

第5章 電力系統計画分野

2001年6月に制定された電力産業改革法により、TRANSCOは毎年TDPを策定してDOEに提出することを義務づけられており、IRRによりDOEの承認を得なければならない。

これに基づき、2003年度版のTDPについては、2002年9月にTRANSCOからDOEに提出された。しかし、TDPは、TRANSCO売却を視野に入れたPSALMから委託を受けたコンサルタント会社により修正された後、TRANSCOから再度提出され、2003年3月にDOEにより正式に承認されている。

一方、2004年度版のTDPについては、DOE側の需要想定・電源開発計画立案の遅れの影響を受け、策定が大幅に遅延し、TRANSCOからの提出が2003年10月となった。

このため、このレポートでは、2003年度版TDPの分析結果、および2004年度版PDP策定と合わせて進められた島間連系線の検討結果について述べることとする。

5. 1 TDP 2003の分析結果

5. 1. 1 フィリピンにおける電力系統の現状

フィリピンの電力系統は、大きくルソン系統、ビサヤス系統、ミンダナオ系統の三つに分けることができる。ルソン系統とビサヤス系統は350kV直流送電(レイテ・ルソン連系、容量440MW)により連系されている。

ミンダナオ系統については、他系統と連系されておらず、独立した系統を構成しているが、TDP2003によれば、2011年にビサヤス系統とミンダナオ系統を連係する250kV直流送電(レイテ・ミンダナオ連系、容量500MW)が建設され、フィリピンの電力系統は、離島を除いてすべて連系される計画である。

系統規模については、2002年の実績値で、ルソンが5,823MW(75%)、ビサヤスが903MW(12%)、ミンダナオが995MW(13%)となっており、ルソン系統が大部分を占めている。

ルソン系統に関しては、電力需要の中心地はメロマニラであり、需要の割合はメロマニラが56%、ルソン島北部が22%、南部が22%となっている。

一方、電源については、ルソン島北部が36%、メロマニラが3%、ルソン島南部が61%となっており、ルソン島北部および南部に集中している。

このため、ルソン系統においては、ルソン島北部および南部からメロマニラに向かって大電力が送電されており、これに対応するため、500kVおよび230kVの送電線網が構築されている。500kV送電線については、一部230kV運用されていたが、2002年に500kV昇圧され、ルソン島北部のラブラドル変電所から、ルソン島中部のサンホセ変電所を経由し、メロマニラ南部のダスマリニャス変電所に至る2回線の500kV送電線が完成している。また、需要中心地であるメロマニラを取り囲むように230kV送電線が形成され、大容量発電所がこの230kV送電線に連系している。

現在、バタンガスの天然ガス発電所(サンタリタ発電所、サンローレンツォ発電所、イリハン発電所)および石炭火力発電所(カラカ発電所)については、送電線の制約により、合計1,200MWの発電制約が発生しているが、2005年には系統増強により、解消される予定である。

需要中心地であるメロマニラへの供給については、現状スーカット発電所、アラネタ変電所、バリントック変電所、ドロレス変電所、ザポテ変電所の5ヶ所の230/115kV変電所から、メラルコの115kV送電線により供給されている。

ビサヤスは、多くの島から構成され、ビサヤス系統はレイテ・サマール、セブ、ネグロス、パナイ、ボホール
の5つのシステムに分けられる。これらのシステムは230kVおよび138kVの海底ケーブルにより連系され、
系統の骨格を形成している。ビサヤス系統は、需要規模が小さく、多くの島々から構成されるという地形
的な制約から、放射状系統となっており、十分な信頼度が確保されていない状況にある。

需要の中心地はセブ島で、ビサヤスの需要の42%を占めており、レイテ・サマール島が18%、ネグロス
島が19%、パナイ島が17%、ボホール島が4%となっている。

一方、電源の中心は、大規模な地熱発電所(723MW)が位置するレイテ島であり、需要の中心地である
セブ島へ230kV送電線により電力を供給している。また、ネグロス島にも地熱発電所(192.5MW)があ
るが、その他の電源については、セブ島の石炭火力発電所(189MW)の他は、小規模なディーゼル発
電所が中心となっている。電源の比率は、セブ島が29%、レイテ・サマール島が47%、ネグロス島が1
1%、パナイ島が9%、ボホール島が3%となっている。

このため、ビサヤス系統においては、島間連系線を通じてレイテからセブ、セブからネグロス、ネグロスか
らパナイ、レイテからボホールへ電力が供給されている状況にある。

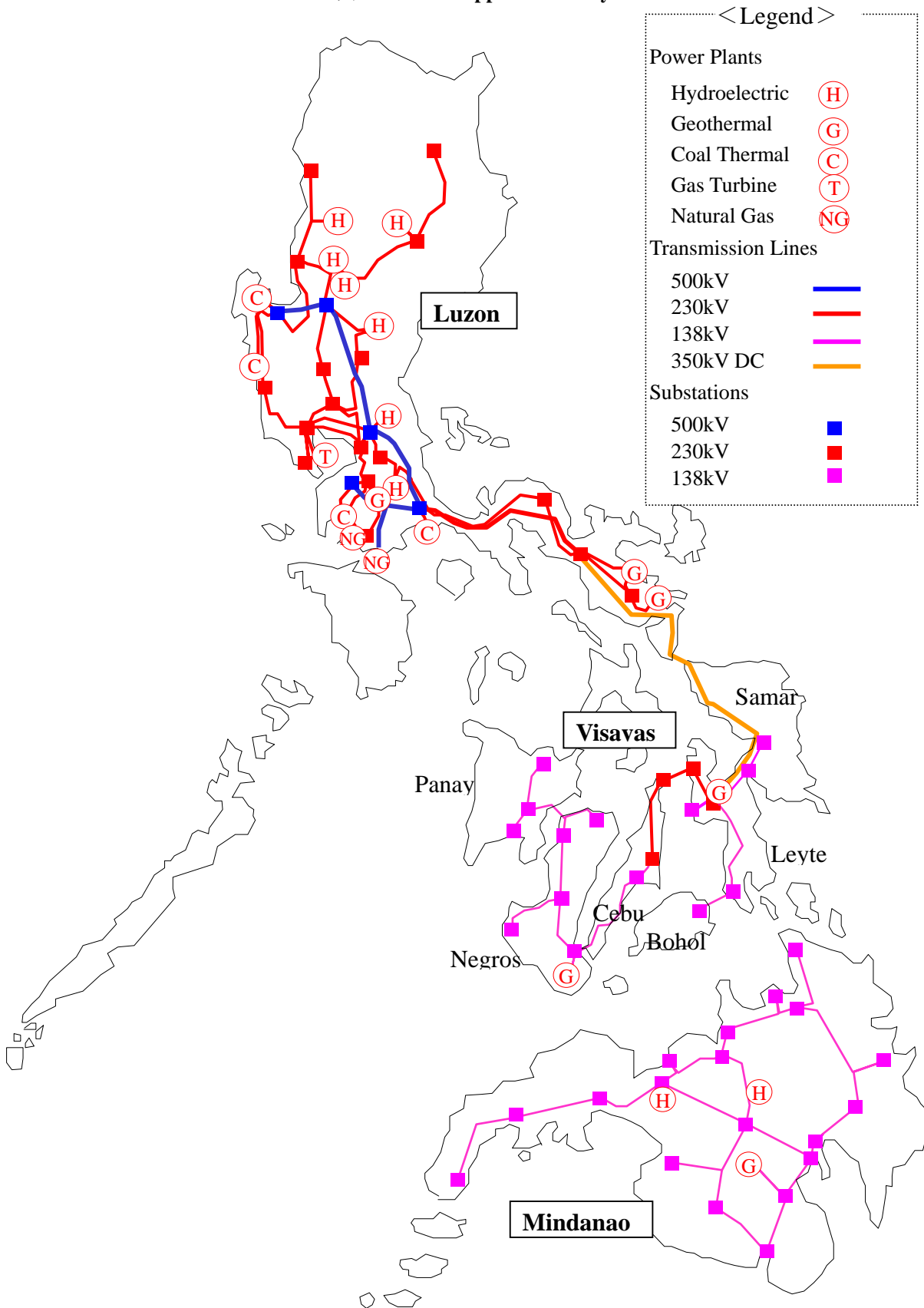
現在、パナイ島においては、需要の伸びに電力供給が追いつかず、電力不足が深刻化している状況に
あり、ルソン島からの発電機移設や、現在1回線であるセブ・ネグロスおよびネグロス・パナイの連系線の2
回線化について検討が進められている。

ビサヤスにおける海底ケーブルの設置状況、および今後の設置計画は表5.1.1の通りである。

表5.1.1: ビサヤス系統における海底ケーブル連系

連系線	電 圧	規 模	備 考
レイテーセブ	230kV	1×200MVA	2回線に増設予定 (2005年)
セブーネグロス	138kV	1×100MVA	増設について検討中
ネグロスーパナイ	138kV	1×100MVA	増設について検討中
レイテーボホール	69kV	1×50MVA	138kV昇圧予定 (2004年)

Fig. 5. 1. 1: Philippine Power System



ビサヤス系統は発展途上にあり、そのシステム構成は放射状であるため、N-1基準は満足されていない状況にある。

ただし、レイターセブ、セブーネグロス、ネグロスーパナイ、レイターボホール of 海底ケーブルについては、1回線であるがケーブルは4本布設されており(1本は予備)、不完全ながら、N-1基準は満足されている。

ミンダナオ系統に関しては、北西部、ラナオ、中央北部、北東部、南東部、南西部の6つの地域に分けられる。

需要分布については、北西部が14%、ラナオが13%、中央北部が15%、北東部が13%、南東部が27%、南西部が16%となっており、ダバオのある南東部の比率が比較的高くなっている。

これに対して、電源については、北西部が5%、ラナオが53%、中央北部が17%、北東部が5%、南東部が9%、南西部が11%となっており、アグース水力発電所(727MW)のあるラナオの比率が高くなっている。その他の電源については、ミンダナオ島中央部に位置するプランギ水力発電所(225MW)や、南東部に位置するマウントアポ地熱発電所(108MW)の他は、小規模なディーゼル発電所が中心となっている。

こうした電源および需要構成のもと、ミンダナオ系統については138kV系統がメッシュ条に構築されており、電力潮流としては、ラオナ地区にあるアグース水力発電所から南、西、東の3方向に流れている。

138kV送電線については、概ね2回線で構成されているために、単一故障が発生してもほぼ故障対策は図られている。しかし、南西部方面および北東部方面においては、一部138kV1回線送電線により供給していることや、送電線1回線故障時の電圧低下が非常に厳しいことから、138kV送電線の2回線化や変電所の2電源化が計画されている。

フィリピンで採用されている電圧階級については、表5. 1. 2の通りである。送電線・副送電線の区分については、電力産業改革法第7条によれば、ERCが定めることとなっているが、当面は表5. 1. 2の通りである。同法により、TRANSCOが保有する副送電設備については、配電事業者へ移転することが定められている。

表5. 1. 2: 送電線、副送電線の区分

	送電線	副送電線
ルソン系統	500kV, 230kV	115kV, 69kV
ビサヤス系統	230kV, 138kV, 69kV	69kV*
ミンダナオ系統	138kV	69kV

* 主要な送電線でなく、配電事業者の変電所に直接接続している場合

また、現状のTRANSCOの送電線および変電所の設備量を表5. 1. 3に示す。

表5. 1. 3: TRANSCOの既設設備の概要

(2003年3月時点)

系統	電圧	送電線 回線互長 (ckt-km)	変電所 変圧器容量 (MVA)
ルソン	500 kV	1,126	9,400
	350 kV	390	516
	230 kV	4,808	8,885
	115 kV 以下	3,846	1,240
	小計	10,170	20,041
ビサヤス	350 kV	564	516
	230 kV	375	420
	138 kV	1,670	1,208
	69 kV	2,261	25
	69kV 未満	88	18
小計	4,958	2,186	
ミンダナオ	138kV	3,211	1,965
	69kV 以下	2,433	62
	小計	5,645	2,027
フィリピン	500 kV	1,126	9,400
	350 kV	954	1,032
	230 kV	5,183	9,305
	138 kV	4,882	3,173
	115 kV	293	615
	69 kV	7,988	712
	69kV 未満	348	18
合計		20,773	24,254

注: 2003年に運開予定の送電線(41.8ckt-km)および変電所(625MVA)を含む

出典: TDP(2004-2013) September, 2003

5. 1. 2 信頼度基準

(1) 信頼度指標

IRR 第Ⅱ部規則6第7条(c)によれば、TRANSCOは、Grid Codeに従って系統の信頼性、安全性、安定性を確保する必要があり、信頼度評価のために以下の指標があげられている。

これらの指標について、過去のトレンドをチェックすることにより、TRANSCO全体の信頼度レベルおよび電力品質の推移を評価することができる。

1) 停電回数

1年間の停電回数(TRANSCO側の設備故障による)。

2) 持続的平均停電回数指数(SAIFI)

$$SAIFI = \frac{\text{10分超過の停電需要の合計値(MVA)}}{\text{需要家に供給する送電線に接続される変圧器定格容量の合計値(MVA)}}$$

3) 瞬間的平均停電回数指数 (MAIFI)

$$\text{MAIFI} = \frac{\text{10分以下の停電需要の合計値 (MVA)}}{\text{需要家に供給する送電線に接続される変圧器定格容量の合計値 (MVA)}}$$

4) 持続的平均停電時間指数 (SAIDI)

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{10分超過の停電需要 (MVA) × 停電時間 (分) の合計値}}{\text{需要家に供給する送電線に接続される変圧器定格容量の合計値 (MVA)}}$$

5) 系統停電軽重度指数 (SISI)

$$\text{SISI} = \frac{\text{Unserved Energy の合計値 (MWh)}}{\text{システムピークロード (MW)}}$$

6) 100c-km 当たりトリッピング回数 (FOT)

$$\text{FOT} = \frac{\text{トリッピング回数の合計値}}{\text{送電線回線亘長 (ckt・km) / 100}}$$

7) 平均強制停電時間 (AOD)

$$\text{AOD} = \frac{\text{停電時間の合計値}}{\text{停電回数の合計値}}$$

8) 累積時間誤差 (ATE)

周波数偏差の一日の合計値が±7.5秒/日以上の場合に1とカウントし、その一年間の合計値を示す。

9) 周波数制限違反 (FLV)

グリッドコードで定められている周波数偏差許容範囲±0.3Hzを1日25回(雨期)または30回(乾期)を超過した場合1とカウントし、その一年間の合計値を示す。

10) 電圧制限違反 (VLV)

グリッドコードで定められている正常時の電圧許容範囲(±5%)を超過した場合に、1とカウントし、その一年間の合計値を示す。

なお、世界的に使用されているSAIFI、SAIDIについては、一需要家当たりの年間停電回数、および停電時間を意味しており、フィリピンで採用されているSAIFI、SAIDIの定義と異なるため、注意が必要である。

以下に、ルソン系統、ビサヤス系統、ミンダナオ系統の信頼度指標を示す。

表5. 1. 4: ルソン系統の信頼度指標

信頼度指標	1993	1999	2000	2001	平均
停電回数	270	192	301	400	291
持続的平均停電回数指数	1.99	0.72	124	1.37	1.02
瞬間的平均停電回数指数	0.53	0.28	0.22	0.17	0.22
持続的平均停電時間指数	739.45	147.56	392.29	564.81	352.09
系統停電軽重度指数	6.02	9.65	15.42	10.52	9.73
100c-km 当たりトリッピング回数	13	12	14	15	13
平均強制停電時間	183.07	571.77	265.38	369.13	344.31
累積時間誤差	111	37	1	7	39
周波数制限違反	126	32	3	14	44
電圧制限違反	212	37	9	14	111

出典:TDP (March 2003)

表5. 1. 5: ビサヤス系統の信頼度指標

信頼度指標	2000	2001	平均
停電回数	203	339	271
持続的平均停電回数指数	2.08	3.94	2.93
瞬間的平均停電回数指数	1.12	-	1.30
持続的平均停電時間指数	350.42	681.47	512.06
系統停電軽重度指数	212.27	612.49	408.08
100c-km 当たりトリッピング回数	17	10	14
平均強制停電時間	150.34	159.14	-
累積時間誤差	-	-	-
周波数制限違反	-	-	-
電圧制限違反	-	-	-

出典:TDP (March 2003)

表5. 1. 6: ミンダナオ系統の信頼度指標

信頼度指標	1993	1999	2000	2001	平均
停電回数	164	147	275	136	181
持続的平均停電回数指数	2.73	2.49	5.69	1.99	3.15
瞬間的平均停電回数指数	1.50	1.00	0.91	0.93	1.05
持続的平均停電時間指数	308.63	4,705	1,602	555	1,730
系統停電軽重度指数	43.47	21.13	51.03	16.63	31.77
100c-km 当たりトリップング回数	15	15	21	13	15
平均強制停電時間	170.20	539.22	-	327.07	357.33
累積時間誤差	-	-	-	-	-
周波数制限違反	-	-	-	-	-
電圧制限違反	-	-	-	-	-

出典:TDP (March 2003)

しかし、系統全体としてこれらの指標を出すことは可能であるが、系統毎または需要家毎にこれらの指標を出すことは非常に煩雑である。また、これらの指標により過去の信頼度を評価することは可能であるが、将来の信頼度の評価をすることはできない。

このため、送電計画に立案のための信頼度基準としては、次に述べるN-1基準が世界的に採用されている。

(2) 系統拡充基準

電源計画については、LOLP による確率的な評価手法が確立されているが、送電計画についてはこのような確率的な手法は確立されておらず、世界的にN-1基準が採用されている。

これは、設備の故障がない場合に供給に支障がないだけでなく、設備の単一故障(発電機1台、送電線1回線、変圧器1台)時に供給に支障がないこととしている。また、これに加え、設備の多重故障時には部分的な停電は許容するが、大規模、長時間の停電を許容しないことを原則としている場合が多い。

1) グリッドコード

TRANSCOは、IRR 規則6第9条に基づき、送電線網の信頼性、安全性、安定性等を確保するため、Grid Code を遵守し、送電線網を改良・拡充することを義務づけられている。

Grid Code 第6章(系統計画:Grid Planning)には、系統計画にあたってのTRANSCOの責務が述べられており、需要増加や新規電源の接続による系統へのインパクトを検討し、適切に系統拡充計画を立案しなければならないと述べられている。インパクトスタディの内容としては、以下の項目があげられている。

- ・ 潮流解析
- ・ 短絡容量解析
- ・ 過渡安定度解析
- ・ 定態安定度解析
- ・ 電圧安定度解析
- ・ EMTP解析

・ 信頼度解析

ただし、系統計画にあたっての拡充基準は6章では具体的に述べられておらず、第7章(系統運用:Grid Operation)において、運用基準として、常時の運用状況において支障がないだけでなく、N-1基準を採用することが述べられている。

2) TRANSCOの拡充基準

TRANSCOは、TDP策定にあたり、グリッドコードを遵守するため、N-1基準を採用している。これによれば、常時の運用状態において、送電線や変圧器の潮流がその定格容量以内であるとともに、発電機、送電線、変圧器の単一故障が発生した場合にも電力供給に支障がないことを原則としている。

[N-1基準の条件]

- ◇ 発電機は安定であること
- ◇ 周波数低下により負荷遮断(供給停止)が発生しないこと
- ◇ 電力潮流は送変電設備の定格容量以内であり、過負荷が生じていないこと
- ◇ 母線電圧は許容範囲内であること

一方、多重故障時に対しても、負荷遮断や電源制限を許容するが、電圧崩壊やカスケード停電は許容しないこととしている。表5. 1. 7にTRANSCOの拡充基準を示す。

表5. 1. 7: TRANSCOの拡充基準

許容しうる限界レベル	対策
① 常時運用時	
◇送電線の潮流<100%	送電線増強
◇変圧器の潮流<100%	変電所の増設
◇定常状態の電圧変動幅:±5%	無効電力補償
② 単一故障時(N-1)	
◇送電線の潮流<110%	送電線増強
◇変圧器の潮流<110%	送電線増強
◇故障発生後、定常時における電圧変動幅:±10%	無効電力補償
◇三相短絡発生時に主保護動作で過渡安定度維持	発電機制御系調整、無効電力補償
③ 重故障時	自動負荷遮断、電源制限、転送遮断
◇送電線の潮流<120%	
◇変圧器の潮流<120%	
◇電圧安定性の維持	
◇連鎖的な波及がないこと	
④ 負荷遮断	励磁系仕様変更、無効電力補償
◇動的な過電圧:30%	
◇最大電圧/周波数:1.5p.u./p.u.	
◇自己励磁現象を発生しないこと	
⑤ 送電線の復旧	無効電力補償
◇最大電圧偏差幅:15%	
◇開放端の最大電圧:120%	

出典:TDP2002-2012(September, 2002)

ただし、フィリピンの系統は発展途上にあるため、TDPのすべての断面でこの信頼度基準を完全に満たすことは、現実的でなくコストもかかる。このため、これらの基準を原則としつつも、設備故障時の影響やコストを考慮しつつ、段階的に設備の拡充を進めていくことが望ましい。

一方、短期的な観点から、相変電設備を拡充すると、短期間の中に工事を繰り返し経済性を損なったり、同じ地区に送電線を何ルートも建設することになり、地元や地権者の理解が得られないため、できるだけ長期的な観点から計画を立案することが望ましい。

5. 1. 3 ルソン系統

(1) ルソン北部方面230kV増強計画

1) 概要

ルソン島北部方面においては、表5. 1. 8の通り、風力発電所や水力発電所、山元石炭火力発電所の建設が計画されており、これらの電源開発に合わせ、基幹送電線の整備が必要となる。

表5. 1. 8: ルソン島北部電源開発計画

	運開	発電所名または地点名	容量(MW)
風力発電所	2004	PNOC-EDC Wind Power	40.0
	2004	Northwind Power	25.0
水力発電所	2005	San Roque	345.0
	2009	Addalam	46.0
	2010	Diduyon	332.0
	2011	Agbulo	360.0
	2012	Abuan	60.0
山元石炭火力 発電所	2006	Cauayan,Isabela(PNOC-EC)	50.0
	2008	Iguig, Cagayan	120.0
	2010	Cauayan,Isabela	90.0
	2011	Iguig, Cagayan	120.0

(出典:PEP(2003-2012))

San Roque 水力発電所については、2003年に一部運開しているが、送電線の建設が2004年となっていることから、仮設送電線により送電している。現在、San Roque 発電所と500kV San Manuel 変電所を接続する230kV送電線の建設を進めており、この送電線の完成により、2005年には San Roque 水力発電所は、フル発電が可能となる。

San Roque 水力発電所をフル発電した場合、San Manuel 変電所と Mexico 変電所間の230kV送電線が、定常時に過負荷するため、ルソン島北部方面の電源の送電に支障が発生する。

一方、ルソン北西部海岸方面で電源が開発された場合、Labrador 変電所と Hermosa 変電所間の230kV送電線が、定常時に過負荷する。

また、ルソン島北部方面で計画されている水力発電所および山元石炭火力発電所の運開により、Pantabangan - Cabanatuan - Mexico 変電所間の230kV送電線が、N-1故障時に過負荷となる。

これらの対策として、TRANSCOのTDP2003当初案では、表5. 1. 9のように対策が計画されていた。

しかし、その後のTDPの見直しにより、設備投資を抑制するため、Project-2を先行して建設し、当初から500kV運転することにより、Project-1 および Project-3を省略することで、最終版のTDP2003年が提出されている。

今回のスタディでは、TRANSCOの従来計画と修正後の計画について、技術面および経済性から、比較検討を実施した。

表5. 1. 9: ルソン島北部方面の230kV送電線増強計画(TDP2003当初計画)

プロジェクト	工事概要	運開
Luzon T/L Upgrading Projects-1	- San-Manuel-Concepcion T/L 230kV ST-DC 2-795MCM TACSR,80km - Concepcion-Mexico T/L 230kV SP-DC 2-795MCM TACSR, 37km	2006/12
Luzon T/L Upgrading Projects-2 (500kV 設計、230kV 運用)	- Labrador-Botlan T/L 500kV ST-DC 4-795MCM, 116km - Botlan-Olongapo T/L 500kV ST-DC 4-795MCM, 68km - Olongapo-Hermosa T/L 500kV ST-DC 4-795MCM, 26km	2008/ 6
Luzon T/L Upgrading Projects-3	- San Manuel-Pantabangan 230kV ST-DC 2-795MCM, 66km - Pantabangan-Cabanatuan 230kV ST-DC 2-795MCM, 53km - Cabanatuan-Mexico 230kV ST-DC 2-795MCM, 67km	2010/12

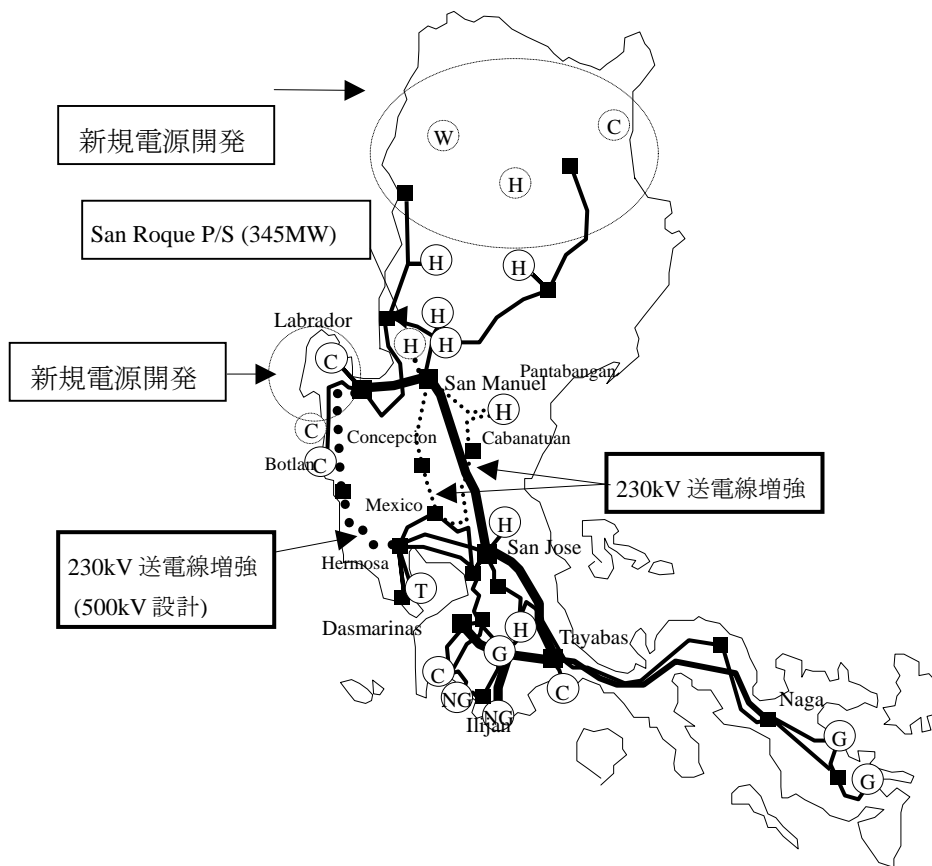


図5. 1. 2: ルソン北部方面 230kV 増強(従来計画)

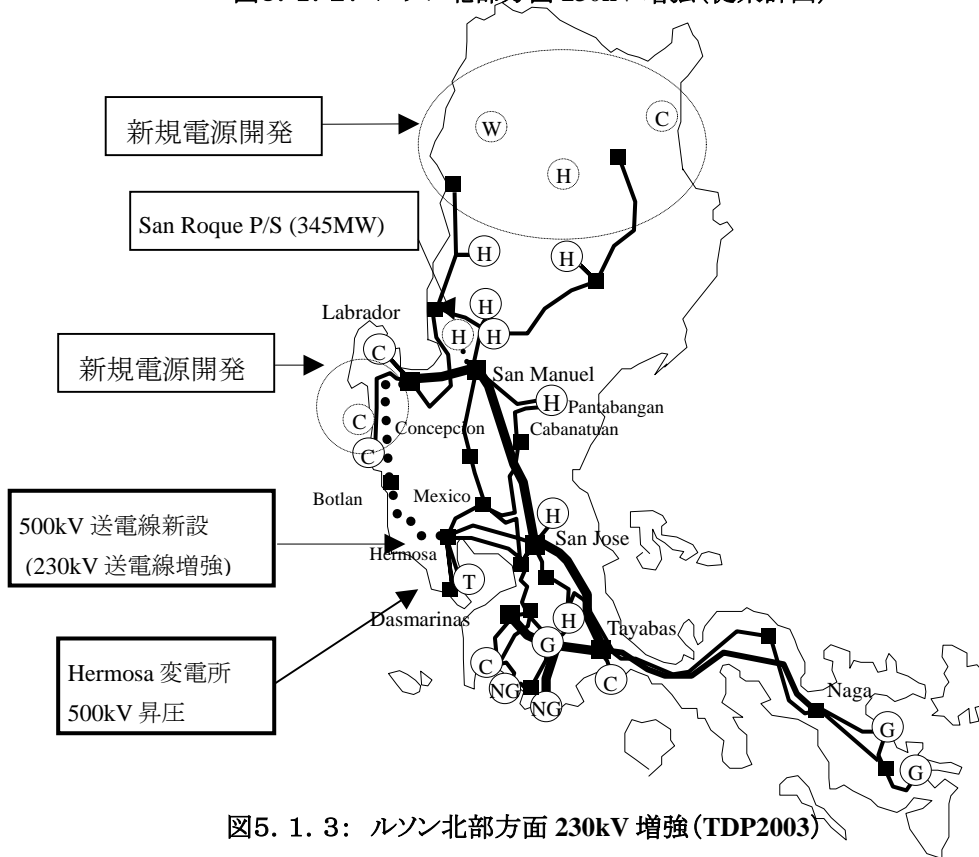


図5. 1. 3: ルソン北部方面 230kV 増強(TDP2003)

