestic exploration and production (E&P) with a view to increase indigenous oil and gas supply, and also plans to develop oil storage systems and pipelines for reduction of energy transportation costs. The Government pays particular attention to exploring oil and gas resources in the deep water offshore western coast.

d. Natural Gas

The “Thailand’s Energy Policy” aims to nicely manage the country’s natural gas supply, which consists of domestic production in the Gulf of Thailand, piped gas import from Myanmar and emerging LNG import, in good balance with the domestic demand trend. To this end, the government closely monitors the progress of domestic natural gas fields under development to maintain the level of remaining reserves (on a “2P” basis) at least for 30 years. The “Thailand’s Energy Policy” also aims to limit the share of natural gas-fired power generation to a maximum 70%, strengthen the relationship with gas-producing countries, and promote use of natural gas in the transportation as well as buildings and household sectors.

The Power Development Plan 2010 Revision 3 (PDP 2010 - Revision 3) approved in June 2012, which develops a power generation development plan by energy source, aims to bring the share of natural gas-based generation down to 54% in 2030.

e. Electric Power

The “Thailand’s Energy Policy” proposes the following implementation methodologies in order to ensure energy supply and promote fuel diversification.

1. Encourage power purchase from small power producers (SPPs) and very small power producers (VSPPs).

2. Defer IPP projects that are not ready for connection to the grid.
3. Consider enhancing power purchase from neighboring countries.
4. Promote campaigns on fuel diversification.

The PDP2010 Revision 3 estimates that the total power generation capacity will reach 71 GW by 2030, which is about 2.2 times that in December 2011. It also aims to reduce the share of natural gas that accounts for 70% of the total power supply to 54% within the next 20 years, and significantly increase the share of alternative energies, such as solar energy, wind power, and others to 14% of the total.

f. Nuclear Energy

In February 2008, a Nuclear Power Program Development Office was established, affiliated with the Ministry of Energy, with an objective of studying the advantages of nuclear power generation. It has carried out tasks such as examination on candidate sites, research on nuclear power education and safety regulations, and other issues in order to define the potential of nuclear power generation.

Then, the PDP2010 approved in April 2010 disclosed a view that nuclear power shall become an important alternative energy source in consideration of increasing electricity demand, needs for enhanced energy security, and so on, and proposed construction of five 1,000 MW-class nuclear power plants commencing in 2020 through to 2028. However, in the wake of the Fukushima nuclear accident in March 2011, the timing of nuclear power introduction was changed to 2023 in the PDP2010 Revision 2, and the nuclear power generation capacity in 2030 reduced to 4,000 MW. In the PDP2010 Revision 3 announced in June 2012, nuclear power introduction was further deferred to 2026 and the projected capacity was halved to 2,000 MW.

1.2 Energy Supply and Demand

Energy consumption of Thailand has recorded strong increase of annual 4.6% during the first decade of the 21st century keeping pace with its robust economic growth of annual 3.9%. Electrification has almost completed during the period thanks to the particular efforts of the government and the power industry. Fossil fuel production, mainly oil and natural gas, has recorded steady increase during the period, and thus, energy self-sufficiency ratio has been kept at almost same level. However, as its natural resources are relatively limited, it may become increasingly difficult to maintain the present self-sufficiency ratio unless substantial new discoveries. Under the circumstance, securing stable import channels for fossil fuels as well as promoting energy efficiency and conservation and development of renewable energies are among the important energy policy issues.

Figure 1 : Total Primary Energy Supply

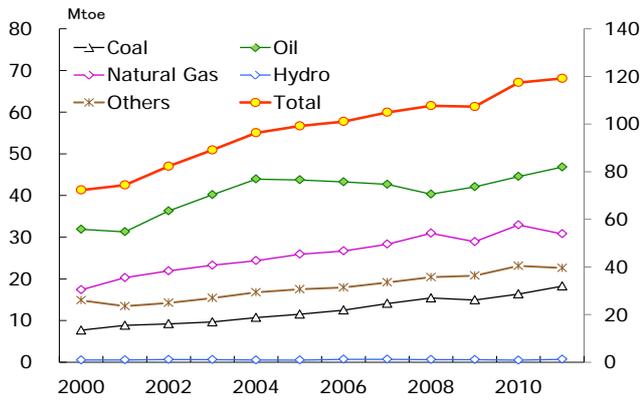
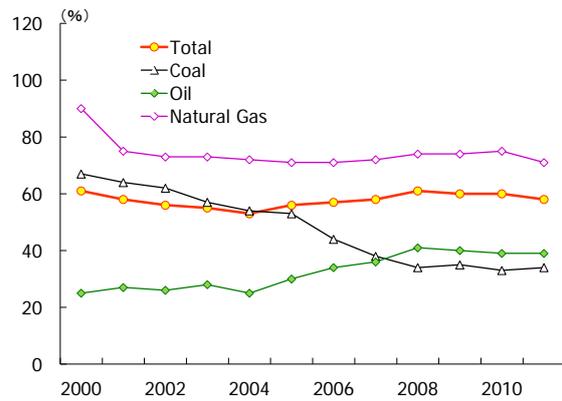


Figure2 : Self Sufficiency of Fossil Fuel

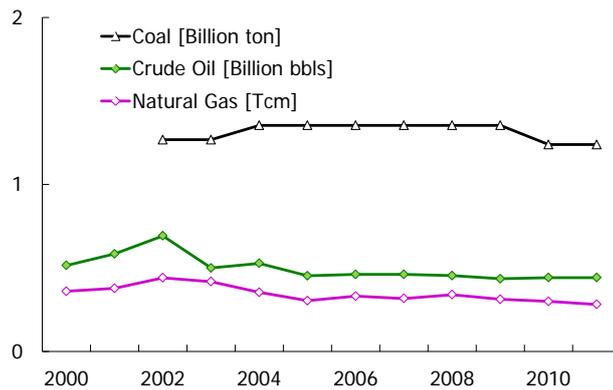


Source : IEA, Energy Balances 2012 edition.

1.3 Energy Resources

Domestic oil and gas reserves are located mainly in the gulf of Thailand. As exploration in its main corridor and the joint development zone with Malaysia is nearing maturity, the existing reserves may be depleted unless new discoveries via new exploration concepts/targets. Thailand now looks to hydrocarbon potential of the western deep water in the Indian Ocean. As lignite coal resources in the interior area has been exploited for quite sometime now, no new additions has been recorded in recent years. High quality coal is not found in significant quantity in Thailand.

Figure 3 : Proven Reserves Since 2000



Source :BP Statistical Review of World Energy, June 2012

2. Current Status and Challenges in Power Sector

2.1 Power Utility Systems

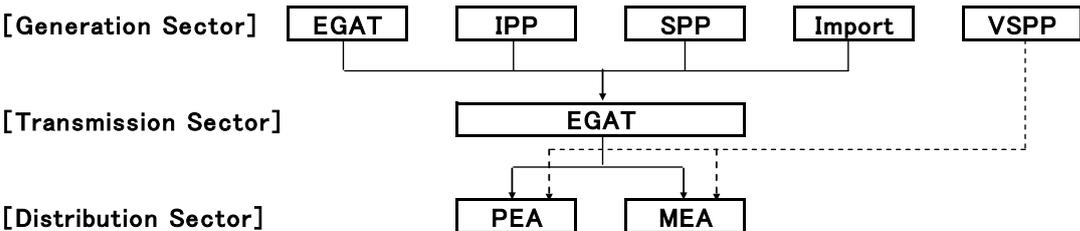
In Thailand, the electricity business had been monopolized by three public corporations. Specifically, the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) took charge of power generation and transmission sectors, and the Metropolitan Electricity Authority (MEA) together with the Provincial Electricity Authority (PEA) handled the power distribution and retail sectors, whereas small-scale power plants managed by PEA and the Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE), affiliated with the Ministry of

Energy, supplied electricity in the off-grid areas such as isolated islands.

The electricity business was reformed in the 1990s. Competition was introduced into the power sector in 1992, and IPPs and SPPs (small power producers) were allowed to enter the electricity business. In 2002, a law relating to introduction of VSPPs (very small power producers) was enacted.

The term SPP refers to a small power producer that sells 10 to 90 MW electricity to EGAT, and was introduced in order to utilize energy through cogeneration, and promote power generation that utilizes by-products from local industries (e.g., agriculture) and renewable energy resources. The term VSPP refers to a very small power producer that sells 10 MW or less electricity to MEA or PEA as power distribution utilities. The system was initially targeted at power producers that own a renewable energy power plant having a generation capacity of 1 MW or less. The system has been extended to the current power generation scale since 2006, and also to include cogeneration.

Figure 4 : Thailand's Power Utility Systems



The Thai Government initially planned to implement a completely competitive market including the retail sector based on the introduction of competitive principles into the power generation sector, and set up an electricity pool market.²¹ However, the Government decided in December 2003 at a Cabinet meeting to review electricity market liberalization in view of the power crises that occurred in California, U.S.A. in 2000 and 2001. The Government decided to establish a new power sector system in which the business accounting is completely separated while maintaining EGAT's key role in the power generation and transmission sectors, and set up an independent Electricity Regulatory Commission (ERC) in order to maintain fairness of competition in the power sector.

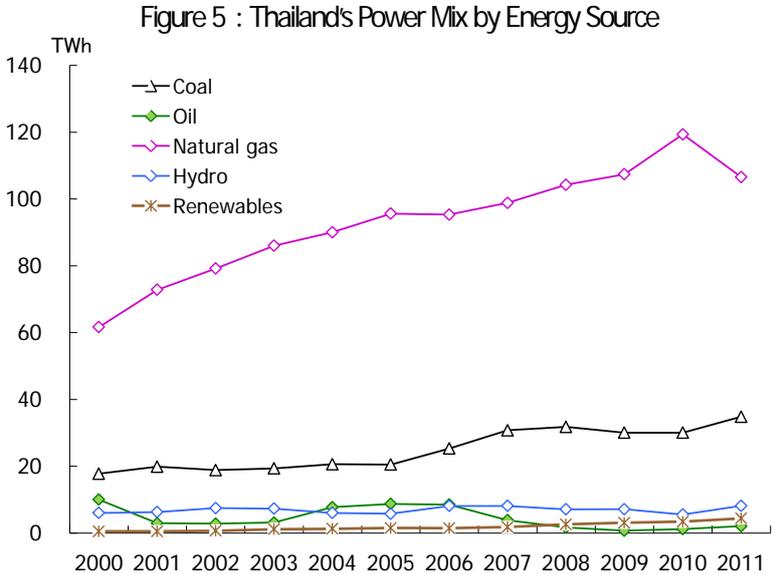
At present, EGAT supplies electricity generated by its facilities directly to large consumers, purchases electricity from IPPs and foreign countries as the single buyer, and wholesales the purchased electricity to the power distribution utilities (MEA and PEA). EGAT owns power transmission and transformation facilities, as well as end-user supply facilities, and takes charge of system operations.

²¹ The National Energy Policy Office, "Electricity Supply Industry Reform and Thailand Power Pool", November 2000

MEA is involved in the power distribution and retail business in the capital Bangkok and two neighboring Prefectures (Samutprakarn Prefecture and Nonthaburi Prefecture). PEA is involved in the power distribution business in four areas (73 Prefectures) outside the service area of MEA. The business area of PEA covers 99% of the country.

2.2 Power Supply and Demand

In Thailand, electricity consumption had steadily increased from 2000 to 2007 by 4 to 9% per year, but the growth rate of electricity consumption has declined since 2008, registering a negative growth in some years. The electricity consumption in 2011 was 148,700 GWh. In 2011, industrial electricity consumption accounted for 42%, commercial consumption 34.3%, and household consumption 22.1%. There has been no substantial change in the consumption structure during the decade up to 2011.²²



	TWh											
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Coal	17.8	19.9	18.8	19.4	20.6	20.5	25.3	30.8	31.8	30.0	30.0	34.8
Oil	10.0	2.9	2.8	3.2	7.8	8.7	8.5	3.9	1.7	0.7	1.2	2.1
Natural gas	61.6	72.8	79.2	86.0	90.0	95.6	95.3	98.8	104.3	107.4	119.3	106.6
Hydro	6.0	6.3	7.5	7.3	6.0	5.8	8.1	8.1	7.1	7.1	5.5	8.2
Renewables	0.5	0.5	0.7	1.2	1.3	1.5	1.5	1.8	2.6	3.1	3.4	4.4
Total	96.0	102.4	109.0	117.0	125.7	132.2	138.7	143.4	147.4	148.4	159.5	156.0

Source: IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries 2012

The maximum demand increased from 16,445 MW in 2001 by an average of 6.2% per year up to 2006. In recent years, however, the pace of electricity generation growth has slackened, and the maximum demand in 2011 was 23,388 MW.

The total amount of electricity generated by the power producers in 2011 was 154,886 GWh. In 2011, EGAT accounted for 47.4% (73,387 GWh) of the total amount of electricity

²² DEDE, "Electric Power in Thailand 2011"

generated by the power producers, whereas IPPs and SPPs accounted for 52% (81,242 GWh) of the total, and PEA and DEDE that supply a small amount of electricity in remote islands, etc., accounted for 0.1% (257 GWh) of the total. EGAT generated almost all the electricity in Thailand up to 1994. Since IPPs and SPPs entered the power generation market along with liberalization, the share of EGAT has been below 50% since 2003.

In terms of power mix by energy source, the share of natural gas increased from 62.9% in 2000 to 71.0% in 2011. By contrast, the share of oil significantly decreased from 11.6% in 2000 to 1.7% in 2011.

2.3 Power Facilities

The total power generation capacity of the power utilities was 31,773 MW in 2011. The Government or State Electric Utilities including EGAT, PEA, and DEDE accounted for 51% of the total generation capacity, and the private power producers including IPPs, SPPs, and VSPPs accounted for 48.2% of the total.

In terms of technology-wise generation capacity, combined cycle gas turbine (CCGT) power generation accounted for 50.6% (16,091 MW), steam power generation (coal-fired and gas-fired combined) accounted for 25% (8,115 MW), hydropower generation accounted for 11% (3,500 MW), and cogeneration accounted for 9.2% (2,925 MW).

The power generation capacity of the government or state electric utilities increased from 15,877 MW in 2000 to 16,470 MW in 2011, while the power generation capacity of the private power producers more significantly increased from 6,717 MW in 2000 to 15,303 MW in 2011, i.e., by a factor of about 2.3.²³

2.4 Power Development Plans

The EGAT takes charge of preparing power development plan in Thailand. A new plan called the “Summary of Thailand Power Development Plan 2010-2030” was published in April, 2010. Thereafter, the coal thermal power development plan was revised downward due to the opposition by local residents, and the introduction of nuclear power plants was postponed along with a reduction in scale in the wake of the Fukushima nuclear accident. As a result the Summary of Thailand Power Development Plan 2012-2030 (PDP2010: Revision 3) published in June 2012 is the latest power development plan of Thailand.

In consideration of needs in improving energy security and dealing with increasing fuel costs, the new plan aims to introduce nuclear power as a new power source, to diversify fuel mix, and to increase imports of electricity from neighboring countries.

The PDP2010 Revision 3 estimates that the total power generation capacity (excluding

²³ DEDE, “Electric Power in Thailand 2011”

imported electricity) will increase from 30,246 MW in 2011 to 44,631 MW in 2020. It also estimates that the major energy sources will comprise: natural gas 61.5% (71.0% in 2011), coal 13.2% (13.1% in 2011), hydropower 9.2% (11.4% in 2011), and renewable energy 15.5% (3.5% in 2011), and aims to reduce dependence on natural gas by increasing renewable energy power generation. The plan estimates that the total output excluding imported electricity will be 62,056 MW in 2030, where the major energy sources will include natural gas (61.1%), coal (11.9%), hydropower (6.7%) , renewable energy (15.4%), and nuclear power (3.2%), thereby incorporating the plans to construct nuclear power plants.

The PDP2010 Revision 3 aims to enhance combined cycle gas turbine (CCGT) power generation that achieves high thermal efficiency instead of expanding the conventional-type gas-fired plants in order to avoid excessive dependence on natural gas, and EGAT and IPPs plan to construct new CCGTs or expand existing ones in various locations. Concerning the source of supply, natural gas is supplied from domestic gas fields and from Myanmar through pipelines, and additionally from the Map Ta Phut LNG terminal that started operation in September, 2011 in order to diversify natural gas sources.

There is no firm plan to construct or expand coal-fired power plants that burn domestically produced brown coal in Thailand due to the strong oppositions by local residents who worry about air pollution by the coal dust, while application of cleaner and more efficient IGCC system is under study. Accordingly, EGAT plans to construct a new power plant that utilizes imported coal as fuel.

The PDP2010 initially planned to start operation of the first nuclear power plant (1,000 MW) in 2020, and proposed to build five nuclear power plants for a total of 5,000 MW by 2028. However, the Government decided to postpone the nuclear power introduction as well as to reduce the plant size to build one unit (1,000 MW) in 2026, and another one (1,000 MW) in 2027, in consideration of the Fukushima nuclear accident.

Since Thailand is neither rich in fossil fuels such as oil and gas nor water resources, leading to high import dependence, the Government is actively trying to introduce renewable energy such as biomass and solar energy, which are abundantly available in the country. The Government plans to increase the renewable energy-based power generation so that their capacity shall exceed the coal-fired power generation capacity by 2020.

2.5 Power Tariff / Subsidies

The Metropolitan Electricity Authority (MEA) exclusively takes charge of the electricity retail business in Bangkok and two neighboring prefectures (Samutprakarn Prefecture and Nonthaburi Prefecture), and the Provincial Electricity Authority (PEA) exclusively takes charge of the electricity retail business in the remaining areas. The National Energy Policy Council (NEPC) approves their retail prices.

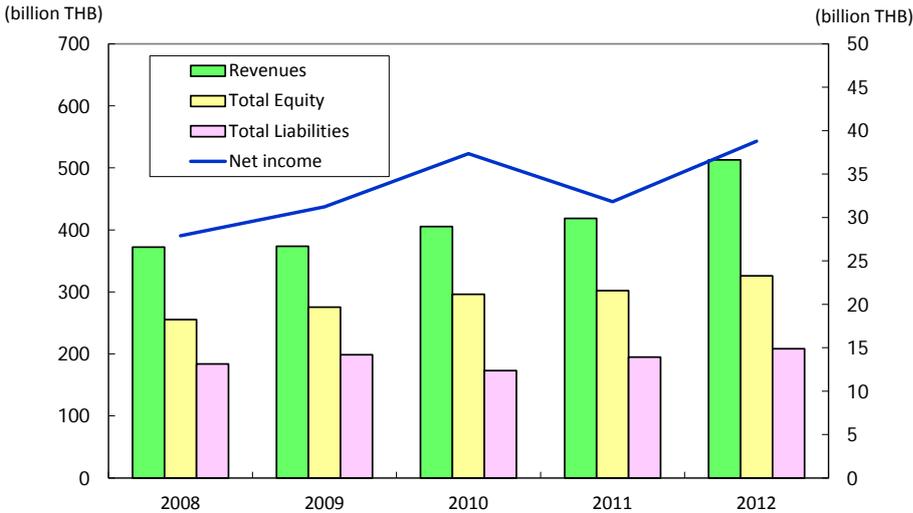
The retail prices are calculated by adding the fuel tariff (Ft) to the base tariff, and the unit prices are reviewed every two (2) years. The fuel tariff (Ft) reflects changes in fuel cost, power purchase cost from IPP and foreign countries, power sector support cost based on the national policy, and renewable energy promotion cost (called “Adder”), etc. in the electricity prices every four (4) months.

Thailand employs a system that exempts low income people from paying electricity charges. At present, users whose electricity consumption per month is 50 kWh or less are exempted from paying electricity charges. The exemption is not available when electricity consumption is over 50 kWh. The cost necessary for the exemption system is added to the retail prices through the fuel tariff (Ft). It is not known if the Government employs any other subsidy systems for power producers or consumers.

2.6 Financial Data on Individual Power Enterprises/Cooperatives

The financial situation of EGAT and MEA is shown below.

Figure 6 : Financial Condition of EGAT

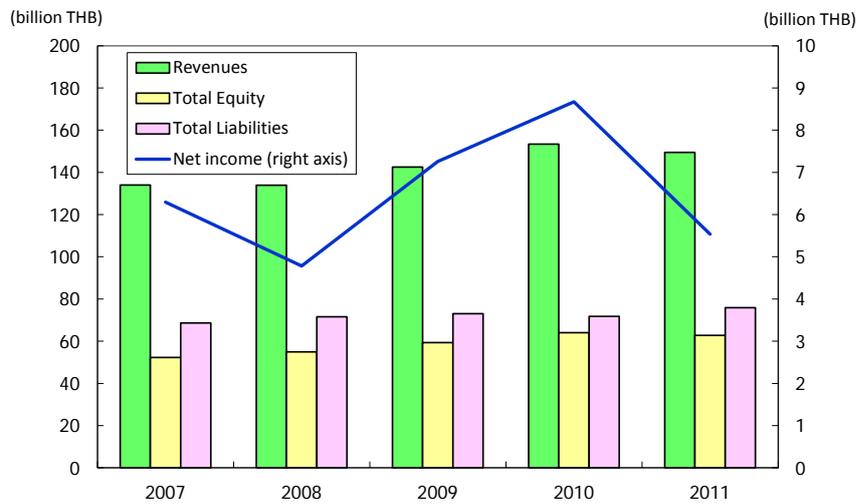


Source : EGAT Annual Report

EGAT maintains an excellent financial situation in which the equity significantly exceeds liabilities. Its revenue has increased from Baht 372 billion in 2008 to Baht 513 billion in 2012 by a factor of about 1.4. The net income has also increased from Baht 27.9 billion in 2008 to Baht 38.8 billion in 2012 by a factor of about 1.4. Its net income has steadily increased in proportion to increase in revenue, while very sound and steady business management is observed.

The MEA maintains an excellent financial situation although an increase or decrease in net income is observed.

Figure 7 : Financial Condition of MEA



Source: MEA Annual Report

3. Other Noteworthy Issues

3.1 Environmental Regulations

a. Air Quality/Emission standards

The Enhancement and Conservation of Environmental Quality Act of 1992 (B.E. 2535, as amended) is the principal instrument to address environmental issues in Thailand. It promotes natural resource conservation and environmental protection, and requires the preparation of long-term environmental policies and medium-term action plans. It grants the National Environment Board the power to issue and modify Environmental Quality Standards and set emissions standards.

