

2.2. 調査対象国の現状

2.2.1. フィリピン

2.2.1.1. フィリピンにおける電力セクターの概要

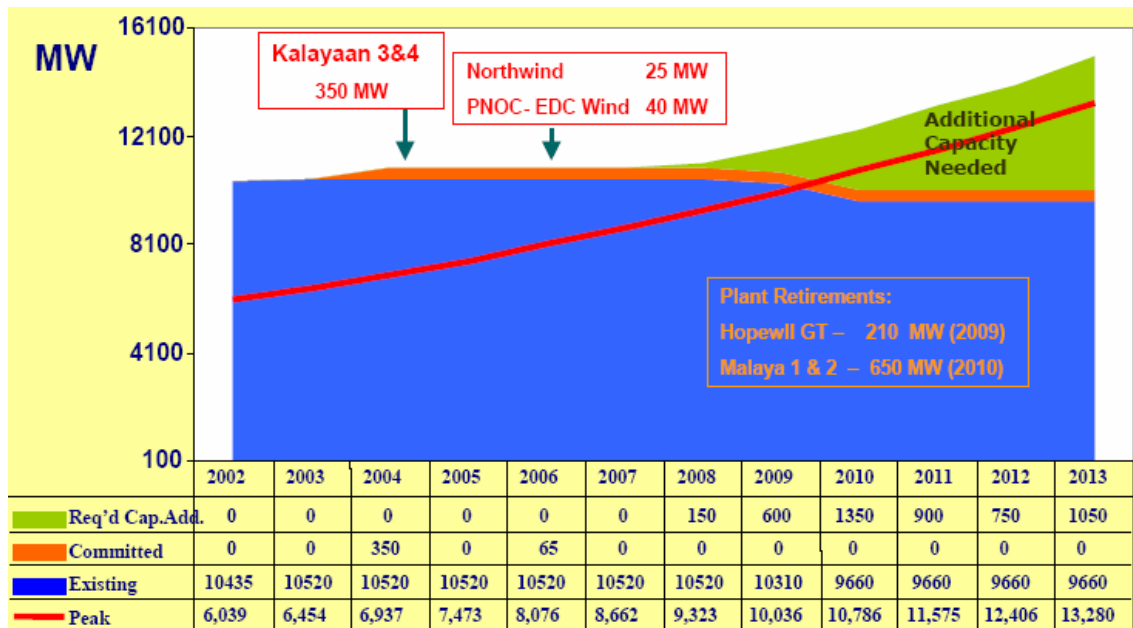
フィリピンの基幹送電線の整備状況、ならびにフィリピン電力開発計画(Philippine Power Development Plan 2004-2013)にて提示されている各グリッド(ルソン/ビサヤス/ミンダナオ)の最大需要電力等を示す。また、電力需要ならびに電源投資・所要供給力の見通しを図 2.2.1-1 に示す。

図 2.2.1-1 フィリピン電力システムの現状



出所：DOE, “Philippine Power Development Plan 2004-2013”

図 2.2.1-2 フィリピンにおける電力需要の見通しと設備容量



出所：DOE, “Philippine Power Development Plan 2004-2013”

首都マニラを含むフィリピン北部のルソン系統における今後の一番の大きな変化は、島北部を走る2本の送電線を連結することによるループ化であり、この増強によりN-1系統計画基準が遵守できるようになり、送電制約を改善することで2004年6月設立予定のWESM（卸電力スポット市場）の正常機能にも不可欠であると考えられる。

また、同国中部におけるビサヤス系統については、パナイ島において供給力不足による需給逼迫の問題が深刻化している。現状、予備力は約20MWしかなく、電圧変動も顕著となっており、韓国電力による100MW石炭火力（流動床ボイラ）発電所の建設計画があるものの、2003年3月までに50MW程度の増強が必要とされている。同地方にはガス、地熱が存在せず、電力供給はバージ船のディーゼル発電で賄われている。

ミンダナオ地域では、北部アグサン州では電力が余剰傾向にあり、島南部に送電するニーズがある。但し、ゲリラによる送電塔攻撃等により、現状では難しい状況にある。これにより、ミンダナオ南部の都市であるダバオ、ジェネラルサントスが供給不足の影響を受けている。南東部では供給力がおよそ200MW不足しており、これが大きな課題となっている。

2.2.1.2. フィリピンの電力セクター改革

フィリピンでは、NPCの既存IPPに対する支払い額増加による財政圧迫の緩和、周辺国に比して高いレベルにある電気料金の低減等を目的に、2001年6月、NPCの民営化を含む

電力産業改革法（EPIRA）が成立し、以後、電力セクター改革に係る準備が進められている。

以下では、EPIRA に基づいた電力セクターならびにセクター改革の現状と課題について取り纏める。

(1) 電力産業改革法（EPIRA）

EPIRA は、2001 年 6 月 26 日発効した。同法律では、電力セクター改革の目的として、以下の 11 項目が挙げられている。

電化率の向上

電力の品質、信頼性、安全性、供給余力の向上

電力価格の透明性および合理性確保

民間資本の導入

電力産業改革における民間、公共参入者の公平な扱い

公共の利益保護

社会的、環境的に整合するエネルギー資源およびインフラの確保

国産エネルギー、および再生可能エネルギーの利用促進

NPC 資産の民営化

消費者保護および電力市場の競争を拡大するための独立規制機関設立

エネルギーの効率利用およびデマンドサイドマネジメントの推進

(2) 国家電力公社（NPC）の民営化

EPIRA の下で NPC の民営化を実施するにあたり、それが保有する固定資産ならびに IPP 契約を民営化完了まで管理する組織として、PSALM が設立されている（図 2.2.1-3 参照）。

PSALM に課せられた主な責務は、

NPC 発電設備・IPP 契約の一時引き取りと売却

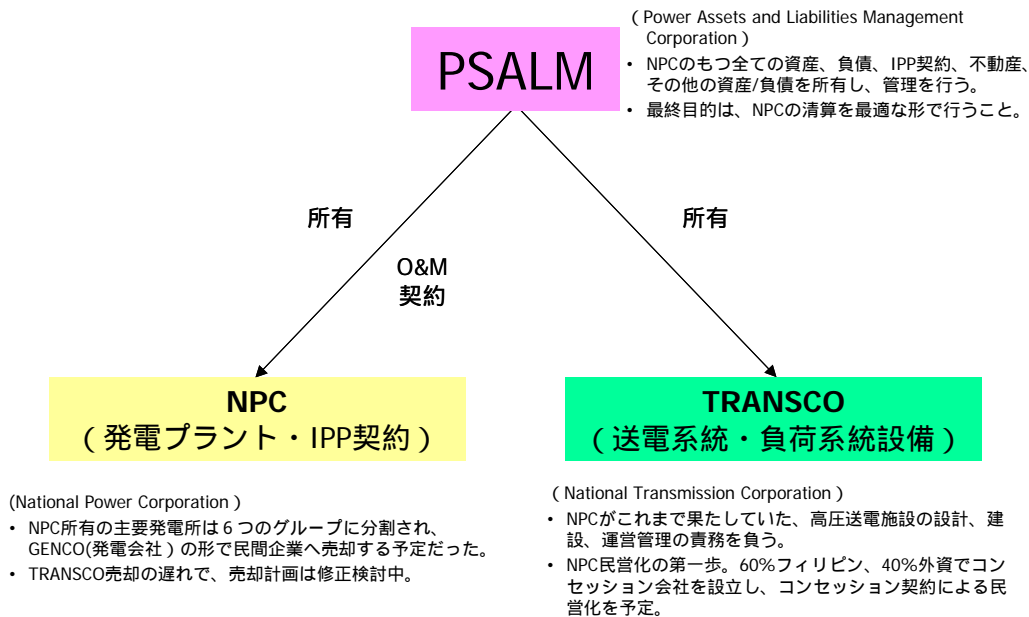
NPC のストランデットコスト（回収不能投資費用）の評価

ユニバーサルチャージの管理

NPC の負債処理

の 4 点である。

図 2.2.1-3 旧 NPC 資産の取り扱い



出所：各種資料を基に作成

1) 国営送電会社 (TRANSCO) の民営化

NPC の送電部門が分離した形で設立された TRANSCO の民営化は、海外企業と旧 NPC の送電資産に係るコンセッション契約 (期間 25 年) を締結することで行われる。コンセッション契約を締結する事業者 (コンセッショナア) は、事前資格審査プロセスを経て、技術・財務の両面の基準をベースに、EPIRA とその実施細則 (IRR) に則って、オープンな競争入札システムのもとに決定され、送電線拡充計画 (TDP) に盛り込まれた設備拡充の遂行義務を負うことになる。最新の TDP では、約 225 百万 US\$ 相当の設備投資を今後 10 年間に行わなければならないこととされている。

コンセッショナア選定に向けての手続きは現在も進められているが、2003 年 2 月の入札書類の発行以降、過去 2 回実施された入札は不調に終わり、唯一最後まで関心を表明していた Singapore Power International Pte Ltd (SPI) との直接交渉が行われると伝えられている。

TRANSCO 民営化に関する競争入札の失敗は、応札事業者数の不足によるものであり、初回の入札においても、2003 年 7 月 11 日の締め切りまでに応札したのは上記 SPI 一社のみであった。もともと、応札企業数が複数とならなかった場合は、ペレス・エネルギー省長官が議長を務める PBAC (民営化競争入札委員会) では競争入札の失敗を宣言すると取り決めていた。このような応札企業数が不足となった理由として、エネルギー省関係者は、関心表明を取り下げた事業者が「和平・治安の現状やその他の問題から、フィリピンの経済状況に悲観的であることを表明した」ことを挙げている。

2) NPC 発電資産の民営化

旧 NPC 保有発電資産の民営化は、それらの競売を通じて実施される。具体的には、2003年9月に PSALM により売却対象発電資産の概略を記した民営化入札関連資料(Preliminary Information Memorandum) が関心企業に対して発行され、以降、PSALM と本邦企業を含む関心表明事業者の間で個別ミーティングが実施された。

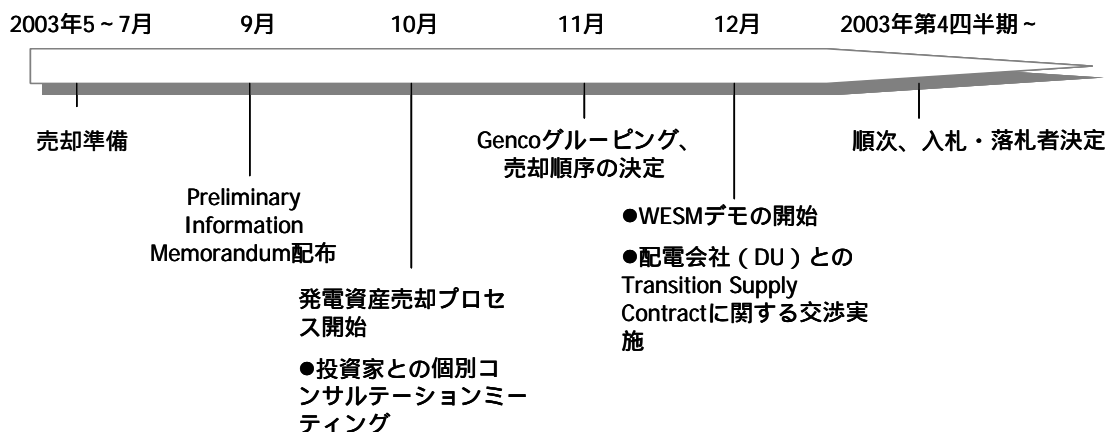
NPC の民営化に伴い、今後の電力セクターへの投資形態は、これまでの BOT、BOO 方式に変わり、民間による新規電源投資(配電会社との相対契約・プール市場向けのマーチャントプラント) が主流となる。民間企業が発電事業に参画する場合、DOE、ERC との協議・事業計画の策定をまず進めることとなるが、実際の事業承認にあたっては BOT・BOO 事業同様、環境審査・地方自治体からの承認等が事前に必要となる。

これらのプロセスをクリアした後、証券取引委員会(SEC)において登記・産業貿易省(DTI)へ事業経営の許可を取得することで事業の実施が可能となる。投資恩典の申請は投資委員会(BOI)に対して行う。SEC・DTI・BOI での審査期間は事業規模・形態によっても異なるが、それぞれ約 2~3 週間程度を要する。