(2) 検討結果

検討結果は、表5. 1. 10の通りである。潮流解析の結果、TDP2003計画において、想定されていないなかった San Manuel 変電所他での500/230kV変圧器設置や、230kVHermosa～Mexico間の送電線増強が必要となることが判明した。

また、TDP2003計画では、230kV系統を放射状運用することにより、短絡容量の低減が可能となり、遮断器の取替が不要となると想定しているが、短絡容量解析の結果、TDP2003計画においても短絡容量は改善されず、当初計画通り遮断器の取替が必要となった。

これに加え、230kV系統(1回線)を放射状運用した場合、230kV送電線の故障によりこの送電線から供給している230kV変電所が停電することになり、供給信頼度が現状よりも低下する。

一方、経済性については、投資額を現在価値で比較したところ、従来計画がTDP2003計画よりも経済的となった。また、従来計画は、電源開発に合わせた送電線の増強が可能であるのに対し、TDP2003計画は500kV送電線を先行して建設するため、初期投資が非常に大きい。

以上の理由により、ルソン北部方面の電源開発への対応については、従来計画通り、電源開発の進展に合わせ、230kV送電線を3ルート、順次増強することが望ましい。

なお、230kV Labrador-Botolan-Heromsa 間の送電線については、海岸線を通過しており、将来更なる電源開発が予想されるため、従来計画通り、500kV設計とすることが望ましい。

表5. 1. 10: 検討結果

		従来計画	TDP2003
計画概要		230kV 送電線を3ルート増強	230kV 送電線を1ルート増強 (Labrador-Botolan-Heromsa :当初から 500kV 運用)
対策	2006	•230kV San Manuel- Concepcion-Mexico 増強	•230kV Labrador-Botolan- Heromsa 増強 (500kV 運用) •Heromsa 500/230kV 変圧器設置(3x600MVA) •San Manuel 500/230kV 変圧器設置(2x600MVA) •230kV Hermosa-Mexico 増強
	2008	•230kV Labrador-Botolan- Heromsa 増強 (500kV 設計)	—
	2010	•230kV San Manuel- Pantabangan- Cabanatuan-Mexico 増強	•San Manuel 500/230kV 変圧器設置(1x600MVA) •San Jose 500/230kV 変圧器設置(1x600MVA)
	2012	•Labrador-Botolan-Heromsa 500kV 昇圧 •Heromsa 500/230kV 変圧器設置(3x600MVA)	•Heromsa 500/230kV 変圧器設置(1x600MVA)
経済性	初期投資	1, 666MP	11, 660MP
	総工事費	14, 574MP	14, 566MP
	NPV	10, 571MP	13, 520MP
長所		ルソン北部方面の電源開発に合 わせ、順次対応が可能	—
短所		—	230kV 送電線を放射状運用するた め、供給信頼度が低下する。
備考			230kV 系統を放射状運用とした場 合でも、230kV 系統の短絡容量は ほとんど改善されない。

(2) バタンガス方面

1) 概要

Palawan 島北西の Malampaya 海底ガス油田から算出される天然ガスを燃料とする Ilijan 発電所 (1200MW)、Sta.Rita 発電所(1060MW)、San Lorenzo 発電所(530MW)および石炭火力である Calaca 発電所(600MW)については、230kV 既設送電線の熱容量による制約から、現状、大幅な発電制約が発生している。

この対策として、TRANSCOは、現在、表5. 1. 11の通り、送電線を新設・増強する計画である。

表5. 1. 11: バタンガス方面電源 送電対策

プロジェクト名	工事概要	運開
San Pascual-Batangas 新設	230kV ST-DC 4-795MCM,6.5km 230kV SP-DC 4-795MCM,1.5km	2004/ 1
San Pascual-San Lorenzo 新設	230kV SP-DC 4-795MCM,1.2km	2004/ 1
New Makban-Binan 増強	230kV ST-DC 4-795MCM,32km	2004/11
New Batangas- New Makban A 増強	230kV ST-DC 4-795MCM,35km	2005/ 2
New Makban A-Makban C 新設	230kV ST-SC 1-795MCM, 2.0km	2004/12
Binan-Dasmarinas 増強	230kV ST-DC 4-795MCM,14.5km	2004/ 9
Kalayaan-Calauan 増強	230kV ST-DC 4-795MCM,27.5km	2006/12
Calauan-Makban 増強	230kV ST-DC 4-795MCM,14.4km	2006/12

一方、Ilijan 発電所の発生電力については、現在、Ilijan 発電所から Dasmarinas 変電所および Tayabas 変電所に至る500kV送電線により送電している。

TRANSCOは、表5. 1. 12の通り、2006年を目途に、この500kV送電線の途中に500kVAlaminos 開閉所を建設する計画である。

表5. 1. 12: Alaminos 開閉所 工事概要

プロジェクト名	工事概要	運開
Alaminos 開閉所新設	500kV 10-500kV PCB + S/S Acc.	2006/10

このため、今回、これらの230kV送電線拡充計画および500kV開閉所新設計画の必要性について検討を実施した。

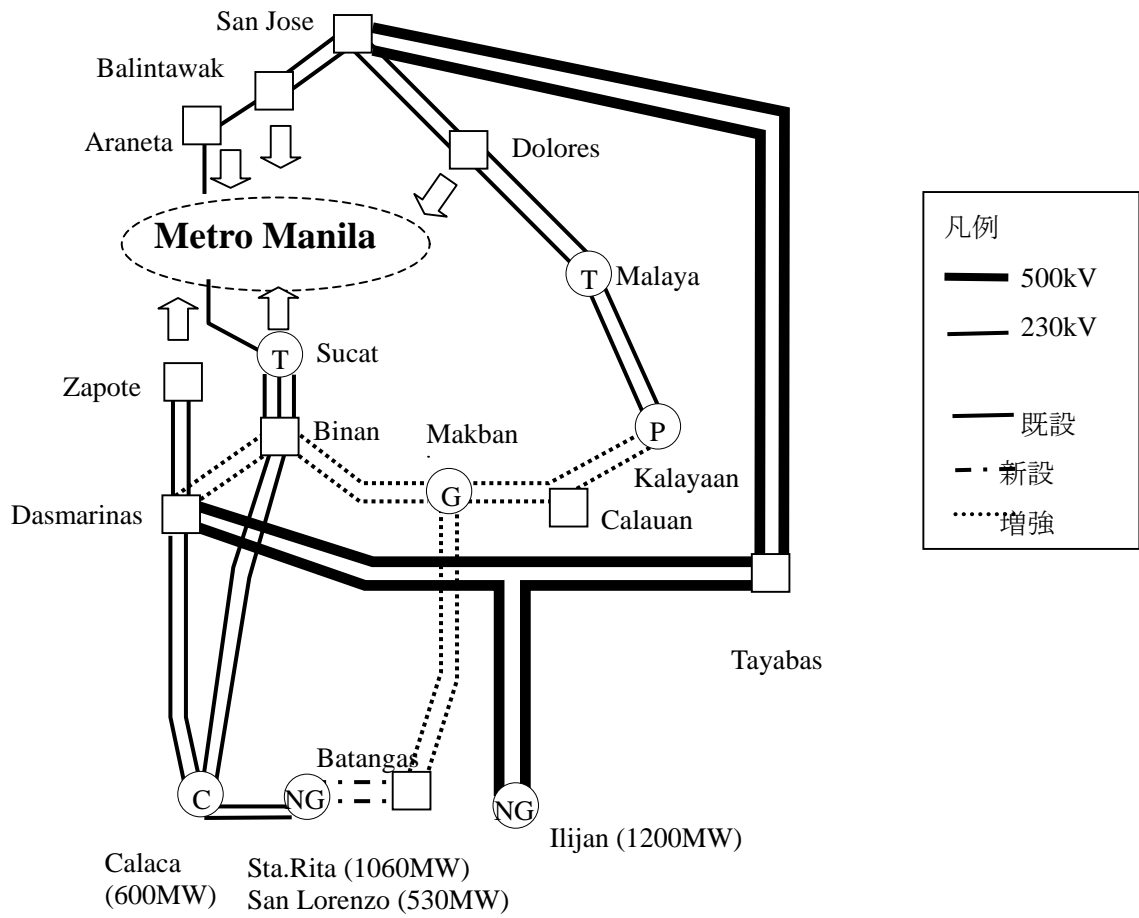


図5. 1. 4: バタンガス方面 送電対策

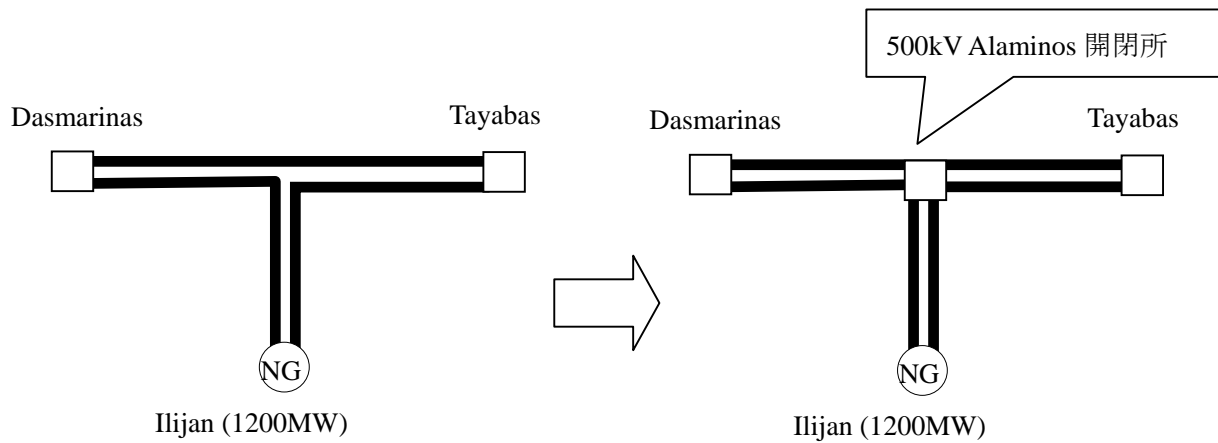


図5. 1. 5 Alaminos 開閉所 新設計画

2) 検討結果

潮流解析の結果、Ilijan 発電所、Sta.Rita 発電所、San Lorenzo 発電所の開発により、Binan 変電所と Dasimarinas 変電所間の230kV送電線が常時過負荷する。また、Calaca 発電所と Binan 変電所間の230kV送電線が、N-1故障時に過負荷する。

このため、TRANSCOの計画通り、Sta.Rita 発電所から Batangas 変電所に至る230kV送電線新設、Batangas 変電所と Makban A 発電所間の230kV送電線増強、Makban 発電所と Binan 変電所間の230kV送電線増強、Binan 変電所と Dasmarinas 変電所間の230kV送電線増強、Makban 発電所と Kalayaan 揚水発電所間の230kV送電線増強が必要となる。また、N-1基準を満足するため、Makban A と Makban C 間の230kV送電線の新設も必要となる。

なお、Makban 発電所と Kalayaan 揚水発電所間の送電線の Calauan 変電所への2回線引き込みについては必要ない。

一方、500kV Alaminos 開閉所新設については、潮流解析および安定度解析の結果、現状においては、必要ない。

ただし、将来、Ilijan 発電所付近で、新たな電源開発が開発された場合には、系統安定度改善のため、500kV Alaminos 開閉所の新設が必要となる。

しかし、現時点においては、Ilijan 発電所付近で、具体的な電源開発計画がないことから、このプロジェクトについては、延期が可能である。

(3) ルソン南部系統

1) 概要

ルソン島南部については、Tiwi 地熱発電所(275MW)および Bacman 地熱発電所(150MW)が位置しているとともに、Leyte-Luzon の直流連系設備(440MW)が Naga 変電所に設置されており、Leyte 島の地熱発電所の発生電力をメロマニラ方面に送電している。

一方、Naga 変電所から Tayabas 変電所に至る230kV送電線については、同方面の電源開発の進展に対応するため、500kV設計で建設されている。

TRANSCOは、2004年を目途に、Naga 変電所に 500/230kV 変圧器を設置し、この送電線を500kV昇圧する計画であるため、その必要性について検討を実施した。

表5. 1. 13: Naga 変電所 500kV 昇圧計画

プロジェクト名	工事概要	運開
Naga 変電所 500kV 昇圧	500/230kV 変圧器設置(3x200MVA)	2004/ 3

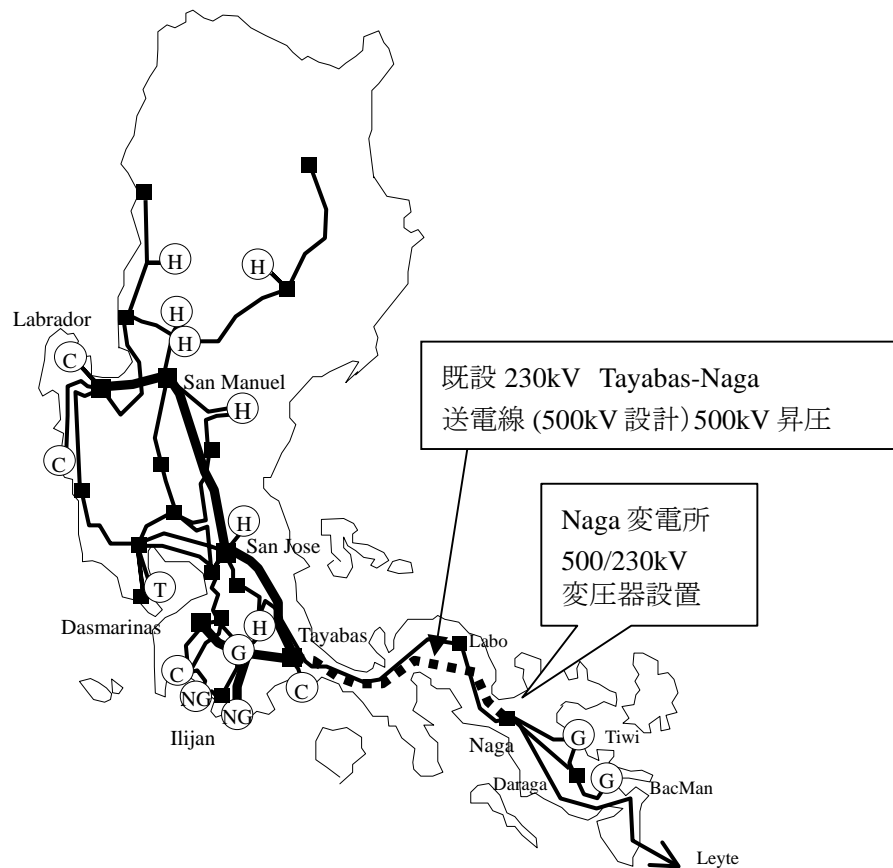


図5. 1. 6: Naga 変電所 500kV 昇圧計画

2) 検討結果

潮流解析の結果、現状において、送電線故障時にも送電線に過負荷は発生しないため、このプロジェクトについては、必要ない。

ただし、ルソン島南部方面で電源開発が進展した場合、または、レイテ・ミンダナオ連系が完成し、ミンダナオの電源をルソンへ送電する場合には、必要となる可能性がある。

しかし、ルソン島南部方面においては、Tiwi 地熱発電所のリハビリテーションを除き、当面、具体的な電源開発計画がないことや、レイテ・ミンダナオ連系線の動向が不透明であることから、このプロジェクトは延期が可能である。

5. 1. 4 ビサヤス系統

(1) レイテ・セブ連系

1) 概要

現在、レイテ島においては、大規模な地熱発電所が位置しており、電源が過剰な状況である。このため、

この余剰電力を、需要の中心であるセブ島へ供給するため、表5. 1. 14の通り、2005年を目途に、レイテ・セブ連系線を1回線から2回線に増設し、連系容量を現状の200MVAから400MVAへ増強する計画である。

表5. 1. 14: Lyte-Cebu 連系線増設計画 (200MVA→400MVA)

プロジェクト名	工事概要	運開
Lyte-Cebu 連系線増設	3x630 mm ² 230kV 海底ケーブル(OFケーブル),32.0km	2005/ 2
Compostela 変電所 変圧器増設	230/138kV 変圧器(1x150MVA)	2005/ 2

一方、TDP2003において、レイテ・セブの2回線化の代わりに、マクタン島経由でボホール島とセブ島の新たな連系線の新設について、提案されていることから、この2案について検討を実施した。

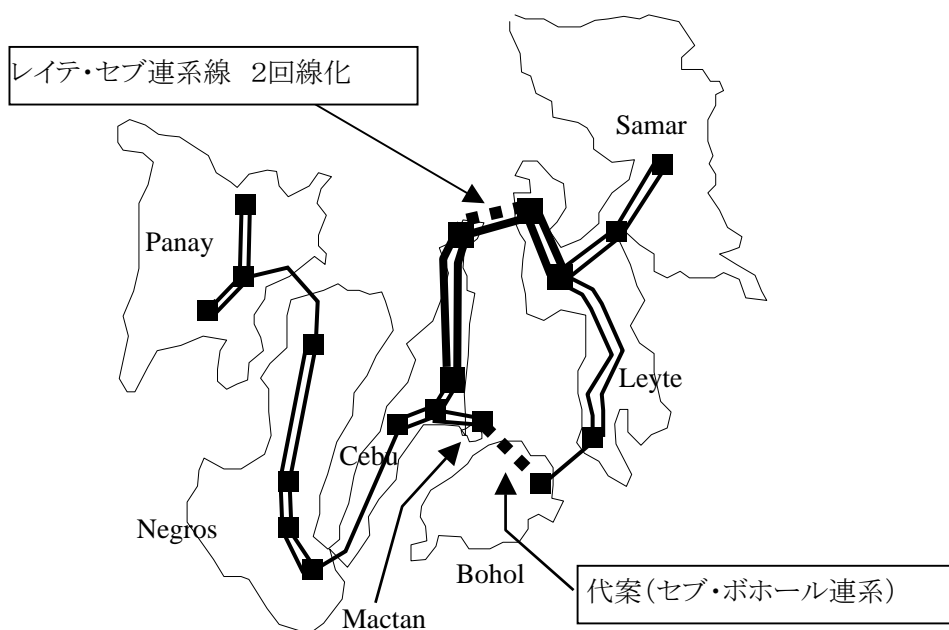


図5. 1. 7: レイテ・セブ連系 代案ルート

2) 検討結果

潮流解析の結果、ボホール島とセブ島の新たな連系線の新設しても、この連系線に潮流はほとんど流れず、既設のレイテ・セブ連系線が過負荷する。

このため、ボホール島とセブ島の新たな連系線は、信頼度向上の効果はあっても、レイテ島の電源をセブ島へ送電するための対策としては無効である。

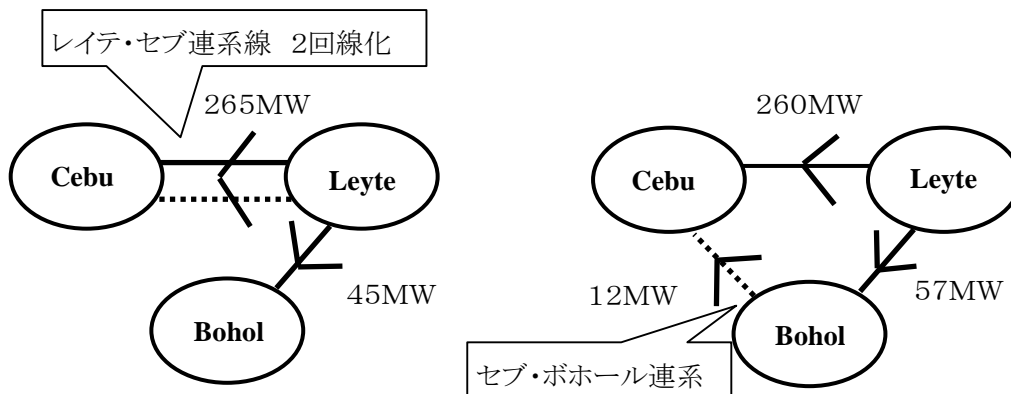


図5. 1. 8: 潮流解析結果

(2) パナイ系統

パナイ島における送変電設備の拡充については、表5. 1. 15の通り、計画されている。

表5. 1. 15: パナイ島 138kV送電線計画

プロジェクト名	工事概要	運開
Sta.Barbara-Tigbauan 送電線新設	138kV ST-DC 1-795MCM, 47km	2005/12
Tigbauan 変電所新設	138/69/13.8kV 変圧器 (2x50MVA)	2005/12
Panitan-Nabas 送電線新設	138kV ST-DC 1-795MCM, 105km	2005/12
Nabas 変電所新設	138/69/13.8kV 変圧器 (1x50MVA)	2005/12
Culasi-Sibalom 送電線新設	69kV ST-SC 1-336.4MCM, 84km	2005/12

パナイ島においては、現在電力不足が深刻な状況であり、Pinamucan 発電所の発電機(110MW)を Dingle 変電所に移設する計画や、ディーゼル発電所の新設が計画されている。

これに加え、西海岸においては、水力発電所の計画や石炭火力発電所の新設が計画されている。しかし、環境面から、パナイ島における電源開発は難航しているのが実態である。

このため、パナイ島での電源開発に柔軟に対応するため、138kVループ系統を構築することが望ましい。現在、Culasi 変電所と Sibalom 変電所間の送電線は69kV1回線で計画されているが、将来の138kVループ系統を考慮し、138kV2回線設計とすることが望ましい。

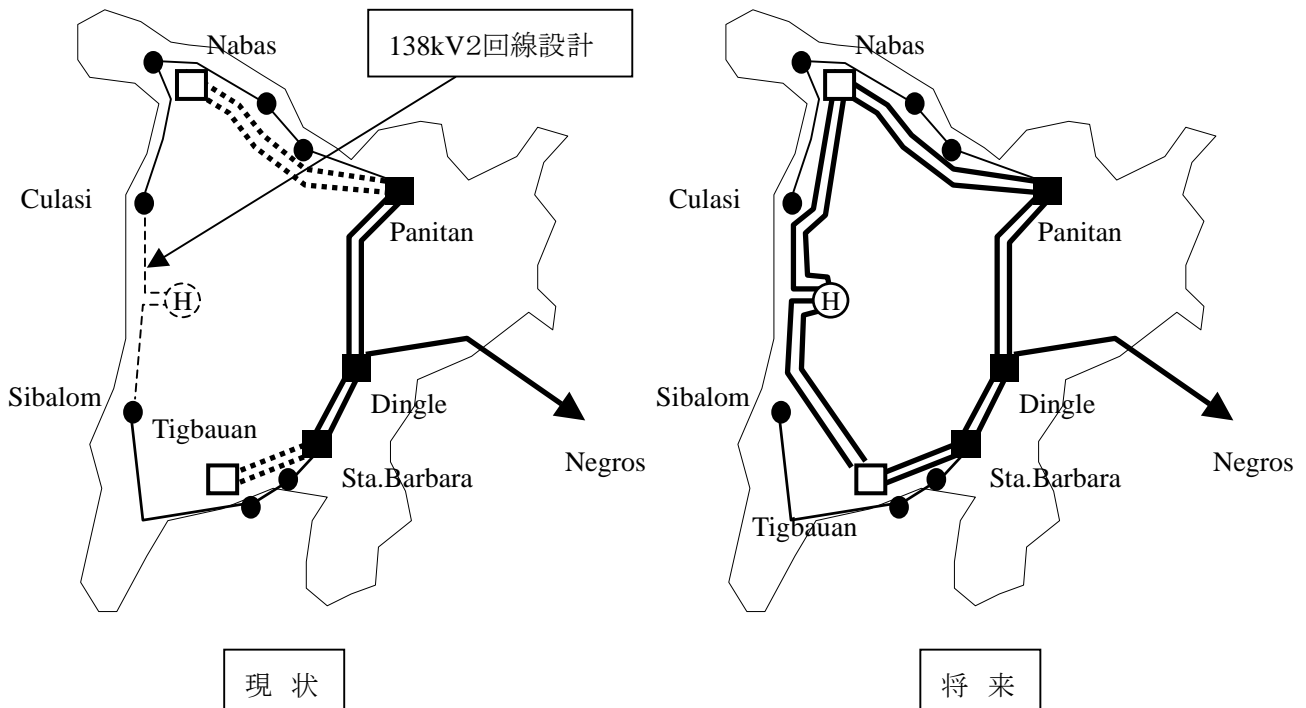


図5. 1. 9: パナイ基幹系統

5. 1. 5 ミンダナオ系統

(1) 230kV新規送電線

1) 概要

ミンダナオ系統においては、北部方面に大規模水力発電所(Agus 水力発電所:727MW)がある一方、需要の中心は南部にあるダバオのため、潮流は既設138kV送電線によりミンダナオ北部から南部へ送電されている。

一方、Agus 水力発電所から Kibawe 変電所間の138kV送電線は、山岳地を經過しており反政府ゲリラの活動により、たびたび破壊されており、信頼度が非常に低い状況にある。

ミンダナオの需要想定については、今後10年間で倍増することが予想されている一方、電源開発計画については、石炭火力計画(200MW)や Agus の増設(225MW)など、ミンダナオ北部方面に集中している状況にある。

こうした状況の中、TRANSCOは、表5. 1. 16の通り、ミンダナオの北部にある Abaga 変電所から、ミンダナオ南部にある Bunawan 変電所へ至る230kV送電線の建設を計画している。

しかし、2003年版のTDPにおいては、これらの送電線については、ゲリラ対策のために建設されることから、建設費用は政府が負担すべきであるとして、投資計画からは削除されている。

このため、今回、Abaga 変電所から Bunawan 変電所に至る新規送電線の必要性について、改めて検

討を実施した。

表5. 1. 16: ミンダナオ島230kV 新規送電線計画

工事概要		運開	備考
Abaga-Kirahon 送電線	230kV ST-DC 4-795MCM,120km	2005/12	当初 138kV 運用
Kirahon-Pulangui4 送電線	230kV ST-DC 4-795MCM,108km	2006/12	当初 138kV 運用
Pulangui4-Bunawan 送電線	230kV ST-DC 4-795MCM,102km	2006/12	当初 138kV 運用
Pulangui4-Kibawe 送電線	230kV ST-DC 4-795MCM,20km	2011/ 1	当初 138kV 運用
Abaga 変電所	230/138kV 変圧器 2x300MVA	2010/ 1	
Kirahon 変電所	230/138kV 変圧器 2x300MVA	2010/ 1	
Pulangui4 発電所	230/138kV 変圧器 2x300MVA	2010/ 1	
Bunawan 変電所	230/138kV 変圧器 2x300MVA	2010/ 1	

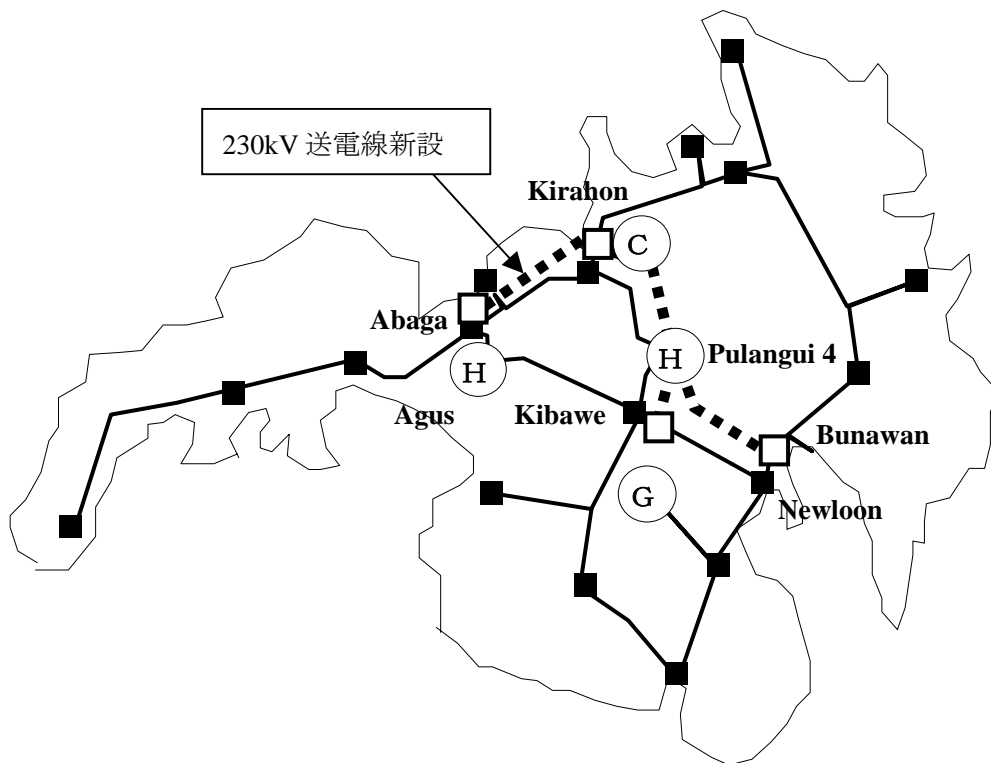


図5. 1. 10: ミンダナオ230kV新規送電線

検討年については、2006年(1360MW)および2012年(2041MW)を対象とし、以下のケースを検討した。

表5. 1. 17: 検討ケース

	電源開発計画	138kV Agus2-Kibawe 送電線
ケース1	すべての新規発電所は、ミンダナオ島北部に建設 (1) 2006 ・石炭(200MW): 北部	稼働
ケース2	(2) 2012 ・水力(Agus3,225MW): 北部 ・石炭(200MW): 北部 ・HVDC(500MW): 北部	除外
ケース3	ミンダナオ島南部に470MWの発電所が建設 (1) 2006 ・石炭(100MW*): 北部 ・GT(70MW): 南部	稼働
ケース4	(2) 2012 ・水力(Agus3,225MW): 北部 ・石炭(200MW): 北部 ・Davao(200MW): 南部 ・Bunawan(100MW) : 南部 ・General Santos(100MW): 南部	除外