Table 1 : National Emission Standards for Power Plants (Thailand)

New power plants

Pollutants	Plant size (MW)	Emission standards
SO ₂ (ppm)	> 500	320
	300 - 500	450
	< 300	640
NO _x (as NO ₂) (ppm)		350
Particulate (mg/m ³)		120

Existing power plants

Fuel	Emission standards		
	SO ₂ (ppm)	NO _x as NO ₂ (ppm)	Particulate (mg/m ³)
Coal	700	400	320
Lignite	60	200	60

Mae Moh Power Plants

	Emission standards		
	SO ₂ (ppm)	NO _x as NO ₂ (ppm)	Particulate (mg/m ³)
Units 1 - 3	1300	500	180
Units 4 - 7	320	500	180
Units 8 - 13	320	500	180

Source: IEA Clean Coal Center Database

b. GHG

Thailand has a strong policy of protecting the environment from the impact of energy production and consumption, in particular the impact of the transport sector. The government's environmental protection policy is to encourage energy procurement and consumption which attach importance to the environment with public participation. It does this by setting relevant standards and promoting Clean Development Mechanism (CDM) projects to reduce social and environmental impact as well as greenhouse gas emissions. The strategies with targets and actions to achieve the above policy are:

- Monitor the environmental impact of energy production, conversion and use. Set a target and develop a plan to boost the management of greenhouse gas (GHG) emission rates in the energy sector, to reduce Thailand's CO₂ emissions by at least 1 million tonnes per year.
- Promote the CDM in the energy sector to reduce greenhouse gas emissions. The objective is to enable Thailand to submit energy projects for certification under the CDM, at a total of 1 million tonnes of CO₂ per year, and enhance the economy's role

as a leading exporter of carbon credits in Asia.²⁴

3.2 Renewable Energy

a. Renewable Energy Policy

The total installed RE generation capacity existing in Thailand, as of Q1/2013, comprises: 486MW Solar, 215MW Wind, 102MW Small hydropower, 1,989MW Biomass, 197MW Biogas, and 43MW MSW.

In 2011, the Government of Thailand announced a Renewable and Alternative Energy Development Plan (AEDP 2012–2021), in which a target of raising the ratio of renewable and alternative energy in the total energy consumption up to 25% by 2021 was pledged. The AEDP 2012–2021 set forth the following six strategies to achieve its goal:

1. Promoting the community to collaborate in projects to broaden producing and consuming renewable energy;
2. Adjusting the incentive measure on investment from private sector appropriated with the situation;
3. Amending the laws and regulations which do not benefit to renewable energy development;
4. Improving the infrastructure as system of transmission line, power distribution line, including a development towards Smart Grid System;
5. Public relations and building up comprehensive knowledge on RE for the people;
6. Promoting the research work as mechanism to develop the integrated renewable energy industry.

The latest capacity targets by type of RE source are as follows²⁵:

Table 2 : Power Generating Capacity by Renewable Energies

Fuel	Generating Capacity
Biomass	4,800 MW
Biogas	3,600 MW
Solar	3,000 MW
Wind	1,800 MW
Hydro and waste	727 MW
Total	13,927 MW

²⁴ APEC ENERGY OVERVIEW 2012

²⁵ Bloomberg, "Thailand Plans to Boost Renewable Energy Output to 25% of Total", 17 July 2013

b. FIT (Adder), Fiscal incentives

In July 2007, the Thai government introduced a system called "Adder" to promote renewable energy generation by the private sector. Under the "Adder" system, the Electricity Authorities are required to procure power produced by RE at a predetermined premium added on top of the normal price of electricity.

The "Adder" premium will be applied to the power procured from VSPPs (i.e. Very Small Power Producers, producing up to 10 MW) and from SPPs (Small Power Producers, producing from 10 MW up to 90 MW).

The Thailand Board of Investment (BOI) offers a range of fiscal and non-tax incentives for investments. Tax-based incentives include exemption or reduction of import duties on machinery and raw materials, and corporate income tax exemptions and reductions. Non-tax incentives include permission to bring in foreign workers, own land, and take or remit foreign currency abroad. Additionally, foreign businesses are entitled to 100% ownership.²⁶

Table 3 : "Adder" Rates

Fuel	Adder (Baht/kWh)		Adder-VSPP (USD Cents /kWh)**	Special adder * (Baht/kWh)	Supporting period (Year)
	VSPP	SPP			
☐ Biomass - Installed capacity ≤ 1 MW - Installed capacity > 1 MW	0.50	Bidding	1.54	1.00	7
	0.30		0.93	1.00	7
☐ Biogas (all categories of production sources) - Installed capacity ≤ 1 MW - Installed capacity > 1 MW	0.50	Bidding	1.54	1.00	7
	0.30		0.93	1.00	7
☐ Waste (community waste, not hazardous industrial waste, and inorganic waste) - AD & LFG - Thermal Process	2.50	2.50	7.72	1.00	7
	3.50	3.50	10.81	1.00	7
☐ Wind power - Installed capacity ≤ 50 kW - Installed capacity > 50 kW	4.50		13.89	1.50	10
	3.50	3.50	10.81	1.50	10
☐ Mini and micro hydropower - capacity 50-200 kW - capacity < 50 kW	0.80	-No-	2.47	1.00	7
	1.50		4.63	1.00	7
☐ Solar power	8.00/	8.00/	24.70	1.50	10
	6.50	6.50			

Source: Thailand Solar Energy Overview, DEDE, March 2012

²⁶ Thailand Board of Investment, http://www.boi.go.th/index.php?page=opp_alternative_energy

c. THE NATION (July 13 2013)²⁷

Energy Minister Pongsak Ruktapongpisal plans to submit to the Energy Policy and Planning Office on Tuesday (16 July) a proposal to promote electricity generation via solar panels installed on rooftops of houses, buildings, offices and factories.

For 2013-14, the ministry will propose a promotional electricity rate in the form of a feed tariff for 25 years for three groups of solar electricity producers. General residences will be entitled to support of Baht 6.69 /kWh; small and medium-sized enterprises (producing 10-250MW of electricity) will get Baht 6.55 /kWh; and medium-to-large factories (producing more than 250MW) will get Baht 6.16 /kWh.

Pongsak expects this project to result in at least 200MW of electricity generated by rooftop solar panels. The impact of this support on the fuel tariff (Ft) rate will be about Baht 0.50 /kWh. In addition, there will be tax breaks, after the Energy Ministry consults with the Finance Ministry.

3.3 Energy Efficiency and Conservation

According to the IEA's "Energy Balances of Non-OECD Countries - 2012 Edition", Thailand's energy intensity defined as total primary energy supply per thousand 2005 US dollars of GDP (TPES/GDP) suggests a challenge where the index deteriorated from 0.53 in 2000 to 0.56 in 2010.

In 1992, an Energy Conservation Promotion Act (B.E.2535) was enacted to promote the energy efficiency and conservation initiatives, especially for practice in buildings and factories. In its 2007 revision, the Act reinforced its scope not only in the area of technical approach relating to facilities and equipment, but also of response based on system management such as human resources, as well as expansion of the authority of the Department of Energy.

With the implementation of the Energy Conservation Promotion Act, an Energy Conservation Fund (ENCON Fund) has been established. The Fund mainly aims to provide support for energy-saving investments in designated factories and buildings, but, it is also used for human resource development or energy-related research and development projects.

In 2011, the Thai Government adopted the 20-year Energy Efficiency Development Plan (EEDP) 2011-30. This plan has a target to reduce energy intensity by 25% by 2030, compared with that of the base year, 2005. This equates to a reduction in final energy consumption of 20% in 2030, or about 30,000 kilotons of oil equivalent (ktoe), compared with

²⁷ <http://www.nationmultimedia.com/business/Energy-minister-to-outline-plan-for-rooftop-solar-30210294.html>

that in 2005. The economic sectors with priority for undertaking energy conservation are the transport sector (reduction: 13,400 ktoe in 2030) and the industry sector (11,300 ktoe). The EEDP aims to reduce energy elasticity (the percentage change in energy consumption to achieve a 1% change in national GDP) from an average of 0.98 in the past 20 years to 0.7 in the next 20 years²⁸.

²⁸ APEC Energy Overview 2012

Singapore

Key Indicators (2011)

1) GDP (at Current Prices)	Billion US Dollars	259.8
2) Population (as of 1 July)	Million person	5.2
3) Per capita GDP	US Dollars/person	50128
4) Total Primary Energy Supply(TPES)	Million tonnes oil equivalent (MTOE)	33.4
5) Energy Self-supply Ratio	-	2.8%
6) Electricity Consumption	Tera- WH (TWH)	41.7
7) Power Generation Capacity	Million kW	10.6(2010)
8) CO ₂ Emissions (energy origin)	Million tons CO ₂ equivalent (Mt-CO ₂)	62.9(2010)
9) Per capita Primary Energy Supply	TOE/person	6.452
10) Energy Intensity per GDP	TOE/Thousand USD	0.129
11) Per capita Electricity Consumption	kWh/person	8049
12) Electrification rate[2009]	-	100%
13) Electricity Intensity per GDP	kWh/Thousand USD	161
14) Per capita CO ₂ Emissions (energy origin)	Ton-CO ₂ /person	12.390(2010)
15) Primary Energy Supply Composition	Coal	0.0%
	Oil	72.3%
	Natural Gas	24.1%
	Nuclear	0.0%
	Hydro	0.0%
	Geothermal	0.0%
	Other Renewables	2.8%
16) Energy Self-sufficiency	Total	2.8%
	Coal	0.0%
	Oil	0.0%
	Natural Gas	0.0%

Source 1) - 3): ADB Key Indicators 2012, 4)-6), 14), 15): IEA Energy Balances of Non-OECD Countries 2012, 7) APEC Energy Statistics 2010, 8) IEA CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2012

1. Current Status and Challenges in Energy Sector

1.1 Energy Policies

a. Overall Policy

Important policy issues for Singapore include enhancement of the competitiveness of its energy market, diversification of primary energy sources, decentralization of supply sources, and improvement in energy efficiency.

In November, 2007, the Ministry of Trade and Industry, the Energy Market Authority, the Economic Development Board, the Ministry of the Environment and Water Resources, among others, announced a national energy policy report entitled “Energy for Growth”. The main points of the strategy are shown below. The strategy aims at strengthening its position as Asia’s largest oil hub, enhancing the energy trading range to LNG, biofuels, and CO₂ emission rights, and strengthening clean and renewable energy including solar energy, bioenergy, and fuel cells.

1. Promote competitive markets
2. Diversify energy supplies
3. Improve energy efficiency
4. Invest in energy R&D
5. Step up international cooperation
6. Develop whole-of-government approach

b. Coal

No specific coal policy is found.

c. Oil

The Government has carried out its policy to raise industries through free markets and free trades as a world-class oil hub/refining center while minimizing the Government’s interference. The domestic retail prices of gasoline and diesel were completely liberalized in December, 1989.

Since Singapore lacks domestic energy resources, the Government has launched on upstream business in foreign countries through the Singapore Petroleum Company (SPC), such as Indonesia (e.g., 40% interest in Sampang and 100% interest in Mahakam Hilir), Vietnam (45% interest in Block 101-100/4 and 20% interest in Blocks 102 and 106), China (8.91% interest in Bohai Bay Block 04/36, 7.82% interest in Bohai Bay Block 05/36, and 100% interest in South China Sea Block 26/18), and Australia (35% interest in Block T/47P).

As measures to curb oil demand, the Government has increased the purchasing cost of cars in order to reduce the number of cars, and introduced an Electric Road Pricing (ERP) in

order to suppress utilization of cars.

d. Natural Gas

Singapore has little in any domestic energy resources, and depends on imports for almost the entire primary energy supply. Since Singapore is heavily dependent on oil, the Government has been introducing natural gas mainly in the power sector from the viewpoint of ensuring stable supply through diversification of supply sources.

In this connection, Singapore has imported natural gas from Malaysia through the Peninsular Gas Utilization (PGU) pipeline since 1992, and natural gas from West Natuna in Indonesia through a subsea pipeline since January, 2001. In addition, in May of this year, Singapore's first LNG terminal has just begun operation. The terminal is located in Meranti Seafront in southwest of Jurong island which is designed for a throughput capacity of 3.5 million tons/year and equipped with two LNG tanks of 188,000 m³ each as well as a jetty capable of berthing large LNG tankers (120,000 to 265,000 m³).

In addition, Singapore Petroleum Company (SPC) has also launched on upstream business overseas such as in Indonesia (KAKAPPSC, Oyong gas field).

With regard to the market structure, starting from September 15, 2008, the Singapore gas market was liberalized to introduce the principle of market mechanism into gas importing and marketing business. As a result, the fully competitive importing and marketing business was separated from the monopoly gas transport business, and natural gas importers were assured with a free access to the onshore gas pipeline network based on the Gas Network Code (GNC).

e. Electric Power

The electricity market was progressively liberalized during a period from 1990 to 2001 in the similar manner as the gas market. The Singapore Electricity Pool was adapted to introduce the market mechanism into power generation sector namely Tuas Power, Senoko Power, PowerSeraya (power companies founded in 1995), ENV (waste incinerator/power generator), and IPPs. Whole generated electricity was transmitted and distributed through monopolistic company PowerGrid. Before liberalization, retail market was monopolized by national company PowerSupply, but in 1998, large consumers of 5 MW or more became available to choose their supplier. After that, liberalized market was expanded in a phased manner (currently, monthly average consumption of 20MWh or more is eligible), and all the three national power generation companies were privatized in 2008.

f. Nuclear Energy

Singapore had some reservation about introduction of a nuclear power plant from the viewpoint of safety. However, the Economic Strategies Committee (an advisory committee composed of high-ranking government officials and private professionals) discussed an

economic growth strategy up to 2020 and submitted a report recommending a study on construction of a nuclear power plant to Prime Minister Lee Hsien Loong. Prime Minister Lee said that Singapore “cannot afford to dismiss the nuclear energy option” during the international energy conference in November, 2010, and stated that “a nuclear plant could be built in Singapore” if “advanced technologies on new, smaller and safer nuclear reactors with more fuel-efficient designs that reduce the amount of waste produced” could be developed.

According to reports after the Fukushima Daiichi nuclear disaster, Prime Minister Lee said that it would take considerable time to make any decision on nuclear energy, and the Government considers it as a subject of a long-term plan, but admitted that preliminary feasibility studies were conducted on the ocean floor (located between Cenang island and Semakau island at a distance of 20 km from the Singapore’s main island and a distance of 10 km from Jurong island) as a candidate site.

1.2 Energy Supply and Demand

Energy consumption of Singapore has recorded relatively high increase during the first decade of the 21st century reflecting its steady economic development. Being a geographically small country, Singapore fully depends its energy supply on import, except for a small amount of renewables being developed in recent years. Oil is the predominant energy source. Singapore is the oil processing hub of East Asia and exports significant amount of processed oil products to neighboring countries. It also has a huge petrochemical industry. These make its industry relatively energy intensive. Piped natural gas is imported from Malaysia and Indonesia and used for power generation. To increase use of this cleaner fuel, Singapore launched its first LNG import terminal in May 2013.

Figure 1 : Total Primary Energy Supply

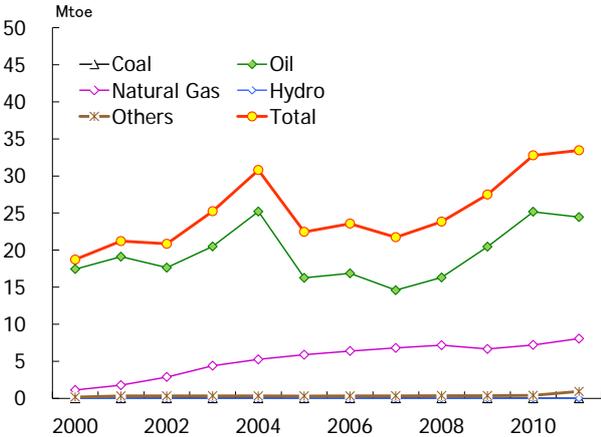
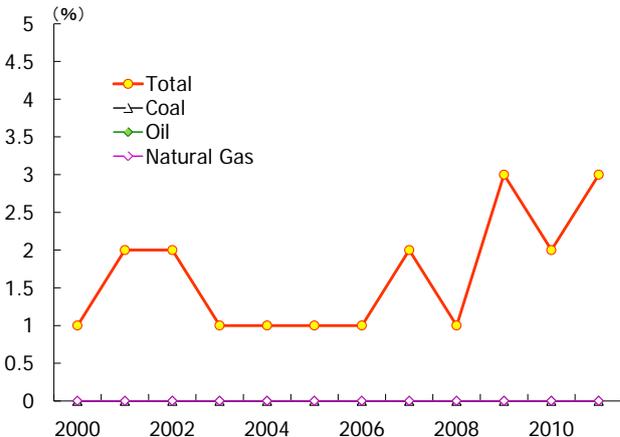


Figure 2 : Self Sufficiency of Fossil Fuel



Source: IEA, Energy Balances 2012 Edition.

1.3 Energy Resources (changes in proved reserves since 2000)

Being a geographically tiny island country, Singapore has few domestic energy resources. Primary energy is not produced in Singapore except for some biomass or waste, and Singapore depends solely on imports for primary energy supply.

2. Current Status and Challenges in Power Sector

2.1 Power Utility Systems

The liberalization of electricity market has been established in Singapore, and competitive fields such as power generation and retail, and non-competitive fields such as power transmission and distribution are separated as to ownership.

Figure 3 : Singapore's Power Utility Systems



Source: Energy Market Authority (EMA)

The wholesale electricity market in Singapore has been managed by the Energy Market Company (EMC) (i.e., an affiliated company of the Energy Market Authority (EMA), which is an agency that regulates electricity and gas industries), through the National Electricity Market of Singapore (NEMS) since January, 2003. Power producers sell electricity to the electricity wholesale market by the unit of 30 minutes, and electricity trading through the market is settled through the EMC. Note that fourteen enterprises including Senoko Energy, YTL PowerSeraya, and Tuas Power Generation have obtained authorization as power producers that participate in the NEMS as of July, 2013.

In the power transmission and distribution sector, SP PowerAssets has obtained authorization as a power transmission and distribution operator (Transmission Licensee), and SP PowerGrid, which is affiliated with SP PowerAssets and performs power

transmission and distribution business, has obtained authorization as a representative operator (Transmission Agent Licensee).

Retailers procure electricity from the electricity market, and compete for eligible customers. Eight retailers have been authorized as of July, 2013. Eligible customers for the retail sector have been extended to customers whose average monthly consumption is 10,000 kWh since December, 2003. It is estimated that the number of eligible customers is about 10,000, representing about 75% of the total power consumption in Singapore. The remaining non-eligible customers (about 25%) purchase electricity from SP Services by paying the regulated prices. Note that SP Services plays a role as a Market Support Services Licensee (MSSL) in addition to supplying electricity to non-eligible customers, and provides a supplier switch, meter reading, etc.

In the area of complete liberalization of the retail sector, the EMA has examined the required infrastructure cost and cost benefit after liberalization for example by the implementation of a trial project on preparation of environment for liberalization called Electricity Vending System (EVS)²⁹ from 2006 to 2010, etc. At present, a specific conclusion has not been made as to whether or not to implement complete liberalization of the retail sector as well as its timing.³⁰

2.2 Power Supply and Demand

The total generation capacity operating in Singapore stood at 9,951 MW at the end of 2011. The maximum electricity demand in 2011 was 6,570 MW. Since Singapore is situated right under the equator, and the temperature is almost constant throughout the year, the peak electricity demand is almost identical regardless of the season, and an off-peak period is absent. Accordingly, a high ratio of reserve power is set taking account of a decrease in generation capacity due to scheduled maintenance and so forth.

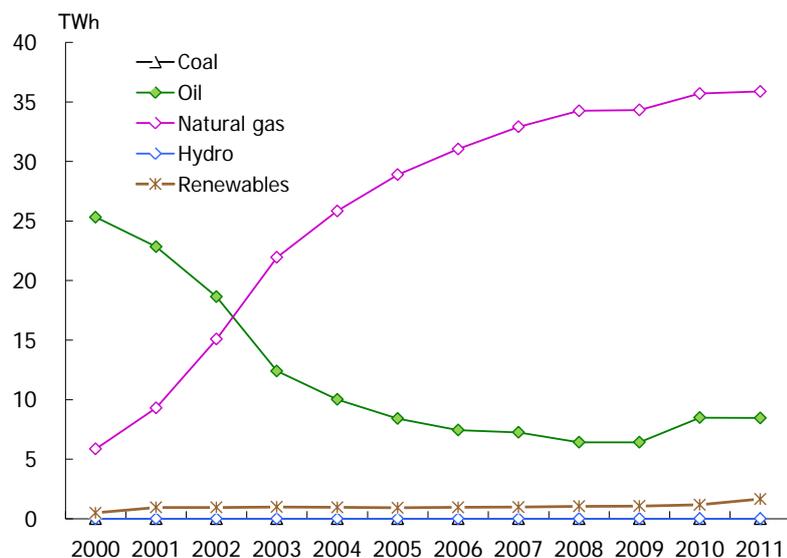
The amount of electricity produced in 2011 was 45,999 GWh, and the amount of electricity sold in 2011 was 41,787 GWh. The annual electricity sales growth rate from 2007 to 2011 was 2.8%. By usage in 2011, electricity was sold for domestic (household) (17.1%), manufacturing (39.2%), and others (43.6%). In comparison with 2001, the amount of electricity sold for domestic and manufacturing purposes decreased, while that for other purposes increased.³¹

²⁹ EVS is an innovative concept of integrating the state-of-the-art smart metering technologies and the existing electronic payment (e-payment) infrastructure and will enable electricity consumers to purchase any amount of electricity at competitive prices, from any electricity retailer of their choice.