(a) NPC 発電資産売却に係るスケジュール

NPC 発電資産(Genco)売却に係るプロセス全体のタイムラインは、以下の通り。

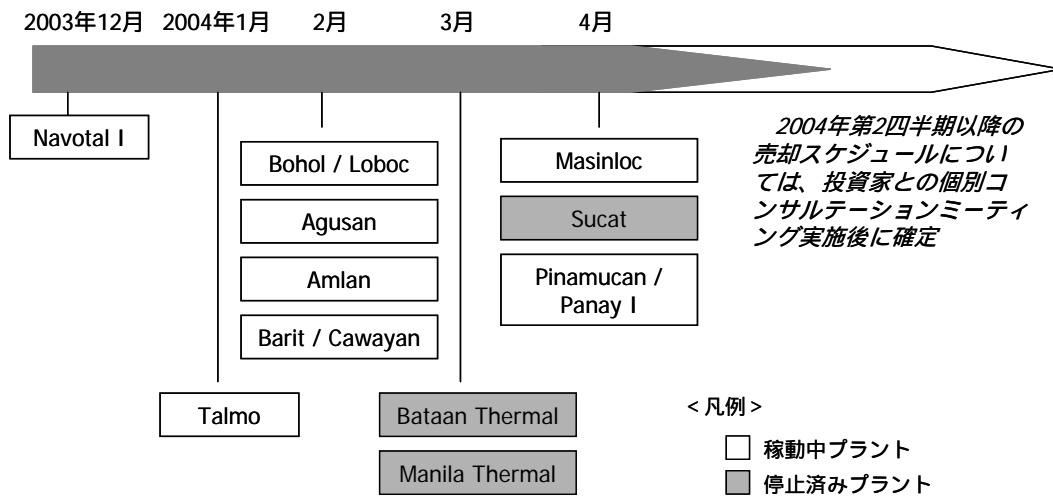
図 2.2.1-4 Genco 売却関連タイムライン



出所：PSALM, “Update on Electric Power Restructuring” (December 2, 2003)

Genco は、表 2.2.1-1 に示すグルーピングにより形成されたグループ単位で順次競争入札が進められる。2003年12月時点での Genco 各グループの売却スケジュールは、図 2.2.1-5 の通りである。同スケジュールでは、最初の競争入札が 2003年12月に Navotas I に対して実施されることになっているが、これについても「関心を表明している投資家が設備の精査により長い時間を必要としている」(PSALM) ことで既に遅れが見られている。

図 2.2.1-5 Genco 競争入札スケジュール



出所：PSALM, “Update on Electric Power Restructuring” (December 2, 2003)

(b) NPC 発電資産のグルーピング

Genco の売却は、PSALM が作成した当初の民営化計画（Privatization Plan）では、PSALM のファイナンシャル・アドバイザーの助言により、良い（市場価値の高い）発電所と悪い（市場価値の低い）発電所をパッケージ化した6つのグループ単位で売却することとされていた。しかしながら、現在は Sucat、Limay などが発電所単位で売却されるなど、グループ化の見直しが行われ、現行のグルーピングでは、BOT & IPP と NPC 資産の別グループ化、燃料種別や地域などでの分類も行われている。この見直しの理由は、当初計画の（6つの）グループ化では売却規模が1グループ当たり約3,000MW と非常に大きくなってしまい、スムーズに民営化が進まないことにある。

表 2.2.1-1 に、2003 年末時点における Genco のグルーピングを示す。

表 2.2.1-1 Genco グループینگ

| No. | グループ名 | 発電所名 | 所在地 | | 発電容量 [MW] | 運開時期 | 使用燃料 |
|-----|---------------------|--------------------------------|-------|---|--------------|----------------------|------------|
| 1 | Navotas I | Navotas I | ルソン | Navotas, Metro Manila | 210.0 | Dec 1990-Mar 1993 | 軽油 |
| 2 | Agusan | Agusan | ミンダナオ | Darnilag, Manolo Fortich, Bukidnon Province | 1.6 | Dec 1957 | 水力 |
| 3 | Talomo | Talomo | ミンダナオ | Tugbok, Davao City, Mindanao | 3.5 | 1957-1960 | 水力 |
| 4 | Amlan | Amlan | ビサヤス | Pasalan, Amlan, Central Visayan Province, Negros Oriental | 0.8 | Dec 1962 | 水力 |
| 5 | Bohol-Loboc | Bohol | ビサヤス | Dampas District, Tagbilaran City, Visayan island of Bohol | 22.0 | May 1978-Sep 1996 | 軽油/ﾊﾞﾝｶ-重油 |
| | | Loboc | ビサヤス | Municipality of Loboc, Bohol Province | 1.2 | Apr 1957 - Dec 1967 | 水力 |
| 6 | Barit-Cawayan | Barit | ルソン | Municipality of Buhi, Camarines Sur Province | 2.0 | Sep 1957 | 水力 |
| | | Cawayan | ルソン | Sorsogon City, province of | 0.4 | Nov 1959 | 水力 |
| 7 | Manila Thermal | Manila Thermal | ルソン | Ermita, Manila | 200.0 | Sep 1965 - Oct 1966 | ﾊﾞﾝｶ-重油 |
| 8 | Sucac Power | Sucac Thermal | ルソン | Sucac, Muntinlupa City | 850.0 | Aug 1968 - Aug 1972 | ﾊﾞﾝｶ-重油 |
| 9 | Bataan Thermal | Bataan Thermal | ルソン | Limay, province of Bataan, Central Luzon | 225.0 | Mar 1972 - Feb 1977 | ﾊﾞﾝｶ-重油 |
| 10 | Dingle Power | Pinamucan | ビサヤス | Batangas Province | 110.0 | May - July 1993 | ﾊﾞﾝｶ-重油 |
| | | Panay I | ビサヤス | Tinocuan, Dingle, Iloilo | 37.0 | Nov 1976 - Feb 1986 | 軽油/ﾊﾞﾝｶ-重油 |
| 11 | Masinloc | Masinloc | ルソン | Town of Masinloc, Zambales | 600.0 | Nov 1997 - Dec 1998 | 石炭 |
| 12 | Bataan CC | Limay | ルソン | Limay, province of Bataan, Central Luzon | 620.0 | Ma y 1993 - Nov 1993 | 軽油 |
| | | Bataan Thermal Site | ルソン | | - | | - |
| 13 | Calaca | Calaca | ルソン | Calaca, province of Batangas | 600.0 | Sep 1984 - Jul 1995 | 石炭 |
| 14 | General Santos | Gen. Santos | ミンダナオ | Barrio Calumpang, General Santos City, province of South Cotabato, Mindanao | 22.0 | Jan 1980 - Jun 1980 | 軽油 |
| 15 | Ambuklao Binga | Binga | ルソン | Sitio Binga, Tinongdan, Itogen, Benguet Province | 100.0 | Aug 1956 | 水力 |
| | | Ambuklao | ルソン | Bokod, province of Benguet, | 75.0 | Dec 1956 | 水力 |
| 16 | Cebu II | Cebu II | ビサヤス | Barrio Talavera, Toledo City | 54.0 | May 1982 - Apr 1983 | 軽油 |
| 17 | Aplaya | Aplaya | ミンダナオ | Aplaya, Jasaan, province of Misamis Oriental | 108.0 | Sep 1979 - Jun 1981 | 軽油 |
| 18 | Tongonan Geothermal | Tongonan (Leyte Geothermal) | ビサヤス | Balangay Lim-ao, Municipality of Kananga, eastern Visayan island of Leyte | 113.0 | Mar 1983 - Jul 1983 | 地熱 |

表 2.2.1-1 Genco グループ（つづき）

| No. | グループ名 | 発電所名 | 所在地 | | 発電容量 [MW] | 運開時期 | 使用燃料 |
|-----|---------------------|--------------------|-------|---|--------------|---------------------|------------|
| 19 | Tiwi Mak-Ban | Tiwi | ルソン | Municipality of Tiwi, province of Albay, Bicol region | 275.0 | Jan 1979 - Mar 1982 | 地熱 |
| | | Mak-Ban | ルソン | Provinces of Laguna and Batangas | 410.0 | Apr 1979 - Mar 1996 | 地熱 |
| 20 | Bac-Man | Bac-Man | ルソン | Sorsogon, Sorsogon Province and Manito, Albay Province | 150.0 | Sep 1993 - Apr 1998 | 地熱 |
| 21 | Cebu Complex | Cebu Thermal | ビサヤス | Barrio Colon, Naga, Visayan island of Cebu | 109.0 | Dec 1982 - Feb 1986 | 石炭/ﾊﾞﾝｶ-重油 |
| | | Cebu Land Based GT | ビサヤス | Barrio Colon, Naga, Visayan island of Cebu | 55.0 | Jan 1991 - Mar 1991 | 軽油/SFO |
| | | Cebu Diesel | ビサヤス | Barrio Colon, Naga, Visayan island of Cebu | 44.0 | Aug 1977 - Oct 1980 | 軽油/ﾊﾞﾝｶ-重油 |
| 22 | Luzon-Visayas PB | Power Barge 101 | ビサヤス | Maribojoc, Bohol | 32.0 | Jun 1981 | 軽油/ﾊﾞﾝｶ-重油 |
| | | Power Barge 102 | ルソン | Minolo Cove, Puerto Galera, Oriental Mindoro | 32.0 | Jun 1981 | 軽油/ﾊﾞﾝｶ-重油 |
| | | Power Barge 103 | ビサヤス | Estancia, Iloilo City, Western | 32.0 | May 1985 | 軽油/ﾊﾞﾝｶ-重油 |
| | | Power Barge 104 | ビサヤス | Bo. Obrero, Iloilo City, Western Visayas | 32.0 | Jun 1985 | 軽油/ﾊﾞﾝｶ-重油 |
| 23 | Palinpinon | Palinpinon | ビサヤス | Barangay Puhagan, Valencia, Negros Oriental Province, Central | 193.0 | Jun 1983 - Apr 1995 | 地熱 |
| 24 | Malaya Power | Malaya I & II | ルソン | Laguna Bay, Barrio Malaya, Phililla, Rizal Province | 650.0 | Aug 1975 - Apr 1979 | ﾊﾞﾝｶ-重油 |
| 25 | Mindanao PB | Power Barge117 | ミンダナオ | Balangay Sta. Ana, Nasipit, Agusan del Norte | 100.0 | Aug 1992 | 軽油/ﾊﾞﾝｶ-重油 |
| | | Power Barge118 | ミンダナオ | Barangay San Roque, Maco, Compostela Valley, Davao | 100.0 | Aug 1992 | 軽油/ﾊﾞﾝｶ-重油 |
| 26 | Pantabangan-Masiway | Pantabangan | ルソン | Pantabangan, Nueva Ecija Province, Central Luzon | 100.0 | Apr 1977 | 水力 |
| | | Masiway | ルソン | Sitio Masiway, Pantabangan, Nueva Ecija Province, Central | 12.0 | 1977 | 水力 |
| 27 | Magat Hydro | Magat | ルソン | Barangay Aguinaldo, Ramon, province of Isabela | 360.0 | Aug 1983 - Dec 1983 | 水力 |
| 28 | Angat Hydro | Angat | ルソン | San Lorenzo, Narzagaray, Province of Bulacan, Central Luzon | 246.0 | Oct 1967 - Jan 1993 | 水力 |
| 29 | Iligan | Iligan I & II | ミンダナオ | Mapalad, Iligan City, Mindanao | 114.0 | Jul 1993 - Dec 1993 | 軽油/ﾊﾞﾝｶ-重油 |