* 2006年において、ミンダナオ南部に70MWのGTが設置された場合、ミンダナオ島における需給バランスから、北部の石炭火力200MWは必要ないため、100MWとした。

2) 検討結果

(A) 2006年(1360MW)

ケース1については、Kibawe 変電所と Newloon 変電所間の 138kV 送電線が1回線故障時に過負荷となる。この対策として、Pulangui4 発電所と Bunawan 変電所間に138kV送電線の新設が必要となる。

ケース2については、Abaga 変電所と Tagoloan 変電所の送電線、および Pulangui4 発電所と Kibawe 変電所間の送電線が過負荷となる。この対策として、Agaba 変電所、Kirahon 変電所、Pulangui4 発電所、Kibawe 変電所間の138kV送電線が必要となる。

ケース3については、70MWの新規発電所がミンダナオ島南部に建設されることを想定していることから、定常状態およびN-1故障時ともに過負荷は発生しない。このため、送電変電設備の拡充は必要ない。

ケース4については、Agus 2 発電所と Kibawe 変電所間の既設138kV送電線を除外していることから、Abaga 変電所と Tagoloan 変電所間の送電線が過負荷する。この対策として、Agaba 変電所、Kirahon 変電所、Pulangui4 発電所、Kibawe 変電所間の138kV送電線が必要となる。

(B) 2012年(2041MW)

ケース1については、定常状態で、Pulangui4 発電所と Kibawe 変電所間の送電線、および Kibawe 変電所と Newloon 変電所間の送電線が過負荷する。この問題を解決するため、Pulangui4 発電所と Bunawan 変電所間の送電線の新設が必要となる。これに加え、Agus 3 (225MW)の開発により、Agus2 発電所と Kibawe 変電所間の送電線が1回線故障時に過負荷する。この対策としてAbaga 変電所、Kirahon 変電所

および Pulangui 4 発電所間の送電線の新設が必要となる。

ケース2については、Pulangui4 発電所と Kibawe 変電所間の送電線が、過負荷する。これに加え、N-1 故障時に Agaba 変電所と Tagoloan 変電所間の送電線が過負荷する。この対策として、Abaga 変電所、Kirahon 変電所、Pulangui4 発電所 および Kibawe 変電所間の送電線が必要となる。

ケース3については、470MWの新規電源がミンダナオ島南部で開発されると想定していることから、定常時、N-1故障時とも過負荷は発生しない。このため、送変電設備の拡充は必要ない。

ケース4については、Agus 2 発電所と Kibawe 変電所間の送電線を除外していることから、Abaga 変電所、Kirahon 変電所、Pulangui 4 発電所および Kibawe 変電所間の送電線の新設が必要となる。

(C) まとめ

検討結果のまとめは、表5. 1. 18の通りである。ミンダナオ島南部方面の電源開発と、Agus2 発電所と Kibawe 変電所間の送電線を除外するかどうかによって、対応策は変わってくる。

なお、いずれのケースも対策は138kV送電線の新設により対応できるが、将来の更なる需要増加と電源開発の偏在に対応可能とするため、これらの送電線は230kV設計とし、当初は138kV運用とすることが望ましい。

また、Leyte-Mindanao 連系線が新設された場合に、Leyte 方面から重潮流が流れ込むと、ミンダナオ系統で電圧面の問題が発生する可能性があるため、230kV昇圧についての詳細検討が必要である。

表5. 1. 18: ミンダナオ系統検討結果まとめ

年	ケース	ミンダナオ南部での電源開発	Agus2-Kibawe 送電線	必要対策
2006	Case 1	なし	稼働	138kV Pulangui4-Bunawan
	Case 2	なし	除外	138kV Abaga-Kirahon 138kV Kirahon-Pulangui4 138kV Pulangui4-Kibawe 138kV Pulangui4-Bunawan
	Case 3	70MW	稼働	なし
	Case 4	70MW	除外	138kV Abaga-Kirahon 138kV Kirahon-Pulangui4 138kV Pulangui4-Kibawe
2012	Case 1	なし	稼働	138kV Abaga-Kirahon 138kV Kirahon-Pulangui4 138kV Pulangui4-Bunawan
	Case 2	なし	除外	138kV Abaga-Kirahon 138kV Kirahon-Pulangui4 138kV Pulangui4-Kibawe 138kV Pulangui4-Bunawan
	Case 3	470MW	稼働	なし
	Case 4	470MW	除外	138kV Abaga-Kirahon 138kV Kirahon-Pulangui4 138kV Pulangui4-Kibawe

5. 2 島間連系線

5. 2. 1 セブ・ネグロス・パナイ連系

(1) 概要

現在、セブ島、ネグロス島、パナイ島間については、138kV 海底ケーブル 1 回線で連系されており、電力の不足しているパナイ島へ電力を供給している。パナイ島においては、電力需要の増加に伴い電力不足が深刻化しているため、ルソン島の Pinamucan 発電所からのパナイ島への発電機移設 (110MW) や、Mirant によるディーゼル発電所の新設 (40MW) が計画されている。

しかし、パナイ島での需要増加に対応するためには、これらに加え更なる対策が必要であるため、TDP2 003 においては計画されていなかった、セブ・ネグロス連系線およびネグロス・パナイ連系線を 1 回線から 2 回線に増設することが、現在検討されている。

このため、今回、セブ・ネグロス連系線およびネグロス・パナイ連系線の 2 回線化について、経済性、およびピーク時の供給力の面から検討を実施した。

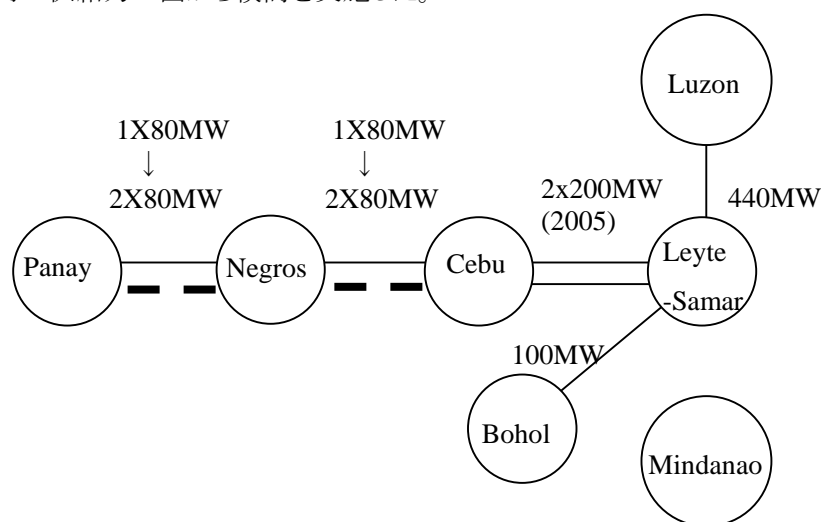


図5. 2. 1: セブ・ネグロス・パナイ連系 2回線化

(2) 経済性検討

パナイ島での需要増加への対策としては、パナイ島での電源開発またはセブ・ネグロス連系線およびネグロス・パナイ連系線の 2 回線化の 2 つが考えられるため、経済性の面から比較検討を実施した。

セブ島、ネグロス島、パナイ島については、すでに海底ケーブル 1 回線で連系されていることから、各系統のピーク時間のずれによるピーク需要の削減効果や、予備力の共有化による削減効果は見込めない。このため、連系によるメリットは燃料費の削減効果のみとなる。

このため、GTMax を使用し、燃料費の削減額を計算するとともに、連系線新設にともなう資本費を考慮し、経済比較を実施した。

表5. 2. 1: 経済性検討結果 (2回線化しない場合との比較) (単位:M\$)

連系運開年*	NPV		
	セブ・ネグロス・パナイ連系	セブ・ネグロス連系	ネグロス・パナイ連系
2005末	-31.5	-28.9	-16.0
2006末	-31.1	-24.8	-18.6
2007末	-30.7	-21.2	-19.9

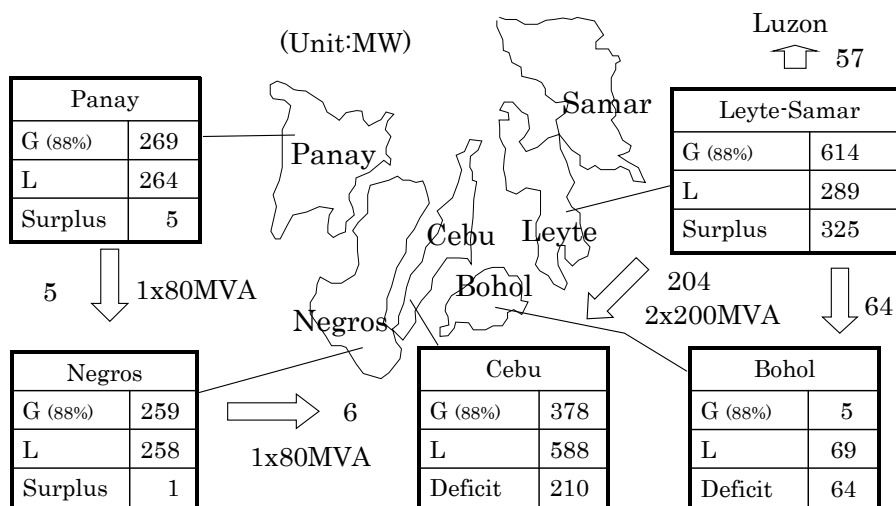
* TRANSCOによれば、連系線建設は2005年末となっているが、スケジュールが非常に厳しいため、2006年末、2007年末運開についても検討した。

この結果、すべてのケースについて、NPVがマイナスとなり、セブ・ネグロス・パナイ連系線の2回線化よりも、パナイ島およびネグロス島で電源開発を進めたほうが経済的となった。(ただし、経済性の検討にあたっては、電源開発等の前提条件によって、結果が大きく変わりうることを考慮しておく必要がある。)

(3) ピーク対応

経済性からは、パナイ島およびネグロス島で電源開発を進めたほうが経済的となる。図5. 2. 2に最適電源開発の場合の需給バランスおよび潮流を示す。

図5. 2. 2: 2008年ビサヤス系統需給バランス(最適電源開発の場合)



しかし、NPCの民営化後は、IPPが電源開発を進めることとなるため、計画通りパナイ島およびネグロス島で電源開発が進む保証は、全くない。

現在、パナイ島およびネグロス島における計画確定分の新規電源開発計画は、表5. 2. 2の通りである。また、パナイ島においては、老朽化によるディーゼル発電機の廃止が表5. 2. 3の通り 2007 年に計画されている。

表5. 2. 2: パナイ島、ネグロス島における電源開発計画(確定分)

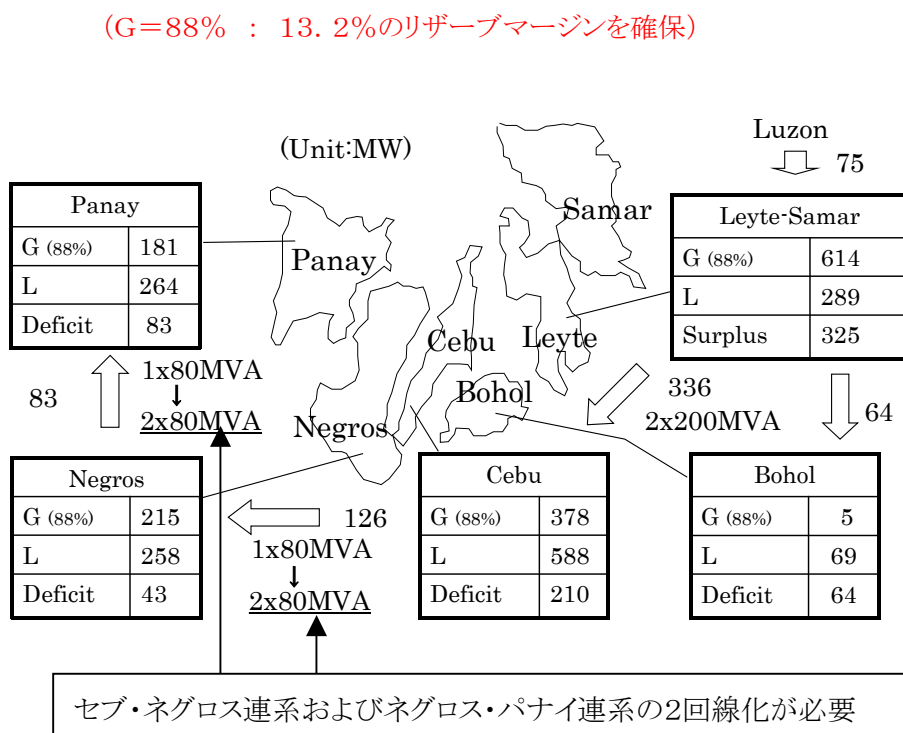
電源開発計画	容量(MW)	運開
Pinamucan 発電機移設	110	2004
Mirant Diesel	40	2004
Northern Negros Geothermal	40	2005
PNOC-Palimpinon Geothermal	20	2005
Victorias Bioenergy	50	2005

表5. 2. 3: パナイ島、ネグロス島における電源廃止計画

廃止計画	容量(MW)	廃止年
Panay DPP1	36.5	2007

計画確定した分以外の電源が全く建設されなかった場合の、2008年ピーク時の需給バランスおよび潮流は図5. 2. 3の通りであり、セブ・ネグロス連系およびネグロス・パナイ連系の2回線化が必要となる。

図5. 2. 3: 2008年ビサヤス系統需給バランス(電源開発は、計画確定分のみ考慮)



(4) まとめ

以上をまとめると、セブ・ネグロス・パナイ連系線の2回線化は、経済的ではないものの、パナイ島およびネグロス島において、計画確定分しか電源が開発されなかった場合には、2008年にパナイ島で再び電力危機が発生することが予想されるため、そのリスク回避のためには建設を進めることが望ましい。

また、セブ・ネグロス・パナイ連系線は、現在1回線のため、信頼度の観点からも2回線化が望ましい。現在、海底ケーブルについては、4本敷設されているため、ケーブルの1相故障時にも送電することはできるが、2相以上の故障の場合には送電することができなくなる。また、架空線の部分は3相1回線しかないため、N-1基準を満足しておらず、送電線1回線故障時には送電できなくなる。

5. 2. 2 レイテ・ミンダナオ連系

(1) 概要

TDP2003において、レイテ島のOrmocと、ミンダナオ島北部に建設予定のKirahonを接続するレイテ・ミンダナオ連系線(直流±250kV 容量500MW)が、2011年完工の予定で計画されている。

このため、今回、このレイテ・ミンダナオ連系線の必要性について、経済性、信頼度面等から検討を行った。

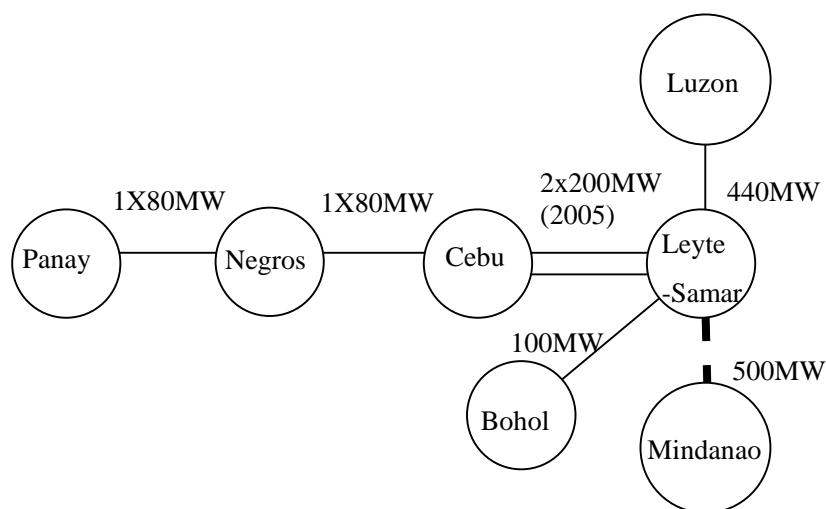


図5. 2. 4: レイテ・ミンダナオ連系

(2) 経済性

レイテ・ミンダナオ連系線新設による経済性を比較する場合には、次の3つの点を考慮する必要がある。

- ・ 各系統のピーク時間のずれによるピーク需要の削減効果
- ・ 予備力の共有化による削減効果
- ・ 燃料費の削減効果

1996年のルソン、ビサヤス、ミンダナオのそれぞれの最大需要、ルソン・ビサヤス、ルソン・ビサヤス・ミンダナオの合成最大需要は、表5. 2. 4の通りである。

これによれば、ルソン・ビサヤス系統とミンダナオ系統を連系した場合のピーク需要削減効果は、約0.2%となる。すなわち、ルソン・ビサヤス系統とミンダナオ系統の最大需要の発生時間に大きなずれがないため、連系によるピーク需要の削減効果はそれほどない。

ピーク需要が0.2%下がった場合、電源開発削減も約0.2%見込めることから、電源開発削減による投資削減は、約17M\$となる。

表5.2.4: 連系によるピーク需要削減 (単位: MW)

最大需要			合成最大		ピーク需要削減	
Luzon (a)	Visayas (b)	Mindanao (c)	L+V (d)=a+b	L+V+M (e)=d+c	(f)=c+d-e	(g)= f/(a+b+c)
4,258	632	828	4,852	5,671	9	0.2%

表5.2.5: レイテ・ミンダナオ連系による電源開発削減見込み(2011年)(単位: MW)

最大需要				電源開発削減見込み	
Luzon	Visayas	Mindanao	合計	容量	費用
11,575	1,827	1,676	15,079	30MW (0.2%)	17M\$*

* ガスタービン相当単価とした。

次に、GTMaxを使用し、燃料費の削減額を計算するとともに、連系線新設および電源開発削減にともなう資本費を考慮し、経済比較を実施した結果を表5.2.6に示す。

表5.2.6: 経済性検討結果 (連系しない場合との比較)(単位: M\$)

連系運開年*	NPV
2007末	-85.3
2008末	-67.7
2009末	-52.1
2010末	-49.1
2011末	-44.9
2012末	-37.9

* TDP2003によれば、連系線建設は2011年1月となっているが、スケジュール的には、前倒しも可能であるため、2007年から2012年まで検討した。

すべてのケースについて、NPVがマイナスとなったため、レイテ・ミンダナオ連系線新設は経済的ではないとの結論となった。

(ただし、経済性の検討にあたっては、電源開発等の前提条件によって、結果が大きく変わりうることを考

慮しておく必要がある。)

また、これには予備力の共有化による電源開発の削減効果は見込んでいない。TRANSCOによれば、現在、ルソン・ビサヤス・ミンダナオ系統における運転予備力は、それぞれ13.2%を確保することを目標としている。レイテ・ミンダナオ連系線新設により、この運転予備力の見直しが実施されるかどうかは、はっきりしていない。このため、今回の検討では、レイテ・ミンダナオ連系線新設に見合う予備力削減量を算定した。

表5.2.7: 必要予備力削減量

運開年	合成最大 L+V+M (MW) (a)	連系線容量 (MW) (b)	必要予備力削減量		最大需要に 対する比率 (c)/(a)	連系線 容量に対す る比率 (c)/(b)
			投資 (M\$)	容量 (MW) (c)*		
2007末	11,357	500	134	238	2.1%	47.6%
2008末	12,204	500	119	212	1.7%	42.4%
2009末	13,117	500	103	182	1.4%	36.4%
2010末	14,074	500	109	192	1.4%	38.4%
2011末	15,079	500	111	197	1.3%	39.4%
2012末	16,133	500	105	186	1.2%	37.2%

* ガスタービン相当とした

これによれば、必要予備力削減量は、約1.5%程度であることから、予備力を13.2%から11.7%程度まで削減することができれば、レイテ・ミンダナオ連系線新設による投資分は、燃料費削減分および電源開発削減分により回収することができる。

(3) まとめ

レイテ・ミンダナオ連系についての経済性は、(2)で述べた通りであるが、連系線については、電源開発が、予定通り進展しなかった場合や需要の伸びが想定よりも大きかった場合のリスクを回避する効果があることも考慮する必要がある。

例えば、ミンダナオで電源開発が進展しなかった場合や需要が想定よりも大幅に伸びた場合には、ルソン系統またはビサヤス系統から、レイテ・ミンダナオ連系線を通じて、ミンダナオ系統に電力を送電することが可能となる。

また、連系により供給信頼度が向上する効果もあるとともに、今後フィリピンにおいて導入が予定されているスポットマーケットを、フィリピン系統全体で運用できるというメリットもある。

このため、レイテ・ミンダナオ連系線の建設については、経済性だけでなく、需給変動リスク回避、信頼度、スポットマーケットの動向、託送料金へのインパクト等を総合的に考慮して、決定する必要がある。

5. 3 TDPに係わる課題および提言

5. 3. 1 審査体制

DOEにおいて、TDPの審査・承認およびTDPのPDPへの統合を担当する部署は、Electric Power Industry Management Bureau (EPIMB)の Power Planning & Development Division である。

TDP審査を担当する TDP Section には4人の配属が予定されているが、現在1人しか配置されていないのが実状である。

TDP担当の業務としては、TDPの審査(内容のチェックおよびPSS/Eによる系統解析)、島間連系線計画の立案(主にGTMaxを使用)、TDPのPDPおよびPEPへの統合(文書化等)、パブリック・コンサルテーション、個別問題の対応(パナイ電力危機対応、ミンドロ島供給対策)、需要想定担当者や電源開発担当者との調整業務など、非常に多岐にわたっており、担当者に非常に負荷がかかっている状況である。また、担当が1人では、技術継承ができないという問題もある。

これに加え、現在、TDPの担当者がDDPも合わせて担当しているため、早急にTDPの担当者を増員するとともに、DDP専門の担当者も設置すべきである。

5. 3. 2 スケジュール

TDPについては、DOEが策定する需要想定および電源計画を元に、TRANSCOが計画を策定し、DOEに提出することになっている。その後、DOEがTDPを審査・承認し、PDP、PEPに統合することになるため、当初から、スケジュールが非常に厳しいことが想定されていた。

このため、個別送電計画の審査については、2003年度版のTDPについて解析を実施し、今年度版の審査については、昨年のTDPから変更となった点を中心に審査することとしていた。

当初のスケジュールでは、DOEが5月末に需要想定を、6月第3週に電源開発計画を確定し、TRANSCOは、7月中旬にTDPをDOEに提出する予定であった。その後、DOEがTDPを審査・承認し、PDP、PEPに統合して、9月15日に国会提出する予定であった。

しかし、実際には、DOEの需要の確定が7月中旬にずれこんだとともに、9月初旬に需要の修正を行ったため、TRANSCOがTDPを策定する時間がほとんどなく、作業が大幅に遅延しており、現在、TDPはまだDOEに提出されていないとともに、PEPについても国会に提出されていない状況にある。

今年度の状況を踏まえ、来年度については、当初計画通り、5月末には需要を確定し、6月中旬には電源開発計画を確定するとともに、TRANSCOは7月中旬には、TDPをDOEへ提出する必要がある。

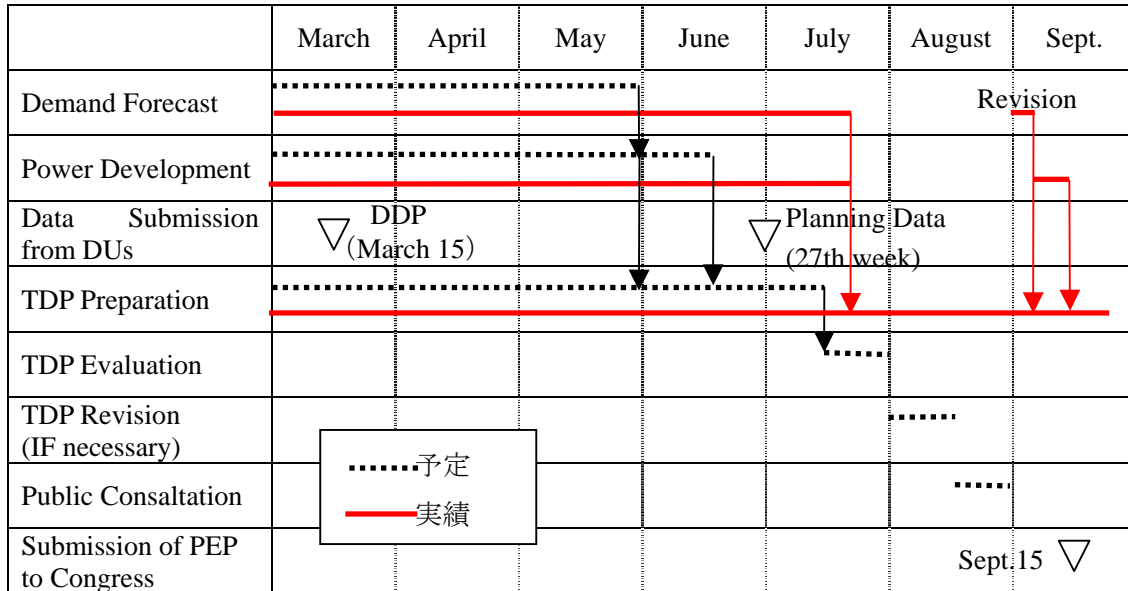
一方、配電会社を含むすべてのGrid Userは、Grid Code6.2.2.2に基づき、毎年27週目(7月)までに5ヶ年間のTDP作成に必要なデータをTRANSCOに提出することが義務づけられている。しかし、この時点でのデータ提出は、TDP作成スケジュールから見て、遅すぎることから、データ提出時期を早める必要がある。

配電会社は IRR Rule7. Section4.(P)により、3月15日までにDDPの提出を義務づけられているため、

TDP作成に必要なデータをこの時点でTRANSCOに提出することは可能である。

このため、TRANSCOは、TDP作成に必要なデータを27週目を待たず、集めるように努めるとともに、配電会社等のGrid Userは、TRANSCOに対して、データの早期提出について協力する必要がある。

図5. 3. 1: TDP策定・審査承認スケジュール(2003年)



5. 3. 3 電源開発計画との整合

送電計画は、電源開発計画と密接に関係しており、電源開発計画と切り離して単独で計画を立案することは不可能である。

あるエリアの需要増加対策については、電源開発を推進する案と、送電線を新設または増強して供給する案の2つが考えられるため、TDP策定にあたっては、DOEとTRANSCOは協調をとって、どちらで対応するのかを決定する必要がある。

具体的には、TRANSCOがTDPを策定するにあたっては、DOEは計画確定した電源計画についての情報をTRANSCOに提示するとともに、計画確定されていない電源開発地点についても、電源開発の可能性等も考慮しつつ、政策的に電源計画に織り込むべき地点については、TRANSCOに提示する必要がある。DOEからTRANSCOへ示すべき情報としては、地点、燃料種別、容量、運開年などがある。

また、DOEは、TRANSCOからの情報を元に、どの地点で電源開発を推進するのが送電線計画から見て望ましいかを判断し、電源誘致に役立てる必要がある。

一方、TRANSCOは、DOEから提示された電源計画をTDPに確実に織り込むとともに、その他未確定分の電源開発計画については、TRANSCOが直接IPP等から入手した情報を元に、電力システムの将来構想等も考慮しつつ、電源開発地点を想定し、TDPを立案することになる。

なお、TRANSCOがTDP策定にあたって想定した電源開発地点に関する情報については、TDP提出に合わせて、DOEに提出し、DOEの審査を受ける必要がある。

電源開発計画と送電計画の整合を取るためには、DOEとTRANSCO間で前提条件等の多くのデータをやりとりする必要があるとともに、検討結果をお互いにフィードバックしながら計画を立案していく必要がある。このため、DOEとTRANSCO間で連絡体制を確立するとともに、TDP策定期間中は定期的に連絡会議を開催する必要がある。なお、この会議には必要に応じて、NPCやIPP等の発電会社や、MERALCO等の配電会社も参加させることが望ましい。