³⁰ Japan Electric Power Information Center

³¹ Department of Statistics Singapore, "Yearbook of Statistics Singapore, 2012"

Figure 4: Singapore's Power Mix by Energy Source



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Coal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Oil	25.3	22.8	18.6	12.4	10.0	8.4	7.4	7.3	6.4	6.4	8.5	8.5
Natural gas	5.9	9.3	15.1	21.9	25.8	28.9	31.0	32.9	34.2	34.3	35.7	35.9
Hydro	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Renewables	0.5	0.9	0.9	1.0	1.0	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2	1.7
Total	31.7	33.1	34.7	35.3	36.8	38.2	39.4	41.1	41.7	41.8	45.4	46.0

Source: IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries 2012

2.3 Power Facilities

All of the generation facilities in Singapore are thermal power plants, with the total generation capacity of 9,951 MW at the end of 2011. The power plants included combined cycle gas turbine (CCGT) power plants (62.0%), steam plants (31.6%), open cycle gas turbine power plants (2.9%), and incineration and other power plants (3.5%).³² In recent years, the ratio of CCGT power plants has increased since the power companies have pursued the fuel economy along with the Government's energy efficiency policy and electricity market liberalization. In terms of fuel mix for the power plants at the end of 2011, natural gas (78.0%), oil (18.4%), and other fuels (e.g., waste) (18%) were used. The share of natural gas has significantly increased during the decade up to 2011, whereas the share of natural gas in 2000 was 18.5%.

In Singapore, the average annual interruption duration and the average annual interruption frequency per customer have tended to decrease. The average annual interruption duration and the average annual interruption frequency in 2011 were as small as 0.23 minutes and 0.01, respectively. Singapore thus maintains a top-level service reliability in the world.

³² EMA, "Annual Report 2011-2012"

2.4 Power Development Plans

According to “Statement of Opportunities for the Singapore Energy Industry 2011” published by the EMA, Singapore’s total generation capacity in 2020 is estimated to be about 14,000 MW. In recent years, a continuing shift in power generation fuel from diesel to natural gas has been observed, and the power development will progress with a focus on combined cycle gas power generation using natural gas transported from Malaysia or Indonesia through pipelines, as well as LNG of which import has just started in 2013.

The EMA has recognized the necessity of avoiding excessive dependence on natural gas from the viewpoint of energy security, and has advanced efforts to promote electricity imports in addition to expansion of domestic power plants taking account of the limitations in terms of land (i.e., small land area and a high population density). In this regard, drafting of a “Regulatory Framework for Electricity Imports” has been under way since February, 2011. It is considered that promotion of electricity imports in Singapore will diversify the energy mix, and provide economic benefit to the electricity market through further competitive electricity sales from the viewpoint of both the power generation fuel mix and expanded supply options. In addition, it is also expected that trade, cooperation, etc. between the neighboring countries will be relatively improved along with the electricity imports. The consultation paper regarding electricity imports disclosed in December, 2011 is summarized as follows.³³

- Imports of up to 600 MW per source country are envisioned;
- The EMA will conduct and award the tender if possible in 2013.
- The importer will start selling electricity to Singapore from 2017 or 2018.
- The EMA will require each tenderer to bid with contract-for-differences (“CfD”) prices. A possible design for the CfD is such that it will effectively pay the importer at the CfD Strike Price or the prevailing Pool Price, whichever is lower.
- The EMA will grant to each selected tenderer an electricity import license to authorize it to import 600 MW of electricity for a period up to 20 years.

The consultation paper was posted until March 30, 2012 for comments and feedback from interested firms. At present, preparation for the electricity import tender is under way.

³³ Ministry of Economy, Trade and Industry, “Study on Optimization of ASEAN grid Initiated by Electricity Export from Batam Island, the Republic of Indonesia: final report”, February, 2012

2.5 Power Tariff / Subsidies

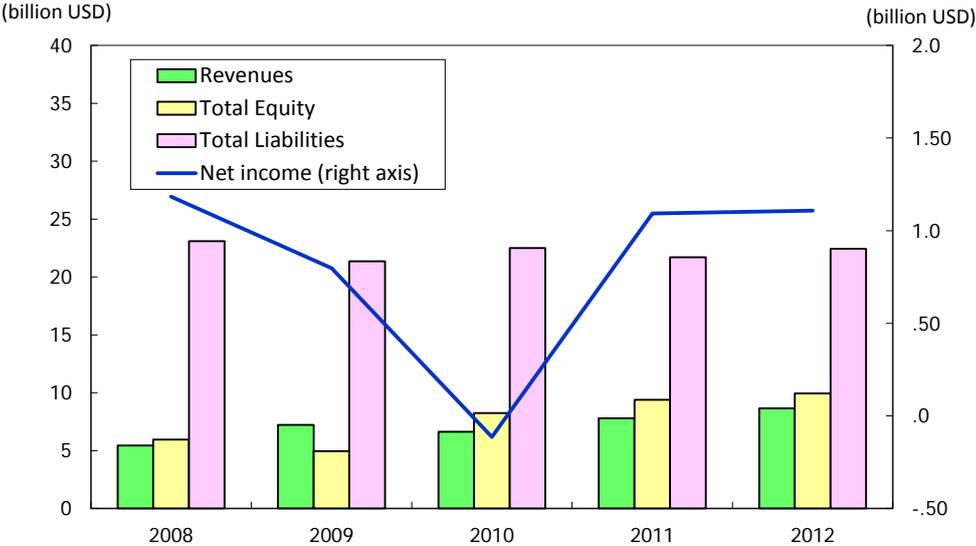
The electricity price for eligible customers have been determined based on the market mechanism, and is not regulated by the Government. On the other hand, customers subjected to regulated prices receive electricity from SP Service that is a subsidiary of Singapore Power, and the Energy Market Authority of Singapore (EMA) has the right to permit and approve the retail price. It is allowed to revise the tariff by reflecting changes in fuel cost, capital cost, and general expenses into the regulatory price once in a quarter. It is also possible to adjust excess and deficiency in the collected fees.

No information is available as to whether any subsidy is provided to power service providers and/or consumers in Singapore.

2.6 Financial Data on Individual Power Enterprises/ Cooperatives:

The financial situation of Singapore Power is shown below.

Figure 5 : Financial Condition of Singapore Power



Source: Singapore Power Annual Report

Although Singapore Power has successfully increased its sales, its net income recorded a loss in 2010. The total liabilities were about four times the equity, and are larger compared with those of electricity providers in other countries. Since Singapore Power also owns and operates power transmission and distribution facilities, it is understood that Singapore Power is needed to keep such bigger amount of liabilities as compared with those of electricity providers in other countries that engage only in electricity retail business or electricity distribution/retail business. The equity increased from 5.9 billion USD in 2008 to 9.9 billion USD in 2012, and the financial situation has been steadily improved.

3. Other Noteworthy Issues:

3.1 Environmental Regulations

a. Air Quality / Emission standards

The air quality standards of Singapore are laid down in the Environmental Protection and Management (Air Impurities) Regulations (effective from 1 Jan 2001, as revised in 2002 and 2008), which replaces the Clean Air (Standards) Regulations that had been in force since 1978. The emissions of sulphur dioxide into the air from fuel combustion are controlled by limiting the sulphur content in fuels used by industries to not more than 1% by weight, relatively looser than the regulation in developed countries. Industries sited near urban areas are required to use fuel with lower sulphur content.

Table 1 : Standards for air pollutants emissions from stationary sources (Singapore)

Pollutant	Plant type	Emission limit, mg/m ³
Particulate matter	Any trade, industry, process, fuel burning equipment or industrial plant (except for any cold blast foundry cupolas)	100*
SO ₂	Any trade, industry or process (non-combustion sources)	500
NO _x (as NO ₂)	Any trade, industry, process or fuel burning equipment	700

Source: IEA Clean Coal Center Database

b. GHG

With its narrow land, Singapore has limited access to alternative, low-emission energy sources such as wind, hydro, biomass, geothermal or nuclear power, marking it as an alternative-energy disadvantaged city-state. However, as a responsible global citizen Singapore must still play a part in addressing climate change by reducing emissions. Hence, in 2009, Singapore pledged in the context of the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) negotiations to reduce emissions by 16% from 2020 business-as-usual (BAU) levels in the event of a legally binding global agreement under which all countries will implement their commitments.³⁴

³⁴ APEC Energy Overview 2012

3.2 Renewable Energy

a. Renewable Energy Policy

Singapore's modern, electricity-generating incineration plants make use of renewable waste-to-energy, annually consuming 2.7 million tonnes of waste disposed (biomass and wastes), which could generate about 200 MW of green energy in four incineration plants.

The government's main focus on renewable energy is solar power. Singapore has established R&D and test bedding initiatives to help companies and researchers advance the development of solar technologies. Singapore's test bedding efforts seek to improve understanding of the best practices for optimizing the performance of solar PV systems in tropical, urbanized environments.³⁵

b. FIT, Fiscal incentives

Singapore is yet to introduce a Feed-in-Tariff (FIT) system for electric power generated by the renewable energy. Likewise, fiscal incentives for renewable energy projects are absent.

3.3 Energy Efficiency and Conservation

According to the IEA's "Energy Balances of Non-OECD Countries - 2012 Edition", Singapore's energy intensity defined as total primary energy supply per thousand 2005 US dollars of GDP (TPES/GDP) in the late 2000s once improved from 0.19 registered in 2000, but went back to the same level in 2010.

The Energy Efficiency Programme Office (E2PO), a multi-agency committee, promotes and facilitates the adoption of energy efficiency in Singapore towards the following four strategic goals:

- Stimulate demand for energy efficiency;
- Develop human and institutional capabilities;
- Promote emerging energy-efficient technologies and innovation;
- Profile and promote energy efficiency internationally;

The energy efficiency efforts are targeted at various sectors, such as power generation, industry, transport, buildings and households.³⁶

The Sustainable Development Blueprint published in 2009 set numerical targets of reducing the amount of energy consumption per GDP by 20% in 2020 and by 35% in 2030, compared to the 2005 level respectively.

With effect from June 2012, an Energy Conservation Act was enforced with the following

³⁵ APEC Energy Overview 2012

³⁶ APEC Energy Overview 2012

objectives:

- To help Singapore achieve the target of a 35% improvement in energy intensity by 2030, from 2005 levels;
- To improve the energy performance of companies and thereby making them more competitive in the global economy;
- To complement existing schemes and capability building programs which provide support for companies investing in energy efficiency;
- To ensure a coordinated approach to standards setting for energy efficiency across all sectors.

////

Vietnam

Key Indicators (2011)

1) GDP (at Current Prices)	Billion US Dollars	123.7
2) Population (as of 1 July)	Million person	87.8
3) Per capita GDP	US Dollars/person	1408
4) Total Primary Energy Supply(TPES)	Million tonnes oil equivalent (MTOE)	61.2
5) Energy Self-supply Ratio	-	108.8%
6) Electricity Consumption	Tera- WH (TWH)	90.9
7) Power Generation Capacity	Million kW	17.5(2010)
8) CO ₂ Emissions (energy origin)	Million tons CO ₂ equivalent (Mt-CO ₂)	130.5(2010)
9) Per capita Primary Energy Supply	TOE/person	0.697
10) Energy Intensity per GDP	TOE/Thousand USD	0.495
11) Per capita Electricity Consumption	kWh/person	1035
12) Electrification rate[2012]	-	98% ³⁷
13) Electricity Intensity per GDP	kWh/Thousand USD	735
14) Per capita CO ₂ Emissions (energy origin)	Ton-CO ₂ /person	1.501(2010)
15) Primary Energy Supply Composition	Coal	25.4%
	Oil	33.5%
	Natural Gas	12.2%
	Nuclear	0.0%
	Hydro	4.2%
	Geothermal	0.0%
	Other Renewables	24.0%
16) Energy Self-sufficiency	Total	108.8%
	Coal	160.4%
	Oil	82.7%
	Natural Gas	100.0%

Source 1) - 3): ADB Key Indicators 2012, 4)-6), 14), 15): IEA Energy Balances of Non-OECD Countries 2012,
7) APEC Energy Statistics 2010, 8) IEA CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2012

³⁷ Ministry of Industry and Trade, Vietnam, "Country Brief of Vietnam", September 2013, presentation at the Dialogue on Energy Sector Reform, Manila, Philippine.

1. Current Status and Challenges in Energy Sector

1.1 Energy Policies

a Overall Policy

The National Energy Development Strategy of Vietnam for the period up to 2020 with outlook to 2050 (hereinafter referred to as “National Energy Development Strategy”) that was approved in December 2007 includes the following policies:

1. Energy development shall be integrated with the socio-economic development strategy of the country. Ensuring energy development with high growth rate, sustainability, harmony with diversification of energy resources and energy conservation technologies are the central tasks in pursuing national industrialization and modernization.
2. National energy development shall be in line with the contemporary current of international energy integration, efficient use of domestic natural resources in combination with reasonable exploitation and use of foreign natural resources, establishing national energy security in open conditions, implementing efficient interconnection with the energy systems of the region and the world, maintaining national security and development of an independent, autonomous economy.
3. Development shall be undertaken step-by-step to develop the energy market, and diversify ownerships and business forms, directed at satisfying the energy demand of consumers. Subsidies, monopoly, and other inefficient institution shall be abrogated.
4. Energy system shall be developed in a rational and harmonious manner among electricity, oil, gas, coal, and renewable energy, with particular attention to clean energy development, and priority to renewable energy promotion. There also shall be rational arrangement of energy systems among territories and regions; balancing exploration, exploitation, processing, and development in harmony with processing and services systems.
5. The success of intellectual economy will be applied in order to increase the efficiency and benefits of energy business. Investment in energy conservation will be encouraged, reducing energy loss rates.
6. Energy development shall be integrated with ecological environmental protection, ensuring sustainable energy development.

The National Energy Development Strategy set forth the following specific numerical targets.

- Ensure an energy supply of 100 to 110 Mtoe in 2020, and 110 to 120 Mtoe in 2025.
- Ensure an electricity supply reliability of 99.7% in 2010, and provide a power transmission system that meets the N-1 criterion (i.e., a design criterion whereby loss of one transmission line does not cause any supply failure).
- Increase the crude oil refining capacity to 25 to 30 million tons/year by 2020.

- Ensure a strategic petroleum reserve of 60 days by 2020, and 90 days by 2025.
- Achieve a share of renewable energy in total primary energy consumption of 5% by 2025, and 11% by 2050.

b. Coal

Vietnam National Coal-Mineral Industries Group (VINACOMIN) and Vietnam Electricity (EVN) are planning to construct coal-fired power plants, which require a greater amount of coal significantly exceeding the increase in coal production. Thus, coal demand will overtake coal production in the future, and Vietnam may become a net coal importer. Therefore, the Government plans to increase the coal export tax to reduce the export of coal to China that accounts for 77% of the total coal export (in 2010), so as to secure a sufficient amount of coal for the domestic market. At the same time, it plans to increase import of coal from Indonesia and Australia in order to accommodate the increasing demand in the southern provinces.

c. Oil

The major mission of the oil and gas policies is to ensure sufficient supply to accommodate the rapidly increasing domestic demand. The Government adopts the following policies in order to pursue this mission:

1. The Government shall soften conditions and regulations for upstream exploration and production in order to promote investment and production increase. Petrovietnam shall proactively open negotiations with overseas investors on new contracts.
2. Petrovietnam shall proceed with purchase of overseas oil and gas assets in order to its revenue and increase equity production.
3. The Government shall build up strategic oil reserves in order to improve the ability to deal with oil supply disruption.
4. The Government shall promote production and consumption of biofuels.

Petrovietnam's five-year plan approved by the Government in August, 2011 aims to increase the crude oil refining capacity to 16 to 17 million tons/year by 2015, completing the second refinery at Nghi Song.

d. Natural Gas

The Gas Master Plan approved in May, 2011 illustrates the development strategy up to 2025, which aims to achieve the following goals:

1. Gas production: 14 bcm/year in 2015, and 15 to 19 bcm/year in the period from 2016 to 2025
2. Gas consumption: 17 to 21 bcm/year in 2015, and 22 to 29 bcm/year in the period from 2016 to 2025

3. LNG terminal capacity: 3 to 5 bcm/year in 2015, and 7 to 10 bcm/year in the period from 2016 to 2025
4. Gas pipeline: 1,163 km or more offshore pipelines, 849 km or more onshore pipelines, and 835 km or more gathering pipelines. The required investment amount is USD 5.3 to 5.4 billion in the period from 2010 to 2015, and USD 3.6 to 7.0 billion in the period from 2016 to 2025.

e. Electric Power

The Power Development Plan 7 (PDP7) drawn up in July, 2011 aims at ensuring national energy security by way of:

1. efficiently utilizing domestic energy resources;
2. importing a part of primary energy sources required to generate sufficient electricity; and
3. supplying sufficient higher quality electricity at a reasonable price for achieving economic and social development.

The National Energy Development Strategy projects that a power generation capacity 6.9 times that of 2010 will be required in 2030. In view of securing stable supply, it also aims to diversify energy sources promoting introduction of nuclear energy, enhancing utilization of renewable energy, and reducing dependence on hydropower generation that would be affected by drought.

f. Nuclear Energy

The Atomic Energy Law that was approved in June, 2008 regulates utilization of nuclear energy and transportation and import/export of radioactive substances, and encourages domestic and overseas organizations and individuals to invest in nuclear power technologies in areas of medical treatment, agriculture, environmental protection, and power generation.

The Master Plan announced in July, 2011 plans to build eight nuclear plants with 1,000 MW generating capacity consecutively in the first and second sites in Ninh Thuan Province from 2020 to 2027, and add two more nuclear plants of 1,350 MW in the central province by 2029.

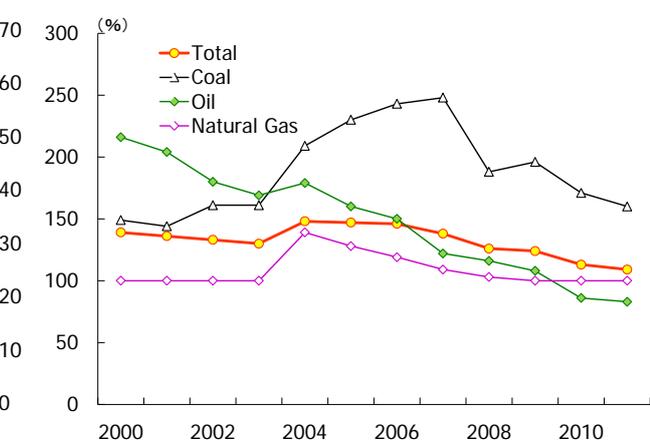
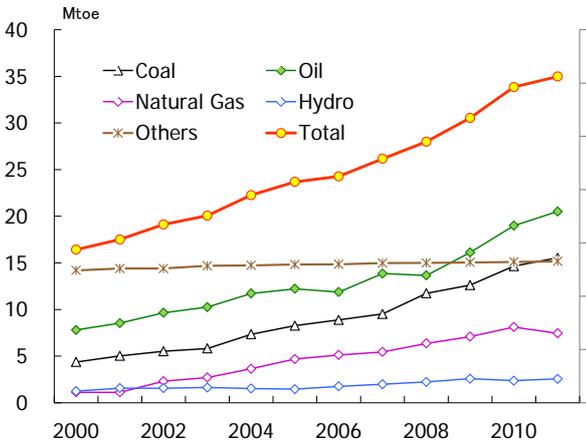
1.2 Energy Supply and Demand

Energy consumption of Vietnam has more than doubled during the 1st decade of the 21st century reflecting its robust economic growth. Among others, electricity demand increased almost four times. This strong trend in energy demand is continuing, or even accelerating in 2012. To accommodate the increasing demand, fossil fuel consumption has been increasing rapidly. Vietnam launched its first oil refinery at Dun Quat, located at the central province facing to the east coast, in 2009, and is constructing second one in Nghi Song, south of Hanoi. Vietnam has been exporting crude oil while importing petroleum products.

Given the present trend, the country may become a net oil importer unless significant discoveries. Vietnam is presently using natural gas from the offshore fields mainly for power generation. In view of its cleaner nature, Vietnam is considering LNG import, while construction of gas supply infrastructure is a prerequisite of wider gasification. Vietnam is presently exporting high quality anthracite; however, its surplus for export is being nibbled away by increasing domestic consumption. Coal import may increase in the resource thirsty southern provinces. All in all, securing energy supply to accommodate the increasing demand is the urgent policy objective.

Figure 1 : Total Primary Energy Supply

Figure 2 : Self Sufficiency of Fossil Fuel

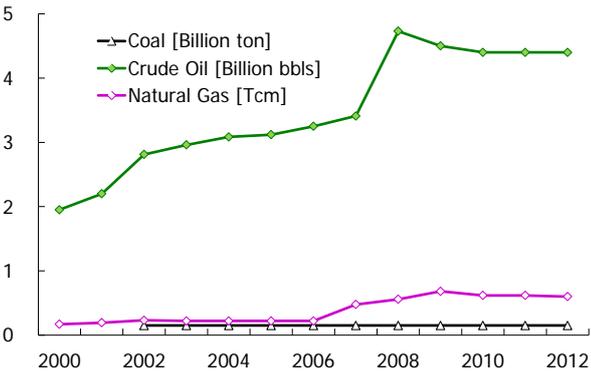


Source: IEA, Energy Balances 2012, edition.

1.3 Energy Resources

Vietnam is endowed with coal, oil and natural gas resources, though they are not very significant. Extensive exploration activities on oil and natural gas are being carried out in offshore blocks, which are expected to bring new reserves. As some of natural gas reservoirs in northern territories contain high CO₂, sophisticated technologies will be needed to develop them commercially. Developing the coal seams underneath the shallow river bed of the Hon river delta will add coal production significantly, once appropriate technologies for safe production is developed.