出所：PSALM, “Update on Electric Power Restructuring” (December 2, 2003)等を基に作成

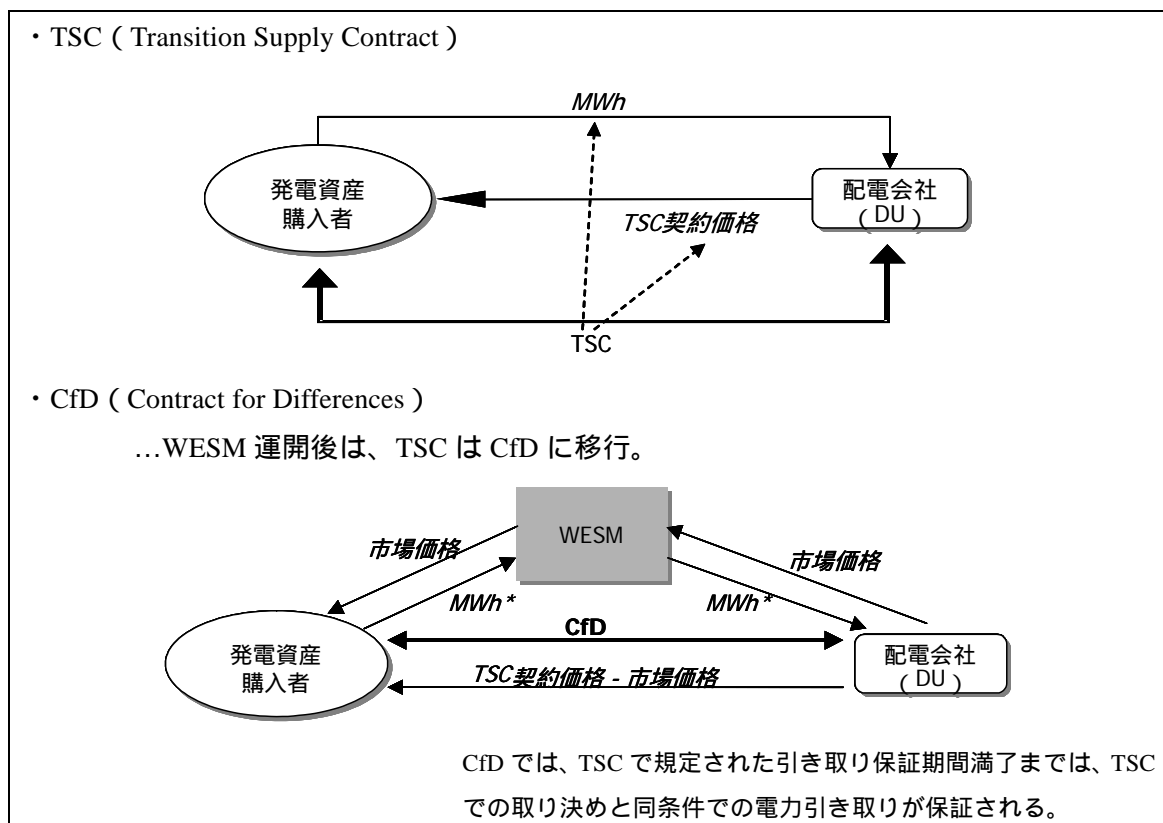
(c) 売却された発電資産の発電電力の引き取りについて

先述の Preliminary Information Memorandum では、売却される NPC 発電資産には、それらの発電電力の引き取り保証として、最長 5 年間の Transition Supply Contract (TSC) が付随することとされている。尚、各 TSC におけるオフテーカーは信用リスク軽減の観点から、複数の事業者となる。

EPIRA にて暫定的な電力売買契約として定義されている TSC の契約期間は、発電資産の売却が成立してからオープンアクセス実現の 1 年後までである。オープンアクセスは、NPC 発電資産の (設備容量の) 70% の売却が完了した時点で開始されることになっている。

発電資産売却から WESM 運開までの期間、TSC は当該資産購入者と当該資産から電力を購入するオフテーカーとの間の電力の物理的な受け渡しに係る相対契約の形をとる。しかしながら、WESM の運営が開始されると、WESM の現状の設計では、発電された電力の価格は、WESM の市場価格により決済されることになっているため、このような物理的な売買契約に基づく電力の受け渡しは行えなくなる。そのため、WESM 運開から TSC の契約期間満了までの期間は、差額契約 (CfD) により、当初の相対契約と同条件の電力引き取りが担保されることになる。つまり、TSC の契約期間が 5 年間であれば、契約形態は WESM 運開後から CfD に変わるものの、実質上 5 年間の引き取りが保証される。

図 2.2.1-6 TSC と CfD



3) NPC 負債の処理

PSALM では、旧 NPC が抱えた負債の処理に係る責務も負っているが、これらは資産売却で解消できるとの見解を持っている。負債の埋め合わせには、フィリピン政府からの 2 億ペソ、ユニバーサルチャージ（NPC 資産、IPP 契約の回収不能費用や、地方電化費用等の補償に充てられる料金）の収入も充当されることになっている。

PSALM は、NPC の累積された負債の返済を行う機関として、NPC 資産民営化後も存続する。TRANSCO 資産については、そのコンセッション決定後も TRANSCO が保有し、PSALM が負債のみを引き継ぐことになる。具体的には、PSALM は、約定金額の 25% を手付金（down payment）として TRANSCO を通じてコンセッション契約時に、残りの 75% を 25 年分割払いで受け取るようになる。

(3) エネルギー規制委員会（ERC）の役割

セクター改革にあたり、従来の Energy Regulatory Board（ERB）は、電気事業の独立規制機関として ERC に改組された。EPIRA 第 43 条が規定する ERC の権限と役割の概要は以下の通りである。

- EPIRA IRR を執行する。
- グリッドコードおよび配電コードを公布し執行する。グリッドコードと配電コードには、パフォーマンス標準、財務能力標準、および送電・配電設備へのアクセスと使用についての利用規約・条件が含まれる。
- WESM の運営と WESM の運営者および他の参加者の活動を統制する規則・規制を執行し、電力の供給拡大と妥当な価格設定を図る。
- EPIRA 第 74 条にしたがって廃止されるまでの間、既存の小売料率における内部補助金の水準を決定する。
- EPIRA の規定、IRR、ERC の命令もしくは決議の履行を怠ったものまたは組織が活動する権限の修正あるいは取り消しを行う。
- 配電会社の専属市場に関する送配電託送料率および小売配電料率の設定方法を、確立、執行する。
- ユニバーサル料金の実施から 3 年後、TRANSCO または配電会社の料金における内部補助金を廃止する。
- TRANSCO または配電会社の供給に関する規定および条件の変更を審査し、承認する。
- ライフライン料率を設定する。
- 電力産業参加者による市場支配力の濫用、カルテル化、反競争的または差別的行為を監視する。
- EPIRA、EPIRA の IRR、ERC が公布・施行する規則・規制の不履行または違反に対する罰金または料金を課す。

(4) 卸電力スポット市場（WESM）の動向

1) WESM の概要

WESMの導入は、フィリピンの今次電力セクター改革の大きな柱の一つである。現在は、2004年6月の正式運営開始に向けて準備が進められている。既に、後段で述べるデモマーケット (Demo WESM) が2003年12月より運用されている。

WESMの運営は、最終的には独立市場運営者 (IMO) により実施されるが、その任命が行われるまでの間 (WESM正式運開から1年間) は、DOEが設立し、Transcoの監督下に置かれるAGMOがその責務を負う。既にPhilippine Electric Market Corp.(PEMC)がAGMOとしては設立されている。

WESMの設置は、ERC³⁷が設定している電気料金が低すぎることで投資促進の障害となっているとの見方がある中、「真の」電力コストを明確化するという面でフィリピン政府の期待も大きい。

現在のWESMルールで志向されている市場モデルは、先に取り上げた米国PJM型である。市場価格決定方法には、系統内の地点毎に価格が決められるノードル・プライシング方式の採用が予定されている。

ノードル・プライシングにより生成されるノード価格は、発電事業者との決済に適用される。一方、小売側の価格は、ゾーン単位 (ルソン、ピサヤ、ミンダナオの各々) で決定される。

以下では、WESMにおける取引銘柄、市場全体におけるWESMの位置付け、市場運営プロセス、市場価格決定方式について纏める。

(a) 取引銘柄

WESMルールでは、以下に挙げる商品がWESMを通じて取引されることになっている。

“Energy” … 毎1時間の電力量 (kWh)。所謂、スポット電力。

アンシラリーサービス (“Ancillary Services”) … 健全な系統運用をサポートする商品であり、次の2種類の周波数制御サービスが発電ユニットにより提供される。

➤ Regulating Reserve (レギュレーション)

微小な周波数変動を補償するための出力変動 通常、発電ユニットのAFC (Automatic Frequency Control) による

➤ Contingency Reserve (緊急時予備力)

発電ユニット・系統事故時など大幅な周波数低下発生時の周波数回復に利用する予備力

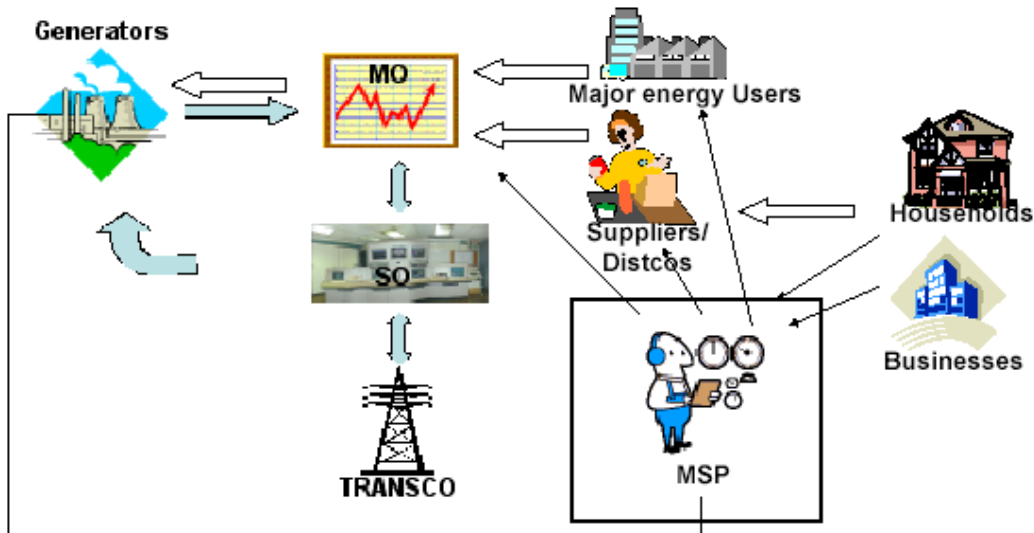
FTR (金融的送電権) … 市場参加者が送電混雑料金リスクをヘッジするためのツール。

³⁷ WESM運開により、ERCの役割も変化する。ERCは現状、電気料金の設計を行っているが、WESM運開以降は、これが電気料金そのものではなく、電気料金算定方法の設計となる。また、TOU (Time-of-Use: 時間帯別) 料金の導入など料金メニューの多様化に向けての検討もERCの役割となる。