また、次に述べる島間連系線の立案についても、DOEとTRANSCO(場合によっては、発電会社および配電会社)間で調整が必要となるため、連絡会議で合わせて検討することが望ましい。

5. 3. 4 島間連系線の計画

島間連系線の立案にあたっては、その島での電源開発が良いのか、あるいは島間連系が良いのかを、信頼性、経済性、環境面、立地状況等を総合的に検討する必要がある。

従来は、NPCが電源開発計画・建設、送電線計画・建設のすべてを担当していたため、NPC内部で電源開発および連系線計画の立案・調整を行っていたが、TRANSCOがNPCから分離し、送電計画のみを担当することとなったため、今後は、電源開発計画を担当するDOEと送電線計画を担当するTRANSCOが協調をとって、島間連系について検討する必要がある。

島間連系については、島毎の需要想定、電源開発計画の立案が必要となるとともに、既設連系線がある場合には、その潮流状況をチェックする必要があるなど、非常に多岐に渡る検討が必要となる。

島間連系に関する役割分担は表5. 3. 1の通りである。

表5. 3. 1: 島間連系線立案に関する役割分担

DOE	TRANSCO
<ul style="list-style-type: none">・ 需要想定(島毎)・ 電源開発計画立案(島毎)・ 経済性比較(GTMax等を使用)・ 政策立案・ 電源開発遅延対策	<ul style="list-style-type: none">・ 潮流解析(PSS/E)・ フィージビリティ・スタディ・ スケジュール策定・ コスト算定・ 信頼度チェック(N-1基準等)

ただし、今後の電源開発については、計画はDOEが立案するものの、建設はIPPが実施することとなるため、当初計画していた電源開発が、IPP側の都合で中止になる事態も想定される、その場合はDOEが中心となって、対応策を立案する必要がある。

なお、島間連系線立案のスケジュールについては、TDP策定のスケジュールに合わせていたのでは間に合わないため、TDP策定のスケジュールとは別に、事前に検討を進める必要がある。

第6章 地方電化計画

2001年6月の電力産業改革法(EPIRA)および2002年2月の施工規則・基準(IRR)の成立を受け、DOEは、Grid に接続されていない遠隔地域での新規電化推進や既存設備の維持管理等に係る地方電化計画(MEDP)の作成と各配電事業者が作成する既存配電線の維持管理等に係る配電計画(DDP)のとりまとめを実施し、PDPへ統合することとなった。今回の調査では、まず最初に今まで作成された地方電化計画の評価を行い、これを通じて、計画作成のワークフローを描き、関係する諸機関の役割などを明らかにした。さらに、MEDP作成に有効なツールとなるGIS利用地図データベースを構築するとともに、DDP作成のためのデータ収集フォーマットを作成しDOEおよびNEAと配電事業者へ送付した。

6. 1 既存地方電化計画(O-I LAW Program)の調査分析結果

6. 1. 1 O-I LAW Program の概要

遠隔地域の貧困削減や都市部との格差の是正はフィリピン政府における大きな挑戦であり、エネルギー省をはじめエネルギーセクターは、電力の供給が基本的な地域開発要素の一つと考えてきた。しかし、過去30年間に渡り地方電化は政府の大きな目標であったが、過去のプロジェクトは地理的に財政的に制約を受けてなかなか進まなかった。そこで、この地方電化を加速的に推進するため、2000年にDOEをはじめNEA、NPC-SPUGおよびPNOC-EDCの参加により、組織横断的な「O-I LAW」プログラムチームを立ち上げ、2001年にはDOE内部にPMO(Project Management Office)を発足させ、O-I LAWプログラムの全体計画、実施／モニタリングと評価を実施することとした。

O-I LAW プログラムは、安定した持続性のあるエネルギーを供給することによる生活向上や収入の増加の機会を増やし、遠隔地域の生活向上を目指すため、2006年までに全国に41,995ある全Barangayを電化することを目標としている。O-I LAW プログラムは次のような構成となっている。

1)政府機関によるプログラム

DOE

新／再生可能エネルギーを使った地方財源による電化

Grant in Aids Program による電化

ER1-94 による電化

NEA/ECs による電化

NPC による島嶼部電化(Island Electrification)

PNOC による Environmental Improvement for Economic Sustainability プロジェクト

PNOC-EDC による電化(Community Relations)

DAR (Department of Agrarian Reform)による電化

(Solar Power Technology Support (SPOTS) Project) for Agrarian Reform Communities

2)MERALCO 等 PIOUTs による電化

3)LGUs による電化

4)IPP による電化プロジェクト

5) Adopt-a-Barangay プログラム

6) RESCO による電化

このプログラムは配電線延長による電化と新／再生可能エネルギー導入による電化の両方を含んでいる。このうち、配電線延長は NEA/ECs や PIOUs/LGUs により実施される。一方、SHS や BCS, 小水力, 風力等独立型電源による電化は、DOE や NPC-SPUG を中心として実施される。ここでの電化は次のように定義されている。

* 全 Barangay 中 10 戸に電気を供給する

* 未電化 Barangay の中心部を配電線が通過

(いつでも電力供給が可能で、各需要家が希望すればいつでも電化できる状態にある。)

6. 1. 2 これまでの地方電化推進の経緯

プログラムチームが発足してから 2002 年 12 月時点までの Barangay 電化推進の状況を表 6.1 に示す。この表によれば 2002 年末時点で 5,409 の Barangay が未電化のまま残っている。また、O-I LAW プログラムが発足してから、電化を実施した Barangay 数が飛躍的にのびているのがわかる。

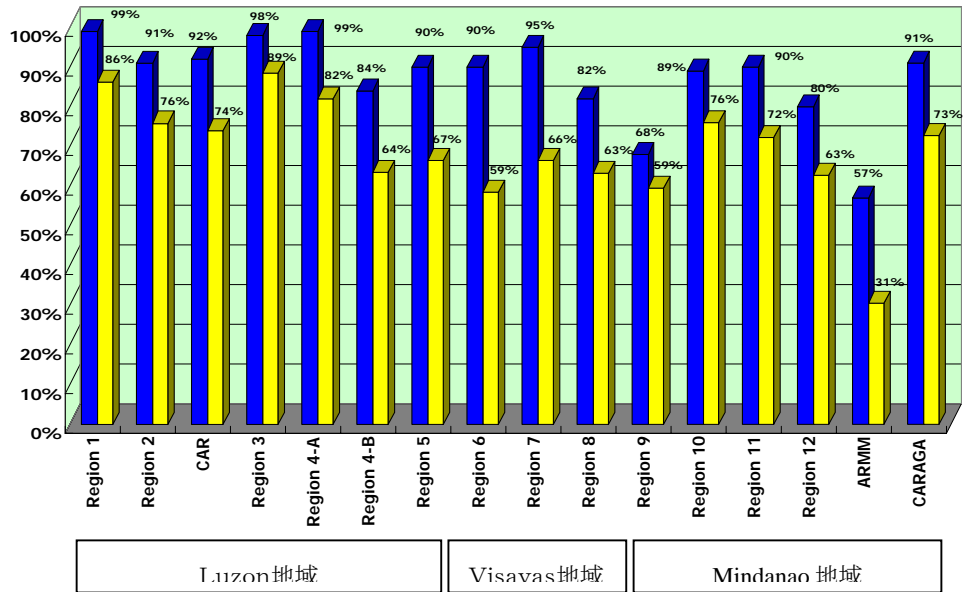
表 6.1 地方電化推進の経緯

Year	Target Number of Electrified Barangays	Actual Number of Electrified Barangays	Cumulative Number of Electrified Barangays	Remaining Number of Electrified Barangays	Barangay Electrified Level (%)
1999	900	755	32,281	9,718	76.9
2000	1,621	1,366	33,647	8,352	80.1
2001	1,353	1,244	34,891	7,103	83.1
2002	1,636	1,699	36,590	5,409	87.1

* : As of December, 2002

出典: O-I LAW Program Team Terminal Report

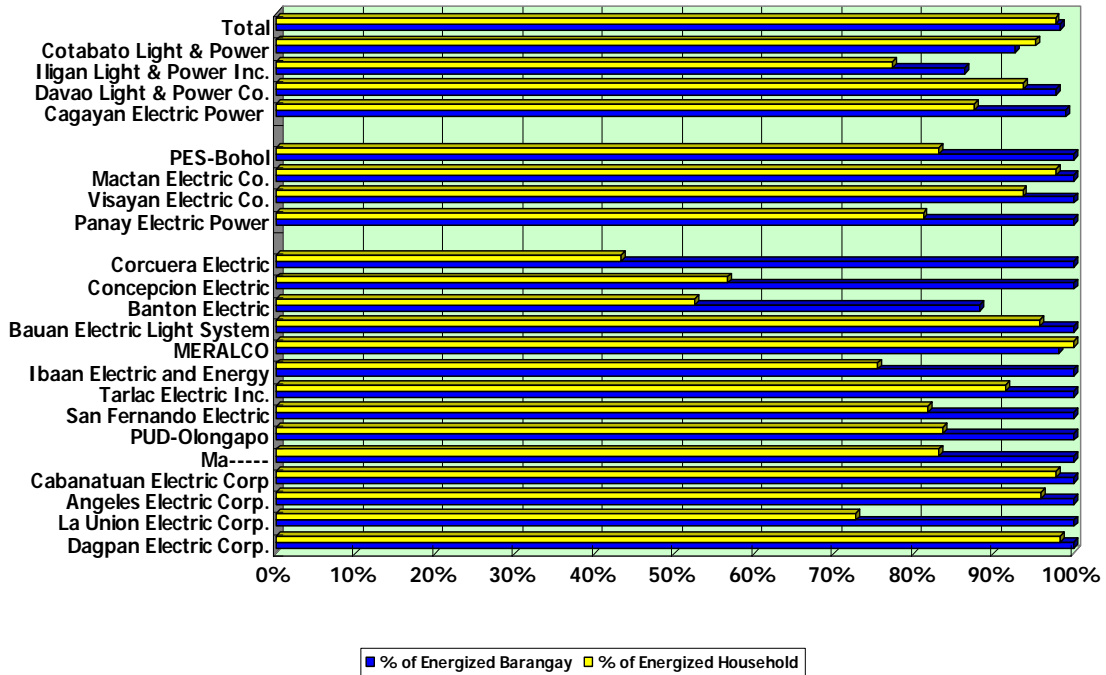
フィリピンの地方電化は、NEA/ECs, PIOUs および LGUs など複数の電気事業者が実施している。このうち、全国には 119 の地方電化組合(Electric Cooperatives)があり、15 の地域に分かれて事業を行っている。図 6.1 に 2002 年 11 月現在の 15 の地域別 Barangay および家屋の電化率を示す。



■ Barangay 電化 ■ Household 電化
図 6.1 地域別の Barangay および家屋の電化率

ECsの供給区域には、36,076のBarangayがあり、Luzon地域の平均Barangay電化率は92.7%、Visayas地域は85.1%、Mindanao地域は73%となっている。Mindanao地域の電化率が他地域に比して低いのは、アクセスの困難なBarangay多いためと考えられ、特にMindanao地域西部のARMM(ムスリムミンダナオ自治区)では、57%と他に比べて電化率が低く、今後こういった地域への電化推進が重要な課題となる。

一方、図 6.2 に民営配電会社の事業者別の電化率を示す。



■ % of Energized Barangay ■ % of Energized Household
図 6.2 民営配電会社の電化率

民営配電会社には、5,894 の Barangay があり、この電化率は約 98% であり ECs の約 85% をうわまわっている。このうち、最大の配電会社である MERALCO 傘下には 4,313 Barangay があり、全 Barangay のうちの約 10%、配電会社中では約 70% を占めている。MERALCO では、都市部の家屋数も含んだデータのため、家屋電化率が Barangay 電化率を超えている。また、図中で Luzon 地域であっても Barangay 電化率と家屋電化率との間に差がある事業者があり、今後この差を埋めていくことが課題となろう。

6. 2 地方電化計画の枠組み

6. 2. 1 地方電化計画の構成

地方電化の推進は、大きく分けて「NEA/ECs が進める配電線延長」、「SPUG による既存ディーゼル発電設備の運営と遠隔地域への新規電源設置」、「DOE 自体の予算で進めるこれら範囲からはずれた地域への独立型電源の導入」および「SPUG 等の民営化」の3つのプログラムで構成されている。従って、地方電化計画を策定していくには、これら3つのプログラムを俯瞰できるような計画構成にする必要がある。現在、地方電化計画を構成する大きな要素として、主に SPUG の運営、既存設備の運転管理や独立型電源の導入等を大きな柱とした MEDP (Missionary Electrification Development Plan) と民営配電会社や NEA/ECs を中心とした既存配電線の管理運営や配電線延長による新規電化を推進する DDP (Distribution Development Plan) の2つがある。大まかな区分けを次の図に示す。

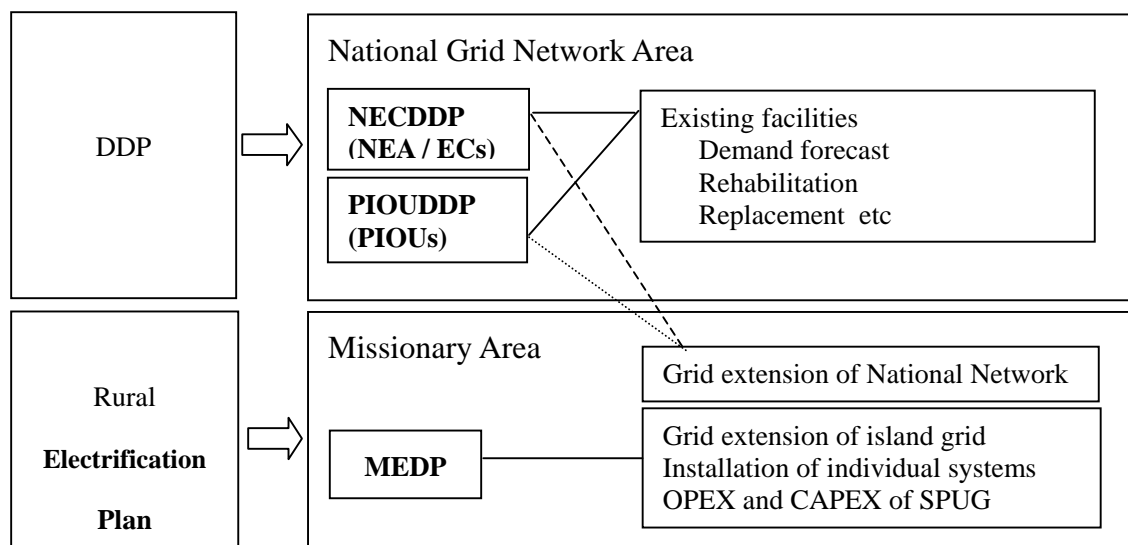


図 6.3 地方電化計画の構成

6. 2. 2 計画策定のためのワークフロー

地方電化計画を作成するためのワークフローを次の図 6.4 に示す。

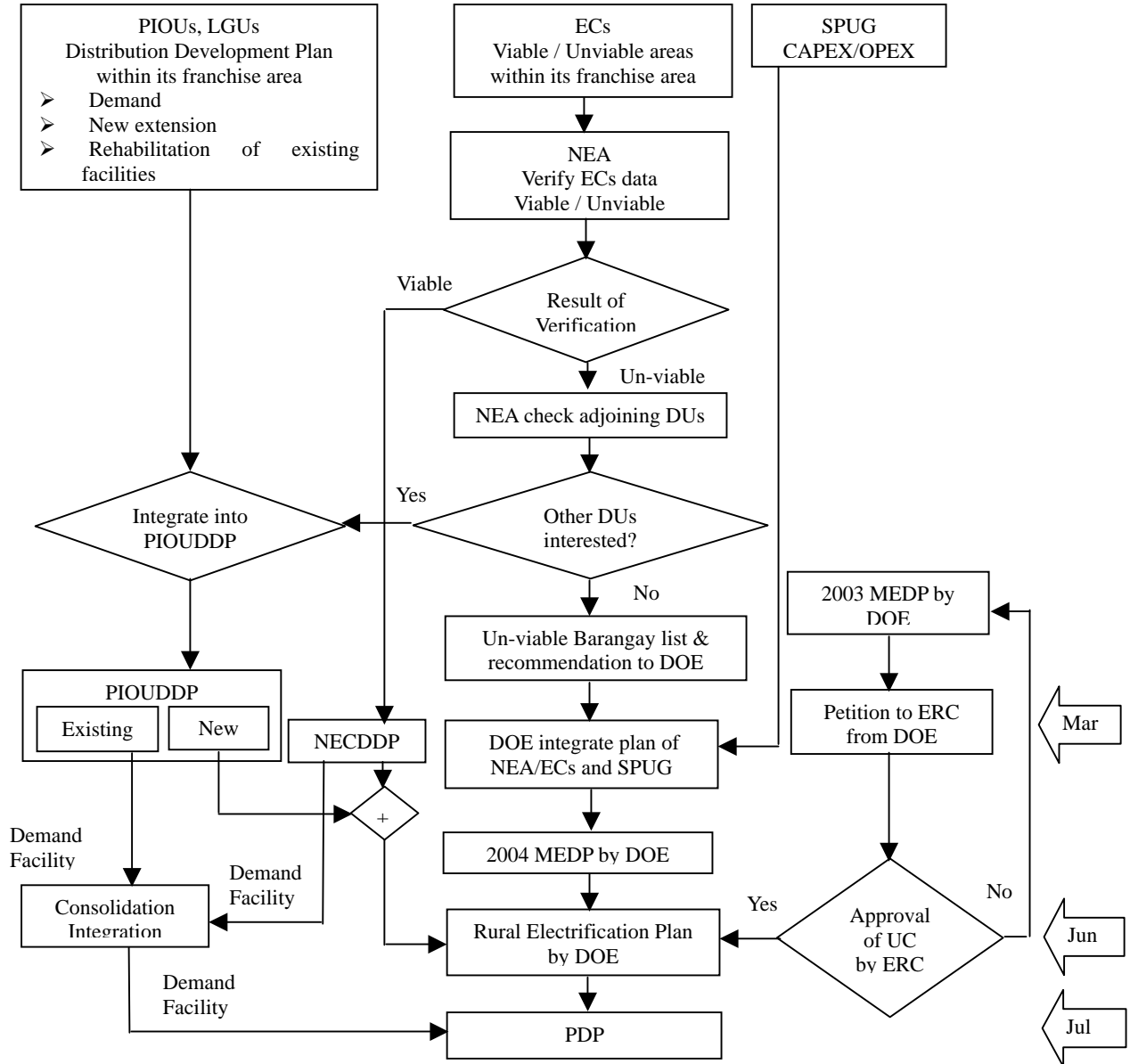


図 6.4 地方電化計画策定フロー

このフローからキーとなるポイントは次の通りである。

< 諸元の提出 >

- NEA/EC および PIOU(Private Investors Owned Utilities)がそれぞれの計画を DOE へ提出する期限は基本的に3月15日である。従って、この期限に間に合うようNEAはECから必要なデータを収集し、Viable/Un-Viable の判定を行い、Viable 地域を NECDDP(配電線による電化計画)として、Un-Viable 地域を Missionary 電化としてリストアップする。
- PIOU もそれぞれの計画を作成するが、この計画には未電化地域の電化と既存配電線のリハビリ等の2つの計画が含まれる。DOE は、この計画から未電化地域の電化計画のみを対象として地

方電化計画へ取り入れることとする。ただし、各 PIOU が Viable/Un-Viable の判定を行いリスト化する。

- SPUG は、既存設備の運転管理計画を作成し CAPEX (Capital Expenditure)と OPEX(Operation Expenditure)を積算するとともに、SPUG 自体の新規建設計画を併せて作成し DOE へ提出する。

<計画の策定>

- DOE は NEA/EC と PIOU から提出された Un-Viable な Barangay のリストを統合／作成するとともに、SPUG の CAPEX/OPEX と新規建設計画を織り込んだ MEDP を作成する。
- MEDP に NEA/EC の NECDDP と PIOU が作成した DDP を統合し「地方電化計画」とし、7月に完成させ PDP へ統合する。

<具体的な電化推進>

- DOE は9月15日に作成した PEP をフィリピン議会に提出する。これと同時に新しい MEDP のリストを QTP(Qualified Third Parties)や Distribution Utilities へ公表する。(同時に既存の SPUG 設備リストも併せて公表する)
- ここで QTP 他が財政的に支援できれば、QTP の予算で電化を推進し、MEDP リストから除外する。もし、プロジェクトに対して補助金などが拠出され、これによって QTP が参入できるなら、これらの Barangay 等は MEDP リストから除かれる。QTP 等の参入がなければ MEDP リストは SPUG へ取り込まれ、SPUG が UC(Universal Charge)を用いて推進する実施計画書(MEP : Missionary Electrification Plan)を作成する。この中には、SPUG の CAPEX と OPEX も含まれる。
- 作成された MEP は ERC(Electricity Regulatory Commission)へ提出され、UC の使用に関して承認を得る。ここで ERC が UC を承認すれば、具体的な地方電化が推進される。
- UC が承認されなかった場合、MEP は DOE へ差し戻され、DOE によって再度プロジェクトの優先順位付けが行われる。ここで DOE がリストから除外した Barangay は次年度の MEDP へ回る。

6. 2. 3 MEDP の概念と役割

(1) 役割

2001年に制定された電力改革法(EPIRA: Electric Power Industry Reform Act)では、地域特有や新／再生可能エネルギーの活用とできる限りの民間資本の参入を促し、フィリピン全土の電化を加速して実施することを掲げている。また、実施細則IRR (Implementing Rules and Regulations)によれば、DOEは NPC-SPUGと NEAと共同で5年間のローリングできるMEDPを作成しなくてはならない。さらに、MEDPはその概要をPDPへ記載するとともに、最終的にはPEPへも統合されるものである。従って、MEDPは次のような項目について具体的に記載される必要がある。

- 1)フィリピン全土の電化
(電力供給されない Unviable な地域の電化)
- 2)政府補助金の最小化
- 3)遠隔地域の電化への民間資本の投入
- 4)SPUG の既存地域の民営化
- 5)計画策定に関する関係諸機関の役割等の確立

(2) 概念

MEDP は基本的に、「SPUG による既存ディーゼル発電設備の運営」、「遠隔地域への新規電源設置」、「DOE 自体の予算で進めるこれら範囲からはずれた地域への独立型電源の導入」および「SPUG 管轄設備の民営化」で構成される。これら項目について、DOE は5年間のローリングできる計画を作る必要がある。概要は次の通り。

1) SPUG による既存ディーゼル発電設備の運営

SPUGは島嶼部や遠隔地域等経済的に成り立たない地域(ミッシヨナリー地域)での安定した信頼できる電力供給の義務を負っている。従って、既存設備の維持管理や需要家からディーゼル発電設備の運転時間の延長要求等については、経済性等を検討のうえ対応しなくてはならない。しかし、経済的に難しい地域での電力供給は、電力料金を高めに設定せざるを得ないが限度があり、得られる収入と支出との差額を補助金等で補填せざるを得ない。この補助金についての検討も加える必要がある。

2) 遠隔地域への新規電源導入

遠隔地域の新規電化にあたっての基本的な考え方は、まず未電化地域に対して3年間の配電線延長(グリッド延長)による電化を検討し、これによって電化される地域は DDP に取り込まれる。ここでカバーされないものが独立型電源(オフグリッド)導入による電化で、MEDP でカバーされるものである。このイメージを次の図に示す。

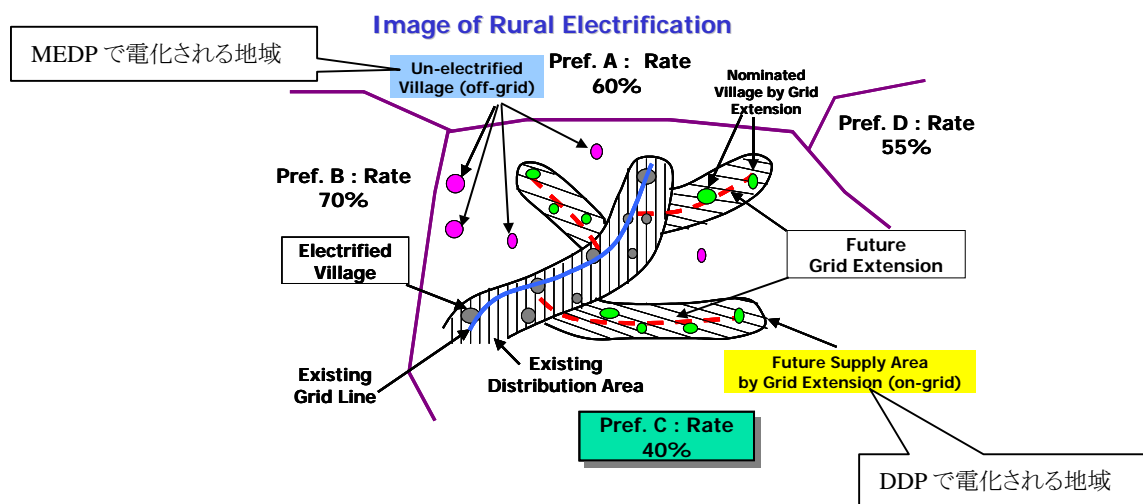


図 6.5 地方電化計画のイメージ

MEDP による地方電化を推進するための予算として、IPP 等が拠出する資金を活用した DOE の管轄する ER1-94 や Universal Charge 等がある。一方、QTPs (Qualified Third Party)等民間資本の参入の可能性もあり、これら予算を効率よく組合せながら、5年間の計画を策定する必要がある。

3) SPUG 管轄設備の民営化

SPUG が設置し所有している設備(発電設備と送電設備)の民営化は、地方電化推進における大きな課

題である。SPUG は MEDP 作成の中で、独自で民営化に向けてのいろいろなビジネスケースを検討開発していく必要がある。

6. 2. 4 Barangay 電化推進計画

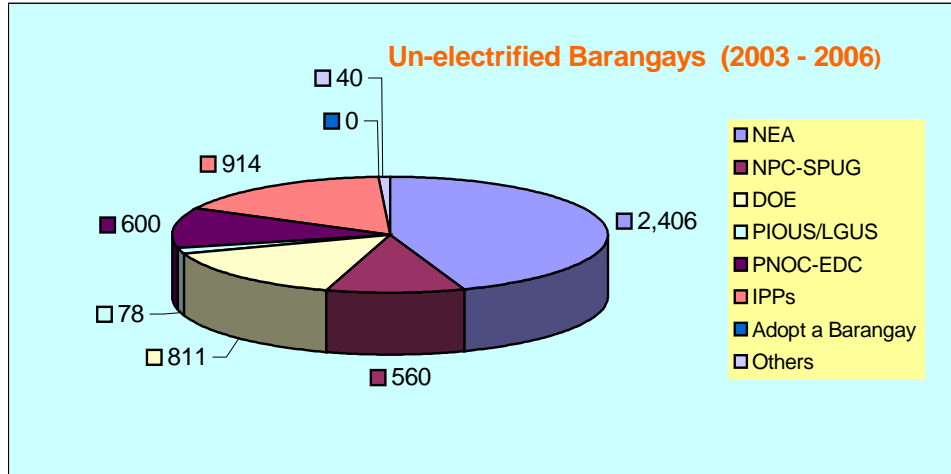
6. 1項にも記載したように、2002年12月末時点で5,409のBarangayが未電化のまま残されている。地方電化計画として、2006年までに100%Barangay電化達成を目標としているので、まず、これを達成するための年次計画を次の表6.2に示す。

表 6.2 2003-2006年のBarangay電化計画

Year	Target Number	Remaining Number	Cumulative Number	Rate (%)
2003	1,619	3,790	38,209	92.4
2004	1,258	2,532	39,467	94.4
2005	1,304	1,228	40,771	97.2
2006	1,228	0	41,999	100.0

Source : SONA As of Jun 2003

また、5,409の未電化Barangayに対して、地方電化に関係する各組織ごとに実施するBarangay数を次の図6.6に示す。この図によれば、現時点の計画ではNEAの配電線延長による電化が最も多い。



Source : O-I Law Project Team terminal report

図 6.6 組織毎のBarangay電化予定数

O-I Law プロジェクトチームの Terminal report によれば、5,409の未電化Barangayの電化を進めるのに、Barangayあたり平均PHP 1.0 millionの費用がかかると予想している。従って、送電設備の新設や増強および変電設備を別にしても、PHP 6.0 billion以上の費用が必要と見ている。このうちNEAは配電線延長に必要な費用を年間PHP 2.0 billion程度要求している。次の表6.3に年度ごと、機関毎の電化実施スケジュー

ールを示す。また、O-I Law プロジェクトチームの Terminal report では、2006 年の Barangay100% 電化に向けて、次の事項が指摘されている。