Figure 3 : Proven Reserves Since 2000



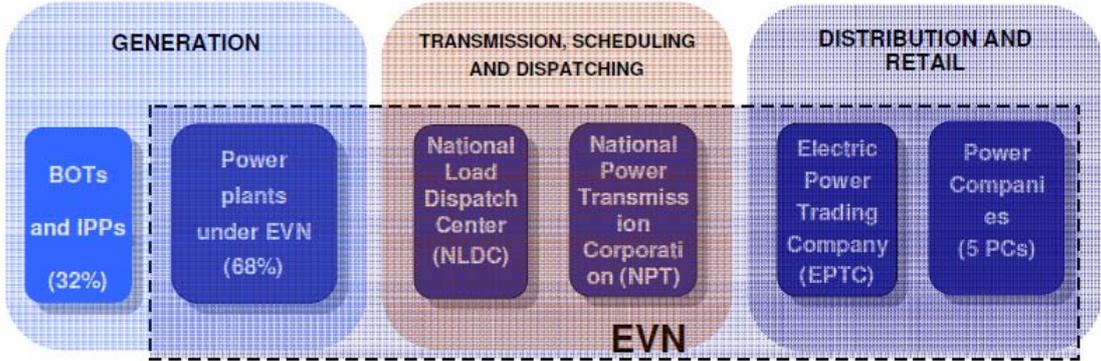
Source :BP Statistical Review of World Energy,

2. Current Status and Challenges in Power Sector

2.1 Power Utility Systems

EVN is currently responsible for electricity supply in Vietnam as a vertically integrated power utility. EVN was established in 1995 as a government-run electric power group in accordance with the government’s electric power policy to integrate the northern, central, and southern power sectors, and to own and manage the major power plants, load dispatch centers, transmission companies, power distribution companies, and other related functions. Subsidiaries include EVN-run companies which are entirely owned by EVN and for which the budget is determined by EVN, financially-independent companies which are entirely owned by EVN, but are operated on a stand-alone basis, and joint stock companies (JSC) that are partially owned by EVN.³⁸

Figure 4 : Power Utility Systems in Vietnam



Source: ERAV (Electricity Regulatory Authority of Vietnam)

In 2011, the EVN group accounted for 68% (EVN-run companies and financially-independent companies: 51%, JSC: 17%) of the total power plant capacity, and IPP and BOT³⁹ accounted for the remaining 32%. In recent years, however, the number of private-capital power plants has increased.

The National Power Transmission Corporation (NPT) (financially-independent company) is involved in maintenance, operation, and management of 220 to 500 kV transmission facilities across the country, and is also involved in construction investment (e.g., power transmission facility expansion program and enhancement program).

³⁸ “Electric Power Situation in Vietnam”, Japan Electric Power Information Center, May 2012

³⁹ “BOT” is an abbreviation for build-operate-transfer (i.e., a system in which a private company (100% foreign capital in Vietnam) constructs a power plant, operates the power plant for a certain period, and transfers the power plant to a local entity).

The National Load Dispatch Center (NLDC) (EVN-run company) is involved in operation of power supply systems in cooperation with the regional load dispatch centers located in the northern part, the central part, and the southern part of Vietnam.

The Electric Power Trading Company (EPTC) (EVN-run company) is involved in negotiations about EVN’s electricity trading (e.g., power purchase agreement (PPA)).

For electricity distribution, the Northern Power Corporation, the Southern Power Corporation, the Central Power Corporation, the Ho Chi Minh City Power Corporation, and the Hanoi City Power Corporation (all financially-independent companies) are established on a regional basis to supply electricity to consumers in each region and commune suppliers. These corporations take charge of operation and maintenance of power distribution lines (110 kV or less), business tasks (e.g., fee collection), rural electrification, etc. Commune suppliers are the small-sized power distributors that mainly target end consumers in remote areas.

In Vietnam, the Electricity Law was enforced in July, 2005, and the Government announced policies to develop a competitive power generation market, wholesale market, and retail market in the power sector in a stepwise manner. In January, 2006, a power market reform roadmap was decided by the prime minister in order to implement the above policies. The plans and an outline of the roadmap are summarized below.

Figure 5 : Power Market Reform Roadmap (Timeline)



Source: ERAV (Electricity Regulatory Authority of Vietnam)

Table 1 : Power Market Reform Roadmap (Outline)

Stages	Objectives	Notes
2005-2008	Introduce competitive power	EVN power stations are made into independent power generation companies; and transmission and distribution business also to financially-independent companies.
2009-2014	generation market	IPPs (30MW or above) are allowed to sell to the wholesale entity (EVN) at PPA prices or at spot prices (tender) at the market.
2015-2016	Introduce wholesale power market	A plurality of wholesale entities created which are allowed to sell power to distribution business (EVN affiliates) at a free price within a regulated range.
2017-2022		EVN-affiliated distribution business to be made into independent distribution entities (state-run or joint ventures); the independent entity is allowed then to close a direct purchase contract with a generating entity. Wholesalers need to supply electricity to distribution entities or bulk users at more competitive prices.
2022-2024	Introduce competitive retail market	End-users are able to choose distribution service provider (trial introduction); Distribution entities are allowed to sell electricity to users at a free price within a regulated range. Retail marketers are required to procure power from wholesalers at a more competitive price and sell it to end-users at more advantageous prices.
2024-		Users across the nation are entitled to choose distribution service providers; institutions or individuals with proper license are entitled to procure electricity from power generation entities or the market.

Note: Despite the above, power market reform did not progress smoothly, and it was only in July 2011 that the initial stage of introducing competitive generation market was put on a trial operation.

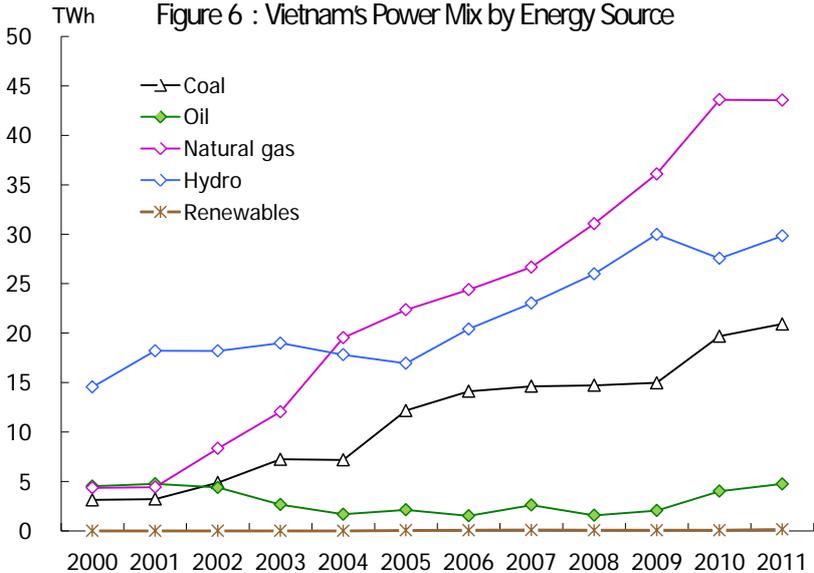
Source: JETRO, 2011, 2011 Vietnam Electric Power Situation Survey

2.2 Power Supply and Demand

Electricity demand in Vietnam has strongly increased from 22,904 GWh in 2000 to 94,277 GWh in 2011 by a factor of 4.1 on a power production basis. The average annual growth rate during this period reached 13.7%.

The above rapid increase in demand was mainly covered by coal-fired power generation and natural gas-fired power generation (including combined cycle power generation). Both coal-fired and natural gas-fired power generation steadily increased during the 10-year period from 2000. The share of coal-fired power generation in the total power generation mix increased from 12% to 31%, and the share of natural gas-fired power generation substantially increased from 16% to 46%.

In contrast, hydropower generation that accounted for 55% of the total power generation in 2000 gradually decreased its share following construction of the Phu My gas-fired power plant, and other thermal plants, down to 29% in 2010. Vietnam is basically rich in water resources, and electricity can be provided at low cost by utilizing hydropower when there is abundant water by heavy rainfalls during the rainy season. However, since it is necessary to avoid a power shortage during the dry season while hydropower development potential is limited, hydropower dependence has been reducing in recent years moving to main use of coal- and gas-fired power generation.



	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Coal	3.1	3.2	4.9	7.2	7.2	12.2	14.1	14.6	14.7	15.0	19.7	20.9
Oil	4.5	4.8	4.4	2.7	1.7	2.1	1.5	2.6	1.6	2.1	4.0	4.7
Natural gas	4.4	4.4	8.3	12.0	19.5	22.4	24.4	26.7	31.1	36.1	43.6	43.5
Hydro	14.6	18.2	18.2	19.0	17.8	16.9	20.4	23.0	26.0	30.0	27.6	29.8
Renewables	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Total	26.6	30.6	35.8	40.9	46.2	53.7	60.5	67.0	73.4	83.2	94.9	99.2

Source: IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries 2012

2.3 Power Facilities

The total installed generation capacity at the end of 2010 was 18,494 MW. EVN and its subsidiaries own 74% (13,676 MW) of the total capacity, while the IPPs such as Petrovietnam and Vinacomin own the rest of 26% (4,818 MW). The generation capacity of the EVN group, at 5,783 MW in 2000, has increased 2.4 times by 2010 at an annual growth rate of 9.0%. The generation capacity of the IPPs has recorded a more significant increase from 547 MW in 2000 reaching 8.8 times during the same period growing at an annual rate of 24.3%.

As of 2010, of the total national generation capacity, power plants owned by the EVN group comprised hydropower (41%), gas turbines (17%), coal (12%), oil (3%), and diesel (1%), whereas 26% was unspecified types owned by IPPs. Notably, the EVN group mainly runs hydropower plants.

As solar power and wind power are being developed as renewable energy power sources, these plants are small-sized, and only used for rural electrification or electrification in isolated mountainous areas, etc.⁴⁰

2.4 Power Development Plans

The latest power development plan in Vietnam is “Vietnam’s Power Development Master Plan VII (PDP7)” released in July, 2011. The PDP7 sets out the following four development visions.⁴¹

- 1) Achieve well-balanced power production over the northern, central, and southern parts of the country. Reduce power transmission losses by supplying stable electricity on a regional basis, and efficiently operate hydropower plants sharing the role of reserve power with other sources and considering seasonal availability changes.
- 2) Reduce power transmission losses in the nationwide power grid by rational allotment of local power companies across the country, ensuring stable and thorough power supply in local provinces and economic efficiency of power-related projects, so as to eventually contributing to the development of the national and regional economy.
- 3) Improve the technology level at the existing power plants in operation, and, in developing new power sources, adapt modern technologies that satisfy environmental criteria.
- 4) Diversify power development investment in line with the policies to improve competitiveness and economic efficiency.

According to the PDP7, the Government plans to increase the generation capacity in Vietnam to about 75,000 MW by 2020. The PDP7 estimates that power plants will consist of; hydropower plants (23.1%), pumped-storage hydropower (2.4%), coal-fired power plants (48.0%), gas-fired power plants (16.5%, of which LNG-fired power plants: 2.6%), renewable energy (5.6%), nuclear power plants (1.3%), and imports (3.1%). The PDP7 projects that the total output in 2030 will be about 146.8 GW, and power plants will consist of; hydropower (11.8%), pumped-storage hydropower (3.9%), coal-fired power plants (51.6%), gas-fired power plants (11.8%, of which LNG-fired: 4.1%), renewable energy (9.4%), nuclear power plants (6.6%), and imports (4.9%).

As evident in the above discussion, the Government intends to preferentially and promptly develop renewable energy power plants (e.g., wind power, solar power, and biomass power), to increase renewable energy power generation stepwise.

⁴⁰ Japan Electric Power Information Center, “2011 Vietnam Electric Power Situation Report”, March 2012

⁴¹ JETRO, “National Power Development Plan for the 2011-2020 period with the Vision to 2030”, July 21, 2011

The Government also plans to develop nuclear power plants in order to ensure stable power supply in the future taking account of depletion of domestic energy resources. The Government plans to operate the first nuclear power plant in Vietnam in 2020, and increase the nuclear capacity to 10,700 MW and the output to 10.5 billion kWh (i.e., 10.1% of the total power production) by 2030.

The Government plans to preferentially develop hydropower plants that simultaneously aim to support flood prevention and irrigation as an integrated project. It also aims to improve power grid operation efficiency conducting studies on suitable pumped-storage power generation.

Meanwhile, the Government plans to develop thermal power plants at an appropriate share considering locations, generation method and capability of fuel supply. It also plans to ensure LNG supply and develop LNG-fired power plants, in order to diversify fuel sources for power generation. The total capacity of the planned LNG-fired power plants will be around 2,000 MW in 2020 and 6,000 MW in 2030. The Government intends to fully utilize domestic coal in northern coal-fired power plants, and also considers that it is necessary to study introduction of coal-fired power plants that utilize imported coal from 2015 onwards.

On the matter of international grid connection, the Government shall enhance cooperation with neighboring countries (e.g., Laos, Cambodia, and China) that are endowed with abundant hydropower potential, with a view to promote efficient regional power export/import that will enhance mutual interest, and eventually reinforce import from them building a stable power transmission network. Projected electricity imports are 2,200 MW in 2020, and 7,000 MW in 2030.

2.5 Power Tariff / Subsidies

Electricity rates in Vietnam are among the lowest in the world, and the supply cost has continuously exceeded the retail price. This situation is considered to induce worsening business conditions for Vietnam Electricity (EVN), and barriers for entry of IPPs and foreign investors. To address such a situation, the electricity tariff system is being reformulated, aiming at correction of retail electricity price to a reasonable and transparent one.

A prime minister's Decree (No. 21/2009/QĐ-TTg) was issued in 2009 aiming to reformulate the electricity tariff system that requires addressing the following issues:

- A uniform electricity retail tariff throughout the country
- An electricity retail tariff for low-income households
- Reduction in cross-subsidies between industrial/commercial electricity tariff and residential electricity tariff
- Introduction of a licensing system on electricity retail business

- Introduction of an electricity rate adjustment system based on market mechanism

In Vietnam, a six-step progressive charging system is employed for the electricity retail price so that heavier users are required to pay a relatively high electricity tariff depending on electricity consumption. In particular, a cross-subsidy system is in force that the cost to compensate the subsidies for low-income households is added on to the price for the users whose electricity consumption is 100 kWh or more, while EVN pays subsidies of VND 30,000/month to low-income consumers whose monthly electricity consumption is 50 kWh or less.

2.6 Financial Data on Individual Power Enterprises/Cooperatives:

The financial status of EVN is as follows. The sales amount of EVN has increased from about VND 19 trillion in 2001 to about VND 97 trillion in 2010 or by a factor of about 5 reflecting increased electricity sales. On the other hand, the net debt has rapidly increased from about VND 28 trillion in 2001 to about VND 214 trillion in 2010, and hence the capital adequacy ratio has continuously deteriorated. In 2010, EVN suffered a net loss, causing its debts to increase due to a reduced operation of hydropower resulting from water shortage, and increasing thermal power fuel cost and electricity imports.

Figure 7 : EVN's Business Performance



Source: Japan Electric Power Information Center (Modified)

3. Other Noteworthy Issues

3.1 Environmental Regulations

a. Air Quality / Emission standards

Emission limit values for air pollutants from thermal power plants and other industrial processes are laid down in “Emission standards for thermal power industry (TCVN 7440:2005, in force from 20 Jul 2005)” and “Air quality – Industrial emission standards – Inorganic substances and dusts (TCVN 5939:2005, effective from 28 Jul 2006)”, respectively, as shown in the table below.

Table 2 : National emission standards for thermal power industry (Vietnam)

	Pollutant			
	Dust	SO ₂	NOx	
Emission limit value (mg/m ³)	200	500	600 (with coal VM content > 10%)	1000 (with coal VM content # 10%)

Source: IEA Clean Coal Center Database

b. GHG

The Government of Vietnam issues a “National Target Programme to Respond to Climate Change” (NTP-RCC) to assess climate change impact on sectors and regions over specific periods, and to develop feasible action plans to effectively respond to climate changes. In December 2008, the Prime Minister of Vietnam approved a budget of VND1,965 billion for the National Targeting Programme for Protection from Climate Change (PMVN 2008b). At the same time, a National Steering Committee was established, with the Prime Minister as its chair. This program aims to achieve two general objectives: to evaluate the potential impacts of climate change in each sector and region at different time intervals; and to identify effective responses which are based on the close, reasonable and harmonious coordination of economic, social development and environmental protection goals. In addition, every five years the Vietnamese Government issues “National Target Programme to Respond to Climate Change” (NTP-RCC) to assess climate change impact on sectors and regions over specific periods, and to develop feasible action plans to effectively respond to climate change in the short and long term to ensure the sustainable development of Vietnam.⁴²

⁴² APEC Energy Overview 2012

3.2 Renewable Energy

a. Renewable Energy Policy

The National Energy Development Strategy (PMVN 2007a) sets out a target for the share of renewable energies in the total energy consumption at 5% by 2020, and 11% by 2050.

Another target is to increase the share of renewables in total electricity production to 6% by 2030. To reach the targets set for increasing the share of renewable energy sources in power generation, the government of Vietnam, since 2008, has been developing policy to support renewable energy use. The government documents in this area include the Decision by the Minister of Industry and Trade on “Regulation on avoided cost electricity tariff and power purchase agreement” (MOIT, 2008), and the Decision by the Prime Minister on “Mechanism for supporting wind power development” (PMVN, 2011b).⁴³

In Vietnam, while policy measures to promote wind power have been established, those for other types of renewable energy have yet to be prepared, presenting a challenge to be addressed.

b. FIT, Fiscal incentives

In June 2011, the Prime Minister issued the Decision No. 37/2011/QĐ-TTg (Decision 37) on “Mechanism for supporting wind power development.” With this Decision, a Feed-in Tariff (FIT) policy for wind power generation has been introduced.

Under this mandate, the power monopoly, Vietnam Electricity (EVN) must purchase all power output generated by wind power at the fixed price of VND1,614/kWh (equivalent to US\$7.8 cents/kWh). At the same time EVN will also receive a subsidy of VND 207 /kWh (US\$1.0 cent/kWh) from the Government via Vietnam Environment Protection Fund. The FIT for wind power in Vietnam, even including the above-mentioned subsidy, is at a much lower level compared to US\$18 cents/kWh in Thailand, or US\$23 cents/kWh in the Philippines.

To facilitate the wind power development, several fiscal incentives have been introduced as follows:

- Corporate income tax incentive rate: 10% for a period of 15 years to newly-established enterprises investing in power plant projects.
- Possibility of 10% tax rate being extended up to 30 years: if the projects are classified as large scale projects, using high or new technology or specifically necessary investment.
- Exemption of import duties: for equipment and machinery imported and classified as fixed assets of the RE projects.

⁴³ APEC Energy Overview 2012

- Special encouraged projects: exemption/reduction of land use fee/rental (depending also on the location of the projects)
- Duration of Power Purchase Agreement: 20 years.

3.3 Energy Efficiency and Conservation

According to the IEA's "Energy Balances of Non-OECD Countries - 2012 Edition", Vietnam's energy intensity defined as total primary energy supply per thousand 2005 US dollars of GDP (TPES/GDP) suggests a challenge where the index deteriorated from 0.78 in 2000 to 0.80 in 2010.

On 18 June 2010, the National Assembly of Vietnam passed the Law on Energy Saving and Efficiency. According to the Law, high energy consuming groups as its target including intensive energy consumers from industrial establishments, public facilities, and transportation establishment shall follow the strict requirements on energy efficiency and management. Compulsory procedures include conduct of energy audit, formulation of annual energy consumption plan, application of specific energy saving measures, regular reporting on energy consumption record to authorities, and assignment of energy management officers to be responsible for constructing and helping the management carry out the executing plans. For the remaining group, the Law encourages the production and utilization of energy efficiency equipment and materials, and the participation in lowering electricity use during peak hours. The Law also provides general guidelines on energy performance standards and energy labeling, as well as measures to promote energy saving and efficiency through incentives and science/technology development.⁴⁴

In October 2012, a National Targeted Program on Energy Efficiency and Conservation Phase 2012 - 2015 was approved by the Government with main objectives as enumerated below⁴⁵:

- Achieve savings from 5 - 8% of the total energy consumption of the country in the period 2012 - 2015.
- Extensive use of high-performance equipment, replacing low-performance equipment, proceed to remove obsolete equipment and technology.
 - ✧ Steel: Reduce the average energy consumption for the production of one (1) ton of steel components from 179 kgoe in 2011 to 160 kgoe in 2015;
 - ✧ Cement industry: Reduce the average energy consumption for the production of one (1) ton of cement from 97 kgoe in 2011 to 87 kgoe in 2015;

⁴⁴ Energy Efficiency in Vietnam, AFD HANOI, No.2 June 2012

⁴⁵ Decision on Approval of National Targeted Program on Energy Efficiency and conservation Phase 2012 - 2015, VNEEP

- ✧ Textile and apparel industry: Reduce the average energy consumption for the production of one (1) ton of fiber in 2011 was 773 kgoe to 695 kgoe in 2015.
- Implementation of mandatory management in compliance with Vietnamese Construction Standards "Energy efficiency construction buildings" from 2012, for 100% of new or renovated buildings within the scope of the Standards.
- Development of transportation system to meet the transport demand with increasingly high quality, save fuel and reduce environmental pollution.