(b) WESM の位置付け

WESM 運開後のフィリピン電力市場における各プレイヤーの相関関係は、図 2.2.1-7 の通りとなる。

図 2.2.1-7 WESM 関係者の相関



MO：市場運営者，SO：系統運用者，MSP：検針事業者（Metering Service Provider）

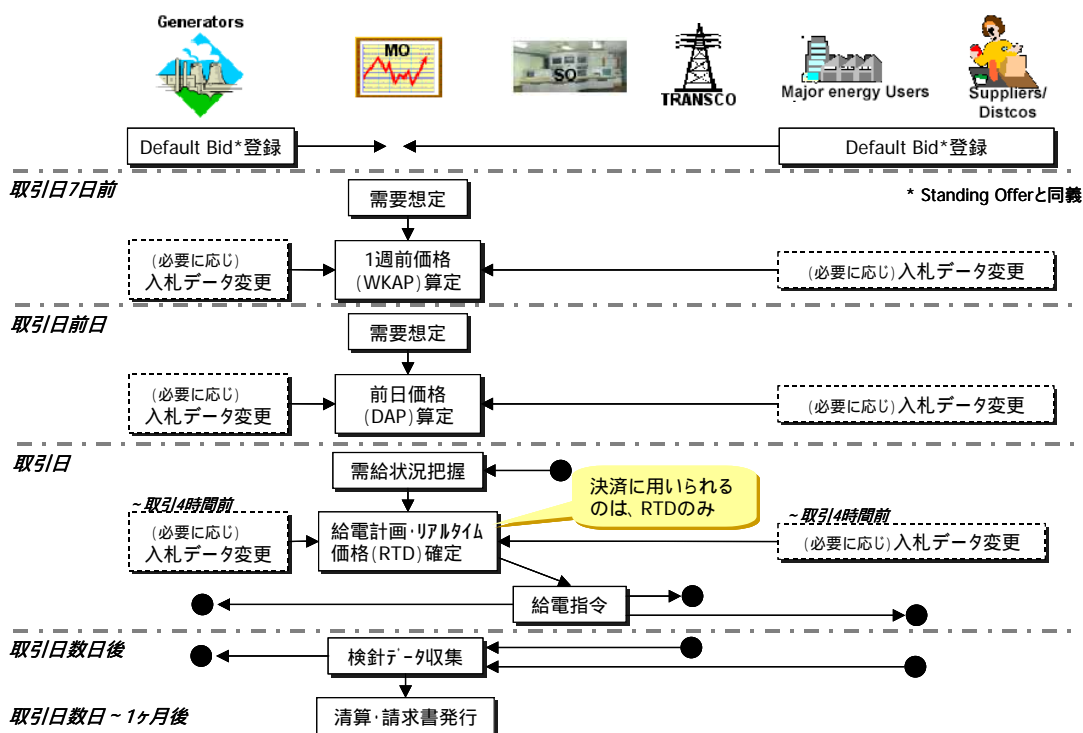
- 市場運営者（Market Operator: MO）の主な役割
 - ・ 需要想定
 - ・ 入札評価・決済
 - ・ 経済負荷配分（給電計画作成）
 - ・ メータリングデータの収集・集計
- 系統運用者（System Operator: SO）の主な役割
 - ...TRANSCO の一部門として機能
 - ・ MO の給電計画に沿った運用（指令）
 - ・ 発電ユニットの起動停止調整
 - ・ 補修計画作成
 - ・ （WESM で取引されない）アンシラリーサービスの給電

(c) WESM の市場運営プロセス

WESM における市場参加者からの入札受付から決済・請求書発行に至るまでの市場運営プロセスを、図 2.2.1-8 に示す。

市場価格は、電力受け渡しの 7 日前、前日、当日（4 時間前）の 3 回、各時点における受け渡し時間（1 時間単位）の需要想定結果、市場参加者からの入札情報に基づいて算定がなされるが、市場参加者との決済に利用されるのは、リアルタイム価格と呼ばれる当日の価格のみである。

図 2.2.1-8 WESM の市場運営プロセス



(d) 市場価格決定方式

WESM での市場決済価格決定には、ノードル・プライシング方式を適用。同方式では、電力需給（WESM への入札、相対取引情報、需要想定結果）から系統制約（送電混雑）を考慮して、縮約系統内各ノードの1時間単位の価格が算定される。

2) WESM デモマーケットについて

WESM デモマーケットは、以下に挙げる目的により 2003 年 12 月からウェブシステム上で実施されている。

WESM 最終設計のコスト効率的な確定

市場ルール、市場運営手続き、WESM ~ 市場参加者間のインタフェースの最終決定

市場の効率的（短時間・低コスト）運営の実現

市場ルールの相違が電力価格等に及ぼす影響の検証

その他

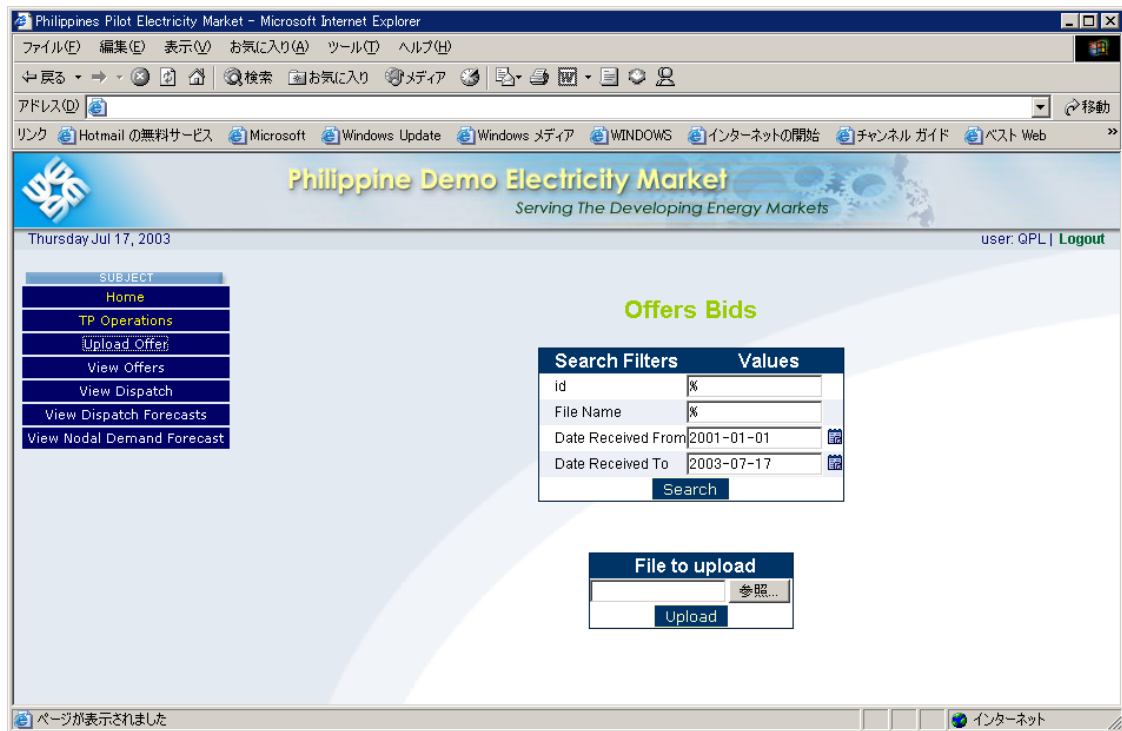
- WESM 取引，市場ルールに係る市場参加者の教育
- WESM が前提とする電力系統モデルの確定
- 発電プラントの機器特性等、市場運営に必要とされるデータ・情報の特定
- 電力系統の安定運用に資する市場機能の検討

このデモマーケットシステムと WESM が実際に装備するシステムとの主な相違点は、以

下の3点である。

- TRANSCO 中給システムとのデータ連携がない
- 需要想定システムとの連携がない
- 検針データが手入力のみ

図 2.2.1-9 WESM デモマーケット（例：入札情報入力画面）



(5) 地方電化と再生可能エネルギー投資促進策

1) 地方電化の状況

フィリピンでは、現状において村落（バラングイ）レベルでは電化率が91%と進んでおり、2006年までに100%の電化が目標とされている。

1970～80年代は、村落電化は500バラングイ/年のペースで進んでいたが、アロヨ大統領の就任以降は、その積極的な指導により1,500バラングイ/年（約4バラングイ/日）と電化のスピードが3倍に増進した。

尚、バラングイの電化に要する費用は、1バラングイ当たり凡そ100万ペソである。地方電化に係る資金は、NEAの地方電化予算、及びEnergy Regulations No.1-94（ER 1-94）にて規定されている配電網拡充・オフグリッド地方電化用料金（すべての発電電力（10MW以下の小水力を除く）から1セントボ/kWhを徴収）で賄われている。60%の未電化バラングイについては、これらの資金により電化を行うとされているが、実情からすると、とてもすべてはカバーできない。

エネルギー省としては、今後は一般家庭の電化にも注力していく予定である。2017年までに90%の電化率を達成することを目標としているが、現状では70%程度に止まっている。

2) 再生可能エネルギーの投資促進策

再生可能エネルギーの導入促進は、エネルギー省として非常に重視している分野であり、2003年11月のペレス・エネルギー省長官による欧州（スペイン、ドイツほか）訪問の目的も、再生可能エネルギーの視察であった。

最新のPDPでは、フィリピンの電源構成の最低10%を再生可能エネルギーにすることが目標とされている。

2004年6月に開催されるASEANエネルギー大臣会合では、ASEANのエネルギー行動5ヶ年計画が作成され、その中で再生可能エネルギーの推進に関しても言及される見込みである。再生可能エネルギーの推進はASEAN共通のテーマであり、現在は各々の国ベースで進められている。

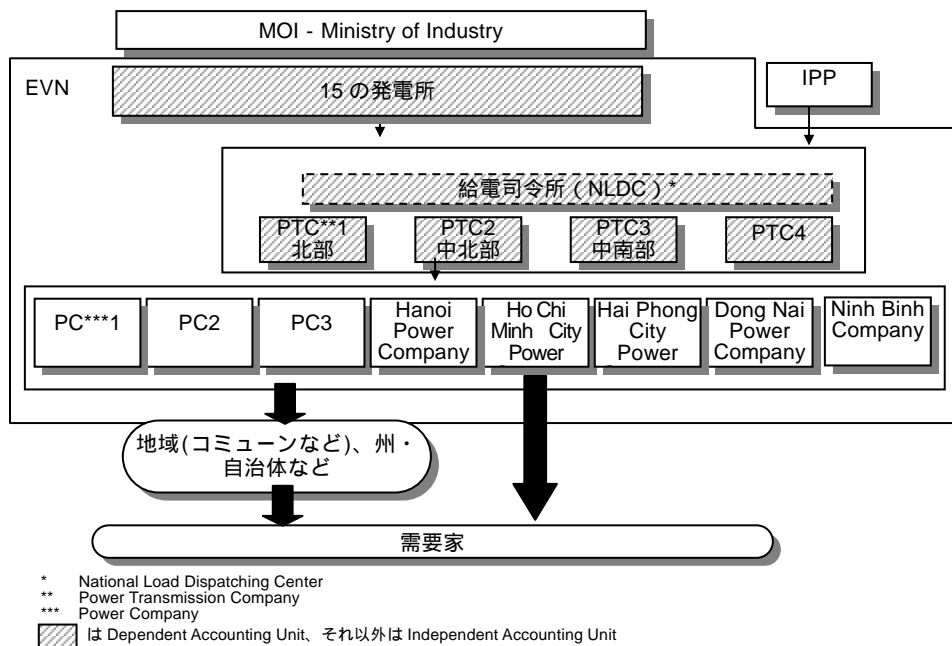
2.2.2. ベトナム

2.2.2.1. ベトナムにおける電力セクターの概要

ベトナム電力セクターは、現段階では国营電力会社（EVN）による垂直統合による独占市場である。EVN は、傘下の地域配電会社 7 社への電力卸売りと共に、企業グループの総公社（General Company）として電力部門の各機関を統括している。

以下の図は、ベトナム電力セクターの現状を示している。

図 2.2.2-1 ベトナム電力セクターの構造



出所：各種資料より作成

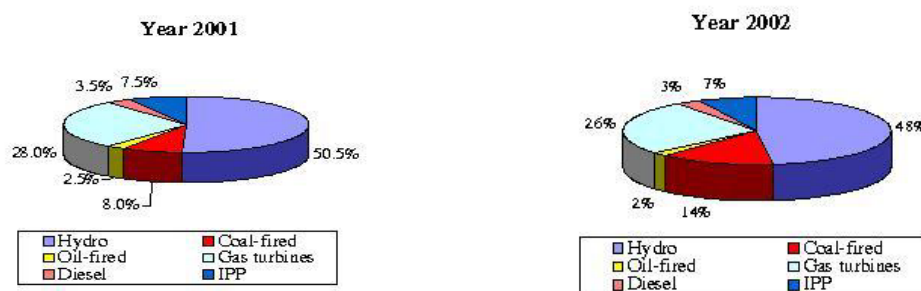
2002 年末時点での総発電設備容量は 886 万 kW であり、電源構成は、水力（48%）、ガス火力（26%）、石炭火力（14%）、ディーゼル火力（3%）、石油火力（2%）である。地域別に見ると、北部、中部は水力発電比率が高く、ベトナム経済の中心といわれるホーチミン市を含む南部においては、火力の比率が高くなっている。