- (1) Private sector participation
 - Advance financing by the independent power producers (IPPs)
 - Adopt-a-Barangay (Grant financing project)
 - Participation of QTPs in the MEDP
- (2) Grants from financial institution
- (3) Developing cooperatives efforts with beneficiaries and local government units
- (4) Livelihood and financial assistance program
 - Provision of livelihood programs to be pilot tested in areas hosting energy projects
 - House wiring assistance program
 - Community relations fund of energy resources development project
- (5) Institutionalization and streamlining of government procedures

表 6.3 年度ごと、機関ごとの電化実施予定

Year	Target (as submitted to DOE-NECDDP)			Indicative Barangay Schedule							Target No./Y		Sitios	
				NEA/ECs	NPC-SPUG	DOE	PNOC-EDC	PIOUs/LGUs						
	ECs	PIOUs/LGUs	Total			DOE Total			Total IPPs/QTPs		NEA	PNOC-EDC		
2003	2,561	20	2,581	841	25	193	225	0	334	1,618	320	47		
2004(a)	1,139	20	1,159	140		125	34	0	187	486				
(b)			0	400		100		132	855	1,487				
2005	641	20	661	400		100				500				
2006	936	72	1,008	400		100				500				
Total	5,277	132	5,409	2,181	25	618	259	132	1,376	4,591				

Assumptions:

- 2003 GAA will be released to NEA and DOE nlt June 2003
- 2003 GAA of DOE-BEP, 50 Barangays are "Unprogrammed "
- 2004(a) spill-over projects with NCA release
- 2004(b) 2006 fund sources are indicative
 - NEA - PHP 500 million annual subsidy from the National Government
 - DOE-BEP - PHP 134 million annual subsidy from the National Government
- 2004-2006 IPPs are all adopted
- No Universal Charge
- Privatization of SPUG areas (13 islands)
- DOE ER1-94 will strictly follow the "radiating " policy
- No disruption of work during the 2004 election

Unenergized 5,409
 W/O funding source 818
 Est Fund Rerts (PHP'm) 1,063

W/O funding source 3,305
 Est Fund Rerts (PHP'm) 4,297

Potential Fund Source:

- Universal Charge
- SIP-Australia
- Bridge Financing
- USAID (\$20m)
- 3 of oil firms
- San Roque Power Corporation (adopt 6 Barangays and 111 Sitios est cost PHP 81.519 million)

未電化 Barangay リストのサンプルを次の表 6.4 に示す。

表 6.4 未電化 Barangay リスト例

YEAR	NO.	BARANGAY	MUNICIPALITY	CONG'L DIST.	INITIAL CON	KMS. OF LINES				POWER SO	
						3Ph	1Ph	OS	UB	GRID	NRE
2002	1	CANDAMI	LIBMANAN	1st, Cam. Sur	28		1.39	0.42	0.24		1
2002	2	VILLADEMA(Sta.Cruz)	LIBMANAN	1st, Cam. Sur	31		3.94	0.49	0.80		1
2002	3	VILLA SOCORRO	LIBMANAN	1st, Cam. Sur	28		9.60	0.60	0.48		1
2002	4	CAWAYAN	LIBMANAN	1st, Cam. Sur	48		2.50	0.80	0.96		1
2002	5	SALVACION	LIBMANAN	1st, Cam. Sur	25	1.72		0.50	0.50		1
2002	6	CALABNIGAN	LIBMANAN	1st, Cam. Sur	88		5.25	0.42	0.42		1
2002	7	MANCAWAYAN	LUPI	1st, Cam. Sur	25		3.50	0.54	0.60		1
2002	8	TIBLE	LUPI	1st, Cam. Sur	36		3.50	0.80	0.60		1
2002	9	ALLEOMAR	LUPI	1st, Cam. Sur	17		1.90	0.38	0.42		1
2002	10	BUENASUERTE	LUPI	1st, Cam. Sur	22		1.90	0.19	0.60		1
2002	11	DEL CARMEN	LUPI	1st, Cam. Sur	17		2.50	0.18	0.42		1
2002	12	HAGUIMIT	LUPI	1st, Cam. Sur	44		1.75	0.24	0.60		1
2002	13	SALVACION	LUPI	1st, Cam. Sur	19		2.50	0.56	0.56		1
2002	14	SAN RAFAEL NORTE	LUPI	1st, Cam. Sur	21		4.00	0.56	0.76		1
2002	15	SAN VICENTE	LUPI	1st, Cam. Sur	32		1.80	0.24	0.56		1
NEW BGY	16	NAPOLIDAN	LUPI	1st Cam Sur	40		1.01	0.13	0.52		1
2002	17	SAN RAMON (Napolidan)	LUPI	1st, Cam. Sur	37		1.80	0.48	0.80		1
2002	18	BELWANG	LUPI	1st, Cam. Sur	46		1.50	0.19	0.56		1
2002	19	LOURDES	LUPI	1st, Cam. Sur	16		5.00	0.60	0.98		1
2002	20	PULANTUNA	LUPI	1st, Cam. Sur	18		5.75	0.48	0.68		1
2002	21	HUBO	PASACAO	1st, Cam. Sur	29		2.25	0.38	0.36		1
2002	22	BAGONG SILANG	PASACAO	1st, Cam. Sur	60		3.56	0.85	1.59		1
2002	23	SALVACION	PASACAO	1st, Cam. Sur	42		4.00	1.80	0.24		1
2002	30	UPPER STA. CRUZ	RAGAY	1st, Cam. Sur	38		2.50	0.24	1.50		1
2002	31	AGAO-AO	RAGAY	1st, Cam. Sur	39		5.75	0.90	0.80		1
2002	32	CABADISAN	RAGAY	1st, Cam. Sur	29		6.25	0.90	1.20		1
2002	33	CADITAAN	RAGAY	1st, Cam. Sur	32		4.00	0.56	0.76		1
2002	34	INANDAWA	RAGAY	1st, Cam. Sur	32		4.75	0.60	0.79		1
2002	35	PATALUNAN	RAGAY	1st, Cam. Sur	46		3.90	0.32	1.60		1
2002	36	SAMAY	RAGAY	1st, Cam. Sur	53		4.00	0.72	0.84		1
2002	37	PANAYTAYAN NUEVO	RAGAY	1st, Cam. Sur	85		1.40	0.18	0.18		1
2002	38	SAN RAFAEL	SAN PASCUAL	1st,Masbate	18	9.34	0.60	0.80	8.10		1
2002	39	BOCA CHICA	SAN PASCUAL	1st,Masbate	15	3.50			3.50		1
2002	40	CUEVA	SAN PASCUAL	1st,Masbate	22	3.50			3.50		1
2002	41	DANGCALAN	SAN PASCUAL	1st,Masbate	27	3.50			3.50		1

6. 2. 5 DDP の概念と役割

(1) 役割

2001年に制定された実施細則 IRR (Rule7 Section4) によれば、DU (Distribution Utility) は5年間の施設計画を毎年作成し、3月15日までにDOEに提出することとなっている。それら提出されるデータはERCとDOEに規定されている報告事項に対応している。その中で特に重要な情報はPDPとPEPに統合されることとなる。さらに PDC (Philippine Distribution Code 6.2.5) によれば、DUは供給エリア内のお客さまの需要計画を把握し、的確な需要想定を実施する。その需要をもとに設備施設計画を毎年作成し、DMC (Distribution Management Committee) および DOE に提出することとなっている。DDPには、

- 需要と供給の予測
- 配電線上位系統の拡充計画
- 配電用変電所建設地点および容量に関する計画
- 配電線建設ルートおよび容量に関する計画
- 配電線電圧補償装置の設置計画
- 配電設備に関する改修計画
- 施設計画の根拠となる技術的分析および経済性分析の概要

について記載する必要がある。これら幅広いデータを効率的に収集するために後述するデータ収集フォーマットを作成した。さらに、DUの施設計画における責任事項は以下のとおりである。

- 需要想定に適合した配電線拡充計画を作成する
- 配電線における電力品質、送電ロス、供給信頼度などの課題を認識し、対応策を検討する
- 新しく連系される設備が系統に与える影響を分析する

各組織がそれぞれの役割を果たすにはかなりの労力を要すると思われる。スケジュールを遵守したうえで、関係各所と綿密に調整し施設計画作成にあたることが望まれる。

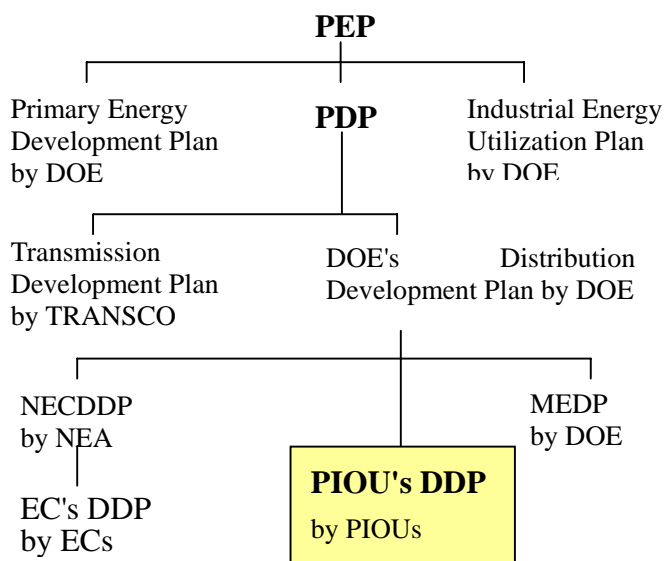


図 6.7 各組織と各計画の構成

(2) 概念

DDP は PDC に掲載されている必要項目を反映したうえで、「需要想定」、「供給設備計画」、「配電設備施設計画」、「クリティカルポイント」、「予算・助成金計画」で構成される予定である。これら項目について、DOE は5年間の計画を作る必要がある。需要と供給に関しては長期的な視点が必要であるとの観点から10年間の計画を作ることとしている。各項目の概要およびデータ収集例は次に示すとおりである。

「需要想定」

工場等の高圧お客さまの需要計画、低圧お客さまの件数推移、バランガイ単位の人口増減等をもとに、10年先までの電力需要を想定する。想定では、住宅、商業、工業等分類して行う。その際に想定需要規模、需要場所を考慮し、設備計画へ反映できるように管理をしていくことが肝要である。

表 6.5 需要想定データ収集例

Forecast/Planning Results	Units	Forecast							
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
10. ENERGY REQUIREMENT									
10a. Electricity Consumption									
Direct Sales To Customers	(1)								
Residential	MWH	8,116,844	8,360,349	8,611,160	8,869,495	9,135,579	9,409,647	9,691,936	
Commercial	MWH	7,732,441	7,964,414	8,203,346	8,449,447	8,702,930	8,964,018	9,232,939	
Industrial	MWH	6,550,689	6,747,209	6,949,626	7,158,114	7,372,858	7,594,044	7,821,865	
Contractual Exports	MWH	274,380	282,611	291,089	299,822	308,817	318,081	327,624	
Others	MWH	137189.82	141305.5146	145544.68	149911.0204	154408.3511	159040.6016	163811.8196	
Public Bldgs	MWH	116,974	120,483	124,098	127,821	131,655	135,605	139,673	
Street Lights	MWH	10,049	10,350	10,661	10,980	11,310	11,649	11,999	
Others (Pls. specify, i.e., irrigation, etc.) Direct sale to XXX Corp	MWH	10,167	10,472	10,786	11,110	11,443	11,786	12,140	
Total: Direct Sales to Customers	MWH	22,811,543	23,495,889	24,200,766	24,926,789	25,674,592	26,444,830	27,238,175	
Utility's Energy Consumption	(2)								
Company/Office/Housing	MWH	1,420	1,463	1,507	1,552	1,599	1,647	1,696	
Pumped Storage Requirement	MWH								
Utility's Station use: Distribution	MWH	843,781	869,095	895,167	922,022	949,683	978,174	1,007,519	
Utility's System Losses	MWH	2,769,318	2,852,397	2,937,969	3,026,108	3,116,892	3,210,398	3,306,710	
Subtotal: Utility's Energy Consumption	MWH	3,614,519	3,722,955	3,834,643	3,949,683	4,068,173	4,190,218	4,315,925	

「供給設備計画」

供給設備の増減、特に点検計画、IPP等から購入する電力量の契約状況等を踏まえて、10年先までの電力供給計画を推定する。その際に需給点等を考慮した管理をしていくことが肝要である。

表 6.6 供給設備計画データ収集例

		Forecast						
Supply Expansion Plan:		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
13a. Power generating Facilities (Pls. use additional sheets as								
Name:								
Status:								
Fuel Requirement (liters, tons, etc.)								
Net Dependable Capacity	KW	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000
Net Production	MWH	876,000	876,000	876,000	876,000	876,000	876,000	876,000
Name:								
Status:								
Fuel Requirement (liters, tons, etc.)								
Net Dependable Capacity	KW	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000
Net Production	MWH	131,100	131,100	131,100	131,100	131,100	131,100	131,100
Sub Total								
Net Dependable Capacity	KW	550,000	550,000	550,000	550,000	550,000	550,000	550,000
Net Production	MWH	1,007,100	1,007,100	1,007,100	1,007,100	1,007,100	1,007,100	1,007,100
13b. Supply from NPC:								
Contracted Demand	KW	1,917,808	1,198,630	799,087	399,543			
Load Factor	%	70%	70%	70%	70%			
Contracted Energy	MWH	24,000,000	15,000,000	10,000,000	5,000,000			

「配電設備施設計画」

拡充工事に関連の深い配電主要設備、特に電線亘長、変電設備容量、主な周辺機器等の現状設置数を把握する。需要の伸びとの相関を踏まえた管理をしていくことが肝要である。

表 6.7 配電設備施設計画データ(配電線)収集例

Forecast/Planning Results	Units	Historical								
		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Distribution/Subtransmission Facilities:										
16a. Distribution/Subtransmission lines circuit-kilometers										
Voltage, 230kV	Ckt-KM	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Voltage, 138kV and less than 230kV	Ckt-KM	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Voltage, 115kV and less than 138kV	Ckt-KM	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Voltage, 69kV and less than 115kV	Ckt-KM	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Voltage, 34.5kV and less than 69kV	Ckt-KM	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Voltage, 13.8kV and less than 34.5kV	Ckt-KM	2045	2099	2150	2178	2196	2223	2299	2343	2389
Voltage, 6.2kV and less than 13.8kV (3 Phase)	Ckt-KM	5219.2	5247.4	5243.9	5266.7	5289.9	5312.6	5334.9	5357.6	5380.5
(1 Phase and others)	Ckt-KM	11221	11320	11398	11462	11520	11577	11634	11692	11749
Voltage, 2.4kV and less than 6.2kV(3Phase)	Ckt-KM	125.81	128.27	130	131.43	132.64	133.83	135.03	136.22	137.41
(1 Phase and others)	Ckt-KM	903.22	914.54	925.94	937.4	948.92	960.5	972.13	983.82	995.57
Rehabilitation Result and Plan (Replacement and Upgrading)										
16b. Distribution/Subtransmission lines circuit-kilometers										
Voltage, 230kV	Ckt-KM	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Voltage, 138kV and less than 230kV	Ckt-KM	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Voltage, 115kV and less than 138kV	Ckt-KM	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Voltage, 69kV and less than 115kV	Ckt-KM	0	0	0	0	0	0	0	0	0

「クリティカルポイント」

供給設備と需要を比較し、供給支障が起こるエリアを想定する。ここでの検討結果をきっかけとし、そのようなエリアが出現した場合には、関係者を集め対応策を検討し、危機回避する方策をこうじることとする。

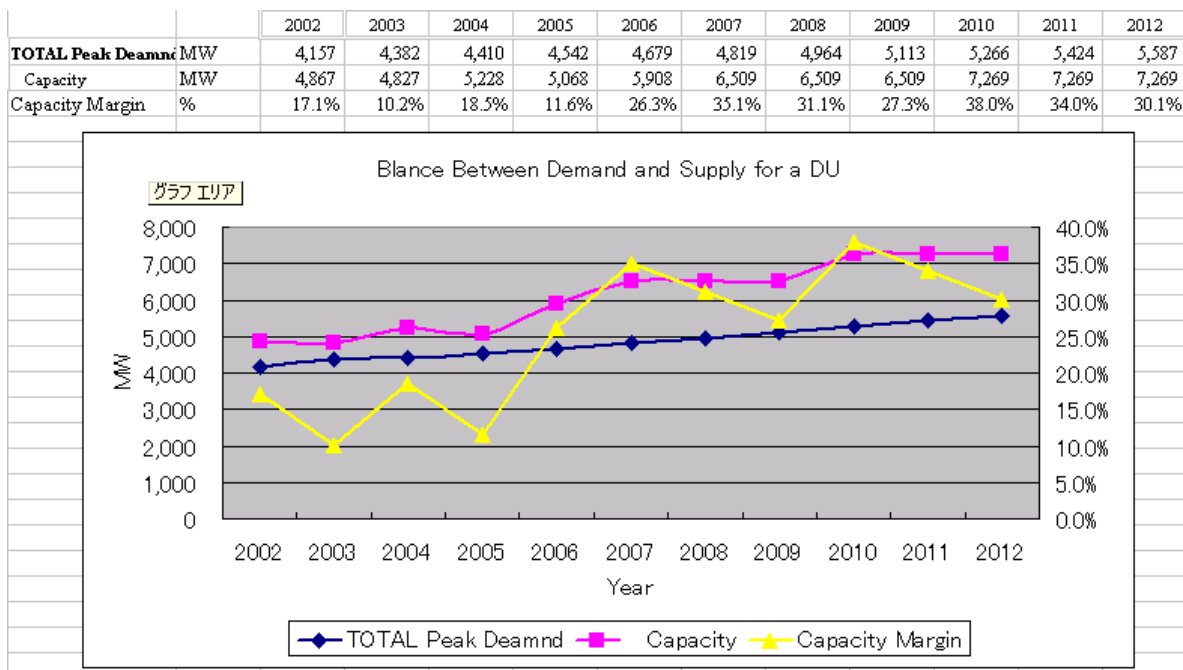


図 6.8 クリティカルポイントデータ収集例

「予算・助成金計画」

設備計画を実行するために必要な資金調達計画をたてる。配電設備工事の伸びとの相関を踏まえた管理をしていくことが肝要である。

表 6.8 予算・助成金計画データ収集例

Forecast/Planning Results	Units	Historical					Forecast					
		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
19. Capital Expenditures:												
Distribution/Subtransmission:												
Local (in Million)	Peso	68	70	61	58	55	56	61	58	59	61	65
Foreign (in Million)	Peso	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Substation												
Local (in Million)	Peso	54	65	67	59	76	77	87	67	78	87	88
Foreign (in Million)	Peso	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electrification												
Local (in Million)	Peso	5	8	6	2	8	11	15	13	17	21	23
Foreign (in Million)	Peso	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	15
Grand Total:												
Local (in Million)	Peso	127	143	134	119	139	144	163	138	154	169	176
Foreign (in Million)	Peso	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	15

6. 2. 6 DDP の概要

(1) DDP の構成

今回作成するDDPは基本的には2004-2008年までの5年間の計画である。この5年間の施設計画の作成では、

「需要に基づいた適正な設備工事」

「その工事に見合った資金計画」

の2点が重要であり、これらを達成するための各社の自助努力が必要である。年次ごと、地域ごとに需要と供給のバランスをチェックするため、下図のような比較グラフを使用することを推奨した。

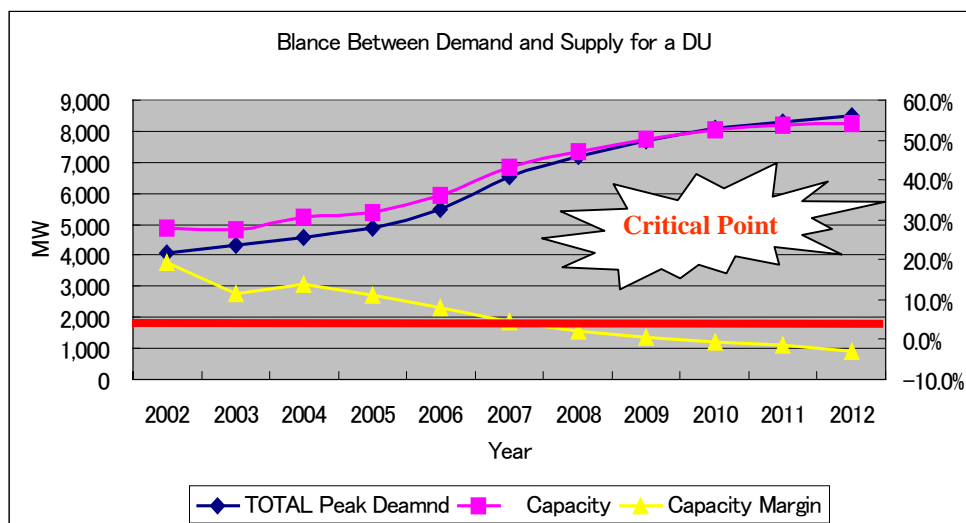


図 6.9 需要と供給のバランス比較

さらに、将来の適正な電力供給に向かつての課題をあげ、検討しておく必要もある。配電設備（配電線互長、配電用変電所容量等）の規模を地域別（LUZON, VISAYAS, MINDANAO）に需要とのバランスをマクロ的にチェックするため、比較表を使用することを推奨した。表 6.9 は、LUZON 地域における電圧階級別配電線互長の規模を集約するために活用する表の例である。

表 6.9 LUZON 地域における配電線施設計画(2003-2007) (Ckt-kms)

Area		2003	2004	2005	2006	2007
LUZON	230kV-and up					
	138kV-230kV					
	115kV-138kV					
	69kV-115kV					
	34.5kV-69kV					
	13.8kV-34.5kV					
	6.2kV-13.8kV					
	2.4kV-6.2kV					
Sub-Total						

一方、配電線延長による地方電化は DDP の中に組み込まれるため、当然のことながら MEDP とのリンクも望まれる。これら双方の計画を網羅することを考える必要がある。こういったことから、できる限り年次展開、地域格差等比較検討できる計画とするよう、次のような構成の DDP を提案した。

さらに、各法律で定められた内容を盛り込んだうえで、理解しやすい構成となるよう心がけた。それをもとに DDP 作成マニュアル(添付資料)を作成し、DOE に提出した。

(2) データ収集フォーマット

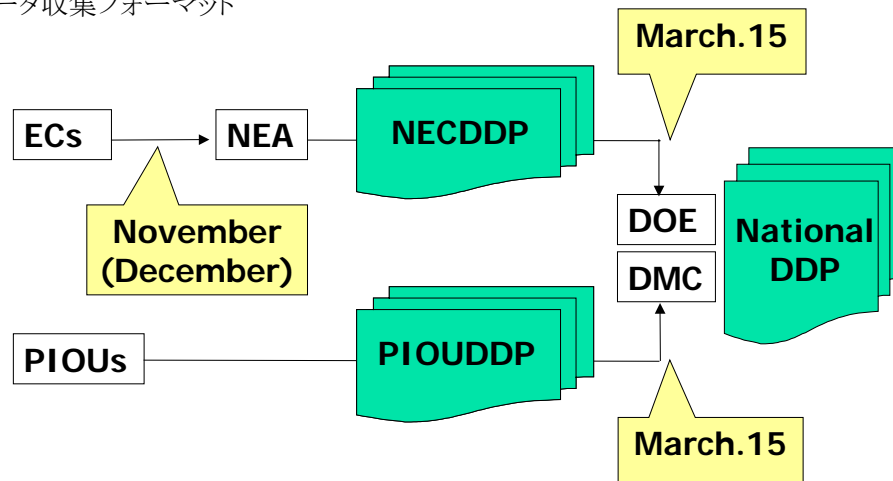


図 6.10 DDP 作成スケジュール

図 6.10 に示すように、EC は11月頃までに各 EC 単位で DDP を作成し、NEA に提出する。NEA はそれらを統合し、3月15日までに DOE および DMC に提出する。また、PIOU は独自の DDP を作成し、3月15日までに直接 DOE および DMC に提出することとなる。DOE はこれらのデータを全て集約し、国の DDP として整理する。このステップを毎年繰り返すことにより、データベースを構築することができる。

特にこの種の施設計画を作成したことがない多数の DU にとっては、作成初年度の戸惑いも少なからず予想される。そのため、データ収集フォーマット記入方法の説明と DDP 提出の依頼を兼ねて、フィリピンの全配電会社19社および NEA、EC の地区代表(約100名)をマニラに集めて、ワークショップを2003年7月7日に開催した。参加者は皆熱心に聴講し、質疑も活発に実施された。当日配布した資料を添付する。

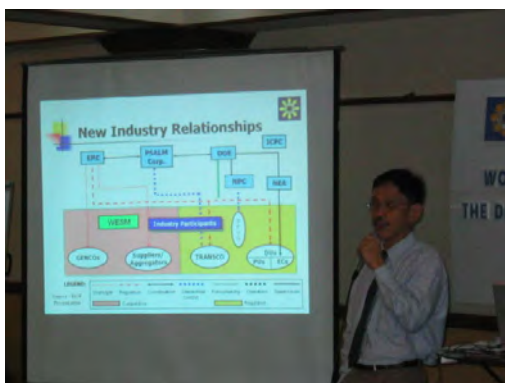


図 6.11 ワークショップの様子

データ収集フォーマットに関して、皆が納得するものに仕上げるためにはかなりの時間と労力を要したことを付記しておく。関係各所に意見を求めてから収集するまでに思いのほか時間がかかったのもその一因である。さらに、NEA が使用している EC に馴染みが深いフォーマットと大きく変わらないよう配慮し、受け入れやすくしたにもかかわらず、種々の意見(たとえば賛否両論)が提起され、全体の合意を得るのに困難を極めた。度重なる変更による修正点をわかりやすく説明し理解を促進するため、様々な工夫を行った。次に示す図 6.12 のような比較図はその一例である。

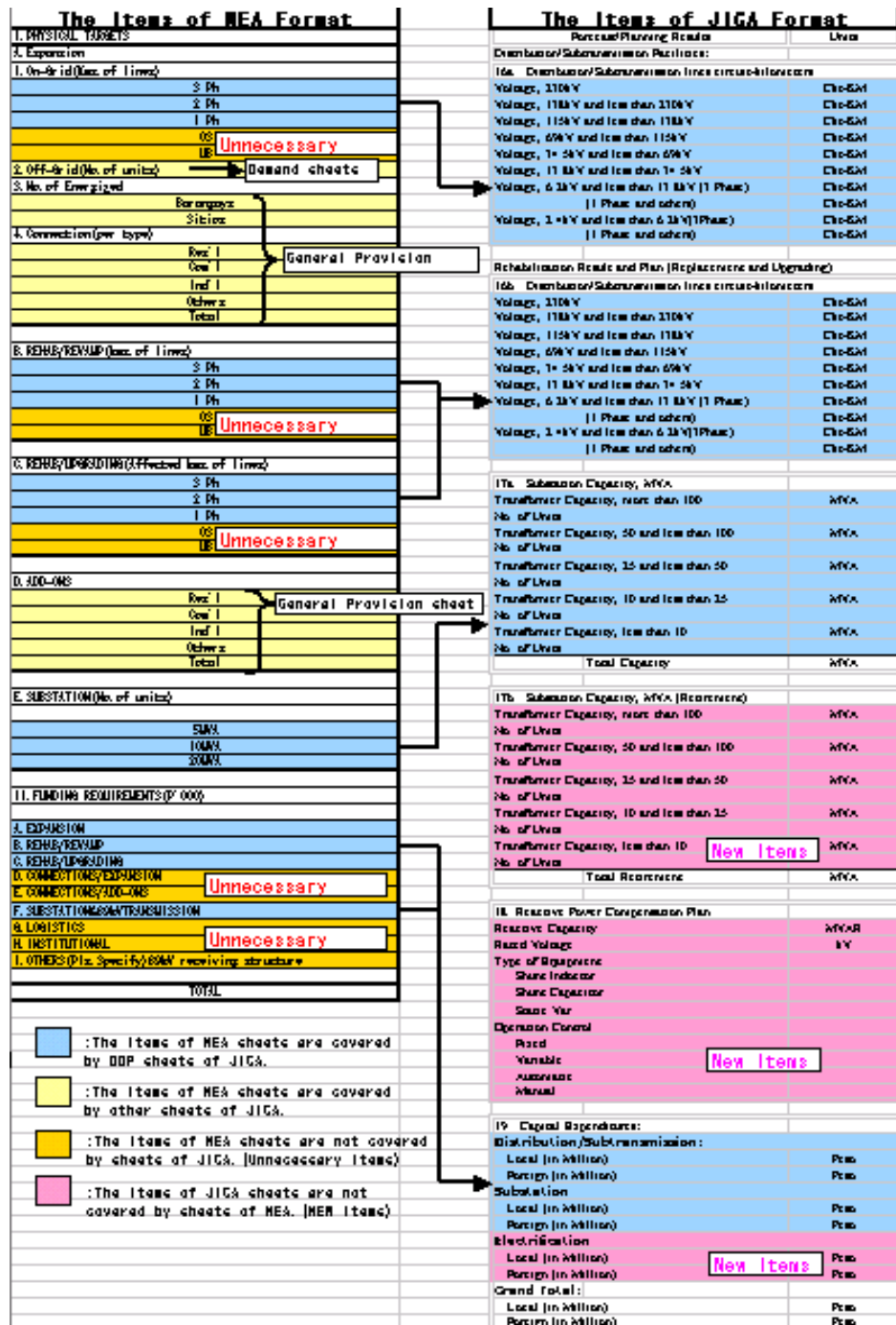


図 6.12 各データフォーマットの比較

6. 3 地方電化推進体制

6. 3. 1 電化計画推進の組織体制

フィリピンでは、国営のフィリピン電力公社(NPC: National Power Corporation)が全国の発送電設備を保有するとともに、IPPの発電電力を購入し、MERALCO等21社ある民営配電会社や119の地方電化組合(EC: Electric Cooperatives)に電力を供給していた。しかし、2001年に電力産業改革法(EPIRA)が発効し、NPCの分割民営化を中心として発/送/配電と小売市場に分離し、NPCの資産と負債をPSALMへ、送電部門は国営送電会社(TRANSCO)へ移管することとなった。従って、分割民営化後のNPCは主として採算性のとれない地域での電化の実施主体となるNPC-SPUG(Small Power Utilities Group)を所有することとなる。一方、島嶼部の多いフィリピンでは、送電系統がある大きな島以外は電化率が低く、これら地域の電化を促進するため1969年に国家電化庁(NEA: National Electrification Administration)が設立された。NEAは配電設備の建設を中心に行い、完成後はこれをECsへ売却するとともに、ECsの指導監督も行っている。これら電力改革法施行後の電気事業に携わる関係機関の体制を図6.13に示す。