///

ASEAN諸国とのエネルギー政策対話

本章では平成25年8月29日から9月4日の間、マニラにて開催されたフィリピン国と他のASEAN諸国（インドネシア、タイ、ベトナム）政府との「エネルギー部門改革に関する政策対話」（以下「エネルギー政策対話」と略称する）における発言・発表ならびに討議の内容を要約する。一連の会合のうち、ハイレベル対話はMakati市内Dusitホテルにて、また技術レベル対話はDOE省内会議室において、それぞれ以下の日程で実施された。

ハイレベル対話	インドネシア国	8月29日午前
	タイ国	8月29日午後
	ベトナム国	9月3日午後
技術レベル対話	インドネシア国	8月30日午前
	タイ国	8月30日午後
	ベトナム国	9月4日午前

なおシンガポール国は参加について強い意欲を示したものの、スケジュール上の理由から上記対話には参加できなかった。以下に各対話における討議内容の概要¹を記す。また使用された発表用資料等を補遺として巻末に添付する。

1 政策対話の位置づけと目的

「エネルギー政策対話」は、エネルギー部門の改革ビジョン、ならびに効果的な市場の仕組みと運用方式を、政府の適切な役割と介入のあり方を考慮に入れつつ確立するのに必要な政策の構築に関して、日本政府が国際協力機構（JICA：Japan International Cooperation Agency）を通じてフィリピン国エネルギー省（DOE：Department of Energy）に向け提供する技術的協力の中核をなす構成要素である。前記技術的協力は、日本エネルギー経済研究所（IEEJ）が比国DOEの要請に応じて同国エネルギー部門の改革に関する調査研究を実施する形で提供され、それには日比両国の政府関係者間の政策対話を複数回主催することを含む。

ASEAN諸国間のエネルギー政策対話は、フィリピンの電力業界が抱える課題に対処するためのビジョンと政策の構築のため、同国のエネルギー部門の改革に向けた知識、経験あ

¹ IEEJにおけるJICAプロジェクト調査班の一員として各対話セッションの概要を取りまとめたRowaldo del Mundo教授の作成による。

るいは将来計画の各国との共有を通じて必要な情報を収集することを目的として開催されたものである。

2 政府高官並びに顧問による声明および発言

2.1 DOE長官の基調講演

「エネルギー政策対話」の開会にあたっての基調講演の中で Carlos Jericho L. Petilla 比国 DOE 長官は、日本政府がその要請に応じ、近隣 ASEAN 諸国との政策対話の主催を含み、同国政府に JICA 経由で提供するエネルギーセクター改革に向けての技術的協力への謝辞を述べた。また、多忙を押して今回「エネルギー政策対話」に参加した ASEAN 諸国の代表団に謝意を表した。同長官は、「エネルギー政策対話」の目的は各国がエネルギーセクターにおいて直面する問題点や対策の実例を近隣 ASEAN 諸国と共有し、そうした課題の解決に向けて協力することであると説明した。

2.2 日本政府関係者による声明

インドネシア国政府高官が参加するハイレベルな「エネルギー政策対話」の冒頭、JICA フィリピン事務所長の佐々木隆宏氏は、参加国を代表する政府関係者に向けた挨拶の中で、JICA は、東南アジアの力強く活気のある発展に寄与することを目指して、フィリピンと東南アジア諸国との二国間協議を主催していると述べた。さらに今回の政策対話に参加各国のエネルギーセクター、とりわけ電力業界についての政策の構築に貢献し、その結果成長を続ける経済が生み出す需要を満たすべくエネルギーセクターが効果的に機能することへの希望を表明した。同氏は、とりわけ今回の催しが比国政府の直面する課題の解決を目指したエネルギーセクター改革推進への助力となることへの希望を強調した。

タイ国政府高官が参加するハイレベル政策対話の開会に際し、JICA のフィリピン担当課長大村佳史氏は、上掲の佐々木氏による日本政府声明を繰り返すとともに、タイ国代表団への謝辞と有意義な討議を祈念する旨を述べた。

JICA フィリピン事務所次長の小豆沢英豪氏は、十分な量のエネルギーを確実に安価に供給できるよう、エネルギーセクターを有効に機能させるための政策の構築および改革を進める一助として一連の政策対話を主催することで、フィリピンおよび東南アジアの発展に貢献するという日本政府の決意を述べた。

IEEJ の JICA プロジェクト調査班のリーダーである星 尚氏は、今回の対話が東南アジア各国で異なる状況と課題のそれぞれに対応して行われることへの希望を表明した。特に強調されたのは、電力部門の改革を進めるにあたり国によって異なった手法がとられることであり、たとえばインドネシアとタイは「管理市場」の道を探り、フィリピンとシンガ

ポールは競争促進のため市場を自由化し目的の達成を図っている。その中で今回の対話は各国がお互いの経験から学習することを意図している。閉会にあたり星氏は有益な討議について参加者全員に謝意を表した。また、電力業界は産業部門のなかでも動きが激しい部門であり、電気料金を低減し電気の安定供給を確保するといった電力セクターの目的達成のためには、不断に情勢の変化を観察し続けて課題に対処する必要があることに言及した。

IEEJ の JICA プロジェクト調査班に所属し、一連の政策対話において副議長兼モデレーターを務めた兼清賢介氏は、今回の政策対話の目的は、フィリピンおよび東南アジア参加各国におけるエネルギーセクターの政策の構築を支援することであると述べた。同氏はさらに参加者に対し、各国のプレゼンテーションに続く公開討論会で積極的に問題点や関心事を提示するよう求めた。

今回の政策対話シリーズの閉会にあたり、JICA 東南アジア・大洋州部次長、武藤めぐみ氏は主催者としての日本政府を代表して挨拶を述べた。

その中で同氏は、エネルギーセクターでの目標達成という各国の課題を解決する上での政策対話の重要性を強調し、さらには計画されている ASEAN 地域統合のために今次政策対話から得られた情報を考慮する必要性を示唆した。

2.3 フィリピン国DOE高官による声明

Ramon Allan V. Oca 次官は、開会に際して政策対話の参加者を歓迎し、ハイレベル対話、技術レベル対話のすべてにおいて実りある討議を期待する旨表明した。

Loreta G Ayson 次官は、閉会の挨拶の中で東南アジアから参加した政府高官に謝意を表し、関係者の積極的な参加に加え活発な意見交換がなされたことを高く評価した。さらに、DOE はエネルギーセクターにおける問題解決のため、他の ASEAN 加盟国ともさらなる情報交換を期待していると述べた。

Jesus Tamang 企画政策局長は、インドネシア、タイ、およびベトナム各国の政府高官に対し積極的な意見交換がなされたこと謝意を表し、将来にわたって緊密な協力を期待する旨表明した。またベトナム国との技術レベル対話において Carmencita Bariso 次官は参加者を歓迎し有意義な討議を期待すると述べた。

3 フィリピンDOEによるプレゼンテーションの概要

3.1 プレゼンテーションの焦点

インドネシアとの政策対話において Petilla 長官はフィリピンにおけるエネルギーセクター改革についてのプレゼンテーションを行った。発表では改革の実施とその結果において

課題があり DOE にとって最大の関心事である電力部門に重点が置かれた。発表で Petilla 長官が扱った事柄は以下の通り：

- 電力産業改革法（EPIRA：Electric Power Industry Reform Act）制定前後のフィリピン電力産業の構造；
- エネルギーセクター改革の理由と目的；
- 改革の実施における政府の役割；
- 改革の推進状況；

上記に続いて行われたハイレベル対話において電気事業管理局（EIMB：Electric Power Industry Management Bureau）の Irma Exconde 次長はフィリピンの電力産業改革について概略以下のような発表を行った。

3.2 EPIRA以前の電力産業の構造

国家電力公社による発送電事業の独占体制

EPIRA の制定以前、フィリピンの電力業では国営企業としての国家電力公社（NPC：National Power Corporation）が発送電事業を独占していた。NPC は一群の発電設備を自身で所有していたが、財政上の制約のために設備の増強が需要に追い付かないときには独立系発電事業者（IPPs：Independent Power Producers）との供給契約で不足を補っていた。

配電事業者（DUs：Distribution Utilities）の設備は NPC の送電系統に接続され、また大工場その他大口需要家も NPC の送電系統に直結していた。

独占配電事業者

主要都市における民間資本所有の配電事業者や、需要家が所有する電化協同組合（主に農村部）は地域独占企業として特定の営業地域が割り当てられ、配電および小売事業を地域独占的に営んでいた。DUs の中には NPC からの電力のほかに独自の IPP 契約により供給を得ているものもあった。

料金規制

NPC は大口電力の発送電に係る卸売価格を規制して来た。一方 DUs は配電および小売料金を規制していた。

3.3 電力産業改革法

電力産業改革法（EPIRA）は 2001 年 6 月 8 日フィリピンの国会によって制定され、同月 26 日に施行された。EPIRA はフィリピンの電力部門の全面的改革を規定し、NPC の分割民営化を義務化している。

電力部門改革の理由と目的

改革の理由

電力部門の改革を図る理由は以下の通り：

- ・ 民間資本の参入によって電力部門への投資を維持することで電力需要の増大に対処すること。
- ・ 電気料率および課金における透明性を高めること。
- ・ 電力部門の所有形態を多様化することで経営効率を向上すること。
- ・ 需要家に選択権を与えること。

EPIRAの目的

EPIRA の目的は、以下の手段を通じて電力供給の安定性と効率を高め価格を低下させることにより電力業界を合理化することである：

- a. 市場メカニズムによる競争；
- b. 発電、送電、配電および末端供給部門間の制度上の関係、ならびに妥当な価格を実現する料金決定プロセスにおける透明性；
- c. 発電、送電（営業権の移譲による）、配電および末端供給部門への民間投資；
- d. 強力かつ独立した規制機関による競争の拡大と消費者保護の向上；

産業構造と改革

産業構造

- a. 機能面および営業面のアンバンドリングにより競争的な発電事業、規制された送・配電、および競争的な小売供給をもたらしている。
- b. 末端消費者は競争（自由選択）可能需要家（契約電力1 MW 以上）と専属需要家の二つに区分される。

構造改革活動

EPIRA のもとで実施された構造改革活動のうち主なものは以下の通り：

- a. 卸売電力スポット市場（WESM：Wholesale Electricity Spot Market）の創設；
- b. NPC の発電資産を分割民営化；
- c. 高圧送電線の配電事業者および大口ユーザーへの開放であって、以下を含む：
 - i. 送電線の競争可能顧客への開放；
 - ii. 透明性と説明責任向上のための料金構成の細分化表示；

電力部門改革における政府の役割

主要政府機関

- DOE は政策立案機関として電力業界の全般的監督にあたる:
- エネルギー規制委員会 (ERC : Energy Regulatory Commission) は独立した準司法的機関であり、対象公共事業の技術的機能と価格を規制する。
- 国家電化庁 (NEA : National Electrification Administration) は、電化協同組合 (ECs : Electrification Cooperatives) を育成するとともに、ECs の経営自立性を強化のための規制政策を改善する。

DOE と ERC は電力市場の運営、開発、および公正な規制を司る中心的政府機関であり、一方 NEA は国の電化を担当する。

主な電気事業関連組織

- 電力部門資産債務管理会社 (PSALM : Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation) は、分割民営化を待つ NPC の資産と債務を管理する。また NPC の分割民営化の行程を管理すると同時に地方電化ユニバーサルチャージ (UCME : Universal Charge for Missionary Electrification) を運営する。
- フィリピン電力市場公社 (PEMC : Philippine Electricity Market Corporation) は、卸売電力スポット市場 (WESM : Wholesale Electricity Spot Market) の運営にあたり、電力の配給計画と価格設定の責任を負う。市場には NPC、NPC-IPPs、IPPs および IPP 管理者が参加して一時間ごとのプール市場で発電電力の取引を行う。
- NPC は PSALM の管理下にあつて民営化されていない発電施設および IPP 契約からの電力を販売する。また、離島部の「地方電化」を担当するが、新規の発電所の建設は許されていない。
- 送電公社 (Transco : The National Transmission Company) は送電系統の所有者であり、送電事業権の移譲を受けた NGCP (National Grid Corporation of the Philippines) が送電事業とメータリング (検針) 事業を行う。後者はまたシステム運用者として電力/予備電力の供給にあたる。
- 民間の配電事業者 (DUs : Distribution Utilities) と電化協同組合 (EC : Electrification Cooperative) は配電事業者として小売需要家に電力を販売する。
- 大口の商工業需要家の一部は NGCP の運営する送電系統に直接接続している。

DOEの役割

DOE は電力市場改革の実施に係る主要政府機関であり、再編成後の環境におけるその役割は以下の通りとなっている：

- ・ 電力業界の構造改革の監督；
- ・ WESM の監視；
- ・ 年度ごとのエネルギー計画（Philippine Energy Plan）の作成と更新；
- ・ 国産エネルギーおよび再生可能エネルギー資源の開発と地方電化の促進；
- ・ 配電事業者の効率改善とコスト低減のため経営・構造改革を促進・奨励；
- ・ 広報および啓蒙活動；

DOE 長官は、以下の通り政府所有および政府所管の公共団体において役員会の主要な役職に就いている：

- ・ PEMC（WESM を運営）取締役会会長；
- ・ NEA 取締役会会長；
- ・ PSALM 取締役会副会長；
- ・ NPC 取締役会副会長；
- ・ Transco 取締役会副会長；

3.4 電力産業改革の状況

電力産業改革の現状を以下に要約する。

料金構成の細分化表示

EPIRA の規定に従い NPC の料金構成は 2002 年 3 月 20 日以降細分化され、一方配電事業者（DUs）の料金は 2003 年 6 月に細分化が完了した。

相互補助システムの廃止

グリッド間（ルソン、ビサヤス、およびミンダナオ系統）相互補助システムは 2002 年 9 月に廃止された。グリッド内部および需要種別間の相互補助システムは 2005 年 10 月に廃止された。

現在政府の補助金は事実上皆無である：国家予算における NPC および Transco 向け補助は合算しても 3.5 億米ドルで、しかもこれは地方電化用に配電設備を延長するための設備投資に対して与えられているに過ぎない。

卸売電力スポット市場(WESM)の創設

WESM の運用が開始されて以来現在で 7 年近くになる。ルソン市場での商取引は 2006 年 6 月 26 日に開始され、ビサヤス系統の編入は 2010 年 12 月 26 日に完了した。さらに PEMC

はミンダナオ市場の暫定的な運用を近く開始する予定である。WESM には取引監査および市場ルールの見直しの結果、細かい修正がなされつつある。

分割民営化

EPIRA の施行により、ERC が小売り自由化の導入開始を宣言する条件として NPC の発電施設の 70% の売却、および NPC の IPP 契約の 70% 売却が義務付けられている。これに対し PSALM は現在まで NPC 施設の 79.56% の売却、同 IPP 契約の 76.85% の売却を完了している。また NGCP は Transco の事業に係る競争入札を勝ち取った後国会により事業権を与えられた。

オープンアクセスと小売り競争

ERC は 2012 年 12 月 26 日、すべての前提条件が満たされたとして、配電・小売部門の競争自由化であるオープンアクセス制度の導入開始を宣言した。

契約電力 1 MW 以上の需要家についての小売市場の運用はすでに開始されているが、(当該資料作成時点で) まだ 2 か月程度の実績しかない。競争 (自由選択) 可能な需要家 900 軒のうち約 200 軒が PEMC に対し競争市場への参加を届け出ている。

3.5 電力セクター改革における課題

フィリピンにおける電力セクター改革の課題は以下の分野に見られる。

発電容量の管理

民間資本が発電施設の新規投資をする時期や意思決定について政府は (直接的には) 規制ができない。投資決定のための指針を適切に示すため、DOE は需要予測の信頼度を高め、将来の需要に民間部門が対応できるよう努力している。

電気料金

高額な電気料金に対する苦情はあっても、政府は発電および配電・小売部門の自由化された価格を統制することはできない。このため DOE は電気料金についての情報の透明性を高めることで一般消費者の理解が得られるよう努力している。

大口需要家の契約方式

需要家の一部には既存の設備容量だけでは有効な競争を生まないのではないかという懸念がある。このため DOE は大口需要家の受電契約における出方を見守っている。

4 ハイレベル政策対話

インドネシア国、タイ国、およびベトナム国とのハイレベル政策対話を以下に要約する。

4.1 インドネシア政府高官との政策対話

インドネシア代表団

インドネシア代表団は、以下のエネルギー・鉱物資源省（MEMR：Ministry of Energy and Mineral Resources）高官で構成されていた：

- ・ Pamudji Slamet 電力総局法務部長
- ・ Afrizal 電力総局電気事業管理部次長
- ・ Suryastuti Nirbito 電力総局電力情報および政府投資部次長

なおインドネシア代表団には、上記の MEMR 高官のほか、JICA インドネシア事務所から矢野友三郎電力総局顧問（経産省より出向）が同伴した。

インドネシア代表によるプレゼンテーション

インドネシア代表の発表内容は以下の通り：

a. エネルギーセクターの概要；

エネルギー諸指標、電力およびエネルギー消費の動向、エネルギー資源、電源構成、発電容量、発送電の基盤設備などに関するデータ。電化率はインドネシアの島嶼国としての特性から 76.5%と低目である。

b. 電力部門における政府の役割；

電力部門の法的枠組みは 2009 年の新電力法（Law No.30/2009）である。電力部門においてフィリピン類似の自由化を目論んだ 2002 年の旧電力法は、施行すらされずに撤回された。市場の自由化は現在 IPP の選択の段階にとどめられている。政府は（国有電力会社 PLN の）入札段階で IPP を規制することができる。また政府は（PLN の）電力購入契約（PPA：Power Purchase Agreement）による買い取り保証を維持している。

政府は事業の認可と料金設定における権限を引き続き保持している。中央政府または地方政府のいずれか事業の認可主体が価格を規制する。

c. 電力市場改革のための政策手段と規制；

電力の安定供給を図るための電力部門の集中計画と民間資本の参加については、政令 2012 年第 14 号が枠組みとなっている。IPP は競争入札で選択される。PPA と電力の販売価格は政府による審査と規制の対象となっている。

議会または地方自治体が電気の統一料金を設定する。電気料金は地域ごとに異なる資源の状況によってのみ変化する。電気料金には政府の補助金が支払われる。2011 年の家庭用電気料金は平均で 1,251 Rp/kWh、政府の補助金は総額で

93.18 兆ルピーであった。

再生可能エネルギーの比率を上げるため省令 2012 年第 17 号が発令され、再生可能エネルギーの上限価格が（在来燃料による電力価格よりは高値で）定められている。また固定価格買取制度（FIT）については別の省令 2012 年第 22 号が定めている。

d. 課題；

いかにして電気を手頃な料金で供給しつつ補助金を減らすかということ。

インドネシア代表団とフィリピン政府高官との公開討論会

公開討論会においてなされた質疑応答とコメント、追加情報を下記に要約する：

フィリピンDOE関係者からのインドネシア発表についての質問と回答：

- ・ インドネシアの経済開発計画と電力開発計画の対象年数は？→ともに 20 年である。
- ・ 発電燃料の構成は誰の勧告によるのか？→議会に所属する国家エネルギー審議会所属の国家エネルギー政策局（RUKN）である。（訳者注：RUKN は通常「国家電力総合計画」を指す）
- ・ 補助金の削減目標は誰が推進しているのか？→中央政府である。補助金は長期的に提言していく計画である。
- ・ 補助金制度はどのように実施されているのか？→電力会社を通じて行われている。なお発電用の燃料は市場価格で調達済みであり、補助を手厚く受けるのは輸送用燃料である。
- ・ 経済特区に対する電気料金の割引はあるのか？→割引はない。それどころか、一般に経済特区の電気料金は普通より高い。しかしインドネシアには水力発電が主力の地域があり、そこでは料金が安い。
- ・ 2012 年で 76% という電化率は世帯レベルでのデータか？→然り。なお 2014 年までに電化率を 80%以上とする目標はすでに 2013 年に達成しており、今後の計画は 2017 年までに 98%の世帯を電化することである。
- ・ （インドネシアは、以前フィリピンと同時期に競争を導入する電力部門の構造改革を実行しようとしていたがその法律は撤回された。その結果、電力産業は現在もなお規制された独占構造である。）
- ・ 構造改革を延期したインドネシア政府の判断は正しかったと思うか？→その通り。インドネシア政府の考えでは電力と経済成長は連動しており、現時点で電力業界とりわけ電気料金の規制は維持すべきである。
- ・ インドネシアの地方自治体における政策立案と立法、電気料金の設定はどの

ようになされているか？→一般的には事業の認可主体がその地域のエネルギーコストや発電原価を勘案して料金を設定している。

インドネシア代表団からフィリピンDOE関係者への質問と回答:

補助金はどのように削減し管理してきたのか？→フィリピン政府は補助金と相互補助システムをすべて廃止すると決定した。政府は不採算部門（たとえば離島部などの地方電化）への補助金の代わりに全消費者が負担するユニバーサルチャージを課金することとした。また電力会社も低所得者層（小規模需要家）の救済のためにライフライン割引を実行しているが、その原資はすべての消費者が負担する。

技術レベル対話への要望—インドネシア:

翌日の技術レベル対話において以下の話題を取り扱うよう要望があった：

- ・ 発電設備への適時の投資を誘発する方法
- ・ 電気料金を低減する方法
- ・ 電気料金の補助を削減する方法

4.2 タイ国政府高官との政策対話

タイ代表団

タイ代表団の構成メンバーは、以下のエネルギー規制委員会（ERC : Electricity Regulatory Commission）およびタイ発電公社（EGAT : Electricity Generating Authority of Thailand）高官であった：

- ・ Narumon Intharak ERC 電力・天然ガス統括部長
- ・ Tongkum Piyateravong ERC エネルギー・環境技術部長
- ・ Nimit Sujiratanavimol EGAT システム計画部代替エネルギー資源部エンジニア

タイ代表によるプレゼンテーション

以下にタイ代表の発表内容を要約する：

- a. エネルギー行政；
 - ・ エネルギーセクターの改革はエネルギー産業法の施行により 2007 年に開始された。同法の下でエネルギー省所轄の規制機関として ERC が設立され、一方ではシングルバイヤーの電力市場が創設された。同法はエネルギー市場における一般参加を促進することを狙いとし、ERC は地域社会、一般社会、エネルギー

の消費者およびエネルギー産業の当事者がタイのエネルギーシステムの発展に参加するのを促すための戦略を構築する役目を担う。

- ・ 新体制の下で数次にわたって実施された IPP 入札の結果、発電容量は相当程度の拡充を見た。その一方でガス産業は引き続き独占体制のまま残り、供給をタイ湾からのパイプライン経由および一部ミャンマーからの輸入に頼っている。

b. エネルギー政策；

タイのエネルギー政策に関しては、2011年8月23日、Yingluck Shinawatra 首相が国会において発表を行った。その骨子は以下の通り：

- ・ エネルギー産業を育成拡充することで国民所得を生み出す。このためエネルギーインフラへの投資を増やし、タイを地域エネルギービジネスのハブにする。
- ・ エネルギー資源の国内外における開発によりエネルギー安保を強化する。またエネルギー資源および種別における多様化を図る。
- ・ エネルギー価格の規制により公正を期すとともに実際のコストを反映させる。
- ・ 再生可能エネルギーおよび代替エネルギー資源の生産、使用、研究、および開発を支援し、10年以内に化石燃料の消費量の25%以上を置き換えることを目標とする。
- ・ 省エネを促進し、20年以内に GDP 当りのエネルギー消費原単位を25%低下させる。温室効果ガス排出量を削減し地球温暖化問題に対処するためにクリーン開発メカニズム（CDM）を利用する。このためエネルギーの経済的で効率的な使用に関する消費者意識を高める。

c. エネルギー価格

- ・ タイでは公式な手続きを経て電気およびガス料金を決定している。
- ・ 電気料金は全国統一価格であるが、原価主義によっており、電力会社間の資金移行メカニズムによって公正さを保ちコストの実費を反映させるようにしている。
- ・ 電気料金の調整のメカニズムとして自動料金調整システム（Ft）が採られており、これによって所与の時点における発電用燃料の実コストとの連携が保たれるため、消費者への請求額は公正、透明、かつ供給コストを反映したものとなる。この Ft は EGAT の燃料コスト、購入電力コスト、および電力会社の管理の及ばない政策費用における変動に即応して調整される。
- ・ 低所得需要家層への料金アップの影響を和らげるための手段には需要家種別間の内部補助制度がある。月間使用量が 50kWh 以下の低所得世帯には一般需要家