以下の表およびグラフは、発電容量内訳の詳細を示している。

表 2.2.2-1 ベトナムの発電設備（2001 年および 2002 年末時点）

| Power plants | 2001 | 2002 |
|--|--------------|--------------|
| Hydropower plants | 4,154 | 4,187 |
| Hoabinh | 1,920 | 1,920 |
| ThacBa | 120 | 120 |
| TriAn | 420 | 420 |
| DaNhim - SongPha | 167 | 167 |
| ThacMo | 150 | 150 |
| VinhSon | 66 | 66 |
| laly | 720 | 720 |
| SongHinh | 70 | 70 |
| HamThuan - DaMi | 475 | 475 |
| Small hydropower | 46 | 79 |
| Coal - fired themal power plant | 645 | 1,245 |
| PhaLai 1 | 440 | 440 |
| PhaLai 2 | | 600 |
| Uong Bi | 105 | 105 |
| Ninh Binh | 100 | 100 |
| Oil- fired themal power (FO) | 198 | 198 |
| Thu Duc | 165 | 165 |
| Can Tho | 33 | 33 |
| Gas Turbine Power (gas + old) | 2,322 | 2,322 |
| Ba Ria | 389 | 389 |
| Phu My 2-1 | 565 | 565 |
| PhuMy 1 | 1,090 | 1,090 |
| Thu Duc | 128 | 128 |
| Can Tho | 150 | 150 |
| DIESEL | 296 | 296 |
| Independent Power Plants | 612 | 612 |
| Total | 8,227 | 8,860 |

図 2.2.2-2 ベトナムの電源構成（2001 年および 2002 年）



Source: EVN Annual Report 2002

電力マスタープランによれば、全国の総需要は 2002 年時点と比較して 2010 年には約 2.5 倍、2020 年には約 7 倍になると予想されている。旺盛な電力需要の伸びに対応すべく、2020 年までには約 37,600MW の電源開発が予定されており、今後一年当たり約 2000MW のペースで開発が進められることとなる。2008 年ごろからラオスの Nam Mo 水力発電所からの電力輸入を始め 2020 年まで合計 6000MW を中国・ラオスから輸入するほか、2018 年ごろから原子力発電の導入といったシナリオが検討されている。

以下の 2 つのグラフは、1995 年から 2002 年の電力需要と電力需要伸び率を示している。この 8 年間の電力需要の平均伸び率は 15.9%、2002 年は 17.1%であった。

図 2.2.2-3 電力需要量 1995-2002

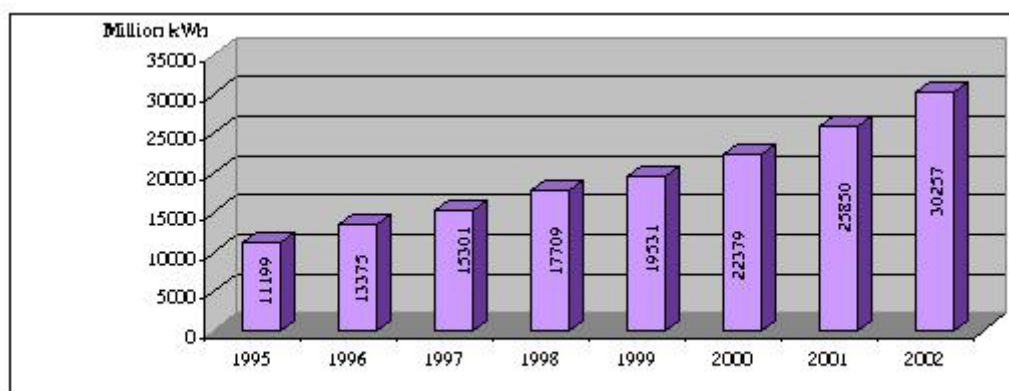
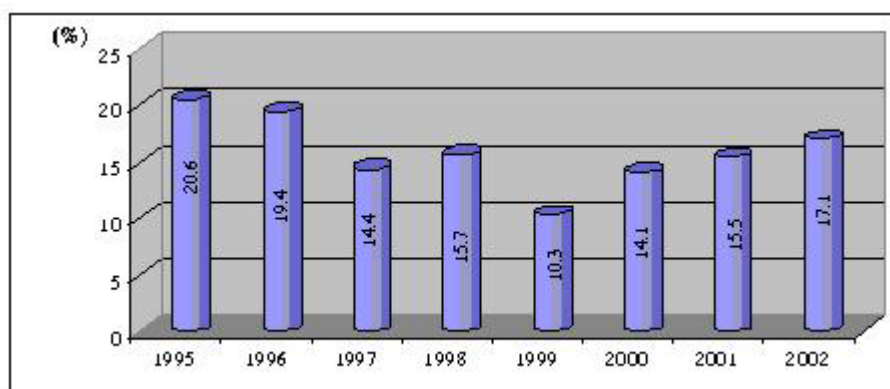
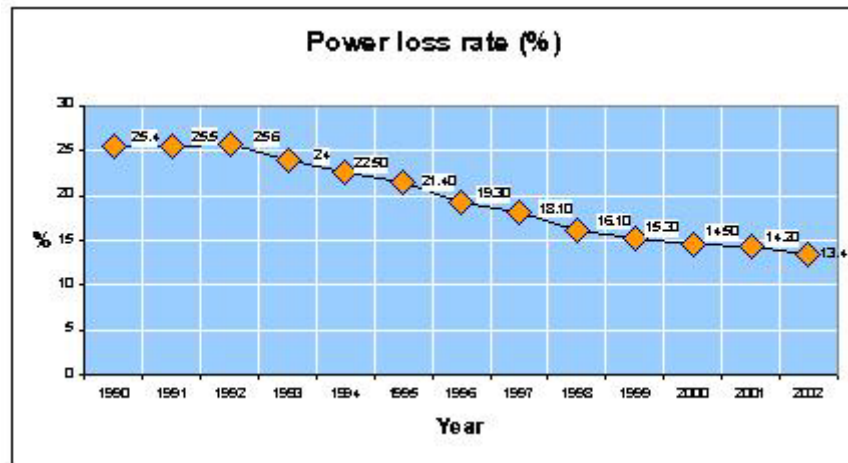


図 2.2.2-4 電力需要伸び率 (%) 1995-2002



一方で、送電ロス (Power Loss) は、以下の図のとおり 2002 年で 13.4%、2005 年のターゲットを既に達成し、着実な成果を示している。

図 2.2.2-5 ベトナムにおける送電ロス率の推移（1990～2002年）



2.2.2.2. ベトナムの電力セクター改革

ベトナムにおけるセクター改革の当面の課題は「電力法」制定である。法的枠組みが不明瞭なままでは健全な投資を呼び込むのは難しい。そうしたことから、新たな「電力法」策定に向けて作業が進んでいる。

世銀をはじめとする多国籍支援機関は、セクター改革の法的枠組み設定に積極的に支援を行っている。ベトナム政府は'95年から世銀、'97年からADBによる支援を受け、'97年に「Power Sector Policy Statement」を発表した。そのなかで、「マーケットベースの発電料金と国が管理する電力料金とのミスマッチを解決すること」、および「国家の役割とビジネスマネジメントの役割とで明確な線引きを行い分別すること」といった点に触れ、いずれは電力セクターの改革に取り組む姿勢を示している。電力法は現在、電力法ワーキンググループ（工業省が中心）によって草案策定が進められており、2003年10月現在英語版で第18版まで（ベトナム語は第22版まで）進んでいる。電力料金に関して新たな問題（公正かつ経済効率性の高い料金設定をいかに行うか、発・送・配電の各料金をどう設定するか、など）が提示されており、まだ作業は続きそうである。

ADBは、2002年10月から2003年10月、「電力セクター構造改革ロードマップ」TAを実施し、セクター改革の動きを支援している。2003年8月にベトナム政府に提示したロードマップ案によると、改革へは以下の4段階により、段階的に取り組むこととなっている。

- | | |
|-------------------|---|
| STEP1（現在～2007年） | 一般的な市場前提条件の整備 |
| STEP2（2008～2012年） | シングルバイヤー市場（条件が整えば後にスポット市場を導入するオプションもあり） |
| STEP3（2013～2017年） | 卸競争市場 |
| STEP4（2018年以後） | 小売競争市場 |

一方、ベトナム政府による新電力法の英文ドラフト最新版は、競争市場メカニズムについて ADB の「ロードマップ」ほど立ち入った記載は見られず、むしろ現状維持を前提とした内容に近い。電源開発に関する枠組みは現状と変わらず、政府財政による供給力確保が前提。他に、民間資本を利用した BOT/BOO 方式の利用もあるが、基本的には政府が供給力確保責任を持つことになっている。

投資促進政策に関しては、ベトナムは 1988 年より外国投資受け入れを開始したが、投資環境の不備がたたり、90 年代は外国投資が進まなかった。政府は 1999 年には二重価格の是正、2000 年には外貨バランス義務の撤廃や許認可を必要としない事業登録制を導入するなど、外国投資を推進する政策を強化している。

電力分野の場合、他国同様 IPP 事業への外国資本による投資が活発化している。それらはベトナム政府との BOT (Built - Operate - Transfer)・BTO (Built - Transfer - Operate)・BT (Built - Transfer) 契約を通じて行われている。ベトナムでは経済成長に伴う電力需要増大が加速しており、日本企業も欧米企業とのコンソーシアムなどを通じて投資活動を行っている。

電力分野においては、BOT、BTO、BT 契約の形態で投資奨励地域に投資する企業の場合、8 年間の法人税免除が認められる。また、ベトナムでの投資活動から得られた利益およびその他の収入をベトナム国内で実施中の事業か新たな事業への再投資に利用した場合、その金額に相当する納付済み法人税の還付を受けることができる。ベトナムでは外資企業による土地所有を認められていないため土地の賃借を行う必要があるが、BOT、BTO、BT プロジェクトの場合、土地の賃借料の減免措置が講じられる。

2002 年時点で電源部門における IPP シェアは 7.4% であるが、電力開発マスタープランによると、2005 年には IPP の比率を 25% 以上に拡大する計画である。今後民間資本導入が順調に進むかどうかは、電力法、投資奨励策も含めた法制度・規制制度の枠組みを以下に構築するかが鍵である。セクター構造改革は正念場を迎えている。

2.2.3. インドネシア

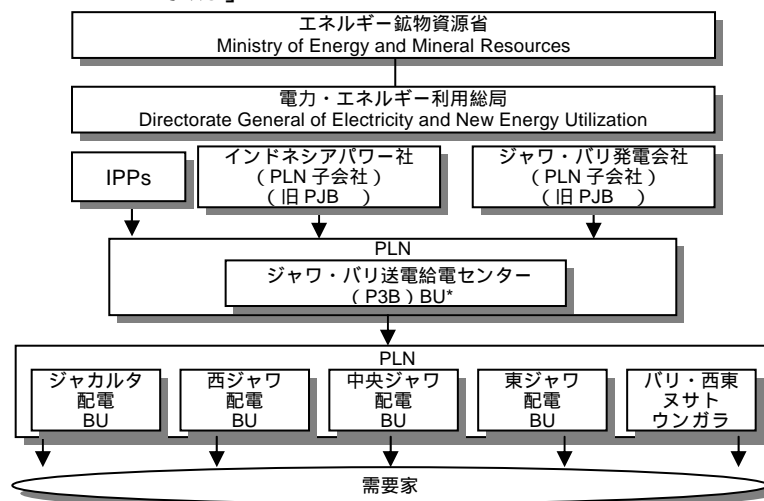
2.2.3.1. インドネシアにおける電力セクターの概要

インドネシアの電力セクターは、基本的には、法令 1985 年第 15 号に基づく PLN の独占・垂直統合に、1992 年の大統領令 37 号による IPP 導入を通じた民間発電事業者が混在する状況である。

以下の図は、ジャワ - バリ系統の現状を示している。ジャワ - バリ系統の発電資産は 95 年 10 月に PLN から分離され、2 つの完全所有子会社（インドネシアパワーと PJB）に移管し、PLN はこれらの持株会社となっている。送電部門および配電部門は事業部（ビジネスユニット）として、PLN に所属している。政府における担当はエネルギー・鉱物資源省（MEMR）電力エネルギー利用総局（DGEEU）である。

図 2.2.3-1 インドネシア（ジャワ・バリ系統）電力セクターの構造

[現状：ジャワ・バリ系統]