New Industry Relationships

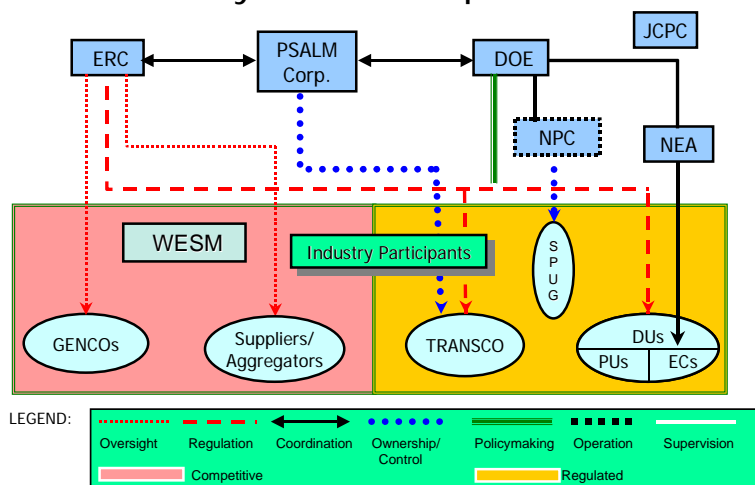


図 6.13 電力改革法後の電気事業体制

Source : PEP 2003-2012

この電気事業関連組織の中で、特に地方電化推進に関わる組織をピックアップして次の図に示す。地方電化は、DOEが中心となって積極的に進めているが、DOEだけでなくNEAやECsおよび民営配電会社(PIOUs: Private Investors Owned Utilities), 地方政府の所有する電力会社等多くの機関が関わっている。なお、QTPs (Qualified Third Parties)とは、特にミッションリー地域での地方電化を推進するため、DOEが定めた基準をクリアした民間企業である。今後、地方電化を推進していくうえで、財源確保等の面から見ても重要な位置づけとなる。

なお、フィリピンにおける全土の地方電化を加速推進する政策に従い、まずDOEは2006年までの100% Barangay電化達成を目指している。また、DOEとDOFは、全Barangay電化とこの後の「2017

年家屋レベルで 90% 電化達成」を目標とすることも相互に確認している。その一方で、いろいろな地方電化プロジェクトのレビューを通じて、計画達成のためには、MEDP のもとでこれら様々なプロジェクト全体を俯瞰しつつ地方電化を推進していく必要があることが認識されている。結果として、DOE は新しく組織横断的な「Expanded Rural Electrification Team (ER Team)」を発足させ、効率的にかつ集中して地方電化プログラムを管理することとした。ER Team の主な目的は次の通りである。

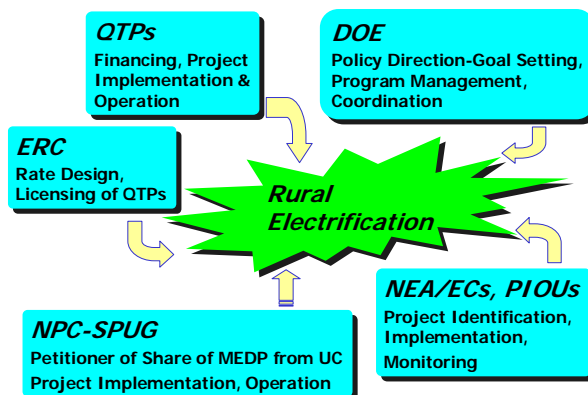


図 6.14 地方電化関連組織

- (a) EPIRA に沿った公的機関や民間とのより強力なパートナーシップによる地方電化の加速推進
- (b) より効率的な運営や配電線による電力供給地域でのサービスの持続のための革新的なアプローチや新しいメカニズムの実施
- (c) 新／再生可能エネルギーのよりコスト効果の高い発電への活用推進やゴールを達成するための技術面、管理面での専門性や財源の供給による民間参入の促進
- (d) 地方電化プログラムの実行に関する政策やガイドライン等に対する提言
- (e) 2006 年の 100% Barangay 電化達成と 2017 年の 90% 家屋レベルでの電化達成に向けての努力とイニシアティブの発揮

ER Team には Oversight Committee と Technical Working Group の2つのグループがあり、次にこれらのメンバーを示す。

<ER Team Oversight Committee (ER Team-OC)>

<p>Chairman DOE Undersecretary Cyril C. del Callar</p>	<p>Program Manager Julinette M. Bayking NEA Mylene C. Capongcol DOE Lorenzo S. Marcelo NPC-SPUG</p>
<p>Members PNOC-EDC PNOC NPC-SPUG NEA NEA OSEC-DOE NEDA DOF</p>	

<ER Team Technical Working Group (ER Team-TWG)>

<p>Head Division Manager PPDD, Planning NEA</p>	<p>Assistant Division Chief, REAMD, EPIAB, DOE</p>
<p>Members Div. Mngr, PM, NPC-SPUG Div. Mngr, SP, NPC-SPUG RED, EUMB, DOE PD, EPPB, DOE CD, ERDB, DOE NEA NEA PNOC</p>	

<ERチームのカバーする範囲>

- (a) DOE's BEP
- (b) DOE's ER 1-94 electrification funds
- (c) NEA Subsidy-funded
- (d) NPC-SPUG Missionary electrification
- (e) PNOC-EDC
- (f) IPPs
- (g) ODA (bilateral, multilateral, GEF)
- (h) Electrification Projects of other Government Projects
- (i) Other Electrification Projects/Program not specified above

6. 3. 2 関係諸機関の役割

先に述べた地方電化を推進する諸機関のそれぞれの役割について次に述べる。

<エネルギー省(DOE)>

エネルギー政策, エネルギー事業の民営化, 資源開発計画の策定と実行および省エネルギー推進等を柱としたフィリピンのエネルギー分野の基本政策となる 10 年間の PEP(Philippine Energy Plan)を作成し議会へ提出する。また、電力関連の行政機関の中心として、電源開発計画(PDP)を作成するとともに、下位計画である地方電化計画(MEDP)の策定や TRANSCO が作成する送電計画(TDP) の審査承認を行う。特に地方電化推進に関しては、遠隔地域の住民の生活向上等を目指し、

SONA をベースとした地方電化計画全体のとりまとめ

電化プロジェクトの進捗状況管理

NEA/NPC-SPUG 等関係諸機関との政策調整

国産エネルギーや新/再生可能エネルギー利用電化システムの導入

等を担っている。また、プロジェクトの進捗管理では、ER Team を組織して、具体的な実施計画作成, 実行, モニタリングと評価を行っている。

<国家電化庁(NEA)>

NEA は、各地方電化組合(ECs)が作成する電化計画の評価ととりまとめや調整を行い、NEA/ECsの配電線延長による計画(NECDDP)として DOE へ提出する。現状では、ECsに対して新規電化や既存配電設備の維持管理のための融資を行うとともに、ECs に対して、NEA への債務返済状況や設備のシステムロス等を点数化して、119 の ECs を「A+」から「E」までの6段階にランク分けし、ランクの低い組合に対しては、NEA から管理者を派遣する等組合の立て直しを支援する。

<地方電化組合(ECs)>

現在フィリピン国内には 119 の電化組合がある。これら組合は、NEA の方針を受けてそれぞれの供給区域内での未電化地域の電化計画を策定し、これを実行する。また、電化計画策定に関して、具体的な電化対象 Barangay の選定や選ばれた Barangay の電化優先順位付けも行う。さらに、これら電力供給のみでなく、配電設備の運用や維持管理等も行っている。

<民営配電会社(PIOUs/LGUs)>

全国に21の配電会社があり、最大のもはマニラ地区首都圏を供給地域としている MERALCO である。それぞれの配電会社は、供給区域内にある未電化地域に対する電化も担当している。なお、地方自治体が所有する配電会社もあり、これらも同じようなサービスを行っている。また、それぞれの配電会社では設備計画や需要予測等配電計画(DDP: Distribution Development Plan)を作成し、DOE へ提出する。

<IPP>

IPP には、発電所を建設／所有する周辺地域への寄付金として、「0.01PHP/kWh」を拠出することが ER (Energy Regulation)1-94 で義務づけられている。このうち、50%が地方電化推進のために使用され、25%が環境保全に、また 25%が生活改善のために活用される。この費用を使って、発電所周辺の未電化地域の電化を実施する。たとえば、PNOC-EDC は地熱発電を行って NPC へ売電している。この収益の一部を使って再生可能エネルギー等を利用した地方電化を行っている。

<NPC-SPUG>

NPC-SPUG は、採算性がとれない遠隔地域での電化や電力供給を行う組織である。NPC-SPUG は既存で所有している発電設備と送電設備の維持管理運営を行うとともに、未電化地域の電化のためディーゼル発電や太陽光発電等独立分散型電源の導入と送電設備の建設を行う。ただ、採算性のない地域での電気事業のため、電気料金収入だけではまかないきれず、補助金導入が必要である。このため、全需要家から均等に徴収する Universal Charge が導入され、必要な額を ERC に申請し承認を得る。

<エネルギー規制委員会(ERC)>

NPC-SPUG から申請のあった Universal Charge の審査と設定を行う。また、IRR の実行や新規参入電気事業者の許認可等も行う。

6. 4 データベース

地方電化推進プロジェクトは、基本的に未電化地域の電化が目的であり、国内の未電化地域全てが候補地域となりうる。この中からどのように電化候補地域を絞り込むか、または優先順位付けを行うかが課題となる。また、その時点では未電化地域でも近年中に電化されるケースもあり、計画の重複や既存計画の延期等はさげなくてはならない。一方、実際に推進しているプロジェクトの状況等を管理するのも重要である。ここでは、データベースの現状とプロジェクトの進捗等を管理する地図について述べる。

(1) データベースの現状

現状での Barangay の数について、2000 年の国勢調査では 41,999 であり O-I Law Terminal report の中では 41,995 また、統計局の公式データでは 41,945 となっており、それぞれで数字に違いがあり現在調査中である。また、Sitios レベルまでくると正確な数字やロケーション等が把握しきれていない。このため、未電化 Barangay リストに含まれた Barangay が実際にはすでに電化されていた等の現象が生じている。一方、地方電化推進のため、2000 年末時点で 41 の小水力発電が設置されており、また、様々な型式の 4,416 の太陽光発電システムが導入されている。しかし、設置場所のリストや導入後の運転管理状況等が十分に把握しきれていないのが現状である。従って、より正確な計画を効率よく策定していくためには、もととなるデータベースを確立することが欠かせない。

(2) プロジェクト管理用地図

地方電化プロジェクトは、将来の計画検討／作成を行うと同時に、並行して進められている実際の電化プロジェクトの進捗状況なども管理していかなくてはならない。こういった観点からも、視覚的にわかりやすい電化率等を含めたプロジェクト管理用の地図を作成することは、有効なツールとなるとともに、DOE のデータベースとして活用できる。

調査団では、今回の調査を通して、まず、ECs 単位で Municipality 毎の電化率を色別で表示した全国の地図を作成し、続いて、これより詳細の Barangay 単位で作成された地図を入手できたので、この中の一地域を抽出してこれに NEA クロニクルベースでの配電線ルート図を重ねたものをサンプルとして作成し、DOE に引き渡す。調査団から、DOE 側でこれをベースに詳細の地図を完成させ、データベースとして蓄積するよう要請した。

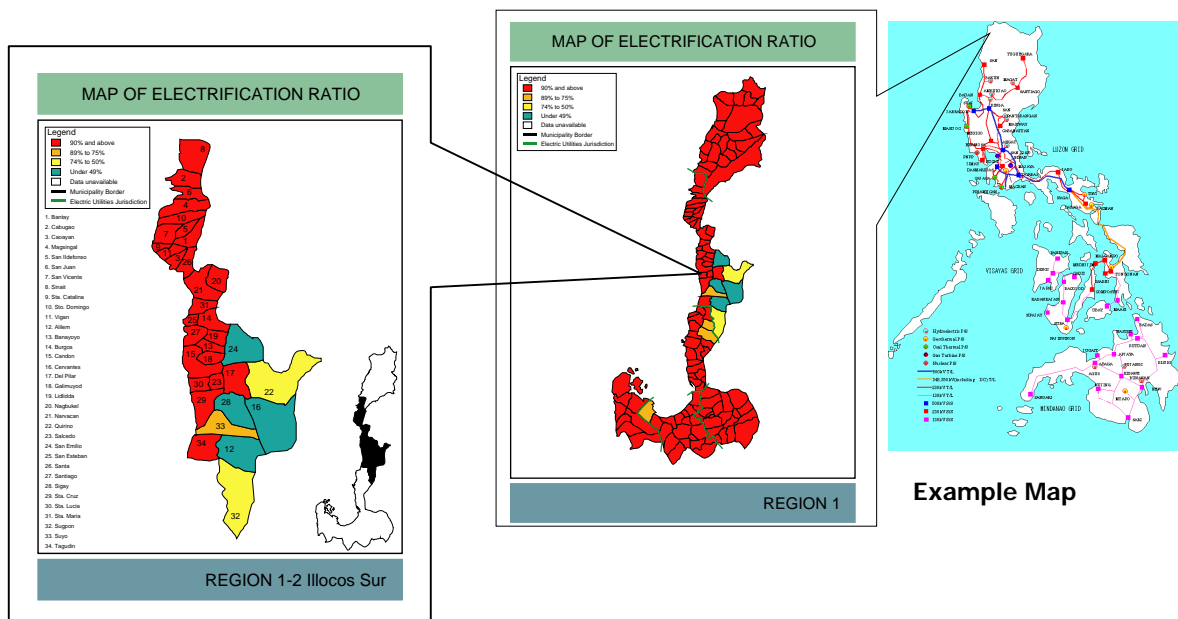


図 6.15 ECs 毎, Municipality 単位での電化率管理用地図サンプル

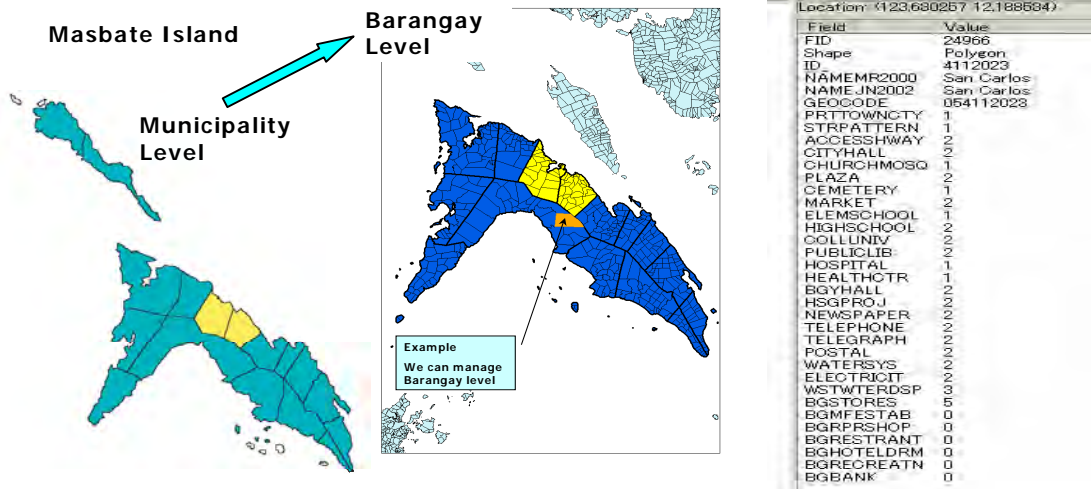
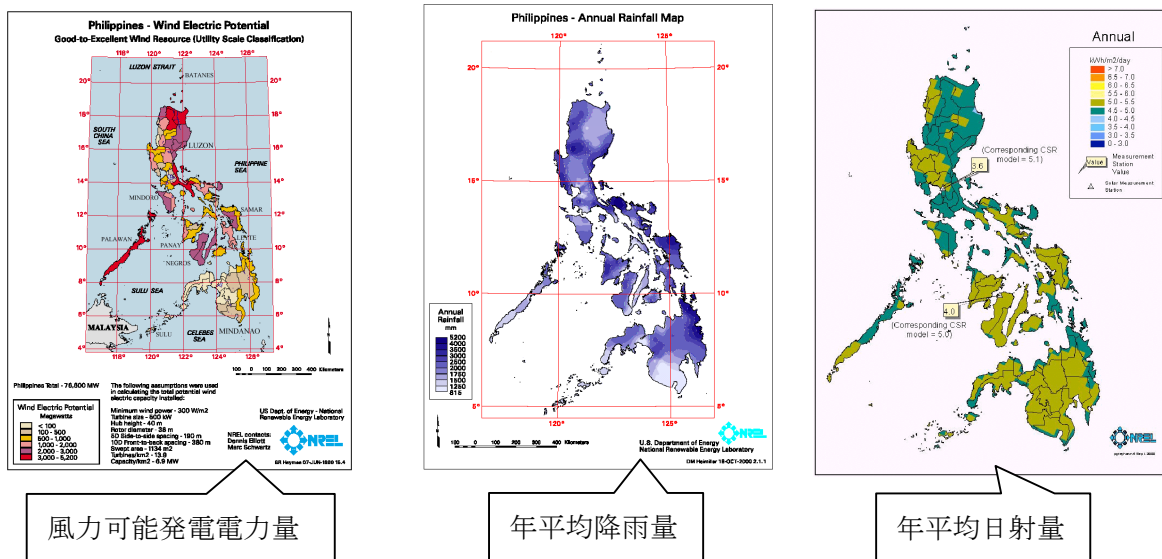


図 6.16 Barangay 単位での電化率管理用地図

図 6.15 で ECs 毎, Municipality 単位で電化率の管理が実施でき、全国レベルでの電化率の格差把握やこれを是正するための計画作りを検討することができる。さらに、図 6.16 の地図を使用すれば、さらに詳細の Barangay レベルでの電化率等状況管理を行うことができるのみでなく、地図右側の表のような Barangay の基礎データを収集し書き込むことも可能である。これらの地図を活用しデータベースとして保有することにより、具体的な地方電化プロジェクト管理のみでなく、Barangay 電化終了後の将来の電化計画検討に大きく貢献できる。

(3) 再生可能エネルギーの賦存量

フィリピンの遠隔地域は島嶼部や山岳地帯等が多くアクセスが困難なため、将来は配電線延長による電化推進が難しくなる地域が多数残されると考えられる。こういった地域の電化には再生可能エネルギーを利用した独立型電源の導入が有効になってくる。ここでは、収集したフィリピンにおける日射量、降水量および風速のデータを示すとともに、その活用方法を述べる。



このデータから、

- 日射量については、フィリピン全土で年平均 $4.5\sim 5.5\text{kWh/m}^2$ と高く、日本の平均値約 3.5kWh/m^2 と比較しても 50% 以上大きな日射量が得られる。また、太陽エネルギーには、地域の偏りがなく普遍性がある。このことは、配電線系統から離れた遠隔地域に存在する Barangay 電化に、太陽光発電システムが有効な手段の一つとなる可能性を示している。
- 降雨量については、ミンダナオ地域およびパラワン島の南部でやや少ないが、それ以外は平均的に多く、地形や地勢によって小水力発電導入の可能性があると思われる。
- 風力については、ルソン島北部やパラワン島で特に大きい発電可能電力量が期待でき、風力発電に有効な適地と考えられる。しかし、ミンダナオ地域は適地が少ないと考えられる。

これら再生可能エネルギー賦存量のデータと既存の送配電線系統やすでに電化された Barangay の位置を重ねて、再生可能エネルギーを利用した電化計画を推進していくうえでの手がかりとする。

6. 5 SPUG の運営状況と課題

6. 5. 1 既存設備の運転や運営の現状

NPC-SPUG から ERC へ提出した Universal Charge 申請書(02/Jan/2003)によれば、2002 年の運営実績と 2003 年以降の予想は、次の表 6.10 のようになっている。

表 6.10 SPUG の運営実績と予想

Items	Year				
	2002	2003	2004	2005	2006
Phil. Energy Sales, GWh	47,917.00	52,093.00	56,978.00	62,459.00	68,625.00
SPUG Energy Sales, GWh	548.63	669.66	820.94	986.95	1,135.53
Projected Revenue (Million PHP)	2,225.28	3,146.09	4,199.46	5,462.61	6,808.03
Total Cash Expenses	6,208.09	8,169.05	9,031.74	11,983.58	16,173.16
Operating Cost	3,451.32	4,817.57	6,184.81	7,942.27	9,914.65
Fuel	2,106.23	3,095.81	4,188.61	5,523.11	6,990.84
Lube	105.01	136.56	175.41	218.79	259.59
Purchased Power	484.72	647.02	856.96	1,177.21	1,592.06
Personnel Services	473.19	497.20	498.31	523.81	550.70
Other O&M	282.16	440.98	499.35	499.35	521.39
Capital Expenditure	2,756.78	3,351.49	2,846.93	4,041.31	6,258.51
Generation					
Grid Project	1,783.76	1,809.85	1,328.42	2,487.51	4,745.76
Off-grid Project	296.51	321.31	348.42	376.11	408.02
Transmission	327.21	598.23	532.33	485.36	384.44
Operations	349.30	622.10	637.76	692.33	720.29
Cash Subsidy (Million PHP)	3,982.81	5,022.96	4,832.28	6,520.97	9,365.13
Total Levy (PHP/kWh)	0.0831	0.0964	0.0848	0.1044	0.1365
Operating Cost(OPEX)	0.0256	0.0321	0.0348	0.0397	0.0453
Capital Expenditure(CAPEX)	0.0575	0.0643	0.0500	0.0647	0.0912

Source : In the Matter of the Petition for the Availments from the Universal Charge the Share for Missionary Electrification

この表から、SPUG の電力販売量と収入は年ごとに伸びているが、一方で、収入よりも補助金の方が上回る状態が続いている。2006 年の運営管理費は、2002 年のその約 3 倍となっている。これは、SPUG の所有する設備の運転管理費支出のうち、とくに燃料費が大きく占めており、2006 年には、2002 年の費用の約 3 倍まで増加すると予想しているためである。SPUG による地方電化がディーゼル発電導入主体で進められてきたことに大きく関連している。表 6.11 に現在 SPUG が所有している設備の一覧とその運転時間を示す。

表 6.11 SPUG の現有設備

SMALL POWER UTILITIES GROUP

List of Existing Generating Plants as of June 30, 2002

Pl#	Grid#	Plant	Province	Installed	Existing	Less than	For	Pl#	Grid#	Plant	Province	Installed	Existing	Less than	For												
				Cap.,MW								Cap.,MW				24-hours	24-hours	12-hours	12-hours								
1		BASCO DPP	BATANES	1.254				65	45	GIGANTES DPP	ILOILO	0.314															
2		SABTANG DPP	BATANES	0.380				66	46	CALUYA DPP	ANTIQUE	0.326															
3		ITBAYAT DPP	BATANES	0.380				67	47	MARIPIPI DPP	LEYTE	0.326															
4		CALAYAN DPP	CAGAYAN	0.489				68	48	LIMASAWA DPP	LEYTE	0.326															
5		LUBUAGAN DPP	KALINGA	0.450				69	49	DARAM DPP	SAMAR	0.326															
6		KABUGAO DPP	APAYAO	0.643	x			70	50	ZUMARRAGA DPP	SAMAR	0.326															
7		PALANAN DPP	ISABELA	0.423				71	51	TAGAPUL-AN DPP	SAMAR	0.326															
8		SANSEBASTIAN DPP	AURORA	1.188				72	52	ALMAGRO DPP	SAMAR	0.217															
9		BALONGBONG MHEP	CATANDUANES	1.800	x			73	53	STO. NIÑO DPP	SAMAR	0.326															
10		MARINAWA DPP	CATANDUANES	5.396	x			74	54	SAN ANTONIO DPP	SAMAR	0.326															
11		POWER BARGE 110	CATANDUANES	2.240	x			75	55	CAPUL DPP	SAMAR	0.326															
12		VIGA DPP	CATANDUANES	1.120	x			76	56	SAN VICENTE DPP	SAMAR	0.163															
13		RAFU-RAPU DPP	ALBAY	0.546				77	57	BIRI DPP	SAMAR	0.326															
14		BATAN DPP	ALBAY	0.326																							
15		CAGRARAY DPP	ALBAY	0.326																							
16		BOAC DPP	MARINDUQUE	3.672	x																						
17		TORRIGOS DPP	MARINDUQUE	1.568	x																						
18		POWER BARGE 120	MARINDUQUE	7.200	x																						
19		POLILIO DPP	QUEZON	1.748																							
20		JOMALIG DPP	QUEZON	0.271																							
21		PATNANUNGAN DPP	QUEZON	0.326																							
22		PULANG LUPA DPP	MINDORO OCCIDENTAL	5.048	x																						
23		MAMBURAO DPP	MINDORO OCCIDENTAL	3.164	x																						
24		LUBANG DPP	MINDORO OCCIDENTAL	2.528																							
25		CALAPAN DPP	MINDORO ORIENTAL	3.500	x																						
26		POWER BARGE 102	MINDORO ORIENTAL	32.000	x																						
27		TINGLOY DPP	BATANGAS	0.586																							
28		PUERTO PRINCESA DPP	PALAWAN	9.000	x																						
29		POWER BARGE 106	PALAWAN	14.400	x																						
30		NARRA DPP	PALAWAN	1.448	x																						
31		BROOKES PT. DPP	PALAWAN	2.231	x																						
32		EL NIDO DPP	PALAWAN	0.423																							
33		ROXAS DPP	PALAWAN	0.943	x																						
34		TAYTAY DPP	PALAWAN	0.423																							
35		SAN VICENTE DPP	PALAWAN	0.326																							
36		BUSUANGA DPP	PALAWAN	1.508	x																						
37		CUYO DPP	PALAWAN	1.391	x																						
38		CULION DPP	PALAWAN	0.423																							
39		LINAPACAN DPP	PALAWAN	0.054	x																						
40		ARACELI DPP	PALAWAN	0.326	x																						
41		BALABAC DPP	PALAWAN	0.326	x																						
42		CAGAYANCILLO DPP	PALAWAN	0.217	x																						
43		AGUTAYA DPP	PALAWAN	0.217																							
44		MASBATE DPP I	MASBATE	2.500	x																						
45		MASBATE DPP II	MASBATE	1.224	x																						
46		POWER BARGE 105	MASBATE	14.400	x																						
47		TICAO DPP	MASBATE	0.903																							
48		TABLAS DPP	ROMBLON	4.516	x																						
49		POWER BARGE 109	ROMBLON	2.240	x																						
50		ROMBLON DPP	ROMBLON	2.864	x																						
51		POWER BARGE 114	ROMBLON	2.240	x																						
52		SIBUYAN DPP	ROMBLON	1.026																							
53		BANTON DPP	ROMBLON	0.326																							
54		CORCUERA DPP	ROMBLON	0.326	x																						
55		CONCEPCION DPP	ROMBLON	0.326	x																						
56		SAN JOSE DPP	ROMBLON	0.326	x																						
V I S A Y A S													Cap.,MW														
57		BANTAYAN DPP	CEBU	5.008	x																						
58		POWER BARGE 116	CEBU	3.360	x																						
59		GUINTARCAN DPP	CEBU	0.326																							
60		DOONG DPP	CEBU	0.326																							
61		CAMOTES DPP	CEBU	1.160	x																						
62		PILAR DPP	CEBU	0.546																							
63		SIQUJOR DPP	SIQUJOR	3.172	x																						
64		POWER BARGE 113	SIQUJOR	2.240	x																						