の負担で 100%の補助が行われる。こうした形での一般需要家の負担は年間で 30～40 億タイ・パーツになる。

- ERC の管理下で産業用需要家に課せられる「電力開発資金」は料金補助の原資ともなる。資金の用途は以下の通りとされている：
 - a. 地方電化の拡充に対する補償；
 - b. 低所得者層（月間使用量が 50kWh 以下）への補助；
 - c. 系統の運用者の責に帰す理由で過大な料金を支払わねばならない需要家への補償；
 - d. 発電所の周辺地域の開発と復元補償；
 - e. 再生可能エネルギーおよび低公害発電技術の促進；
 - f. 一般社会の電力問題に関する認識と参加意識の向上；
 - g. 事務費用；
- d. 省エネおよび再生可能エネルギーの促進
 - 再生可能エネルギーの開発のために Tariff Adder 制度と固定価格買い取り制度による奨励策が用いられ、関係者（小規模および極小規模発電事業者）からはこれまでのところ良好な反応を得ている。
 - 間歇的で分散した発電方式を支援するためスマートグリッドの導入を考慮中である。

タイ代表団とフィリピン政府高官との公開討論会

公開討論会においてなされた質疑応答とコメント、追加情報を下記に要約する：

- a. フィリピン DOE 関係者からのタイ発表についての質問と回答：
 - 天然ガス価格を原油にリンクさせるのはタイ政府の政策による。
 - タイにおける最初の IPP 入札結果がほとんど天然ガス発電であったのはなぜか？→EGAT が燃料を指定しなかったためである。第 2 回目は 50%をガス、50%を石炭に割り当てた。第 3 回目はガスの予定である。
 - 電気料金には 7%の VAT が課せられている。
 - 石炭火力を制限するという政策か？→否。むしろタイ政府としては石炭火力を促進している。問題は地元の理解である。タイ政府は最新の石炭火力発電による環境への影響について人々の理解を得るべく努力中である。
 - 特定期間における電力の使用に対する需要抑制のメカニズムとは何か？→政策はまだ最終決定ではなく発表もしていない。
 - 「電力開発資金（Power Development Fund）」の仕組みは？→小売り事業者は需要家に課金し、発電事業者からは ERC が徴収する（以下略）。

b. タイ代表团からの質問（抜粋）：

- ・ フィリピンの電力市場における価格目標は達成されたのか？→最初のうち市場価格はいわゆる「契約価格」より低かったが、最近は需要増から供給がタイトになったため価格は上昇している。現在 DOE は小売りの自由競争市場の価格への結果を見極めるためのデータを収集中である。（DOE は WESM の上限価格が 62 PhP/kWh であることを確認）同様に、時間内給電の問題の解決策として 5 分間隔の給電を実施すべく取引インターバルも見直し中である。
- ・ フィリピンに原子力発電所を建設する計画はあるのか？→一度も運転するに至らなかったバタアン原子力発電所（BNPP）の蒸気タービンはすでに売却されてしまった。フィリピンには原発に対する受容度に問題がある。政府は今も原発という選択肢を捨ててはいないものの、数ある中の最後の手段であろう。

c. 日本代表团からの質問：

- ・ タイの天然ガス市場の価格変動はどの機関が対応するのか？→価格は市場における変動で調整される。
- ・ タイはどのようにして発電原価を低下させたのか？→IPP の競争入札プロセスである。

技術レベル対話への要望—タイ：

タイ国との技術レベル対話において以下の話題を詳しく議論するよう要望があった：

- ・ 電力市場の価格状況
- ・ タイ国における石油基金（Oil Fund）、税制、補助金の仕組みについて
- ・ バイオ燃料の価格について

4.3 ベトナム国政府高官との政策対話

ベトナム代表团

ベトナム代表団の構成メンバーは、以下の商工省（MOIT : Ministry of Industry and Trade）高官であった：

- ・ Thang The Hung エネルギー総局企画部次長
- ・ Hoang Tung エネルギー総局企画部
- ・ Ngho Minh Hoan エネルギー総局人事・総務部員

ベトナム代表によるプレゼンテーション

以下にベトナム代表の発表内容を要約する：

a. エネルギーセクターの概要；

- ・ ベトナムの GDP は 2006-2012 年の間、年平均 5 から 7%、エネルギー消費もそれに伴い 9.4%という高成長を示した。同期間中の最大電力需要は 12.2%拡大した。電力産業は商工省（MOIT）が管轄しており、その下でエネルギー総局（GDE）が政策と計画を担当、電力規制機関（ERAV : Electricity Regulatory Authority of Vietnam）が電力産業を規制している。
- ・ ベトナムでは従来ベトナム電力公社（EVN）が発電、送電、配電を垂直に統合した形態であったのを発電部門の競争を可能にするように再編成した。現在ベトナム発電競争市場（VCGM : Vietnam Competitive Generation Market）に参入している事業者は EVN 系列事業者（完全所有および一部所有）、BOT（建設－運営－譲渡プロジェクト）事業者、および IPP 事業者である。EVP が依然として市場を支配している。
- ・ ベトナムの電力マスタープランでは、より信頼性の高い電力を合理的な価格で供給するための戦略として電源構成中の石炭火力の比率を上げ(2030 年までに 48%)、また需要増（2011～2015 年の間年率 14.1～16%、2016～2020 年の間同 11%、2021～2030 年の間同 7.8～8.8%）に対処するため、原子力の導入を図ることとしている。

b. 電気料金

- ・ 小売り電力料金は MOIT がサプライチェーンに沿って設定したものを総理大臣が認可して決められる。契約価格は当事者間の交渉次第となるが当局の決めた制約の支配を受ける。
- ・ 発電コストは以下の要因に従って決定する：
 - a. 多目的ダム発電設備（SMHP）については国の機関による年度ごとの認可；
 - b. BOT 発電所、輸入、およびアンシラリー・サービスについては買電契約（PPA）；
 - c. そのほかの発電所については CfD（差分契約）および市場価格；ただし上記において、部門全体の管理費およびアンシラリー・サービス費用には SMO (System Market Operator) の費用ならびに EVN の管理費(将来は「規制費用」)を含み、またアンシラリー・サービス費用は待機予備力（Cold Reserve）、高速起動（瞬動）予備力（Fast Start Reserve）、および必須（Must-run）電源からの購入費としての出費総額として算出する。
- ・ 送配電価格は各電力会社固有の許容配電収入額と 3 年から 5 年の実績ベース調整（PBR）に従い年度ごとに設定される許容収益を基準に決定される。

- 再生可能エネルギーの助成は、小水力およびコジェネレーションに関しては回避コストのメカニズムを介して行われる。回避コストは全国的送電網に接続する最も高コストの発電設備での発電コストとして定義される。風力発電の開発には買い取り価格保証および財政的奨励策による助成がある。省エネは消費効率の目標の達成手段、ならびに組織団体、世帯、および個人の義務を定める法律を通じて推進されている。

ベトナム代表団とフィリピン政府高官との公開討論会

公開討論会においてなされた質疑応答とコメント、追加情報を下記に要約する：

- a. ベトナムの高成長について：
 - ベトナム代表は、2010年に策定された電力マスタープランは歴史的に高かった経済と電力需要の伸びに基づいた高成長率を織り込んだものであると説明。
- b. 電気料金：
 - ベトナムの一般家庭用の料率は US\$0.07/kWh であるのに対し、フィリピン (MERALCO) のそれはおよそ US\$0.25/kWh である。
 - ベトナムの電気料金は非常に安いと、料率には補助はないと思われる。低い料率には以下の要因が寄与している：
 - a. 低コストの水力が発電量の 40% を占めている。
 - b. 多くの発電設備は償却が進みつつあり、回収のための固定費が事実上不要。
 - c. ベトナムは資源（石炭と天然ガス）に恵まれており、その価格も国際市場に左右されない。国産の価格は政府が統制している。
 - 社会主義政府として電力インフラは政府の予算を用いて建設されたため、以前の会計制度には減価償却費という費目がなかった。（最近の会計制度には投資および償却という概念がある）
 - Phumi の複合サイクルガスタービン (CCGT) 発電所では、規模の経済およびベースロード運転のおかげで熱効率 60% 以上という高効率を達成している。
 - ベトナムの電気料金は、発電所の新設や燃料自給率の低下により、最後は国際水準を追うことになろう。しかしながら政府は一般消費者への影響を和らげねばならず、上の変化は非常にゆっくりと起こるのであろう。
 - フィリピン ERC が最少費用の電気料金を追究するためのベンチマーキング

支援の申し出あり。

c. 設備容量の過不足の問題：

- ・ フィリピン側から発電設備容量の過剰と不足における過去の経験が披瀝された。いずれのケースでも電気料金は高騰した。
- ・ フィリピンの民間部門への依存は安定供給における課題を残している。DOE 長官としてはフィリピンの今の産業構造と市場の状況を前提とした有効な戦略を築きたいと思っている。
- ・ フィリピン政府としては発電設備の新規建設のための予測の精度を上げ行政プロセスを短縮することで、安定供給をはかりたい。
- ・ 他方、フィリピンの民間企業としては設備容量の過剰が気がかりである。
- ・ 設備容量の「過剰」と「不足」についての適切な定義が必要である。

d. 電源開発と電源構成について：

- ・ (フィリピン側質問) ベトナムのマスタープランでは石炭火力の比率を上げ原発を導入するとしているが、それに対する社会的・国民的支持はどうか？→ベトナム政府としては、発電所が環境規制に従う限り社会的受容の面で問題になるとは思わない。
- ・ ベトナムは出水率の季節変動がある中でどのように電力システムを運営しているのか？→大型水力(80MW~1,000MW 規模)は貯水式のため季節変動を吸収できる。(変動の影響を受ける)流れ込み式水力は10MW~30MWの小型発電である。

e. 電化率対策：

- ・ ベトナムでは電化率98%を達成しているが、オフグリッド(送電網外)の電化の費用をどう賄っているのか？→ベトナムにおけるオフグリッド地域はごくわずかで、そのための補助も電力会社の予算総額の一部にすぎない。実際上EVNはこれまで離村地域を念頭に置きながら送配電施設を建設してきた。

f. 産業構造と電力市場：

- ・ フィリピン側より(ベトナムの)電力市場に関してより詳細な説明の要請あり。
- ・ (ベトナム側より)フィリピンの電気料金が高いのに発電能力が伸びない理由について質問あり。
- ・ ベトナムのPPA規制における戦略は？→当事者間の交渉終了後に政府が審査したうえで契約価格を認可している。
- ・ PetroVietnam (PVN) が石油・ガス企業であるにもかかわらず電力産業に加

わった理由は何か。参入は PVN としての経営的決断によるのか、それとも政府との統一戦略なのか？→①ベトナムの天然ガスは油田からの「随伴ガス」であり、PVN としては生産されるガスに対する安定した市場を必要とした。②EVN が PVN と買電契約を直接交渉した。

技術レベル対話への要望—ベトナム：

ベトナム国との技術レベル対話において以下の話題を議論するよう要望があった：

- ・ 電力の安定供給を目指した政府の戦略；
- ・ 電気料金に対する料率と政府による電力会社への補助のバランスの在り方；
- ・ ベトナムにおける競争的電力市場の設計；

5 技術レベル対話

ハイレベル政策対話の翌日、DOE 内会議室において、その時の参加国双方が関心をもつ特定の事柄について討議を深める目的の技術レベル対話が開催された。以下はその概要である。

5.1 インドネシア政府高官との技術レベル対話

インドネシア代表団によるプレゼンテーション

技術レベル対話においてインドネシア MEMR の高官は、前日になされたと同じプレゼンテーションを繰り返した。これはフィリピン DOE からの参加者が異なるため、副議長（モデレーター）である兼清賢介氏が要請したのに応えたものである。（発表の内容は 4.4.1 章を参照のこと）

インドネシア代表団と比国DOE関係者との公開討論会

フィリピン DOE 側からインドネシアの発表について、中央政府、州政府、ならびに市町村の行政権限はどのように区分されているのかとの質問→国営企業および州をまたぐ私企業の指揮監督権は中央政府にある。一方州政府は市の境界を越えて営業をする私企業の監督をする。市内の私企業はその市または統治区の指揮監督下に入る。

両国間の意見交換を以下に要約する：

a. 地熱エネルギーの開発について：

インドネシアは、フィリピンが地熱の比率拡大に成功を収めているのに対し、FIT 買い取り制度がすでにあるにも関わらず自国の開発業者が地熱にあまり関心を示さないことについて質問→1970 年代の世界的石油危機に際し、フィリピンには石油への依存度を低下さ

せるのに他の選択肢がなかった。地熱の開発は当初、大統領令第 1442 号によったが、2008 年になり再生可能エネルギー法にとって代わられた。フィリピンは、インドネシアの地熱開発の支援のため長年培ったその経験と知識を提供することを申し出た。

b. その他のエネルギー資源の開発について：

両国は原子力エネルギーの推進についてともに国内世論の受容の問題を抱えている。選択肢としての原子力を諦めてはいないものの優先度は最後に置かれている。また石炭火力発電についても多くの反対がある。インドネシアとしては石炭火力への抵抗をクリーンコール技術（例えば大型石炭火力発電所に超臨界圧技術を採用）で乗り切りたいと考えている。経済的観点からは、より小型の 100～300MW 規模の発電所には環境への影響を考慮しながら亜臨界圧技術を採用するオプションもあろう。フィリピンが石炭火力発電所のボトムアッシュの取り扱いに関する情報を求めたのに対し、IEEJ はクリーンコール技術についての情報をまとめた NEDO の小冊子を後日送付することを約した。

c. 電気料金における補助金について：

インドネシアの経済専門家の見解は補助金問題で二分しており、あるものは補助金を擁護しているが他方はその減額ないし廃止を訴えている。インドネシアでは電気料金が高額な補助を受けるのに対し燃料については皆無であり、しかし電力会社はその運営に対して補助を受け、輸送部門での高額な補助もまだ残っている。インドネシア政府としては補助金を低減したいと考えている。対照的にフィリピンでは一切の補助金がない。（フィリピン側からより詳しく石油基金の情報を得るための連絡先の照会あり。）

d. 電力会社の運営について：

インドネシアの配電システムロス低減および集金効率の向上策としては、前払いメーターおよび盗電には正規料金の 3 倍の罰金を科す法規の適用がある。盗電については警察の手を借りた逮捕もあり、大口需要家の場合は法的措置が取られる。現在インドネシアのシステムロス率は 9.27% とひとケタ台を達成している。

e. エネルギーおよび電力開発計画について：

インドネシアでは需要予測をするのに経済成長、人口動態、および工業開発計画を主要因として使用し、気候要因は中・長期の予測では考慮しない。

5.2 タイ国政府高官との技術レベル対話

タイ国代表団によるプレゼンテーション

技術レベル対話においてタイ国 ERC の高官は、前日になされたと同じプレゼンテーションを繰り返した。これはフィリピン DOE からの参加者が異なるため、副議長（モデレーター）である兼清賢介氏が要請したのに応えたものである。（発表の内容は 4.4.2 章を参照のこと）

タイ国代表団と比国DOE関係者との公開討論会

タイ・フィリピン両国間の意見交換を以下に要約する：

- a. 地域の電力市場との電力システムの相互接続について：
 - ・ タイ国は、諸国（ラオス、カンボジア、ミャンマー、マレーシア、および中国）との電力システムの相互接続をしているが、それは近隣諸国の持つ豊富なエネルギー資源を活用するためである。
 - ・ 電圧などの技術面で大きな問題は経験していない。周波数の異なるマレーシアとの相互接続においても直流（DC）リンクでうまくできている。
 - ・ これまでのところタイの国境をまたぐ相互接続はすべて二国間協定に基づいている。新しく大メコン圏（GMS：Greater Mekong Sub-region）という開発計画があり、タイとしてはそれへの参加を期待しているが、まだ計画内容やスケジュールは具体化していない。
 - ・ 「ASEAN 経済の統合」は地域市場の開発を加速する可能性がある。
- b. 省エネルギー：
 - ・ フィリピンよりタイの省エネルギー計画の特徴、実施状況、ならびに使用指標について質問あり→タイでは電気器具のエネルギー効率と電力の使用状況を調査中である。
- c. 電化率：
 - ・ タイは非常に高い電化率（99.8%）を達成している。タイの電化率は事実上 100%であるが、常に世帯数の増加や住宅の新規開発があり、それに追いつくための遅れを 0.2%と見ている。
 - ・ 配電事業者、すなわち首都圏配電公社（MEA：Metropolitan Electricity Authority）と地方配電公社（PEA：Provincial Electricity Authority）は一般家庭用需要家の接続計画とその実施に努力している。
 - ・ 離村地域への配電システムの拡大については長期計画がある。同計画が認可された場合には、計画実施のための投資額は電気料金に含まれる予定である。
 - ・ 島嶼国であるフィリピンと違いタイは内陸国であり電化がしやすいというほかに、タイでは貧困家庭への無料の電力供給システムを実施している。
- d. 再生可能エネルギー：

- Adder 制度と FIT 制度による奨励策はこれまでのところ関係者から良好な反応を得ている。
 - 再生可能エネルギーに対する補助金は政府予算からではなくユニバーサル課金から調達している。
- e. 天然ガス：
- 天然ガスの品質は生産元から最終消費者に至るすべての段階で管理している。品質基準は需要家（発電所、工業用など）で異なる。
 - タイの天然ガス産業は規制の点では開放されているものの、PTT が独占体として事実上業界を支配している。こうした中 EGAT が独自の LNG 輸入を検討しているが、ERC は、輸送施設が現在 PTT によって所有されているので、第三者のパイプライン利用のためのアクセスコードの策定を考えている。
 - 天然ガス使用の優先度は電力に置かれており、家庭用や小規模消費者ではない。
 - タイではツクツク（三輪タクシー）の燃料は CNG ではなく LPG で置き換わりつつある。フィリピンのジープニー（乗合タクシー）は CNG 使用車または電気自動車に転換中であるが、これは主に石油価格の急激な上昇の影響を避けるためである。
- f. 原子力エネルギー：
- タイは原子力エネルギーの開発を遠い将来（2030 年以降）のことと位置づけている。
 - フィリピンでは原子力を一つの選択肢としてのみ認め、選びうる最後の手段として位置づけている。
 - 両国とも原子力発電についての社会的受容度に問題を抱えている。
 - 補助金、内部補助、および「立地利益交付金」：
 - 月間使用量 50kWh 以下の世帯に対する電気料金免除。
 - タイの ERC は「立地利益交付金」の基準を設定（例えば発電所建設地点の半径 3 km 以内等）。地元の委員会が ERC に PDF の使途について提案をする。
- g. 自由化と投資政策
- EGAT はタイの電源構成の少なくとも 50% の支配を続ける予定。
 - 電力市場の自由化は消費者保護グループの反対により 2003 年に中断。
 - EGAT は引き続き政府機関の一つにとどまり、法人組織化はせず。
 - タイ政府は将来の電源構成において石炭火力の比率を上げて行く方針であるのに対し、民間部門の反応は石炭火力に対する社会的受容度の問題から天然ガス火力への投資を支持。
 - 上記により、現在 IPP 調達の入札書類には発電所の種類が指定されている。

h. 石油下流部門：

- ・ フィリピン側より、タイでは規格外れの LPG タンクをどのように管理しているかについて質問あり。
- ・ 同じくフィリピン側より、(タイの) 下流販売市場への民間の参入はどの程度成功しているのかについて質問あり。
- ・ 石油の需要家から徴収した石油基金は、規制緩和以前は石油価格を安定させるのに使われていた。上記基金は今も存続しているが LPG の価格を補助するのに充当されているのみである。
- ・ エネルギー計画
- ・ タイでは政権が交代するごとに、新しい政策と綱領に基づく新しいエネルギー計画が作られている。
- ・ しかし電源開発計画は、既存の計画の見直しを必要とする状況が発生した時にのみ改訂される。

5.3 ベトナム国政府高官との技術レベル対話

ベトナム代表団によるプレゼンテーション

ベトナム代表は、ハイレベル政策対話での場においてなされたと同じ、エネルギーの状況および電力部門における政府の役割に関するプレゼンテーションに加え、電力市場の改革・再編成に関し、改革の始まり（推進要因、枠組、および改革の要素など）からその進捗と成果、将来計画についての詳細を発表した。

（上記発表の内容は 4.4.3 章 “Overview of the Energy Situation and Role of Government on Power Sector”を参照のこと）

a. 電力事業体制改革のロードマップ：

- ・ ベトナム電力法は電力市場の改革についてのロードマップを 3 つのフェーズ（フェーズ 1：競争的発電市場、フェーズ 2：競争的卸売市場、フェーズ 3：競争的小売市場）で示している。各フェーズは 2 段階（試験的導入、全面的運用）で実施される。
- ・ 改革の主な推進要因は (a) 価格決定の非効率、(b) 投資の不足、および (c) 電力部門における活力維持のためのコスト回収の必要性、である。

b. ベトナムにおける電力市場改革の主な要素は以下の通り：

- ・ EVN のアンバンドリング（事業活動の区分と機能ごとの料率の決定）
- ・ 電力会社の分割民営化。ただし政府は、総発電容量の 3 割（2004 年時点）を占める 3 か所の多目的水力発電施設を引き続きその管理下に置く。