インドネシアは、1997 年タイを発端としたアジア通貨危機により、経済的にも政治的にも最も深刻な影響を被った国のひとつである。1997 年以後、電力セクターにおける発電設備の開発は ODA 案件、IPP 案件含めてしばらく中断され、近年やっと再開された状況である。その一方で、電力需要は 1995 年から 2001 年の 6 年間で年平均 8.8% という旺盛な伸びを示しており、各地で電力需給が逼迫している状況が見られる。

一方、新規電源開発の鍵となる PLN の財務状況は、コストに見合わない小売電力料金設定、燃料費・為替変動リスクのパススルーシステムの不在など、様々なマイナス要因が複雑に絡み合う上、アジア通貨危機による打撃を受け、度重なる債務リストラを経た現在でも健全化に至っていない。

2002年9月4日、PLNの建て直しと健全な民間資本の導入、電力供給力の確保を目指し、セクター改革の指針となる新電力法が、インドネシア共和国「法令 2002 年第 20 号：電力法」として成立した。(2002年9月23日施行。)今後、電力セクターの改革は、この新電力法をベースに進められることとなるが、インドネシアにおいては、もともと決して良好とはいえない投資環境、IPP 契約見直しによる投資意欲の冷え込み、電力料金の値上げ問題の政治的な難しさ、そして待ったなしの供給力確保問題など、様々な問題が山積である。これら諸問題については、セクター改革の課題とともに後述する。

2.2.3.2. インドネシアの電力セクター改革

法令 2002 年第 20 号・新電力法では、(1)競争市場導入地域における発電および小売分野の完全自由化および国営電力会社 (PLN) による垂直独占体制の廃止、(2)送電系統・配電系統は PLN が引き続き管理し、送電線、配電線の賃借料については「電力市場監督委員会」が決定する、(3)「電力システム管理者」と「電力市場管理者」の設置、などが主な内容となっている。

競争市場への以降に関しては、最終的には発電部門 / 小売り部門に競争原理を導入しているものの、具体的な競争のメカニズムについての記載はない。新電力法第 8 条(2)項では、電力供給ビジネスのタイプとして、以下を挙げており、第 16 条でおのおののビジネスは異なる企業によって行われると規定している。

発電事業

送電事業

配電事業

小売事業

小売エージェント (Electric Power Sales Agent)

電力市場オーガナイザー (Electric Power Market Organizer)

電力システムオーガナイザー (Electric Power System Organizer)

競争市場への移行プロセスの中で、インドネシアが「シングルバイヤー市場」モデルを採用するとは、新電力法の中では明確に触れていない。しかしながら、第 18 条で送電事業はまず国営企業に営業権が認められること、オープンアクセスを保証することを定義すると同時に、第 28 条で送電事業、電力市場オーガナイザーと電力システムオーガナイザーの役割を分割する準備ができない場合は、ひとつの企業の違う部署で行うことが出来、国営企業によって実施できると規定されている。こうしたことから、実質的には PLN がシングルバイヤーの役目を担うものと解釈することができる。

新電力法ではインドネシア国内を競争市場が適用される地域と適用されない地域の 2 つに分けており、競争市場が適用されない地域「非競争地域」では、引き続き PLN による垂直統合が続く予定である。競争地域の指定は、新電力法施行後 5 年以内に、大統領令によ

って競争地域として定めることになっている。経済的・技術的・社会的に、発電部門に限って競争原理を導入することが可能と考えられる地域を選び（ジャワ・バリ系統とは限らない）具体的な条件として以下の8項目を設定しているが、定量的な基準は示されていない。

- Economic Level の電力料金
- エネルギー資源供給における競争の有無
- 電力市場監理機関（BPPTL）の存在
- 政省令等の整備
- ハード及びソフトの電力設備の整備
- 競争を適用できるシステムの条件
- 競争参入事業者に対する平等性
- その他電力市場監督庁によって制定された条件

現時点において、スマトラ島では電力市場自由化は行われず、PLN による垂直統合の管理を行うとしている。

図 2.2.3-2 非競争地域における電力セクター概念図

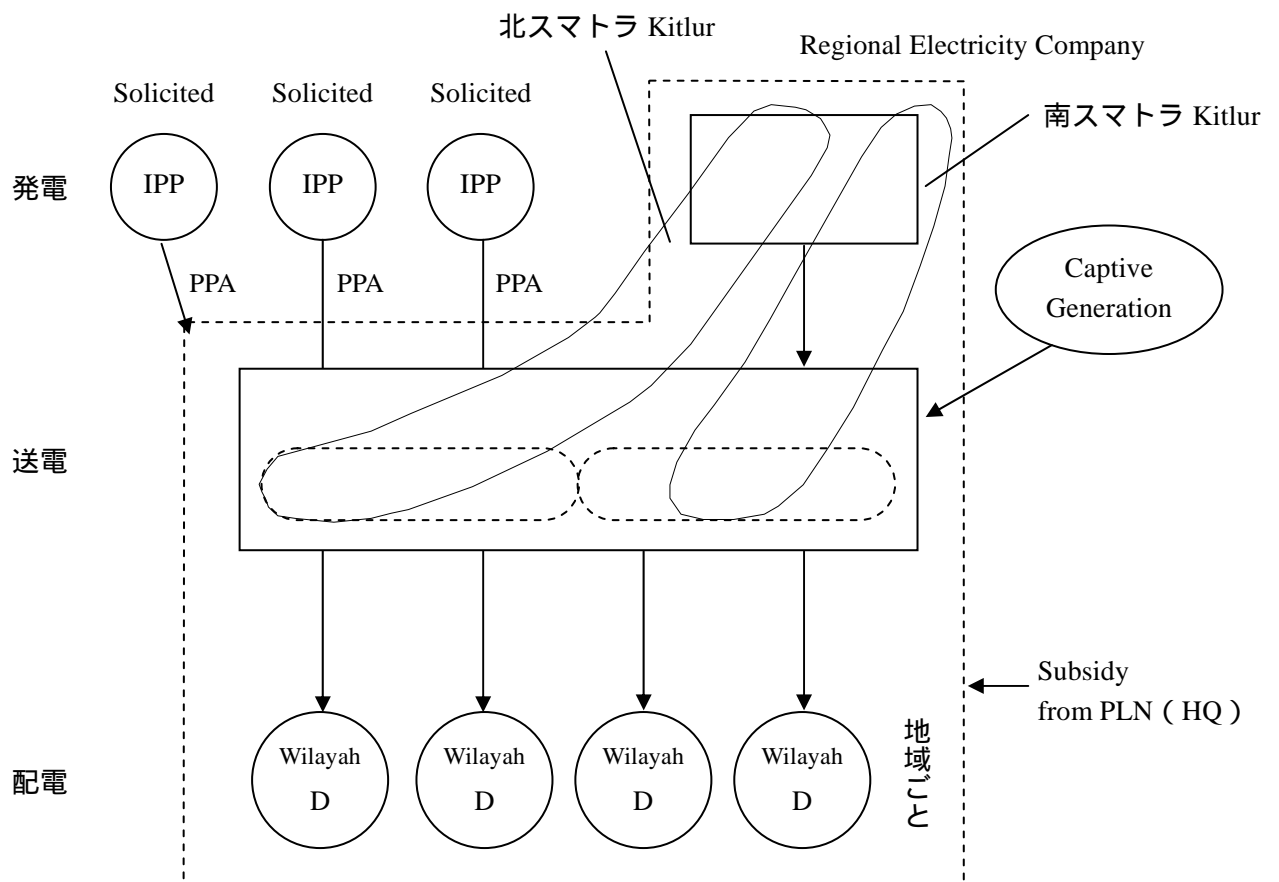
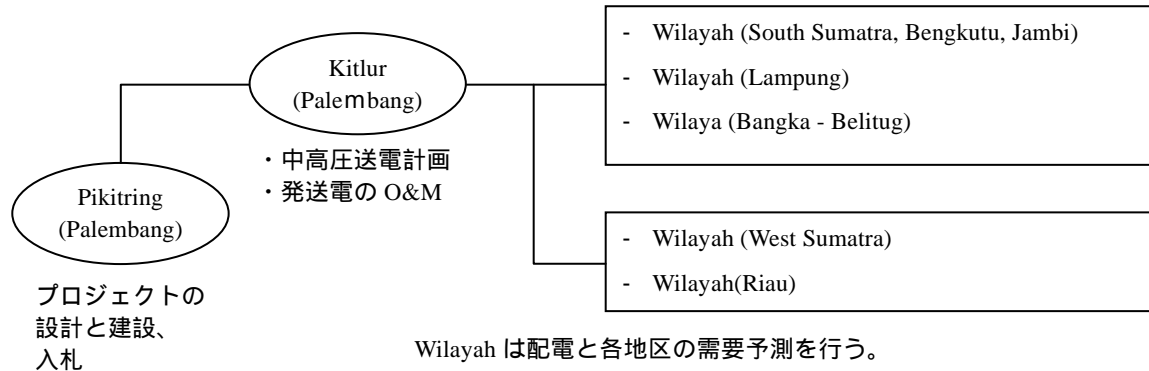


図 2.2.3-3 南スマトラ地方での PLN の各機関の役割

送発電は Kitlur（南北にそれぞれ1つ）、配電は各地区の Wilayah が行う。



政府は 2002 年 9 月 23 日の新電力法公布から 1 年以内に電力市場の競争監督機関として「電力市場監督委員会」を設置し、5 年後には発電分野を対象に限定的な競争市場を実施する地域を選定することになっている。2003 年 9 月 22 日、電力市場の規制機関 Electricity Market Supervisory Agency (EMSA) が設立された。EMSA は、政府の一部として位置づけられるが、独立した電力セクター規制機関として今後様々な活動が期待される。新電力法第 52 条によると、EMSA の任務と権限は、以下のとおり：

- 政府が決定する電力産業政策の実施
- 反競争的行為の防止
- 電力販売事業における電力販売価格、電力システムの質と安定性を維持するための設備調達コスト、小売価格における送電・配電ネットワーク使用料の設定
- 送配電設備の課徴金に関する規定の実行にあたっての監視と監督
- 発電事業および電力販売代行業業を競争状況に置いた場合の電力販売価格の管理
- 配電および電力販売における事業地域の決定
- 電力供給事業許可の発行
- 法規遵守の確保
- 公聴会の開催と苦情処理
- 紛争の解決
- 違反業者に対する行政上の処罰
- 電力供給の確保

新電力法には、競争市場の適用分野および電力市場のメカニズムの枠組みを作るための電力市場監督機関の設立に関する記載しか見られず、具体的な制度設計の検討は EMSA の手にゆだねられることになる。現時点での EMSA の活動は、人員配置を行っている段階である。EMSA の現状については、電力セクター改革の課題とともに後述する。

一方、5年後の限定的な競争市場を実施する地域の選定について、MEMRは、新電力法の実施方針を示した”Blueprint for the Development of National Electricity Industry 2003-2020”の中で、1) バタム地域に発電事業に限定した競争の導入と発・送・配電・小売事業の分割を2004年までに行うこと(”Batam First”プロジェクト)、2) ジャワ-マドゥラ-バリ地域で同様の措置を2007年までに行うこと(”Jawa-Madura-Bali Next”)を示している。

この方針に則り、2002年1月にはDGEEUに内部タスクチームが編成され、バタム島に競争市場を創設するための”Batam First”プロジェクトが立ち上げられた。2003年9月11日には、バタム地域における電力競争市場の実施準備に関するMinistry Decree No. 1073.K/30/MEM/2003が、MEMRによって公布されている。

バタム地域は、現在唯一地域別料金が採用されており、PLN BatamがPLNとは別会社として、電気供給事業を行っている。バタム地域は107.5MWの設備容量(Available Capacityは85.9MW)を持ち、主要な需要家はホテルや観光業などのサービス業およびエレクトロニクス産業である。こうした需要家は高価でも電圧、周波数が安定した電力の需要が高いことから、地域別料金が採用可能となった。MEMR担当者は、「電気料金はすでにcommercial levelに達していること、また産業用(の大口)需要家が太宗を占めていることから、競争導入の下地は出来ている」という見解を示している。ジャワ-バリ地域での競争導入に先立って、バタム島地域のような適度なサイズの、コントロールしやすい地域でまず競争導入を試みようというのが、MEMRの狙いようである。現在、MEMRはADBに対し、”Batam First”プロジェクト支援に関する要請を提出しており、詳細は今後検討されることになっている。要請内容の詳細は、後述する。