M I N D A O			
Pl#	Grid#	Plant	Province
78	58	BASILAN DPP	BASILAN
79	58	POWER BARGE 119	BASILAN
80	59	SULU DPP	SULU
81	60	SIASI DPP	SULU
82	61	TAWI-TAWI DPP	TAWI-TAWI
83	61	POWER BARGE 108	TAWI-TAWI
84	62	BALIMBING DPP	TAWI-TAWI
85	63	CAG DE TAWI DPP	TAWI-TAWI
86	64	MANUK-MANGKAW DPP	TAWI-TAWI
87	65	SIBUTU DPP	TAWI-TAWI
88	66	SITANGKAY DPP	TAWI-TAWI
89	67	WEST SIMUNUL DPP	TAWI-TAWI
90	68	TANUBAS DPP	TAWI-TAWI
91	69	DINAGAT DPP	SURIGAO DEL NORTE
92	70	HIDKOP DPP	SURIGAO DEL NORTE
93	71	LORETO DPP	SURIGAO DEL NORTE
94	72	KALAMANSIG DPP	SULTAN KUDARAT
95	72	POWER BARGE 111	SULTAN KUDARAT
96	73	N. AQUINO DPP	SULTAN KUDARAT
97	74	A. SANTOS DPP	DAVAO DEL SUR
98	75	BALUT DPP	DAVAO DEL SUR
99	76	TALICUD DPP	DAVAO DEL NORTE

S U M M A R Y			
NO. OF PLANTS	TOTAL	Land-based	Barges
TOTAL LUZON (OIL)	55	48	7
TOTAL LUZON (HYDRO)	1	1	
TOTAL LUZON	56	49	7
TOTAL VISAYAS (OIL)	21	19	2
TOTAL MINDANAO (OIL)	22	19	3
TOTAL VIS/MIN	43	38	5
TOTAL PHILIPPINES	99		

Note: Excluding 5 other Power Barges (PB Nos. 101, 103, 104, 107 & 115)

I S L A N D S E R V E D			
NO. OF PLANTS	TOTAL	Land-based	Barges
ISLAND SERVED	69		
Isolated areas * (not connected to main grid)	7		

* Cebuago, Lubuagan, Palanan, Casiguran, Kalamansig, N. Aquino & J.A. Santos

R A T E D C A P A C I T Y (M W)			
	TOTAL	Land-based	Barges
TOTAL LUZON (OIL)	143.65	68.93	74.72
TOTAL LUZON (HYDRO)	1.80	1.80	
TOTAL LUZON	145.445	70.73	74.72
TOTAL VISAYAS (OIL)	20.092	14.49	5.60
TOTAL MINDANAO (OIL)	35.72	19.08	16.64
TOTAL VIS/MIN	55.812	33.57	22.24
TOTAL PHILIPPINES	201.26		

C U S T O M E R S			
	TOTAL	Electric Coops	LGU
TOTAL LUZON	22	19	3
TOTAL VISAYAS	12	12	0
TOTAL MINDANAO	10	10	0
TOTAL PHILIPPINES	44		

Note:	
Existing 24-hour operation	18
Less than 24 hours	8 (Including 3 for 24-hour operation)
For 12 hours	53
	79 (Including 3 plants in Palawan mainland)

6. 5. 2 Universal Charge

表 6.10 のうち、「Total Levy」の項目が、Universal Charge に相当するもので、2002 年度分として、「0.0831PHP/kWh」を ERC に申請した。この中には、140Barangay の新規電化費用も含めて、CAPEX 分としての 0.0575PHP/kWh と、需要の増加に併せて安定した電力を供給するため、現状の設備を新しく取り替える費用も含まれていた。しかし、現時点で ERC が認めた UC は「0.0373PHP/kWh」であり、この詳細を表 6.11 に示す。これは、SPUG が優先順位付けした 88 のプロジェクトのうち、44 のプロジェクトを 2003 年度の残りの期間で実施するための費用である。これはすべて、現存する SPUG エリアでのプロジェクトであり、当初 SPUG が 140 の未電化 Barangay の新

規電化分として計上していた費用は認められなかった。ERC として、全需要家から Universal Charge を徴収するため、需要家に対して情報公開を行う必要があり、未電化地域の電化に対して、優先順位づけ等透明性を確保する必要がある。今後、SPUG は MEDP のフレームワークに沿った Universal Charge の申請を行うとともに、地方電化を進めるにあたって UC 以外の財源を手当てする必要性を示唆している。

表 6.12 承認された Universal Charge

Items \ Year	2002 Required	2002 Approved	2003 Required
Phil. Energy Sales, GWh	47,917.00	47,197.00	52,093.00
Total SPUG Revenue (Million PHP)	2,225.28	2,223.04	3,146.09
Total Cash Expenses (Million PHP)	6,208.09	3,566.35	8,169.05
Operating Cost	3,451.32	2,966.59	4,817.57
Fuel	2,106.23	2,106.23	3,095.81
Lube	105.01	105.01	136.56
Purchased Power	484.72	-	647.02
Personnel Services	473.19	473.19	497.20
Other O&M	282.16	282.16	440.98
Capital Expenditure (Million PHP)	2,756.78	599.76	3,351.49
Generation			
Grid Project	1,783.76	599.76	1,809.85
Off-grid Project	296.51	-	321.31
Transmission	327.21	-	598.23
Operations	349.30	-	622.10
Estimated UC-ME (Million PHP)	3,982.81	1,343.31	5,022.96
UC-ME for OPEX		743.55	
UC-ME for CAPEX		599.76	
Estimated UC-ME (PHP/kWh)	0.0831	0.0373	0.0964
Operating Cost (OPEX)	0.0256	0.0143	0.0321
Capital Expenditure (CAPEX)	0.0575	0.0230	0.0643

7月14日に SPUG は ERC から Universal Charge 決定についての通知を受け取っている。ここから 60 日以内に UC 使用に関する申請を ERC へ提出しなくてはならない。SPUG から ERC へ提出予定の申請用資料を9月14日に入手したので、その概要を次に述べる。

- 5年間の複数年にわたる Universal Charge (2004-2008)
- Universal Charge の柔軟な有効活用
- Bridge Financing の参入

まず、2004 年から 2008 年までの需要の増加に対応するための発電設備の増設容量を表 6.13 に示す。

表 6.13 SPUG の発電設備計画

2004-2008 Capacity Addition, In kW						
Area	2004	2005	2006	2007	2008	Total
Luzon	16,200	16,000	26,000	36,500	70,500	165,200
Visayas	4,150	12,000		1,000	7,500	24,650
Mindanao	19,108	10,150	5,750	1,500	1,750	38,258
Total	39,458	38,150	31,750	39,000	79,750	228,108

また、電力供給の効率向上のための送電設備計画を表 6.14 に示す。

表 6.14 SPUG の送電設備計画

2004-2008 Transmission & Substation Projects						
Projects	2004	2005	2006	2007	2008	Total
69 V T/L (ckt.km.)	51	261	40	120	384	856
69 kV S/S (MVA)	5	100		30	30	165
138 kV T/L (ckt. km.)		76				76

さらに、2006 年までに 100%Barangay 電化を達成するため、MEDP として新規に 1,249 の未電化 Barangay を電化する。年度ごとの内訳を表 6.15 に示す。

表 6.15 MEDP でカバーする未電化 Barangay

Number of Barangays to be Served				
Type of Service	2004	2005	2006	Total
Centralized	109	80	109	298
Decentralized	317	317	317	951
Individual	159	159	159	477
Communal	158	158	158	474
Total	426	397	426	1,249

次の表 6.16 には複数年度にわたる Universal Charge 申請用の計算書を示す。

表 6.16 年度ごとの Universal Charge 計算書

In Million Pesos							
YEAR	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Total (2004-2008)
TOTAL SPUG, Revenues	2,223.04	2,050.85	2,362.90	2,723.40	3,136.67	3,617.70	13,891.52
Total Cash Expenditures	3,566.35	7,749.59	9,117.25	9,654.14	10,488.44	13,855.71	50,865.12
Operating Expenditures	2,966.59	5,217.57	6,003.82	7,032.60	8,208.49	9,642.97	36,105.45
Fuel	2,106.23	2,868.54	3,480.77	4,178.11	5,008.97	6,016.03	21,552.42
Lube	105.01	131.28	158.71	190.09	227.61	272.78	980.47
Purchased Power	-	912.00	982.27	1,214.68	1,496.14	1,851.28	6,456.37
Personnel Services	473.19	430.87	430.87	430.87	430.87	430.87	2,154.33
MOOE	282.16	843.47	886.18	914.23	940.29	967.40	4,551.57
New Areas		31.42	65.03	104.61	104.61	104.61	410.29
Capital Expenditures	599.76	2,532.01	3,113.43	2,621.54	2,279.95	4,212.74	14,759.67
Generation Projects	599.76	1,534.75	1,876.17	1,551.03	1,574.08	3,091.21	9,627.24
Grid Projects	599.76	960.16	1,301.58	976.44	1,274.08	2,791.21	7,303.47
Off-grid Proj (New Areas)	-	574.59	574.59	574.59	300.00	300.00	2,323.77
Transmission Lines & SS	-	568.92	787.50	600.51	217.06	613.18	2,787.17
Operations (Spares, etc.)	-	428.34	449.76	470.00	488.80	508.35	2,345.26
SPUG Energy Sales, MWH	478,716.16	556,050.18	641,967.15	741,899.43	856,716.01	990,572.45	3,787,205.23
Phil. Energy Sales, GWH	52,093.00	49,457.00	53,211.00	57,422.00	61,504.00	66,096.00	287,690.00
UC-ME (Exp-Rev), Mil P	1,343.31	5,698.74	6,754.35	6,930.74	7,351.76	10,238.01	36,973.60
UC-ME, P/kWh	0.0373	0.1152	0.1269	0.1207	0.1195	0.1549	0.1285
Bridge Finance							
Amt (50% of UC-ME Reqmt)		2,849.37	3,377.18	3,465.37	3,675.88	5,119.00	18,486.80
Interest, 8%/yr		227.95	270.17	277.23	294.07	409.52	1,478.94
Additional UC-ME, P/kWh		0.0046	0.0051	0.0048	0.0048	0.0062	0.0051
UC-ME w/ Bridge Finance							
Amount, Mil P		5,926.69	7,024.52	7,207.97	7,645.84	10,647.53	38,452.54
P/kWh		0.1198	0.1320	0.1255	0.1243	0.1611	0.1337

6. 5. 3 SPUG の課題

2002 年に DOE から ERC へ提出された MEDP によれば、地方電化を主となって推進している SPUG の 1990 年から 2000 年までの販売電力量や運転／投資に関する推移は次の表 6.17 のようになっている。

表 6.17 SPUG の販売電力量と収入他の推移

Year	Energy Sales (GWh)	Net Revenue (Million PHP)	Subsidy (Million PHP)		
			Operating	Capitalized	Total
1990	83.70	113.50	59.29	122.78	182.07
1991	94.10	151.50	146.80	1,276.88	1,423.68
1992	119.40	213.40	193.46	1,518.10	1,711.56
1993	144.60	266.60	197.52	511.49	709.01
1994	165.30	325.10	292.57	785.83	1,078.40
1995	196.80	378.00	481.32	552.71	1,034.03
1996	224.10	432.00	616.50	147.51	764.01
1997	265.60	512.30	814.58	494.36	1,308.94
1998	310.60	605.00	1,183.53	250.35	1,433.88
1999	318.50	658.80	1,065.32	273.53	1,338.89
2000	347.40	773.90	1,905.90	287.34	2,193.24

出典: 2002 Missionary Electrification Development Plan

この状況から、販売電力量とこれに伴う収入は年度とともに増加しているが、各年度とも収入よりも補助金額が大きく上回っている。しかも、1996 年を境に新規電源への投資補助額が減少し、変わって維持運転費用に要する補助額が大きく上回って、結果的に補助金総額も増加する傾向にある。この傾向は、SPUG が推進する Barangay 電化がディーゼル発電設備を主とするものであり、かつ設備の運転時間が長時間化する傾向にあるので、これに伴う燃料費や設備の維持管理費が増加しているためと考えられる。表 6.6 は 2002～2006 年 5 年間の SPUG の資金計画概要を示しているが、今後 5 年間だけを見ても収入を上回る補助金を継続的に投入しなくてはならない。従って、OPEX を削減するためにも、まず SPUG 設備の現状を分析する必要がある。

6. 6 分散型電源の地方電化分野への適用可能性

6. 6. 1 分散型電源システムの概要と活用方法

一般に途上国の遠隔地域における一戸あたりの電力需要は、利用する電気製品が電灯や TV およびラジオ等であり、これらを利用するのに必要な電力は 100W 未満と小さく、直流電源を利用する機種も入手可能である。この程度であればたとえば太陽光発電利用が有効な手段である。しかし、住民の収入の増加や生活パターンの変化によって扇風機やカラーTV および冷蔵庫等を使用し始めると、一戸あたりの電力需要は増加し、ピーク電力が 150W を超えるようになると、交流電力が要求されるため変換装置(インバータ)も必要となり、太陽光発電も大型化しコスト的に不利となる。こういった場合には、独立型電源としてはディーゼル発電、小水力発電や地域特有のエネルギー源利用(バイオガス、天然ガス等)を考える必要がある。ここ当面のフィリピンにおける遠隔地域電

化方式として考えられるディーゼル発電、太陽光発電、小水力発電および配電線延長についてのそれぞれの一般的な特徴を述べる。

<ディーゼル発電>

当初の設備設置費用は割安であるが、運転開始後の維持管理費用や燃料価格の変動(特に上昇時)等の不安定要因があり、さらに遠隔地域においては、燃料の輸送や貯蔵等にかかなりのコストが発生することも考えておかなければならない。従って、ライフサイクルコスト面から見れば不利となり持続性を確保するのが困難である。

<太陽光発電>

将来にわたって 100W 未満程度の小規模な電力需要(照明やラジカセ等)にとどまると想定されるような地域では、直流機器が使用可能であり大変有効な電化手段である。しかし、将来の需要増加や、交流電気製品使用については変換装置が必要となる等対応が難しくなる。また、村落の形態によって、需要家数が少なく住宅が分散しているような場合には戸別方式が、また需要家数の住宅が密集しているような場合には集中方式が有利となる場合もある。

<小水力発電>

地形や河川の流量等自然条件によって、その経済性が大きく左右される。しかし、設置地点の条件がよければ、定期的な燃料輸送等が不要であり、ディーゼル発電よりも長期的には有利となると予想される。なお、方式によっては初期投資額が大きくなる場合もある。

<配電線延長>

電力の安定供給が可能で社会インフラとして長期にわたって使用できるのもっとも望ましい方式であるが、対象地域の電力需要や延長距離等の関係から、需要が少なくかつ延長距離も長いような地域には経済的に不利となる場合がある。

現状で、フィリピンで未電化のまま残されている地域は、アクセスの困難な地域が多くなっている。従って、将来、これら遠隔地域の地方電化を推進していくにあたって、それぞれの特徴を活用した独立分散型電源システムと配電線延長とを効果的に組み合わせて進めて行くことが重要である。一方で、電化プロジェクトの推進により、太陽光発電等独立分散型システムを設置した地域に配電線が延長されるケースも充分考えられる。こういった場合に対しても、すでに導入したシステムをいかに効果的に活用するかを検討しなくてはならない。例えば、次のような方法が考えられる。

(A)設備を未電化村落へ移設し再使用

配電線が延長された場合、すでに設置されているシステムを取り外し、他の未電化村落へ移設することが考えられる。これによりわずかでも未電化村落を減少させることができるとともに、既存設備を有効活用することにより、機材費用を減少させることができる。また、太陽光発電の場合には、容量の大きいシステムを解体分散して、需要の小さい村落へ移設することも考えられる。

(B)系統連系型として運転を継続する。

すでにかなり電化率の高いフィリピンでは、将来的にみて 100%の電化率を達成する事は充分考えられる。こういった場合には、すでに導入された独立分散型システムを延長された配電線系統に連系して運転を継続することが考えられる。こういった場合、分散型電源はエネルギーの効率的な使用や昼間のピーク電力削減および環境関連での排出ガス抑制などの面からとらえられ、このような段階に備え、将来的な知見を高めておくことも必要と考えられる。

6. 6. 2 分散型電源の系統連系に際しての課題

系統連系型としての分散型電源を視野に入れて構成を考えるためには、現在日本で実施している分散型電源の系統連系技術要件の項目に照らし合わせて検討するのが適当であると思われる。主要な検討項目を以下に示す。各検討項目は、多岐にわたり、それぞれが専門的である。

- 電力容量
- 電気方式
- 力率
- 保護協調
- 電圧変動
- 短絡容量
- 連絡体制
- 協議

日本においては、これらの検討項目を審査するため、お客さまが系統連系の申請をする際に、連系する発電機に関する各種データを提出することが義務づけられている。

電力会社では、連系される系統の設備データおよび電圧・電流に関わるデータを保持しており、申請時にそれらのデータを使用し、連系可否を検討・判断している。日本のレベルと合わせる必要は無いと考えられるが、公衆安全を確保するために必要な検討項目は不可欠である。したがって、一項目でも公衆安全の確保が認められない場合には連系を許可することはできないと考えられる。

分散型電源の連系はお客さま、電力会社とも負担が多いが、離島等での電力不足を補う一つの方法として意義があると考えられる。そこで、現在のシステムのままで連系できる分散型電源の連系可能量はどの程度なのか検討を試みた。それには現在の設備状況、運用状況、保護システムの設置状況等専門的な調査が必要である。そのため技術レベルの高い MERALCO の技術者に協力いただき、各種データを収集した。その調査結果を表 6.18 に示す。

表 6.18 分散型電源連系に関する調査結果

Category	Items	Description
Protection cooperation	The kind of ground detection system and setting value	Ground fault relay detection. 1/3 of phase sensitivity.
	The kind of short-circuit detection system and setting value	SLG, phase-phase, 3-phase faults relay detection. 1/3 of phase sensitivity.
	Re-close system (the operation of re-close)	Fast reclosing, 2-sec & 15-sec delay.
Electric power quality	Fluctuation range of frequency at distribution system	Between 59.7 Hz and 60.3 Hz
	Fluctuation range of voltage at distribution system (Supply side voltage and demand side voltage)	At 115kV supply - +/- 5%. At 34.5kV distribution - +/- 10%, but in our planning practice, we want to maintain it at +/- 5% of nominal voltage.
	Tolerance level of momentary voltage drop (%)	? Please give more details.
	Tolerance level of a flicker (for example $\Delta V10$)	Below 1% voltage flicker
Equipment actual condition	Line length (kms) (an average and maximum)	Average circuit length is around 65 kms. and we have circuit that is approximately 350 kms. long.
	Line impedance (omega) (an average and maximum)	For 795 MCM ACSR: 0.12880+j0.60595 ohm/mile For 336.4 MCM ACSR: 0.3060+j0.6581 ohm/mile For 4/0 AWG Cu: 0.3029+j0.7112 ohm/mile
	Breaking capacity of a breaker (switch) MVA (supply side) (for a line)	At 115kV – 40kA
	Breaking capacity of a breaker (switch) MVA (demand side) (for protection of facility)	At 34.5kV – 16kA
	Permission current at the time of the short-circuit of conductor (example: 125square: 22000A, 0.567 seconds)	? Please give more details.
	Permission current of conductor (example: 125: 490A)	795 MCM ACSR – 900A ; 336.4 MCM ACSR – 530A ; 4/0 AWG Cu – 480A (Our existing standard for main line is 336.4 MCM ACSR)
	Operation current of conductor (example: 125: 420A)	50%-80% loading
	Supply side voltage and current distribution map at the time of the minimum load and the maximum load (Line map which indicated line impedance, a current distribution, and supply side voltage, every for average load, minimum load, and maximum load) (The case of long line, and average line)	---
	The minimum load capacity per substation bank (KVA, MVA)	Most of our major substations have a transformer capacity of 50/67/83 MVA, OA/FA1/FA2 rated at 110kV Y grounded-34.5kV Y grounded-13.8kV Delta. Minimum allowable loading is around 36% of the FA2 rating or around 30 MVA.
	% impedance to bank secondary bus at substation (Or % impedance by the primary side of substation and % impedance of bank of substation)	% impedance of power transformer bank at 100 MVA base: At the 115kV primary side = 1.25% At the 34.5kV secondary side = 10.46%
A loop system or a radial primary feeder system	Radial primary distribution system.	
The actual condition regarding system interconnection	Kinds of the dispersed generation system in the present system?	---
	Conditions for interconnection (if you have)	---
	Generation capacity (KW, MW)	---
	Kinds of protective relay / setting value	---

このデータは、MERALCO の一般的な変電所および配電線の場合を想定したものである。したがって、以下に示す計算結果はその平均的なシステムを例にしており、不明な項目は日本と同様とした。

シミュレーションによる連系可能量は、配電線供給可能容量の約10%以下であることがわかった。

日本における配電線供給可能容量の100%という数値と比較してもわかるようになりに小さいことがわかる。さらに、マニラ近郊の配電会社オロンガが電力の訪問調査によると、連系可能量がそれ以下となる可能性が高いこともわかった。これらは、設備容量の裕度が小さいことがひとつの要因であると考えられる。

分散型電源を系統連系するための必要要件は、大きく4つに分類することができる。

- 系統連系のための運用基準を策定する
 - 配電線データを収集するシステムを設置する
 - 緊急時の連絡体制を整備する、連絡の確約を取る
 - トラブル時の保護装置を設置する、その費用分担を明確にし、適正に運用する
- どの要件も、整備するにはかなりの時間と費用を要すると思われる。

6. 7 地方電化分野の課題と対応策

既存配電線延長による電化や新・再生可能エネルギー利用等を含めた中長期的な地方電化計画を促進するためには、次のような視点からの検討が必要である。

(1) 地方電化による地域開発への波及効果

フィリピン国では都市部への人口集中が続き、都市部と地方との経済格差や遠隔地域の貧困を生み出している。従って、政府は生活水準の改善、地域間の格差の是正などを大きな課題と位置づけている。これらを改善するための手段の一つとして、遠隔地域に存在する未電化村落の電化を、早急に、かつ大規模に推進しようとしている。遠隔地域の電化を推進することは、新規事業創生の可能性やこれによる雇用機会の増加にもつながり、遠隔地域住民の定着を促進するとともに、情報入手や子供の教育機会を増加させ、結果として、フィリピンの遠隔地域住民の民生を向上させることに資する。従って、これら地域開発の側面と地方電化を組み合わせることで考えていくことが必要である。

(2) 地方電化への民間投資の導入

地方電化推進に必要な財源の一部を UC から充当することが決まっている。しかし、現状ではディーゼル発電設備の燃料費増加等 SPUG の維持運営費確保にかなりの部分を充当しなければならず、新規電源設置に充分資金が回らない。一方、EC でも NEA からの補助金が充分でなく配電線延長による電化も実施できない状況である。また、MIRANT 等 IPP が拠出する基金もあるが、これも十分に拠出されず計画通りに進められていない。このため、現在 DOE が掲げる電化目標を達成するためには、民間投資による資金を導入活用することも検討する必要がある。このためには、

- 全未電化 Barangay の情報データ確立
- EC や SPUG の運営状況改善
- 再生可能エネルギー賦存量や導入可能性の検討
- UC 等の一部補助金化
- 投資促進のためのツール作成

等を行って、民間投資を呼び込めるようにする必要がある。これらの様子を次の図に示す。

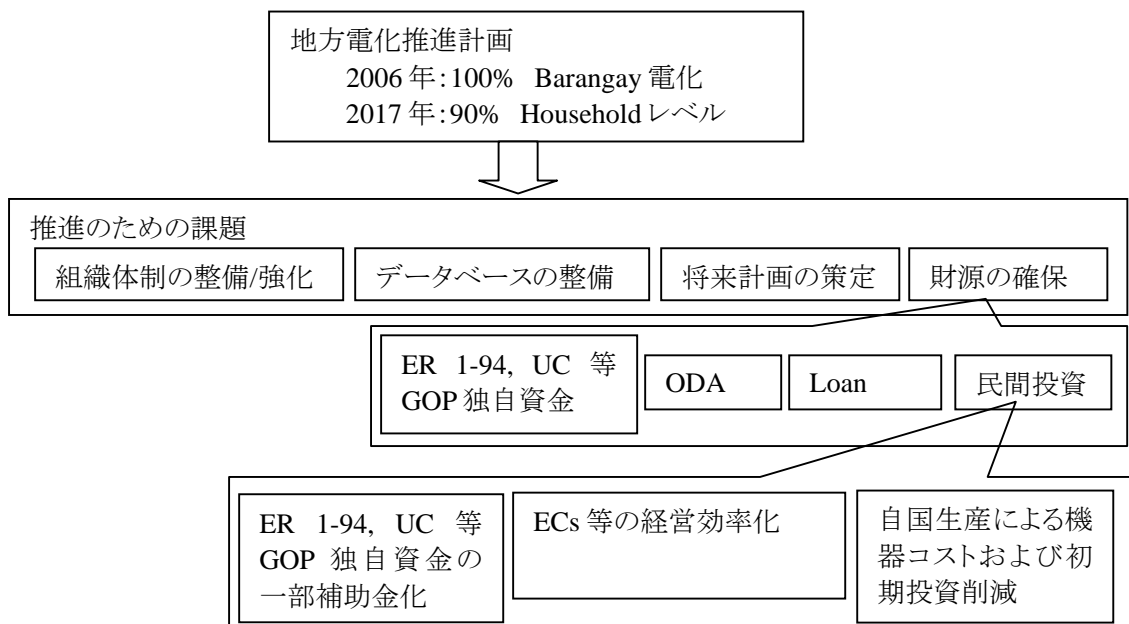


図 6.17 民間投資導入の概要

1) ER1-94, UC 等の一部補助金化

すでに、DOEとSPUGでは、Universal Chargeの一部を補助金として民間企業に拠出することにより、この分野への民間投資を促進しようとする試みを開始している。これは、フィリピン側にも民間側にとっても有効な手段と思われるので、補助金率や制度等を十分に検証しつつ、実際の効果を見極めより有効なシステムへと発展させることが重要である。併せて、QTP 参入のための基準作りをできるだけ早く進めることも必要である。

2) ECs等の経営効率化

NEAは、全国に12の支部を持つとともに、従業員の一部をECsへ派遣し指導監督を行っている。一方、現在119ある地方電化組合(ECs)は、NEAによって

- 融資返済状況
- システムロスの状況
- 料金回収率
- NPCからの買電価格の支払い状況
- 電力コストの状況
- その他必要項目

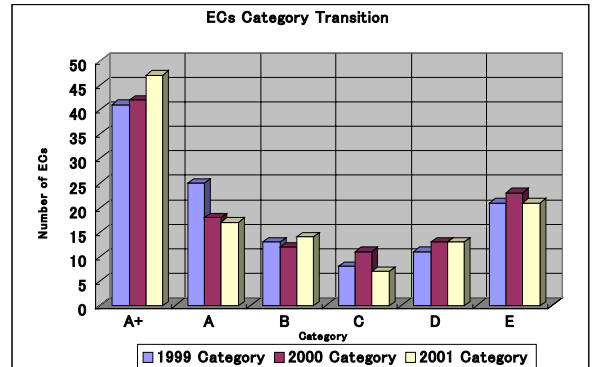


図 6.18 ECs の区分け状況

のような評価項目をベースに、「A+～E」までの6段階に区分けされ、経営に対する意識改革を行っている。これにより、A+ランクのECsには、いろいろな裁量権の範囲を拡大するなどインセンティブを与えるが、EランクのECsには、NEAから管理者を投入するなどの措置をとり経営状況の改善に努めている。次の図 6.20に、2001年クロニクルベースのECsの区分け状況を示す。

この図によれば、約60%のECsがA+もしくはAランクに位置づけられ、逆に約30%強がDもしくはEランクにおかれている。一つの例として、ECs毎の配電ロス率を、Regionごとに平均して図 6.24に示した。これによれば、ARMMやRegion5地域でロス率が高くなっている。

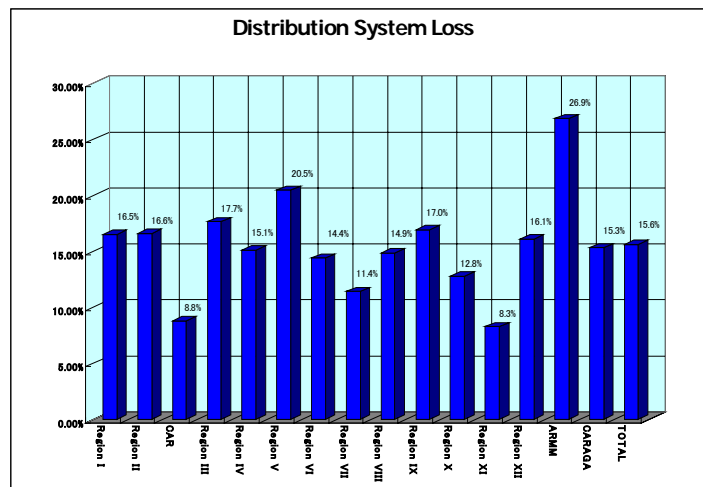


図 6.19 Region別 ECs の配電ロス

一方、配電ロス率とランキングとの関係を次の図に示してみた。この図によれば、相対的に配電ロス率が低減するほど、ECs のランク付けが上がる傾向を示している。従って、一つの手がかりとして、配電ロスを改善することにより、ECs 自体の運営も改善され、経営状況の改善が結果として民間投資家への投資インセンティブとなることも考えられる。