- ・ 透明性、選択の自由、および持続可能な電力システム（安全、安定、および効率）を基本とする電力市場の構築。
- c. 電気料金の決定に係る政府の役割：
- ・ 小売り電気料金の承認は首相の権限で行われる。MOIT はサプライチェーン（送配電および関連する経費）に沿った移転価格を認可する。契約価格は当事者間の交渉に基づくが、規制当局の規定による制約を受ける。
 - ・ 多目的ダム発電設備による発電コストは国の機関による年度ごとの認可により、また BOT 発電所およびアンシラリー・サービスについては買電契約（PPA）、その他のほかの発電所については CfD およびスポット市場価格で決定する。
 - ・ 送電コストは年度ごとに設定される許容収益を基準にして決定される。
 - ・ 配電コストは 3 年から 5 年の実績ベース調整（PBR）に従う許容収益を基準に決定される。
- d. 改革プロセスの成果：
- ・ 規制体制の骨格を構築した（許認可制度、技術基準、電力系統運用基準、配電規約および検針基準、経済・市場条例、市場規則、料率および契約規則、小売り料金の市場価格による調整、発電価格決定の方法論、および PPA の認可）；
 - ・ 発電事業者 3 社（2012 年 6 月）、独立送電事業者 1 社、配電事業者 5 社の設立。なお EVN は依然として総発電容量の 5 割以上を支配している；
 - ・ ベトナム発電競争市場（VCGM：Vietnam Competitive Generation Market）の完全運用開始；グロス決済コスト・ベースト・プールによるスポット市場と、高い（90-95%）初期カバレッジ率の差額契約（CfD）形式による発電事業者とシングルバイヤーとの期限付き PPA の組み合わせ；
 - ・ 市場を基準にしたメカニズムによる電気料金の調整方式（燃料コストおよび為替レートの変動のため四半期ごとに実施）；
- e. 当面の実施計画：
- ・ 全国システム（National System）と市場運営事業者（Market Operator）の設立および運用開始（2013 年）；
- f. 将来計画（ロードマップ）：
- ・ 配電事業者が発電会社を自由に選択可能である競争的卸売市場の樹立（2015 から 2022 年）、および需要家が電力の供給者を選択できる競争的小売市場の確立（2022 年以降）。
- g. 課題：
- ・ 2011 年から 2030 年にかけて巨額の投資が発電設備（US\$110.332 兆）ならびに送電網（US\$156.303 兆）の建設に必要。

ベトナム代表団と比国DOE関係者との公開討論会

ベトナム・フィリピン両国間の意見交換を以下に要約する：

- a. ベトナムにおける民営化/株式化について：
 - ・ 外国籍企業にはどの程度まで保有を許し得るのか？→発電設備の種類による。大型で戦略的に重要な多目的水力発電設備は今後とも国の支配下に置く。私企業であれば株式市場を通じて、または取締役会を通しての直接投資が許される。
- b. エネルギー・電力開発計画：
 - ・ フィリピンで、各種のエネルギー計画の策定と審議について指針を出すのはどの機関か？→発電計画はDOEが策定するが、送電網の整備計画は営業権者であるNGCPが策定し、施設所有者のTranscoが審査したのちDOEの承認に回付する。配電設備の整備計画は配電事業者が作成する。公共の諮問委員会はDOEが設営し主導する。電源開発計画はDOEの承認を経て国家エネルギー計画に組み入れたのち大統領府に提出する。
 - ・ DOEの需要予測は需要計画と実際の受容とに基づいている。どのような産業が拡大成長しつつあるかについての情報は貿易産業省(DTI)から得ている。DOEは現在自家発電を備えている建物の目録を作成中である。
 - ・ ベトナムのエネルギーマスタープランは現在天然ガス、石炭、および電力に重点をおいており、かつ天然ガスと石炭は発電用の主要燃料でもある。
- c. エネルギー計画への民間部門の対応と供給安定性について：
 - ・ (ベトナム側より) どうすれば民間部門がエネルギーおよび電力開発計画に基づいて適時の対応を取ることを担保できるか？民間部門の対応を予測可能にする方法はあるか？「計画」を「結果」に変える方法は？供給の安定を確保するメカニズムとは？
 - ・ (フィリピン側) DOEは電源開発計画を投資家向けに発表する際、需要予測や見通しの方法についても言及する。また投資家に対して行政面あるいは許認可の要件についての支援を提供する。地方自治体もまたエネルギー需要と資源の状況の理解に関わる。フィリピンにも「立地利益交付金」制度が存在する。
 - ・ (日本側発言者) 投資家の視点から言うと：①政府の保証はない(これは民間も了解済みの政策)、②投資家は電化協同組合が結ぶ買電契約を頼りにしている。発電事業者は市場における力関係によって目標とする利益を得ようとしていると見られる。また民間部門の対応を語る場合、参加者としての銀行を含めることが肝要である。彼らはIPP事業者への貸付を通じた特別な利害関係にあるからである。フィリピンの場合、小規模(300MW以下)の再生可能エネルギープロジェクトは地元の銀行から十分な資金が得られるであろう。しかし例えば

1,000MW以上の大型建設プロジェクトの場合は、巨額の必要資金を提供してくれる外国の金融機関の参入が必要となる。

- よってカギとなる命題は：「民間投資の保証なしに政府が建設計画の実施を担保できる制度をどのようにして構築するか？」ということになる。
- d. 小規模電化協同組合（ECs）の合理化：
- 小規模電化協同組合を合併することは可能か？→文化的理由から困難である。取締役会の「公開」選挙手続きのせいで、組合を分裂させることは容易でも合併は難しい。
 - とはいえ最近ミンダナオの複数の組合では、需要量を合算することで300MWの競争入札プロジェクトを契約にこぎつけている。
 - DOEとしてはECsの10年後をどう見ているのか？→ECsの運用状態の技術面および財政面からの監視を続けていく。
- e. フィリピン WESM について：
- なぜ WESM の指揮監督に DOE が当たっているのか？これは ERC の役目ではないのか？→WESM はまだ過渡期にある。独立の市場運営体も設立されていない。ERC としても市場の手数料を監督し、あるいは価格や不当競争についての監視をしている。
- f. 発電プロジェクトの決定（IPP の選定）における政府の役割：
- ベトナムの IPP の選定過程におけるエネルギー総局（GDE）の役割は？→大型の発電設備への投資者はマスタープランの時点ですでに特定されている。小規模発電所は州政府が選定する。ベトナムの IPP のほとんどは小規模発電所である。一般論としては競争入札が原則であるが、ペトロベトナムはいつでも任意のプロジェクト提案ができる。
 - フィリピン DOE 長官としては、再生可能エネルギーによる発電プロジェクトの引き受け手がないときには PNOC が参画することを希望する；望ましい比率は ECs が 40%、民間資本が 40%、そして PNOC が 20%。
- g. 発電所の建設を支援するための意志疎通作戦：
- ベトナムでは地方自治体の計画・相談制度を用いる。
- h. ベトナムの電気および燃料価格決定方式：
- 天然ガス、石炭、および電気の料金は政府が決定する。天然ガスと石炭は国家の専売である。またガス料金は政府が認可する買電契約に基づいている。

6 政策対話のまとめ

本章では、4 日間にわたった政策対話を総括する²。

6.1 共通した関心事および問題認識

参加4か国（フィリピン、インドネシア、タイ、ベトナム）に共通した共通の関心事と問題認識は以下の通りである：

- 成長を続ける経済のエネルギー需要拡大に見合う供給体制；
- 消費者にとって手頃で産業活動を支援する電気料金の必要性；
- 政府の財源不足。その結果としてエネルギー部門における民間投資への依存；
- 社会的発展にとって電化が重要な手段であること；
- エネルギー部門の持続的成長および地球温暖化対策のためには、再生可能エネルギーと省エネを追求する必要があること；

6.2 電力市場改革

- インドネシアとタイは引き続き統制または規制市場下にある。供給の安定および適正な電気料金は IPP の競争的選択と PPA の当局による規制と認可によって確保している。タイにはシングルバイヤー市場に関する明確な政策と手続きが構築されている。
- 一方フィリピンとベトナムは発電部門の自由化を完了し、電力の供給における競争状態を生み出している。

6.3 価格調整の方法

- フィリピン以外の各国では、補助金によって価格調整を行っている。たとえばインドネシアでは高額な補助金が交付されており、政府は補助金を減額することによる影響を和らげる方法を模索中である。ただし、報告によると電気料金がフィリピンよりも大幅に低いインドネシアでさえ補助金を全廃すると思われる。
- ベトナムは過去に電力のインフラを構築した時の国庫支出を評価しないことで、会計上の観点からは「隠れた」補助金を出している。そのうえ、発電用の石炭の価格は一般国内用価格の 85% に抑えられている。

6.4 持続可能な発展および環境対策

- 参加4か国のすべてにおいて、再生可能エネルギーと省エネを推進する政策及び計画が存在する。

² IEEJ における JICA プロジェクト調査班の一員として、4 日間にわたる対話セッションの概要を取りまとめた Rowaldo del Mundo 教授の作成ならびに部分的加筆修正による。

- 上記推進計画では金銭的奨励策やある種の価格保証(例えば再生可能エネルギーの FIT 制度など)が提供されている。

6.5 結論

政策対話を通じて判明したことは、参加4か国は各々のエネルギー部門改革の追求における条件、経験、戦略、ならびに結果という点において似通った点もあれば異なる点もあるということである。健全な経済成長を支えるためにはエネルギーと電力の果たす役割が極めて重要であり、各国は今後とも有効な改革策を追求しつつ、変化する状況に対処して行かねばならない。

そのためには、政策の立案、計画、規制、および市場の指揮監督を通じて、改革の成果を望む方向に導くための政府の役割を明確にすることが非常に重要となる。経験を（良きにつけ悪しきにつけ）共有し、互いに問題解決の方法を学習し、各々の長所を基礎にして前進することは賢明な行動である。以上の理由から政府組織の上層部間ならびに中級（技術）レベルの成員間における対話は続けられるべきである。

日本におけるエネルギーセクターの対話および関連活動

エネルギー政策対話の第2段階として、Carlos Jericho L. Petilla 長官の率いる比国 DOE 代表団が 2013 年 10 月 15 日から同 18 日の間、日本を訪問した。一行は外務省外務審議官をはじめ、国際協力銀行（JBIC）ならびに国際協力機構（JICA）の役員、および産業界の代表者を歴訪し、さらに六本木地域冷暖房センターや東京ベイエリアにある最先端石炭火力発電所、LNG 受け入れ基地などのエネルギー・電力関連施設を視察した。活動のハイライトは、「フィリピン国エネルギーセクター投資シンポジウム - 電力・ガス事情の現状と今後の展望 -」と題するシンポジウムであった。前記イベントは、2013 年 10 月 16 日グランド・ハイアット東京で開催され、150 人を超える政府担当官、業界専門家、および投資家が出席した。

シンポジウム開会の挨拶に続き、ペティリア長官は、「フィリピン国エネルギーセクターへの投資機会」と題する基調演説を行い、フィリピンのエネルギーセクターの現状と投資機会について熱心に説明した。演説の要旨を以下に記載する。

続いて、次のセッション「日本の発電等技術、海外電力事業展開の紹介」では、日本の業界専門家が以下の項目に関するプレゼンテーションを行った。

- 日立におけるクリーンコール技術開発；
- 比国市場向け高効率 GTCC 発電の紹介；
- 富士電機の地熱発電事業について；
- 海外における発電事業展開；

上記セッションの後、フィリピン DOE 代表団と日本の参加者間での名刺交換会が開かれた。

1 開会の挨拶

IEEJ 理事星尚志氏の歓迎の挨拶に続いて、Loreta G. Ayson エネルギー省次官がフィリピン代表団を代表して、開会挨拶を行った。比国 DOE のメッセージで強調されたのは、次の点である：

- 2013年8月29日から9月4日にかけて開催された、東南アジア近隣諸国（インドネシア、タイ、ベトナム）の対応省庁とのエネルギー政策対話では、各国と有意義な意見交換が行われ、特に民営化（および民間部門の参加）計画ならびに政府補助金の廃止計画におけるエネルギー部門の政策立案者や監督機関の課題と懸案事項が明らかになった。
- フィリピンは12年前に電力産業を再編成し、電力市場を競争市場へと改革した。これまでまずまずの成果を得ているものの、課題も残されている。
- フィリピンのPPP（官民連携）プログラムは、日本政府や日本企業の興味を引く可能性を持つ、投資家に有利な枠組みである。DOEとしては、日本側が、好ましい投資対象として、フィリピンのエネルギーセクターに関心を持ってくれることを期待している。
- DOEは、フィリピンのエネルギーセクターの政策を強化し、投資を呼び込むために資するものとして、政策対話およびシンポジウムに関するJICA-IEEJ調査チームの最終報告に期待している。

2 比国DOE長官のプレゼンテーション

プレゼンテーションの冒頭、ペティリア長官は、フィリピンでは、電力、石油・ガス、石炭、天然ガス、電気自動車、再生可能エネルギーなど、エネルギーセクターのすべての分野に投資機会があり、また、DOEは投資家に対する様々な支援プログラムを用意していると述べた。各セクターの現状と機会を以下に要約する。

電気事業

- 電力が不足しているとき、人々は不平を言う。その不満が解消された後、今度は高い電力料金について不満の声を上げる。フィリピンの電力は高価であるが、最近開催のAMEM（ASEANエネルギー閣僚会議）で、インドネシアはじめ他国の代表は、電力料金への補助金制度を廃止したフィリピン・モデルを手本としたいと述べたものである。
- 各種建設プロジェクトの実現までの3～5年のタイムラグに対する経済成長の傾向の変化のため、需要予測はいつそう難しくなった。

- フィリピンの送電網は、3つの基幹系統、すなわちルソン、ビサヤス、およびミンダナオ送電網に分類される。確実な総容量は、現時点で 17,000 MW である。
- ルソン送電網では、近い将来に着工予定の 767.4 MW の“確定済”発電所建設事業があり、これらは主として石炭火力発電所およびディーゼル発電所である。さらに、10,152.5 MW の"公示済"（提案または公表された）事業がある。それらを確定済事業のリストに移すためには、投資家が DOE に書類を提出する必要がある。また DOE は、投資家の確定済事業に対し事業実行の確約を与える。
- 需要が 2,000 MW のビサヤスの送電網には、429 MW の確定済事業がある。
- ミンダナオでは今のところ電力が不足しているが、2,530 MW の公示済事業があり、2015 年には十分な発電容量に達する。Petro-Brunei は、ピークシェービング用として LNG 設備を建設することに興味を示している。送電網が（ルソンおよびビサヤス系統から）独立しているミンダナオでは、2013 年 9 月 26 日にミンダナオ暫定電力卸売市場（IMEM）が発足し、同 11 月 26 日に取引を開始する予定である。
- 国家電力公社（NPC）は、法律により、今後の発電所の建設が認められない。政府の主目的は、NPC のすべての発電資産を分割民営化することであり、これまで資産の約 80% が処分されている。
- フィリピンの競争的電力市場は 7 年目を迎えた。DOE は、2014 年 3 月 26 日までに相互最適化された電力・予備力市場を導入する予定である。

石油・ガスセクター

- 上流部門の石油・ガス開発関係のサービス契約が 26 件存在する。
- DOE は、第 5 次フィリピン・エネルギー入札ラウンド（PECR 5）を 2014 年の第 1 四半期に実施して、さらに多くの石油・ガスサービス契約を付与する予定である。
- フィリピン国営石油会社（PNOC）は、投資家に安心感を与えるための出資をするが、できれば合弁事業への参加比率を 10% 以下程度に制限したい。

石炭セクター

- フィリピンには炭鉱候補地がいくつか存在する。既存のサービス契約の受注者が開発に着手しないため、DOE は現在、契約の見直しと解約を行っている。DOE は、直ちに開発を始める投資家に契約を発注する方針である。

天然ガスの現状と機会

- マランパヤ(Malampaya)ガス田は、14年後には枯渇する見込みだが、あとに続くべき新規の掘削は、西フィリピン海（南シナ海）におけるフィリピンと中国の紛争のせいで行われていない。フィリピンは、既存の 2,000 MW の天然ガス火力発電所に燃料を確実に供給するために LNG の輸入の準備をしなければならない。それには LNG ターミナルが必要である。
- DOE は天然ガスマスタープランを作成中である。この基本計画には、設備建設の時期や場所など、天然ガス供給への投資のための政策と規制指針が含まれる予定である。

電気自動車

- 現在、523 台の電動 3 輪車 (e-trikes) が路上を走っている。フィリピン政府は、電気自動車計画の 1 年目 (2014) に向け、3,000 台の入札を実施した。電動 3 輪車の設計、開発、製造を行う入札者 4 社のうち 2 社は日本企業である。
- 同上 2 年目から 5 年目には、毎年 15,000~30,000 台の電動 3 輪車が追加される。
- 電動 3 輪車の後、電気自動車 (4 輪) の計画が続きます。

再生可能エネルギー

- 現在、再生可能エネルギーのサービス契約を付与する前の申請処理に 2 年かかる。DOE はこの処理を 45 日に短縮する予定。
- 再生可能エネルギーは国家固有の資源であり、フィリピンと外国の出資比率は 60/40 とすべきである。
- 太陽光と風力の FIT プログラム (固定価格買取制度) は、FIT 認定証明書が発行される前に投資家がまず開発していなければならないため、先着順の方針で行っても申し込み数超過になる。

投資家に対する DOE の支援体制

- 外国人投資家には、発電プラントの開発から稼働開始まで、166 の許認可が必要である。DOE としては、行政上の要件の多くを廃止できなかった。

- DOE は、政府機関や地方自治体からの許認可取り付けのため、投資家と連携する職員を配置する予定。

3 DOE長官のプレゼンテーションに関する質疑応答

1. DOE のいう確定事業の"確定"とは、どのような意味か。
 - DOE が、ある事業を確定事業のリストに登録した場合、これは、他の投資家に対しては彼らがすでに閉め出されたことを示す。
 - DOE は、輸入や税制上の優遇措置など許認可の取得についての支援を約束し、事業が必ず実現するように計らう。
2. IPP（独立系発電事業者）が電力会社の株を 100%所有することができた 1990 年代とは異なり、新しい法律では、国内資本と外国資本の比率 60/40 以上が要求される。
 - 方針は変わっていない。IPP プログラムの場合、発電所建設事業は BOT（建設・運営・移転）方式であった。そのため、最終的には発電所は NPC（電力公社）に引き渡された。
 - NPC は今後 PPA（買電契約）を締結することが許されない。
3. 電力部門と市場の効率はどのように改善されるか。効率改善により、どのようにして電力料金は下がるか。予想される値下げはどの程度か。
 - 発電については、テクノロジーが価格の低減をもたらすと予想している。たとえば、石炭発電所による最高価格は、1 キロワット時あたり 6.88 フィリピン・ペソだが、これはかなり以前の長期契約の価格である。現在、石炭火力発電所の最低価格は、GNPower で最近稼働した最新プラントの 1 キロワット時あたり 4 ペソである。
 - また、DOEには競争を高める透明性向上プログラム (www.kuryente.com) がある。「情報なければ、競争なし」。
 - DOE は、将来、1 キロワット時あたり 1~2 ペソのコスト削減を予想している。
4. 予備力市場の費用は誰が負担するか。価格の再上昇はあるか。費用負担に関して、政府内の議論はどうか。

- 政府の補助金は今後もない。フィリピンでは、国家予算の 23%が補助金であるインドネシアのような状況はあり得ない。
 - DOE 長官は全面的な補助金は、反貧困層的な性質を持っていると考える。なぜならより多く消費する富裕層により多くの補助金を与えるからである。
5. 電力産業改革法 (EPIRA) の経験では、政策が望ましい結果を達成する上で、規制の強い能力が非常に重要であることを示している。この点、政策と規制指針を示す LNG のマスタープランに何を期待するか。
- 政策と規制は、小規模な市場（たとえば、25,000 MW 以下）では、一体となって働くべきである。
 - 規制は、産業をマーケット主導型に転換するのを支援すべきである。直ちに自由市場を実現することはできないのであるから。
 - LNG 基本計画では、受入設備の立地に関して国家目標に沿った指針を与える。
6. 原子力について、東南アジア諸国では原子力を導入しつつあるが、フィリピンは唯一の原子力発電所を中止した。
- バタアン原子力発電所 (BNPP) は (キャンセルされず) 完成されたが、稼働はしなかった。
 - DOE の政策は、原子力エネルギーに均等な機会を与えることである。石炭など、他の動力源と同じように扱い、公の場で議論し、国民が決定することになる。
 - たとえば Meralco の消費者むけ電力料金が 1 キロワット時あたり 11.50 フィリピン・ペソとして、原子力発電所の追加によって料金が大幅に下がらない場合、消費者は原子力発電所に賛成しない可能性がある。
 - フィリピンはさらに福島原子力発電所の事故に照らして日本の動きを見ている。
7. 民間セクターは PPP において、リスクを負う可能性がある。民間セクターに対して何らかの保証を考慮するのか。
- 発電における PPP はマーケット主導型である。独占企業であり、専売権を持つ配電公益事業 (DU) の 20 年契約は保証の意味を持つが、政府は保証を提供しない。

- 投資家は、全国各地で 130 の DU と契約を結ぶリスクを研究する必要がある。
- 現在 DOE は、民間発電会社（GENCO）がリスクであるを見なす EC の体質改善を図っている。

8. 太陽光ではなく、なぜディーゼル発電なのか。

- DOE としてはディーゼルを促進していない。ピーク出力のためには LNG の導入を加速したいと考えている。
- 学校の屋根にソーラーパネルを取り付けて、合計 1,600 MW を発電する計画がある。2014 年に最初の 300 MW に着手する。DOE ではこのビジネスモデルをまとめているところである。
- オフグリッドの電力系統では、周波数調整用や負荷追従用の発電所が必要であるため、ディーゼル発電所が使用される可能性がある。

////

【訳者注記】

- ① 原稿 P61 本文 3 行目、長官が訪問した外務審議官の名前は必要ないか？
- ② 原稿 P63、11 行目、catalyze は capitalize の誤植（MSWORD の自動修正？）であろう。

Energy Sector Reform in the Philippines

Policy Paper

In view of the Policy Dialogue on Energy Sector Reform

With Indonesia, Thailand and Vietnam

Held in August and September 2013

September 20, 2013

Japan International Cooperation Agency

The Institute of Energy Economics, Japan

Executive summary

Implications (Lessons Learned and Potential Issues)

This policy paper summarizes the characteristics of power sector policies in comparison to other major ASEAN countries in consideration of the policy dialogues between Philippines and VIP countries.