2.2.3.3. セクター改革と地方自治強化の流れ

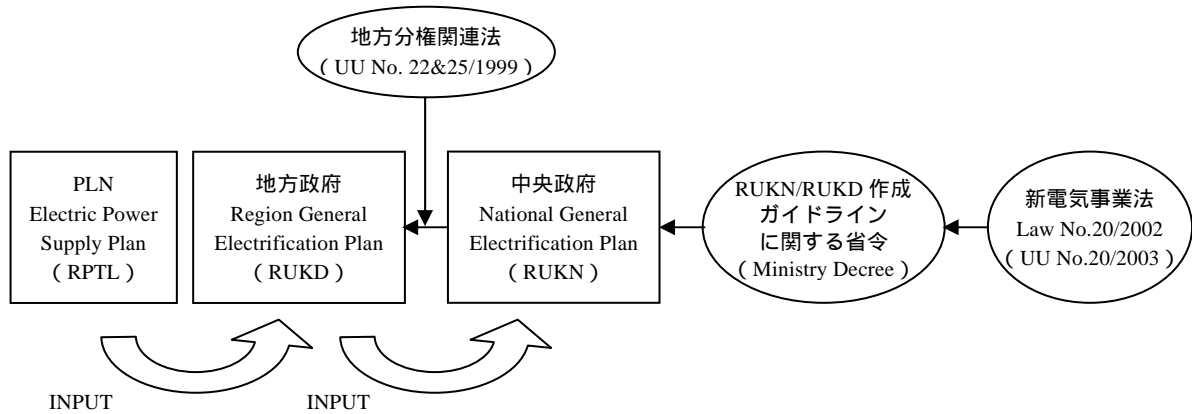
電力セクター改革の重要な背景として、地方自治強化の流れが無視できない。新電力法は、第5条で、各地域での電源開発計画(RUKD)における州政府の積極的役割を規定している。州政府の権限強化の背景には、2001年1月のLaw No. 22/1999(地方行政法)および25/1999(中央・地方財政均衡法)施行が挙げられる。これらは、1998年5月にスハルト政権による中央集権体制が崩壊し、その後の民主化の流れを受けてハビビ大統領が策定したものである。治安維持の必要性などから非常に短期間で法制化されたもので、特に第22号地方行政法は運用面での実施細則や政令などが整備されておらず、各所に矛盾を抱えている。そうしたことから現在でも、地方行政法改正の議論が取りざたされている。2004年3月にも、32の州知事が一堂に会し、Law No. 22/1999および25/1999の改正について協議している。インドネシア政府は、国会に両法案の改正案を提出し、更なる地方への権限委譲を行う方針を示している。

地方自治強化の流れの一環として、これまでPLNがRUKDを策定していたが、以後州政府が中心となって作成する手順へと変更となった。州政府には今までRUKD策定のノウハウが全くなかったことから、新規RUKDの策定にあたり混乱が生じている。MEMRは

外島をキャラバンして各州政府の電力担当部門(DINAS)に対し RUKN/RUKD 作成ガイドラインの解説、RUKD 作成方法の教育を実施したが、その効果があらわれるまでは時間がかかりそうである。

以下の図は、各計画と地方分権関連法の関係を示している。

図 2.2.3-4 RUKD/RUKN と地方分権関連法の関係



出所：各種資料により作成

各プランの詳細は、以下のとおり。

RUKN

RUKN の主な内容は、「一次エネルギー利用方針、エネルギーの社会開発実施方針、資金・投資方針」、「国家電力需要想定」、「国家電力供給計画」、「送電線整備計画」で、RUKD と平行して案が作成され、RUKD をインプットして RUKN を修正完成する。

RUKD

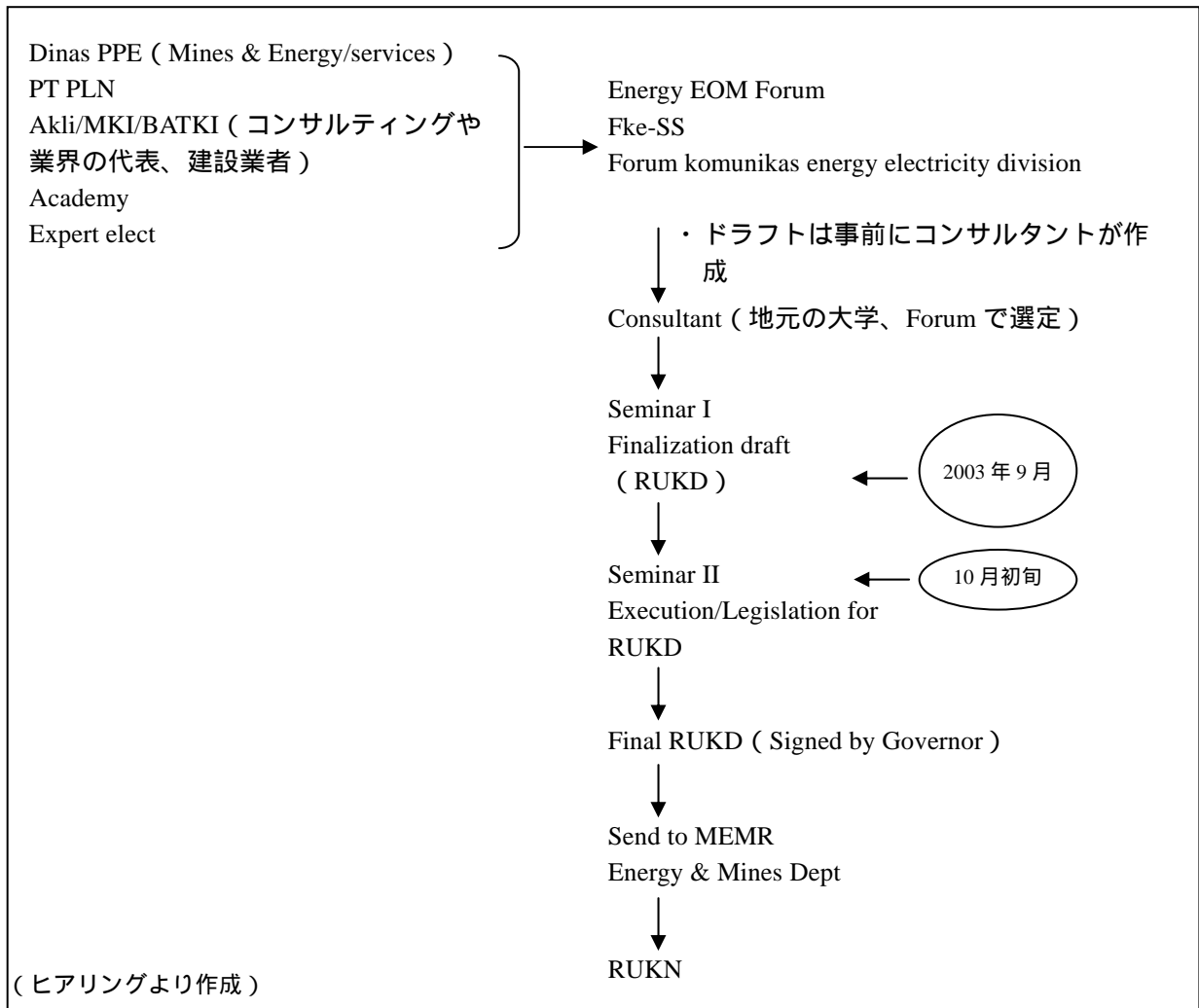
RUKD は、州または県・市政府レベルで作成する「電力需要想定」、「一次エネルギーポテンシャル賦存量」、「土地利用総合計画 (RUTR) に整合した送電線及び配電線路計画」からなる。

RPTL

RPTL は、PLN の「電力施設計画」、「運転計画」、「経営計画」である。PLN の各地方事務所が RPTL を作成し、本社にて全体計画を取りまとめる。RPTL には発送配電計画が含まれるが、PLN だけを対象としている。RPTL は RUKN と関連する RUKD 遵守に留意する。(RUKD は RPTL を包含するものであり、RUKD には Captive 発電や IPP も含まれる。)ちなみに PLN は国営企業省(MBUMN)の管轄の下、RJPP と呼ばれる国有企業の Corporate Planning も作成する。内容は財務面が中心である。

RUKD は毎年見直される。下図は RUKD/RUKN のレビューの流れを示している。

図 2.2.3-5 RUKN 作成の流れ（南スマトラ州の例：2003 年）



毎年の RUKD/RUKN レビュースケジュールは、以下のとおり。

毎年 6 月末までに各 District は RUKD を作成し、Provincial Government に提出する。Provincial Government は各 District から提出された RUKD を集約し、10 月末までに Province の RUKD を中央の MEMR に提出する。中央政府は各 Province から提出された RUKD を反映し、毎年 3 月末までに RUKN の作成を完了する。

地方自治強化には、ガバナンス強化が欠かせないことから、日本も含めた各援助機関ともガバナンス支援・地方政府における人材育成も視野に入れて、援助方針を作成している。

2.2.3.4. Batam First の概要

既に述べたとおり、MEMR は ADB に対し、“Batam First”プロジェクト支援に関する要請を提出している。ここでは、このプロジェクトの概要を解説する。

この TA の目的は、ジャワ バリ系統に加え、バタム系統における電力競争市場における市場ルールをデザインすることである。市場ルールは、民間資本の導入により、財務実施可能 (Financially Viable) 競争力があり、透明性が高く、経済的な効率も高い市場の創出を推進し、最終消費者の利害を守るものでなければならない。

2002 年 1 月に、DGEEU に内部タスクチームが編成され、バタム島に競争市場を創設するための “Batam First” プロジェクトが立ち上げられた。2003 年 9 月に EMSB が設立される頃には (実際立ち上がったのは EMSA) バタム島地域を電力供給事業における競争市場とする法規制が発表される予定である。そうすることで、EMSB は新電力法 No.20/2002 によって規定された、発電における限定的な競争導入を 2007 年 9 月までに完了するというデッドラインを待たずして、競争市場における権限を有することとなる。EMSB が市場監視を効果的に行えるかどうか、バタム島地域のような適度なサイズの、コントロールしやすい地域でまず競争導入を実施することは、検討に値するであろう。

Batam First プロジェクトの準備のため、2003 年 9 月 11 日、MEMR はバタム地域における電力競争市場の実施準備に関する Ministry Decree No. 1073. K/30/MEM/2003 を発布した。

(1) コンサルティングサービスのスコープ

Java-Bali システムにおけるマーケットルールについては、インドネシア政府雇用のコンサルタントが 2001 年 4 月にレポート提出済み。バタム系統の市場ルール設定については、新たなコンサルタントが、Java-Bali システムの市場ルールのレビューを行う。また、市場電力価格や発電事業者の収入についてシミュレーションを行う必要がある。特に、市場競争の度合いを設定するため、発電、送電、配電事業者の適切な数を設定することがコンサルタントの重要な任務である。

コンサルチーム構成

- 国際電力経済 (チームリーダー)
- 国際電力市場専門家
- 国際財務アナリスト・料金専門家
- 国際電力システム専門家
- 国内財務アナリスト
- 国内電力システム専門家
- 国内 IT 専門家

(2) 卸電力市場デザイン

コンサルタントは、Single Pay-as-bid pool (プール運営者が発電事業者のすべてのアウトプットを購入して、それを配電・小売事業者とグリッド接続最終需要家へ売却) を導入するか、Multiple buyer/multiple seller market (発電事業者がプール市場へ売るか、配電事業者やグリッド接続している最終需要家へ直接相対契約で売るか選択できる) を導入すべきか、

検討する。その他いろいろな市場モデルを勘案し、この2つ以外の市場モデルを提案してもよい。

2.2.4. 調査対象国の電力構造改革に係る制度設計

フィリピン、インドネシア、ベトナムの競争メカニズムや競争市場への移行措置等、電力構造改革に関わる制度設計の概略を表 2.2.4-1 に取り纏める。

表 2.2.4-1 対象3カ国の電力構造改革に係る制度設計

| 比較項目 | 電力産業改革法 (フィリピン) | 18 th Draft Electricity Law および ADB による電力セクター 改革ロードマップ (ベトナム) | 新電気事業法 (インドネシア) |
|---------------|---|---|---|
| 競争市場 メカニズム | <ul style="list-style-type: none"> 発電部門 / 小売り部門に競争原理を導入している。 発電部門においては、卸売市場における MBMS の競争メカニズムを導入する。 配電線上の小売競争およびオープンアクセスの原則を、本法施行後 3~5 年後を目途に全て最終電気利用者に適用する。 | <ul style="list-style-type: none"> ADB の「ロードマップ」によると、段階的に競争を導入し、シングルバイヤー市場から、徐々に小売り部門まで競争原理を導入している。目標は 2017 年に小売競争市場の導入である。 新電力法の英文ドラフトには、競争市場メカニズムについて ADB の「ロードマップ」ほど立ち入った記載は見られず、むしろ現状維持を前提とした内容に近い。 | <ul style="list-style-type: none"> 1998 年より審議が続けられてきた新電力法は、2002 年 9 月 4 日、インドネシア共和国「法令 2002 年第 20 号：電力法」として成立した。新電力法では、(1)競争市場導入地域における発電および小売分野の完全自由化および国営電力会社 (PLN) による垂直独占体制の廃止、(2)送電系統・配電系統は PLN が引き続き管理し、送電線、配電線の賃借料については「電力市場監督委員会」が決定する、(3)「電力システム管理者」と「電力市場管理者」の設置、などが主な内容となっている。 発電部門 / 小売り部門に競争原理を導入しているものの、具体的な競争のメカニズムについての記載はない。 しかしながら当初プランにおけるシングルバイヤー (SB) から Multi Buyer Multi Seller (MBMS) への急激な移行は課題が多いが、SB システム下での小売供給部門の自由化は検討の価値がある。 |
| 競争市場 適用範囲 | <ul style="list-style-type: none"> フィリピン全土に対して、競争市場を適用する。 | <ul style="list-style-type: none"> ベトナム全土に対して、競争市場を適用する。 | <ul style="list-style-type: none"> 2002 年 9 月 23 日の本法施行後 5 年以内に、経済的・技術的・社会的に、発電部門に限って競争原理を導入することが可能と考えられる地域を選び (ジャワ・バリ系統とは限らない)、大統領令によって競争地域として定める。具体的な条件として以下の 8 項目を設定しているが、定量的な基準は示されていない。 <ol style="list-style-type: none"> Economic Level の電力料金 エネルギー資源供給における競争の有無 電力市場監理機関 (BPPTL) の存在 政省令等の整備 ハード及びソフトの電力設備の十分な設備 競争を適用できるシステムの条件 競争参入事業者に対する平等性 競争地域として指定されない地域については、「非競争地域」として、発送配電が垂直的に統合された形で電気事業が営まれる。 |

| 比較項目 | 電力産業改革法 (フィリピン) | 18 th Draft Electricity Law および ADB による電力セクター 改革ロードマップ (ベトナム) | 新電気事業法 (インドネシア) |
|----------------------------|--|--|---|
| 競争市場への 移行措置 | <ul style="list-style-type: none"> 本法施行後 1 年以内に、卸売電力スポット市場を確立し、発電部門における競争原理を導入する。なお、フィリピン電力公社 (NPC) の持つ発電資産の内、70%を民営化することが条件となっている。 本法施行後 3 年以内に、配電線上の小売り及びオープンアクセスを開始する。 | <ul style="list-style-type: none"> 詳細は未定だが、ADB による提案は以下のとおりである： 2007 年までに一般的な市場前提条件の整備（新電力法の施行、監督機関の設置など） 2007～2012 年 シングルバイヤー市場（スポット市場導入オプションあり） 2012～2017 年 卸競争市場 2017 年以後 小売競争市場 <p>（新電力法の英文ドラフトには、移行措置に関する記述はない）</p> | <ul style="list-style-type: none"> 政府は新電力法公布から 1 年以内に電力市場の競争監督機関として「電力市場監督委員会 (BPPTL)」を設置し、5 年後には発電分野に限定的な競争市場を実施する地域を選定することになっている。2003 年 9 月 22 日、BPPTL に代わって、電力市場の規制機関 Electricity Market Supervisory Agency (EMSA) が設立された。 インドネシアは地域によって電力部門の開発状況に大きな差があるため、競争市場への転換のペースは地域によってかなり違ってくるであろう。具体的には、比較的送電系統の統合が進んでおり、大規模な発電プラントの集中するジャワ・バリ系統もしくはパタム島での改革を先行させる方針をインドネシア政府は打ち出している。 |
| 国営会社資産 の民営化及び 不良資産処理 | <ul style="list-style-type: none"> フィリピン電力公社の送電設備は、TRANSCO に移譲される。また、発電設備は 70% 移譲を民営・分割化する。 なお、フィリピン電力公社の全発電資産・負債等については、「電力部門資産・負債管理公社」(PSALM) が設立され、本法施行後 180 日以内に引き継ぐ。 | <ul style="list-style-type: none"> 新電力法の英文ドラフトには、具体的手順は示されていない。 EVN は現在、Dependent Accounting Unit (センター) と Independent Accounting Unit (配電・小売) に分かれており、いずれはすべてを Independent Accounting Unit にして、最終的には民営化する方向で進んでいる。 | <ul style="list-style-type: none"> 特に記載がない。 |
| 競争市場の 維持体制 | <ul style="list-style-type: none"> 電力規制委員会 (ERC) を設立し、競争市場の監理・指導にあたる。 発電に関しては、どの事業者も、高圧送電線網の設備発電容量の 30% 以上、または国の設備発電容量の 25% 以上を所有し、運営することが出来ないことが記載されている。 配電に関しては、事業者は、発電事業者の関連会社への供給量の 50% 以上を双務供給契約により調達することはできない。また、電力市場が設立されてから 5 年間は、総需要の 10% 以上を市場から調達しなければならない。 なお、配電事業者の回収不能契約費用 (Stranded Cost) 回収については、ユニバーサル料金による収入に適用が記載されている。 | <ul style="list-style-type: none"> 新電力法に則って、新たに規制機関を設ける。詳細は新電力法の内容次第である。 ADB の TA: Improvement of Power Sector Regulatory Framework において、規制機関に関する Decree のドラフトが作成された (2000 年 6 月完成) が、このドラフトは、結局政府によるレビューを受けないままとなっている。新電力法の草案自体もその後改変されているため、Decree は再度修正する必要がある。 | <ul style="list-style-type: none"> 2003 年 9 月 22 日に電力市場の規制機関である Electricity Market Supervisory Agency (EMSA) が設立された。同機関は、政府とは独立した組織となる。EMSA の任務は、競争地域における電気事業の監理・指導にあたることである。 発電事業に対する独占行為、反競争的行為に対する指針、及び適正価格維持のための規制機関の役割が示されているが、具体的な方針は記載されていない。 |

| 比較項目 | 電力産業改革法 (フィリピン) | 18 th Draft Electricity Law および ADB による電力セクター 改革ロードマップ (ベトナム) | 新電気事業法 (インドネシア) |
|------------------|--|---|--|
| 事業規制 | <ul style="list-style-type: none"> 各事業は ERC による認可制である。送電事業は、TRANSCO を設立し、ERC の料金決定権限の適用を受けるコモネクタリア事業とする。(7.8 条) 配電事業はフランチャイズ制。配電託送料金と接続料金は ERC の承認が必要。(23 条) 卸電力市場は、運営に関して当初は TRANSCO の監督を受ける。卸売電力スポット市場の実施後 1 年以内に独立の主体を設置するものとし、DOE および電力産業参加者の共同承認を得て、市場運営の業務、資産および負債を当該主体に移転する。その後、当該主体に対する TRANSCO の運営上の監督を停止する。(30 条) | <ul style="list-style-type: none"> 規制機関による認可制で、書類の提出から 40 日以内に、規制機関が一般告知と公聴会を行った後決定する。(42 条) | <ul style="list-style-type: none"> 各事業は電力市場の規制機関・EMSA による認可制、送電、配電事業は独占事業とされる(ネットワーク利用料金はルピア建ての認可料金)。事業許可は、発電事業、送電事業、配電事業、電力販売、電力販売代理、電力取引所(EPMO)、電力供給管理所(EPSO)の7種とされた。 卸電力市場は、市場に対して中立的存在である電力供給管理所(EPSO)、電力取引所(EPMO)、送電会社の三者により運営され、いずれも電力市場管理庁(EPMSTB)の監督下におかれる。原則的に三者は分離して運営されることが予定されているが、移行期においては、一つの国営会社の下で、分離運営される(17 条、22~28 条) |
| 電力設備開発 計画策定手順 | <ul style="list-style-type: none"> 送電会社(TRANSCO)が送電開発計画(TDP)を策定する。 エネルギー省は、TDP を踏まえて、電源開発プログラム(PDP)を策定する。 さらに、エネルギー省は、PDP を踏まえた上で、総合的なフィリピン・エネルギー計画の策定を行う。 | <ul style="list-style-type: none"> 首相の下に設置される National Electricity Policy Council (NEPC) が、国家年間電力計画(ANEP)の策定を行い、予算審議のため国会への提出を行う。(4 条) 規制機関がその実施の責任を負う(49 条 3 項) National Power Development Planning(10 年計画)および Local Power Development Planning(5 年計画)が、国家の責任で策定されることになっている。(5 条) | <ul style="list-style-type: none"> 地方政府が地方における電力設備開発計画(RUKD)の策定し、中央政府に提出する。 中央政府は、各地域の RUKD を踏まえて、国家電力設備開発計画(RUKD)を策定する。 |
| 地方電化の 推進体制 | <ul style="list-style-type: none"> エネルギー省監督下で国家電化庁(NEA)と地方電化組合(REC)によって地方電化が推進される。対象地域は、基本的に採算が取れる地域としている。 採算の取れない Off-grid については、フィリピン電力公社の小規模電力会社(NPC-SPUG)によって、中央政府が策定する計画に従って、電化を実施する体制となる。 なお、採算の取れない地方電化プロジェクトのための資金としては、電気料金に一律に課せられるユニバーサル料金による収入を利用する。 | <ul style="list-style-type: none"> 中央政府の責任で、遠隔地での中圧および低圧グリッドへの投資を国家予算から進める。また、民間からの投資を促進するための政策実施の責任も持つ。地方電化の電力料金は規制機関が決定する。(9,10,11 条) ADB の「ロードマップ」では、地方電化のための投資(すべてまたは一部)を政府が負担し、受益者には維持管理費をカバーできるだけの電力料金負担を求める施策を提案している。 | <ul style="list-style-type: none"> 中央政府または地方政府が責任(計画の策定も含めて)を持つ。 地方電化プロジェクトのための資金については、中央政府・地方政府が確保するものと、送配電線に課せられる徴収金である Non Tax Revenue を利用する。 具体的な実施体制については記載されていない。 |
| 電気料金 | <ul style="list-style-type: none"> 送電料金、配電託送料金、小売料金は ERC による規制を受ける。(19,24,25 条) ERC は、公共の利益にかなう方法で、送配電託送料率および小売り配電料率の設定方法を、規制対象組織の効率または不効率などあらゆる関連要件を考慮しながら確立し、執行する。ERC は、適切と判断する限りにおいて国際的に認められる形式の料率設定方法を採用することができる、とされている。(43 条 f 項) | <ul style="list-style-type: none"> 競争のない部門において電力事業を行う事業者は、電力料金の承認を規制機関より受ける必要がある。また、エンドユーザに対する電力料金は、規制機関による承認を必要とする。規制機関は電力料金の設定や調整に関する詳細な算定条件、方法、方式を公表する。そのほか、電力料金の承認、調整に関する基準や手順についても公表する。(34 条) | <ul style="list-style-type: none"> 電気料金については、発電領域と高・中圧需要家に対する小売りに競争が導入され、卸電力料金と高・中圧需要家への小売料金は自由料金、但し、小売り領域での競争が未導入の場合は小売料金は EMSA による認可料金、低圧需要家への小売料金は EMSA による認可料金、とされた。(38 条) |

出所：各種資料を基に三菱総合研究所作成