The primary purpose was to explore the differences on the role of the government in electric power sector among countries and to share the experiences to find potential improvement for the power sector of the Republic of the Philippines (ROP). The primary finding is that the role of government in ROP is limited compared to other countries.

It should be applauded that Philippines has successfully implemented the liberalization and privatization, while some other countries, notably Indonesia and Thailand have slowed down the process. The actual outcome of the implementation depends on the policy environment of individual country and the design of the way to control the market. Philippines is now trying to minimize her control over the market, while other invited countries of Indonesia, Thailand, Vietnam are controlling through direct control of power companies.

The policy dialogues between ROP and other countries highlighted the differences. The comparison through dialogues showed that the shrink in the role of the government at current stage of the design and policy is not flawless. The issues pointed out to be improved are national plan, financing and affordable access to electricity.

- National plan

ROP and all invited countries have national plan for future. All invited countries have governmental function to lead the power development in the future through power companies. Although, ROP also has power development plan, the implementation is indirect and cannot force in the market. Therefore, the limitation of current ROP policy and measure becomes clear in the role of national plan, especially for the cases of energy access for poor, future energy (fuel) mix.

- Financing

The role of government in financing is very important in energy sector from the point of energy security, social welfare, and economic development. The role of the government is to promote the investment in consideration of the public benefit. The problems are pointed out for the case of long term and large scale needs such as large scale coal power plant of more than 1GW of clean/advanced plants to supply in the future. It is indeed cheaper in long term. Because the size of the needs of financing could exceeds the availability in private sector-local banks, the current liberalized market would be difficult to secure economic and clean power development in the future.

- Affordable access

- Energy, especially electric power is very important for social welfare and standards of life. There are two aspects. One is electrification for rural development and energy access for poor. Except Philippines, the issue of electrification is a matter of social development and direct support from the government lead the improvement of the electrification even in a lower tariff level in Thailand and Vietnam. As for Indonesia, the level of electrification of the Philippines is similar. It is understood the difficulty of electrification for island countries like Indonesia and Philippines. Indonesia uses public money (subsidies) for electrification, which makes easier for plan compared to Philippines approach.
- The second aspect is the general price level of electric power.

Liberalized market does not guarantee efficiency: There are still some needs of improvement in the way to control the power sector market.

All invited countries succeeded to supply electric power with lower level of tariff. Including subsidies, the price levels are estimated below that of the Philippines. It is notable that even the similar archipelago of Indonesia could supply electric power with lower rate including subsidies.

These findings should not be interpreted to discount the importance of the liberalization in the Philippines. The policy environment in the ROP is competitive and this could contribute to energy savings among end users and electric power appliances. Also it succeeded in reduce the spending of the government.

Nevertheless, the policy dialogue showed an implication that there are experiences to learn from other countries as will be briefed below.

Policy implication from Indonesia

1.1 Feature of energy policy in Indonesia

1) Electric Power Market Structure

Electric power industry in Indonesia is under the supervision of the central and local governments, and the national power company (Persahaan Listrik Negara, hereinafter referred to as “PLN”) is assigned to conduct electricity business representing the national policy. Local state companies, private companies and cooperatives are also able to enter the electricity market. Particularly, the government is promoting investment from the private sector allowing participation as IPPs in the power generation sector and PPU (Private Power Utility) in the power delivery sector. However, in a real sense, the national power company PLN is mandated to play a leading role as an executing body of the national electricity policy.

2) Stable Supply of Electricity, Sound Power Source Development

Stable electricity supply is an important national policy, and the Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR) sets out the policy plan called RUKN (Electricity Supply Business Plan) to be approved by the House of Representatives. Based on this RUKN, the national company PLN sets up its own business plan called RUPTL. It develops investment plans for the new power stations and transmission & distribution network based on the demand outlook for the next 10 years, as well as targets for cost reduction, energy efficiency improvement and other important policy objectives. By this way, the national policy of Indonesia is directly executed in the market through PLN, although its achievement is sometimes another matter.

Fuel mix of power generation is an important policy target. This is because economics would not always meet with policies for enhancing energy security or mitigating environmental burden, may not support rural electrification or introduction of renewable energies. Indonesia aims to reduce oil dependence by way of increasing use of coal and natural gas as fuel for power generation; this policy is stipulated in the RUKN set out by the central government. Other important national policies are also incorporated in the RUPTL of the PLN, such as rural electrification mobilizing the national budget and priorities given to indigenous geothermal and hydro among various renewable energy sources.

New power stations are constructed in two major streams; one is development by PLN and the other development by private investors, or so called IPPs. PLN's development plan is of course in line with the national fuel mix policy. Later also follows the national fuel mix policy, since each IPP tender is prepared by PLN for certain designated type of fuel resources following the national policy. In this way, the fuel mix policy of Indonesia is controlled and implemented in the electricity market via PLN.

In conduct of IPP businesses, PLN provides IPPs with long term power purchase agreements (PPA). Thus, IPP investors are able to secure future cost recovery and profit, which is an essential condition for an investment decision on a high cost power plant. With PPAs providing confidence for IPP investors, Indonesia is promoting investment from the private sector.

3) Affordable, Lower Electricity Rate

With a view to lower electricity rates, Indonesia is promoting use of domestic lignite and geothermal resources in development of new power generation plants. Although Indonesia is rich in lignite, its high moisture content has hindered its use. However, its use is beneficial in lowering the power generation cost because of the lower prices compared with high quality coals. Also, being a volcanic country, Indonesia is endowed with rich geothermal resources yet to be tapped. The government is promoting development of geothermal power stations which are expected as stable and relatively low cost power sources. These policies are incorporated in the program known as Fast Track Program 1 (2006-2009, 10GW, Coal-fired) and 2 (2010-2014, 10GW, Geo, Coal-fires, etc), and PLN functions as the policy implementation body.

In Indonesia, IPPs account for about 20% of the total power supply. PLN contracts long term PPAs with IPPs, but purchases electricity through a bidding process. Thus, PLN secures competitive prices for its electricity procurement.

In Indonesia, same electricity tariff had been applied nationwide. Upon enforcement of Law No.30/2009, it has become possible to set different electricity rates in respect of regional specific conditions such as electricity supply cost and income level. In Indonesia, electricity tariff has traditionally been set at below cost level to protect lower income people. Resultantly, insufficient cost recovery has brought huge debt piling up as a burden for PLN. In order to improve the situation, the central

government aims to raise electricity tariff in a phased plan.

4) Rural Electrification

Indonesia's electrification ratio was 76.5% in 2012. RUKN set up in 2008 aims a target to achieve 90% in 2020. Rural electrification is decided to be implemented by the national budget, and, according to the Medium Term Development Plan of MEMR, the General Electricity Office (DJK) of MEMR and PLN are implementing electricity development building generating sources and transmission/delivery network. While provincial state, private companies or cooperatives are allowed to participate in the electricity business, PLN is designated as the responsible body with mandate for rural electrification.

1.2 Implication for Philippine

The feature of the Indonesian electric industry, in comparison with the Philippines, is that the national company PLN has an extensive authority throughout the electricity supply chain from power generation, transmission/delivery network through to rural electrification. While both countries set out the national electric policy, their apparent difference is the existence of the executing entity that directly implements the government policies.

For example, in case of developing a new power station, after establishing some policy, the Philippine government is in a position just to wait for a decision of investors. Or, the Philippine government may only be able to set up new regulations for indirect intervention with regard to fuel selection or a thermal efficiency target of a new power station. On the other hand, in Indonesia, the government can directly control the startup date, fuel type and thermal efficiency of a new power station via PLN as a tool for policy-implementation. That is to say, probability of policy execution is apparently higher in Indonesia than Philippine.

From a view point of securing private sector investment, Indonesia provides support for IPP investors by providing purchase guarantees for the amount and price of the electricity to be generated. In contrast, there is no mechanism in the Philippines mitigating the risk associated with IPP projects. For the eyes of investors, therefore, Indonesia may look much less risky as a country for an IPP project.

2. Policy implication from Thailand

2.1 Feature of energy policy in Thailand

1) Electric Power Market Structure

Electric power market in Thailand is under the supervision of the Ministry of Energy and the independent regulator ERC (Energy Regulatory Commission). The transmission sector is monopolized by national company EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand). The distribution and retail sector is monopolized by the two national companies MEA (Metropolitan Electricity Authority) for metropolitan area and PEA (Provincial Electricity Authority) for the other areas. Although the power generation sector was dominated by EGAT in the past, now the private IPPs have increased to surpass the share of EGAT (IPP: 55% vs. EGAT:45% as of June 2013).

2) Stable Supply of Electricity, Sound Power Source Development

In principle, the Ministry of Energy is responsible for preparation of the Power Development Plan, while the national company EGAT is deeply involved in its preparatory work. The latest document, "Power Development Plan 2010 revision 3," illustrates development plans for new power station and transmission network expansion. Thailand's power sector is featured with its high dependency on natural gas. In view of the extremely high gas dependence and insufficient domestic resources, the government plans to diversify fuel sources to use coal, renewable energy and nuclear; such policy is incorporated in the latest power development plan.

There are two major streams to construct new power stations; one is direct development made by EGAT, and the other is power plant construction by private investors so called IPPs. The former is of course in line with the national fuel mix policy, while the later also follows the national fuel mix policy, as IPP tenders are offered by EGAT for certain type of fuel conditioned after the national policy. In this way, the fuel mix policy of Thailand is structured in the market through EGAT.

IPP projects are implemented based on the long term power purchase agreement (PPA) signed between EGAT and IPP investors, which provides basis for the cost recovery and future profit. This is the same mechanism as observed in the case of Indonesia.

3) Affordable, Lower Electricity Rate

In Thailand, IPPs account for more than half of the total electricity supply. As EGAT procures electricity from IPPs under the long term PPAs, electricity prices are decided at competitive prices through bidding process. Thus, EGAT is able to secure electricity at competitive prices.

In order to control the generation cost at low, Thailand has promoted use of domestically available natural gas and lignite. However, facing limited availability of the domestic natural gas resources and strong opposition from residents against coal-fired power plant, Thailand may have to increase use of imported fuels. Thus, fuel cost, comprising a significant part of power generating cost, should be exposed to international energy price fluctuations in future.

Electricity rate is regulated by ERC with a cost-base principle. Since EGAT, MEA and PEA are not exposed to competitive pressures, strict monitoring and price review by ERC are needed to control the electricity tariff at a reasonable rate.

Cross subsidy among customers are provided for the low income families. A part of the electricity tariff collected from richer consumers such as large industries is transferred to tiny residential consumers whose consumption is less than 50kWh monthly.

4) Rural Electrification

Electrification ratio is 99.8% as reported in August 2013, while the remaining tiny portion represents new requirements at land development sites. For financing rural electrification activities, cross subsidy among national entities is provided. Certain amount of money is transferred from EGAT and MEA to the Power Development Fund, and then PEA uses the fund for rural electrification.

2.2 Implication for the Philippine

The feature of the Thai electric industry, in comparison with the Philippines, is that the national company EGAT, MPA and PEA are given an extensive authority throughout the electricity supply chain from power generation, transmission/delivery network through to rural electrification. While both countries set out the national electric policy, their apparent difference is the existence of the executing entities that directly implement the government policies. Thus, probability of policy execution is higher in Thailand than in the Philippines.

From a view point of securing private sector investment, likewise with Indonesia, Thailand provides support for IPP investors by providing purchase guarantees for the amount and price of the electricity to be generated. For the eyes of investors, therefore, Indonesia may look much less risky as a country for an IPP project.

3. Policy implication from Vietnam

3.1 Feature of energy policy in Vietnam

1) Electric Power Market Structure

Electric power market in Vietnam is under the supervision of General Directorate of Energy and independent regulator Electricity Regulatory Authority of Vietnam (ERAV), both are under the Ministry of Industry and Trade (MOIT). The transmission & distribution sectors are monopolized by national company EVN. However in the generation sector, private investments through BOT (Built, Operate and Transfer) and IPP are gradually increasing their share because of declining investment capability of EVN. Vietnam is currently under the process of electricity market reform through unbundling of EVN, creation of wholesale market and liberalization of the retail market as experienced in Philippine; parts of generating plants and delivery activities of EVN are being capitalized and these shares are sold but not exceeding the majority limit.

2) Stable Supply of Electricity, Sound Power Source Development

Power development plan is set up by MOIT. The latest document, Power Development Plan 7, illustrates development plans for new power station and transmission network expansion. To meet a sharply growing electricity demand, the government plans to maximize the use of domestically available resources in both demand centers in north and south of the country, in particular coal.

There are three major streams to construct new power stations; one is direct development made by EVN, and the others are power plant construction by private investors through IPPs and BOTs solicited by EVN. The former is of course in line with the national fuel mix policy, while the later also follow the national fuel mix policy, as IPP and BOT tenders are offered by EVN for certain type of fuel conditioned after the national policy set out by MOIT. In this way, the fuel mix policy of Vietnam is structured in the market through EVN.

However, a large amount of debt is piling up at EVN arising from under recovery of cost for a long period (EVN has been accruing deficit as the balance of increasing cost while retail tariff were kept low), posing concerns on their future investment ability. This may also threaten even payment of EVN for the electricity purchased from BOTs and IPPs. Therefore, the government is expecting greatly on national companies such as Petrovietnam (charge of oil & gas) and Vinacomin (charge of coal) who have capabilities and fuels for power generation to participate in new power station development, in addition to promotion of IPPs and BOPs.

Long term power purchase agreement (PPA) between EVN and BOT/IPP investor functions as a measure for securing investment from the private sector. This is the same mechanism observed in Indonesia and Thailand. In future, however, the government plans to reform the electricity market and establish Vietnam Competitive Generation Market (VCGM) to trade electricity through the wholesale market.

3) Affordable, Lower Electricity Rate

In order to lower the electricity cost, Vietnam is promoting use of cheap fuel, in particular domestic coal. The government plans to increase the share of coal in the power generation mix up to more than half by 2030 from about 20% at present. This policy target will be implemented either through investment by EVN or private sector investment controlled by EVN.

In Vietnam, IPPs account for about 20% of the total electricity supply. As EVN procures electricity from IPPs under the long term PPAs, electricity prices are decided at competitive prices through bidding process. Thus, EVN is able to secure electricity at competitive prices. Nevertheless, the present electricity tariff lower than the cost is harming investment capability of EVN, while Vietnam needs substantial development of the electricity sector in the course of economic development. Thus, it is desirable to raise it to a reasonable level as soon as possible.

4) Rural Electrification

Electrification ratio was 98% in 2012. Power Development Plan 7 sets a target to achieve 100% by 2020. In Vietnam, "Commune," a unit of local society, has played a major role in rural electrification. However, so developed distribution networks sometime show technical inadequacy, EVN is taking over these businesses to rehabilitate the network.

3.2 Implication for the Philippine

The feature of the Vietnamese electric industry, in comparison with the Philippines, is that the national company EVN is given an extensive authority throughout the electricity supply chain from power generation, transmission/delivery network through to rural electrification. While both countries set out the national electric policy, their apparent difference is the existence of the executing entities that directly implement the government policies. Likewise with Indonesia and Thailand, probability of policy execution is higher in Vietnam than in the Philippines.

At present, electricity market reform is in progress in Vietnam, as the Philippines has experienced, unbundling EVN and creating wholesale market and liberalizing retail business step by step. Thus the market situation may change in future. It is a common policy objective to realize stable electricity supply at affordable price while securing sufficient investment for development.

4. Potential for policy improvement in the Philippines

4.1 Strengthening government intervention for power plant development

A large amount of capital is required to build a new power station. Since its payout period is longer, investors need to have a firm prospect on the sale and price level of their electricity generated throughout the project period before finalizing their investment decision. In Indonesia, Thailand and Vietnam, long term PPAs are functioning to provide this required assurance. However in the Philippines where electricity market has been liberalized in a form to virtually prohibit activities of the national power company, it is not possible to adopt this method. In the Philippines, therefore, it is necessary to create a mechanism to “mitigate the uncertainty relating to the sale and price level of the electricity to be generated by private sector investment to a reasonable extent.”

As NPC is banned to develop new generating plants under the EPIRA law, it is necessary for securing stable supply and selecting favorable fuel mix to create an entity that will carry the responsibility to implement policy objectives with sufficient mandate, budget and capability.

Philippines may learn from precedents in already liberalized markets. For

example, “Vesting Contract¹” applied in Singapore give us an effective idea to provide guarantees on the future electricity selling price. Under the system, a condition will be applied to certain part of the electricity sold at the wholesale market that either the price the Administration deems as the long term marginal cost or the wholesale market price, whichever is higher, shall be applied. If the wholesale price is lower than the long term marginal cost, the balance of them shall be paid to the electricity operator. Thus, this system works to lock-in the future selling price for the generated electricity. Vesting Contract in Singapore is reviewed annually. If we add some coefficient(s) in the formula such as to reflect changes in Price Index or fuel cost, we will be able to install an automatic adjustment mechanism toward the target price that works for a longer period, and shall work as price guarantee for IPP investors.

“Capacity Mechanism” or “Capacity payment” which is being considered in Europe may give another idea. This is to pay additional fee for the standby power plants to promote investment for this kind of power plants. As the operation rate of standby power plant is naturally very low, no one would invest on such low profitable plant unless certain external support or obligatory rules.

Another possible suggestion is to deem the gas-fired power generations as a clean energy source and let them applicable for a formula similar to Feed-In Tariff (FIT) or Renewable Portfolio Standard (RPS). Under the current market condition, it is anticipated that a relatively small-sized, less efficient coal-fired power plant may become most competitive in the Philippines, and thus this idea contributing to power source diversification and responding to environmental concerns may be worth considering. This is an idea to set a rule for distribution utilities to purchase certain part of electricity from gas-fired thermal generators that qualifies certain standard relating to fuel efficiency and GHG emissions. Applying such rule, it will be possible to contain the electricity purchase price conducting peer review on the cost, while it is also able to avoid upsurge of unnecessary capacity setting some ceiling on such purchase year by year.

Another idea may be learnt from Vietnam where other sector national companies are expected to make some contribution. Promoting the gasification of the electricity sector in the Philippines, other national entity such as PNOC may be able to construct

¹ Vesting Contract: Certain portion of generated electricity should sold at lower price of target price or wholesale market price. Target price is calculated by regulator with consideration to long term marginal cost of gas-fired power plant in Singapore.

the LNG import terminal and gas pipelines to mitigate the burden of the power sector in the initial investment.

All of the above measures require additional fund. In view of their purposes to broadly secure electricity supply, it will be appropriate to collect the fund on top of the electricity tariff widely and thinly from all final consumers as a surcharge.

4.2 Lower Electricity Rate

The fundamental rule for reducing prices in a liberalized market is to enhance competition. Market liberalization aims to realize efficient business development and operation through competition, while it is always controversial how to enhance the competition properly.

First of all, on the supply side of the wholesale market, power generators are guarded by the long term PPA contacted with former NPC and not exposed to competition. IPPs contracted with distributors are also excluded from competition. Thus, only a limited amount of electricity could be supplied to WESM, while completion sufficient for reduction of electricity price as a whole would not come up. In order to solve this situation, it may be considered to obligate the suppliers to sell the whole electricity at WESM. However, as it would not be realistic to assume enforcing break-up of the existing contracts between NPC/IPP and distributors, it may take long time to realize the above mentioned market situation.

At the same time, it is important to increase new entrants to the power generation sector. Its first step will be to create good investment environment as already discussed in Section 4.1. From the experiences in Europe or the USA, introduction of "Marketer" or middlemen of electricity trading to the electricity market would be an option. However, in view of the market size and difficulty of interconnection with neighboring countries, it would be possible in the Philippines that we would not be able to secure a sufficient number of Marketers to see the market functions well.

As a regulatory measure, "Vesting Contract" of Singapore discussed in Section 4.1 gives us a good suggestion. This scheme is to lock-in the price for certain portion of the generated electricity making it possible to avoid sale of electricity at the wholesale market at extremely high or low cost compared to the long term marginal cost.

Secondary, on the demand side of the wholesale market, policy measures enhancing retail competition are already installed in the Philippines through partial

liberalization of the retail market and participation of Retail Electricity Supplies (RES). For a time being, the Philippine government may be required to monitor the market closely and remove barriers for competition, if any.

In future, Philippines may consider expanding the coverage of deregulation. Then, it is necessary to carefully examine the possibility of new entrant to the market and consumers' behavior expected there. On the large consumers, who themselves are cost sensitive and may act positively, and they are attractive customers for Retail Electricity Supplier (RES), active competition can be expected. On the other hand, on small consumers like household, many of them are not cost sensitive and are not attractive customers for RES, there is a risk that sufficient competition would not come up even if market is deregulated.

It should be noted here that, as the market becomes more competitive, it becomes more difficult to invest, in particular for long term investment for infrastructure. In a situation under fierce completion, many elements become more unpredictable increasing risks for investment. Therefore, it is necessary to set out a scheme to enhance investment as discussed in Section 4.1, while such institutional scheme has a contradictory effect to distort market, as players may come in the market regardless of the signal given at the market. In reality, contracts with distributors may be providing liabilities for suppliers. Thus, measures to enhance competition may work as barriers and make players intimidated to move for new investment.

At present, motivation for investment in the power industry is not high enough in the Philippines. It is an economic principle that capital funds moves for profitable projects, without regulation or guidance, beyond industries and even international borders. Setting national plans and policy objectives is one thing, but for their implementation, it is necessary to set up an appropriate scheme in which sufficient capital fund will flow-in at appropriate timing, and also create an entity with sufficient mandate and capability to plan and implement them righteously.

4.3 Enhancing Rural Electrification

Rural electrification can be understood as a social policy objective beyond market principles, and thus government is supposed to implement it with strong determination. Many countries has pursued rural electrification under national initiative, typically China aimed at 100% electrification before the Olympic Game in Beijing.

Vietnam has rapidly improved its electrification rate, which was achieved assigning a policy priority on it and pouring in substantial budget and implementing team. In Vietnam, their top down approach may have functioned well under the socialist system. In Thailand and Indonesia, rural electrification has also been driven under strong initiative of the governments. As well in the Philippine, it will be possible to speed up the progress by preparing more capable entities and budgets under strong government initiative.

///