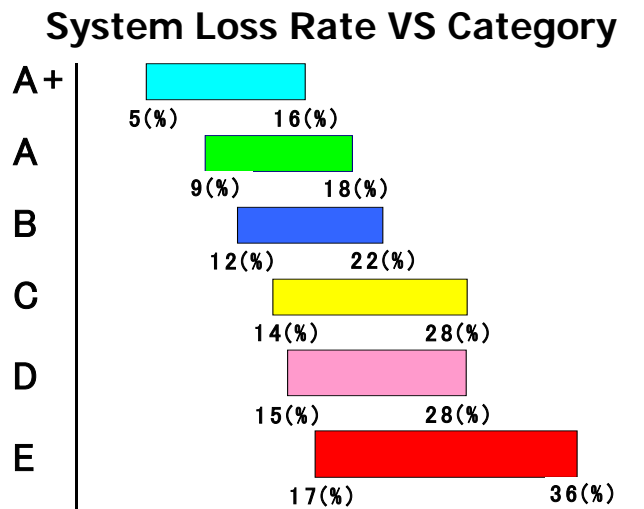


図 6.20 配電ロスと ECs ランキングとの関係

(3) 実際のプランづくりをより具体化するための長期専門家派遣員の要請

今回のプロジェクトで示した地方電化計画の骨子をより具体化し、かつデータベースの構築等を支援するため、2年程度の長期専門家派遣員を配置し、効果的に推進することを提案する。

第7章 投資促進分野

7. 1 電力投資促進政策

本章では、電力産業への投資促進に関連する法制度(優遇措置・投資プロセス等)の状況につき、他国の例を交えながら詳説する。以下、1.フィリピン電力セクターの構造、2.電力事業への投資プロセスの現状、3.電力セクターへの投資優遇措置の現状という3点について他国との比較検討を交えながら分析、最後に問題点解決に向けた提言を行う。

比較対象としたのは、フィリピン同様電力分野での民間参入が進められているタイ、インドネシア、ベトナムの3カ国である。下表に、4カ国の電力セクター民営化の進捗状況を示す。各国状況の詳細については、章末の参考資料を参照のこと。

表7. 1. 1 アジア各国の電力セクター民営化状況

	フィリピン	タイ	インドネシア	ベトナム
民営化法案の有無 (○有り、△策定中、－無し)	○ 2001年6月、電力産業改革法案(EPIRA)成立 *2002年2月に施行令(IRR)承認	○ 「民営化マスタープラン」(98年4月)(閣議承認済み)	－ 民営化法案はないが2002年9月に新電力法が成立	－ 存在せず
発送配電の分離 (○一部分離・進行中、△進行予定、－予定無し)	○ 分離進行中	○ 分離進行中	△ 分離予定(ジャワ・バリ系統もしくはベトナム島のみ)	－ セクター構造改革の方針を打ち出しているが、具体的な計画・構想はなし
発電 (○民営化進行中、△予定、－予定無し)	○ IPP、SPP参入済み	○ IPP、SPP参入済み	○ IPP、SPP参入済み	○ BOT契約を通じたIPP事業へ参入済み
送電 (○民営化進行中、△予定、－予定無し)	○ TRANSCO(国営送電公社)の売却予定(2003年7月の売却入札は不調に終わる)	－ 当面はEGATの所有・運営が続く見通し	△ 送電会社をPLNより分離し、民営化の予定	－ 2010年までに分離の方針を打ち出しているが、具体的な計画は存在せず
プールの創設予定 (○有り、－無し)	○ 2003年8月現在、WESM(電力卸売市場)立ち上げの準備中、11月にはデモ市場がオープン予定	○ 2007年までの創設延期をEGATが政府へ提言	○ 2007年に発電を対象に限定的な競争市場を実施する地域を選定する	－ 2010年以降に導入の方針とされているが、具体的な計画は存在せず
配電 (○民営化進行中、△予定、－予定無し)	○ MERALCOを中心とした民間配電会社(DU)が既に活動中	○ 2004年にMEA・PEA(首都圏・地方配電公社)の民営化(株式公開)予定	○ PLN分割予定	－ 現時点では予定なし
卸・小売託送 (○予定有り、－予定無し)	○ 大口需要家について承認の見通し	○ 卸電力プール予定	－	－ 現時点では予定なし
株式公開/資産売却 (◎進行中、○予定)	◎ 国営電力会社(NPC)の発電資産売却を準備中	◎ 2004年内のEGATの民営化を計画(発電子会社のEGCO、一部発電所は株式公開済み)	－ PLNの発電部門および配電・小売部門を民営化予定だが、株式売却を行うかどうかははっきりしない	－ 現時点では予定なし
通貨危機による民営化への影響 (○有り、－無し、不明)	○ 政府が既存IPP契約の見直しを表明	－ 通貨危機による債務負担軽減のため、EGATではIPP事業者とPPA改訂の予備交渉中	○ PLNは為替差損による甚大な負債をかかえたため、IPPとの契約見直しに踏み切った	－ 為替の影響は軽度
民営化への外資の参入チャンス (○有り、△少ない)	○ 既に参入、参入希望企業は多い	○ 既に参入が進んでおり、参入希望事業者も多い	○ 既に一部事業者が参入済み	○ 既に一部事業者が参入済み

出典:各種資料より作成

7. 2 フィリピンにおける電力投資促進策の現状

7. 2. 1 フィリピン電力セクターの構造

1986～1992年のアキノ政権時代にエネルギー部門の開発予算の削減を進めた結果、フィリピンでは新規発電設備の不足等による電力不足が顕著となり、資金不足のフィリピン電力公社に代わり、1990年代半ばよりIPP導入を積極的に進めてきた。この結果電力不足を回避することに成功したものの、電力料金の急激な上昇を招く結果となった。

このような状況の下、政府では電力セクターの構造改革と競争原理の導入による事態改善をはかり、2001年6月8日、電力産業改革法案(EPIRA- Electric Power Industry Reform Act)が成立した(6月26日施行)。この法案のポイントは1.NPC (National Power Corporation / 国営電力会社)の分割民営化、2.市場監視機能の追加、3.民間企業からの投資促進、4.WESM (Wholesale Electricity Spot Market / 電力卸売市場)の設立という4点が主なものとなっている。下図は電力セクター改革後の構造を簡略化したものである。

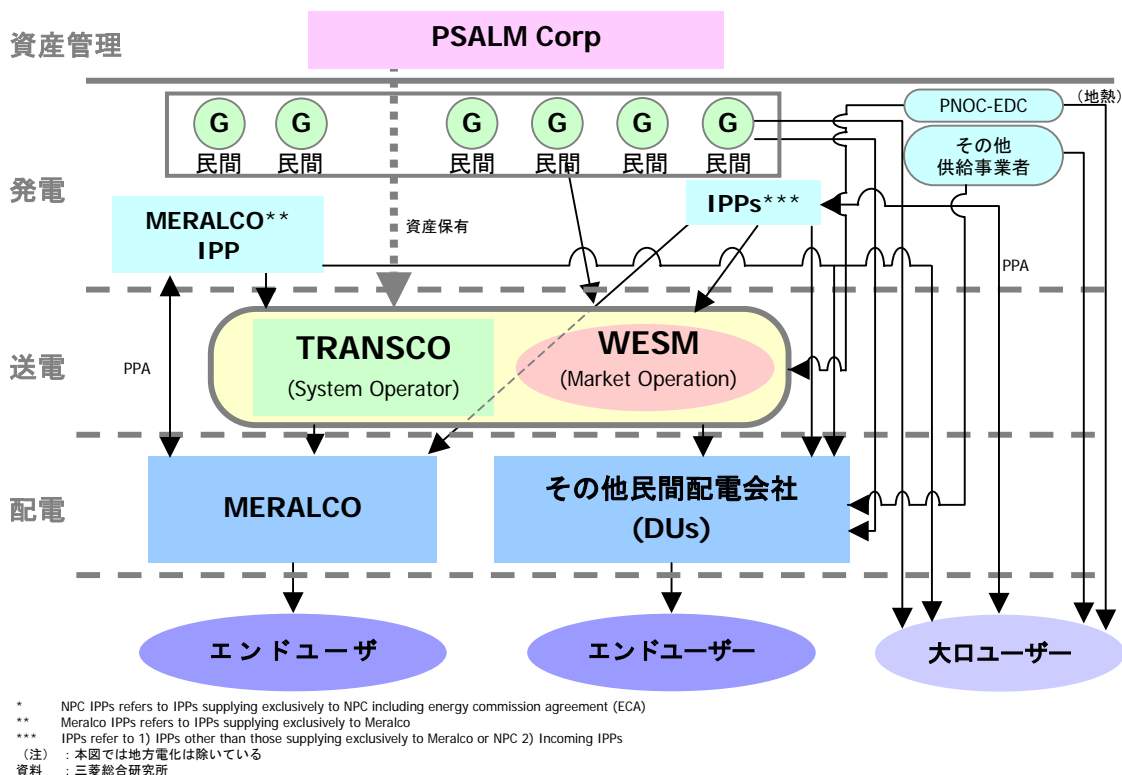


図7. 2. 1 フィリピン電力セクター:民営化後の供給体制

出典:各種資料より作成

現在は当法案の具体化をはかるべく電力セクターの活性化を目指した取り組みが進められている。具体的には、スーカット(Sucut)・リマイ(Limay)発電所といったNPCの発電事業部門の売却やTRANSCO(National Transmission Company / 国営送電公社)の民営化、WESMの設立による電力取引の自由化等の取り組みが挙げられる。しかしながら、2003年7月に実施されたTRANSCOの売却入札が不調に終わるなど、民営化に向けた具体的な取り組みも当初スケジュールから大幅な遅れを見せており、今後のセクター構造改革の進捗は不透明な状況となっている。

このように電力セクター構造改革の大きな柱である民間投資の誘致に関しては、現在まで必ずしも投資誘致が順調に進んでいる状況とはなっていない。

その主な要因としては、

- ① 政治リスク・規制リスクの存在
- ② 電力セクター民営化後の IPP 事業における事業リスクの増大(オフテイカーリスクなど)
- ③ 投資プロセスの複雑さ

等が挙げられる。本章では、フィリピン電力セクターにおける投資環境、特に投資プロセス・優遇措置の現状につき諸外国の例と比較しながら検証する

7. 2. 2 フィリピン電力セクターへの投資プロセスの現状と問題点

フィリピン電力セクターへの投資プロセスに関して、これまで調査(現地進出企業・BOI 等関連政府機関へのヒアリング調査)を進める中で指摘された問題点を下記に整理する。

- ① 承認期間:事業承認までの期間が不定期且つ長期にわたっている
 - ② 許認可プロセスの不明確さ:クリアすべき許認可の件数・フローが明確に体系化されていない。
 - ③ 法律上の規定と許認可プロセスの運用実態との乖離
 - ④ EPIRA 下での投資家支援が限定的
- 1) 承認期間に関しては、中央レベルでの承認は比較的スムーズに進むものの、地方レベルの許認可に関しては、自治体自身の独自の裁量による部分が大きく、制度として確立されていない点が最大の問題となっている。このため、投資家自身が実際の事業申請にあたって初めて遭遇する事態が存在する等、事業リスクを高める一因となっていることが指摘される。
 - 2) 許認可プロセスに関しても上記 1 の承認期間と同様に地方レベルでの許認可制度の未整備という問題点が指摘される。現地でのヒアリング調査では、特に地方(Barangay, City 等)における事業の許認可プロセスに関しては、地方政府独自の法規・許認可項目が存在し、そうした事情に精通していない場合、事業の承認にあたって度々障害となっているといった声が聞かれた。
 - 3) 法律上の規定と許認可プロセスの実態との乖離に関しては、例えば BOT/BOO 事業の審査を担当する NEDA-ICC の審査期間は 30 営業日として規定されているが、実際には ICC のメンバーのスケジュール次第で審査期間が変わることがある等、規定と実態が乖離した事例が見られる。
 - 4) フィリピン国政府による投資家向けの許認可支援政策・サービスの不足に関しては、上記 3 点の問題全てに共通していることであるが、現状ではこれらの煩雑な許認可申請プロセスの簡素化・スムーズな実施を支援する体制がフィリピン側で整備されていない点が最大の問題として指摘される。
- 現在フィリピン投資委員会(BOI)の One-Stop Action Center でも Investor Roadmap とよばれる投資プロセスのフローチャートを作成しているものの、内容としては中央レベルの主要な許認可、

例えば SEC(証券取引委員会)への会社設立登記や DTI(産業貿易省)へ事業経営の許可申請など、ごく基本的な記述に限定されたものであり、地方レベルでの許認可プロセスの不明確さ等を考えるととても十分とはいえない状況となっている。

本章ではこれらの問題点につき、今後想定される投資類型毎に問題点の分析・提言を行う。

(1) 電力事業への投資プロセスの類型

今後の電力セクターへの投資プロセスにおいて中心となるのは NPC の発電事業の売却、TRANSCO の民営化に関連した投資、外資による IPP 事業への参入等が挙げられる。

今後は NPC が民営化されることから、これまでの BOT、BOO 方式に変わり、民間企業による新規投資、NPC による資産売却が主流となる。これらの投資プロセスを大きく以下の 3 種類に分類、次項よりそれぞれのプロセスの詳細とその問題点につき分析を行う。

- ① BOT(Build Operate Transfer)形式・BOO(Build Operate Own)形式等公的セクターが事業に関与する投資形態(但し、この方式は今後なくなる)
- ② 民間企業による新規投資(配電会社との相対契約向け、またはプールマーケット向けのマーチャントプラント)
- ③ スーカット(Sucut)・リマイ(Limay)の発電所等、NPC による資産売却のケース

(2) BOT・BOO 事業における投資プロセスの現状

BOT 事業において承認プロセスの中心となるのは、NEDA(国家経済開発庁)による承認プロセスである。NEDA は公的セクターが関与する重要プロジェクトの承認にかかわる組織であるが、審査期間が一定しておらず、事業によっては承認まで多大な時間を費やすといった問題点が指摘されている。

この原因のひとつとして、承認にあたる機関・委員会等の開催が実質不定期であるといった問題が挙げられる。しかしながらこの原因には、承認機関の構成員が各省の次官レベル等が多いため物理的なスケジューリングが難しい等物理的な事情による部分が多いこともあり、この点に関する有効な対策は存在しない。結果として現状は投資家として事業の遅延にかかわるリスクを潜在的に抱えた状態にある。

<承認の審査を担当する省庁・機関>

1) NEDA(National Economic Development Authority) 国家経済開発庁

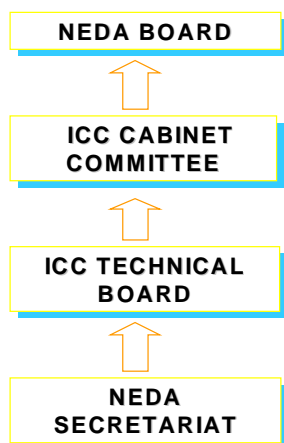
BOT・BOO 事業の他、ODA 等公的セクターが関与する事業の審査・承認の中核機関となっている。

NEDA 内の審査プロセスは、以下の順で進められる。

- ① NEDA Secretariat(事務局)

- ② NEDA ICC (Investment Coordinating Committee) 省庁横断的な組織構成となっており、事業の詳細審査を関係各省のメンバーで構成される ICC-TB/ Technical Board が行う。事実上の決定組織である Cabinet Committee は Department of Finance の大臣を chairman として、関係各省の大臣等で構成されている。
- ③ NEDA Board: 大統領を Chairman として構成され、最終的な事業承認を行う

承認期間: NEDA 内の規定では申請から 30 営業日以内に許認可の決定を下すこととされているが、実際の承認プロセスにおいてこの規定通り進むことはあまりないのが実情となっている。この原因としては、ICC の開催が隔週とされており、そもそも協議・審査の頻度が少ないこと、また ICC の構成メンバーは政府内の高官レベルが多くを占めており、物理的にスケジュールリングができないケースがある事などから、実際には ICC の隔週開催も実現できないなどの問題が挙げられる。



出典: NEDA 事務局

図7. 2. 2 NEDA - ICC の承認プロセス

- 2) DENR (Dept. of Environment and Natural Resources) 環境・天然資源省
- 3) Department of Finance 財務省
- 4) Department of Justice 法務省
- 5) その他バランガイ、City 等各地方自治体

実質的な審査・承認は NEDA が行い、Dept of Finance、Dept of Justice に関しては財政・法律面での advisory としての役割を担っている。

<承認プロセス>

基本法はフィリピン BOT 法(共和国法第 6957 号、改正 7718 号)。

重点業種として注力されているのは、Power、Agrochemical、Healthcare、ICT 等の分野で、それぞれ専門の Sectoral Staff が組織されている。

尚これらの申請プロセスにおいては、民間事業においても共通であるが、事前に地方自治体レベルでの承認・環境審査をクリアする必要がある。

BOT の承認プロセスは

- ① Unsolicited proposal (民間企業の提案によるもので、自由提案の形式)
- ② Proposal from the department in charge (担当省庁自身が FS・提案を実施する場合) の 2 種類がある。

いずれの場合でも基本的に承認プロセスは同様であるが、1.の任意提案の場合は承認後の入札において Original Status (入札に競争がない場合、自動的に提案企業が落札できる) が付与される。

担当省庁から FS 等の必要書類をそろえた後、申請が NEDA-ICC にあげられる。但し事業費が 2 億ペソを下回る場合、LGU (Local Government Unit) への直接申請も可能である。2 億ペソ以上の事業については全て ICC の承認が必要となる。LGU との事業の場合は Local Sanggunian (Provincial Director が参加する地方政府の審議機関) の承認が必要となる。通常、承認までの期間は一年程度を要する。

現地の IPP 事業者へのヒアリングから判明した実例としては、事業計画の変更に伴う事業変更申請におけるプロセスの問題点が指摘される。具体的には、当初の承認申請は NPC 自身による申請が進められたためスムーズに進んだものの、その後事業スキームについて事業者にファイナンスを提供しているレンダーからクレームが入り、その修正を行う必要が生じたこととなった。その際、この事業計画の変更に伴う再申請に多大な時間を費やすこととなったという事例が存在する。

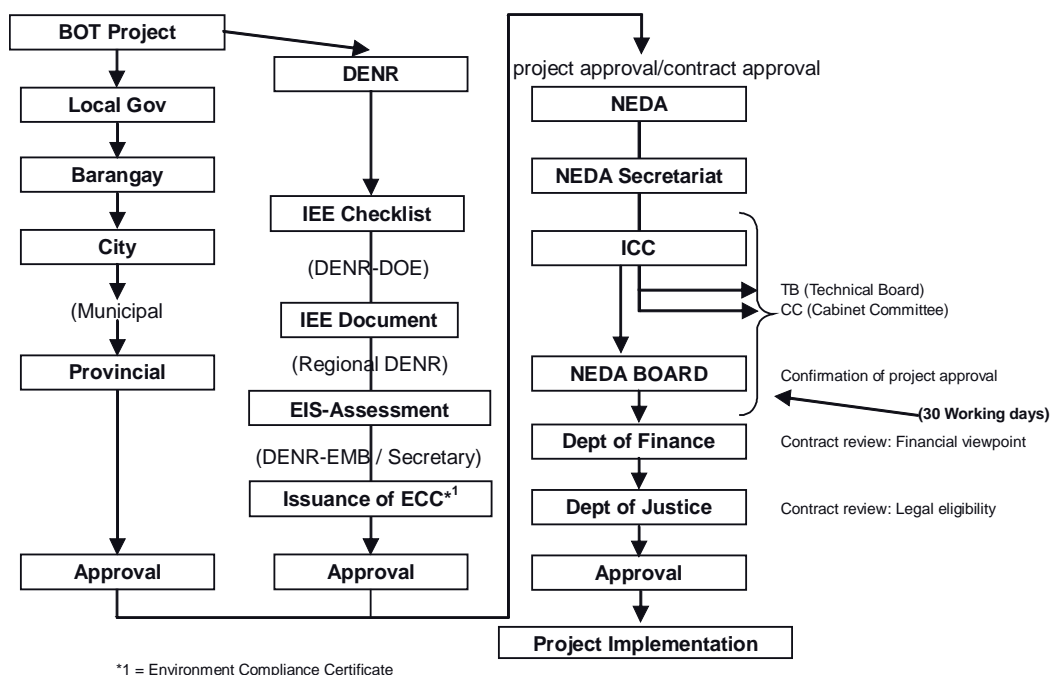


図7. 2. 3 BOT・BOO 事業における投資プロセスフローチャート

出典: NEDA・DENR 資料・現地企業へのヒアリングを元に作成

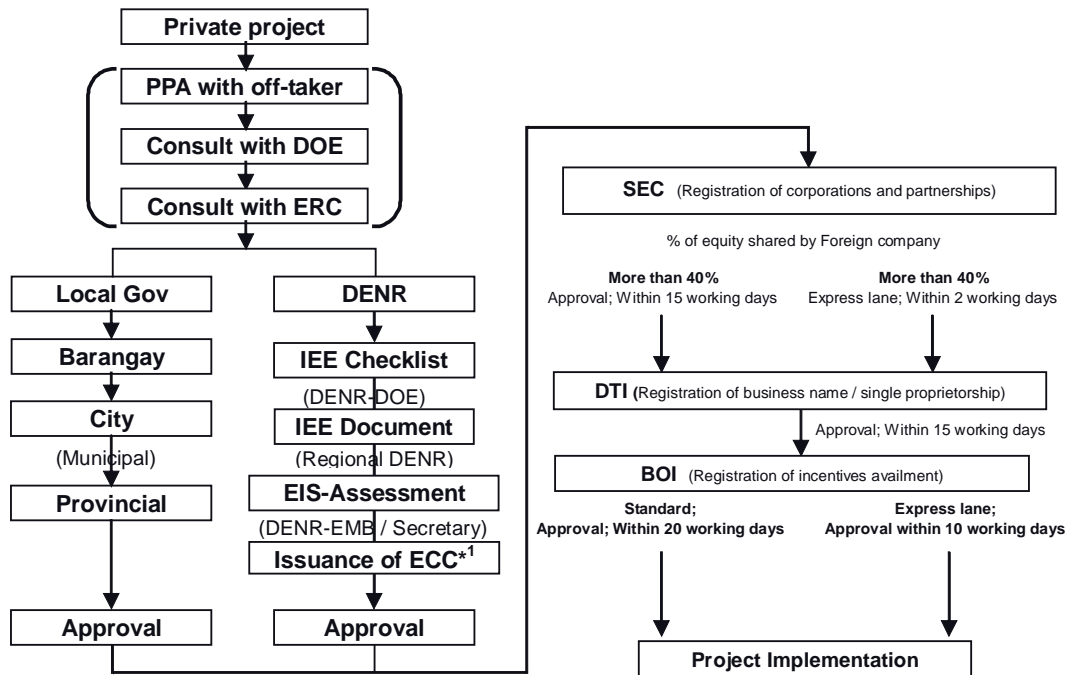
(3) 民間セクターへの投資プロセスの現状

NPC の民営化に伴い、今後の電力セクターへの投資形態は民間による新規投資（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）が主流となることが想定される。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、SEC（証券取引委員会）において登記・DTI（産業貿易省）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。

- ① SEC での所要期間: 通常審査 15 営業日以内 / Express Lane 2 営業日以内
- ② DTI での所要期間: 15 営業日以内
- ③ BOI での所要期間: 通常 20 営業日以内 / Express Lane 10 営業日以内

*但し、電力セクターのプロジェクトの場合、その規模の大きさ・重要性等の観点から、Express Lane での承認はほとんど適用されていないのが実情となっている。



*1 = Environment Compliance Certificate

図7. 2. 4 民間プロジェクトにおける投資プロセス

出典:BOI・DENR 資料・現地企業へのヒアリングを元に作成

(4) NPC (GENCO) 資産売却の投資プロセスの現状

基本的な構造としては、前半＝政府承認までのプロセスと後半＝売却決定から事業実施までの2つのプロセスに分類される、いわば上述した2つの承認プロセス(BOT/BOO 事業と民間プロジェクト)をミックスした形に近いものとなることが想定される。

前半の政府承認までの流れは BOT/BOO 事業の場合と大きな違いはなく、NEDA の承認後、競争入札の公示→Due Diligence→入札と続く形が想定される。

売却先が決定した後、今度は落札企業(体)による事業実施までのプロセスに移ることとなる。発電事業の運営会社として特別目的会社(SPC: Special Purpose Company)を設立する場合は、会社設立手続きを経て、環境審査のクリア(DENR)と投資優遇措置の申請(SEC→DTI→BOI)を行う。その後プロジェクトの承認を得た段階で、燃料供給契約・PPA 等事業の具体的な準備と進むことが想定される。下図は、スーカット発電所に対する投資プロセスを想定したものである。

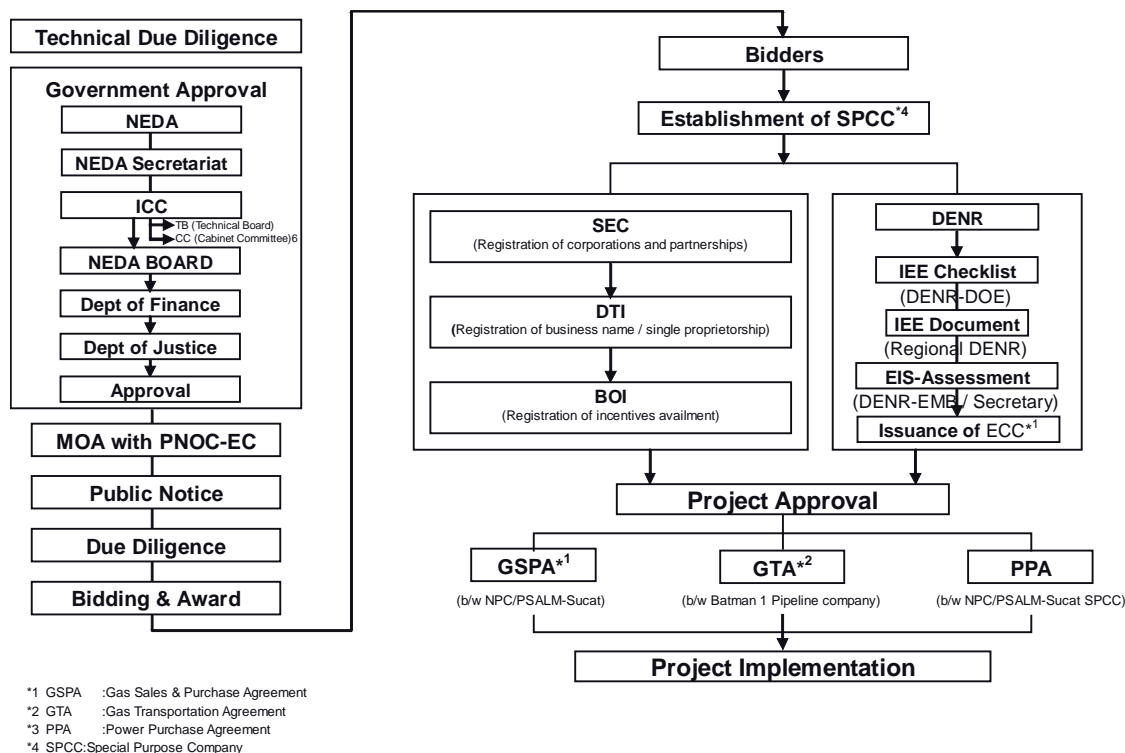


図7. 2. 5 NPC (GENCO) 資産売却の投資プロセス(スーカット発電所を例に想定)

出典:PSALM・BOI・DENR 資料・現地企業へのヒアリングを元に作成(想定)

上図中プロジェクト承認後の燃料供給契約(GSPA や GTA など)プロセスは、ガス転換が予定されているスーカット発電所独自のものであるが、入札プロセスや環境審査、投資優遇措置の申請などは、他の発電所も同じであると想定される。

(5) 環境審査プロセスの現状

環境適合証明書(ECC-Environmental Compliance Certificate)

DENR では DOE との協業により、エネルギー関連プロジェクトの環境影響審査、再生可能エネルギー・天然ガス事業の促進支援等を行っている。

またプロジェクト実施中の環境モニタリング活動も DENR の役割となっている。

<EIS – Environmental Impact Statement System>

エネルギー分野のプロジェクトは、その形態・規模によって求められる環境アセスのプロセス・種類が異なってくるが、事業実施にあたって最終的には全て ECC を取得する必要がある。また環境への負荷が想定される事業に関しては EIS を通るか、もしくは EIS 対象外事業として認可を受けるかする必要はある。

- ① 石油・石炭焚き等、環境への負荷が大きい従来型のエネルギー源の利用に際しては
EIA=Environmental Impact Assessment
- ② 天然ガス等の環境負荷が比較的少ない事業は EIS の審査基準である IEE-Initial
Environment Examination
- ③ 太陽光・バイオマス等の再生可能エネルギーの場合、上記 IEE のチェックリストを提出

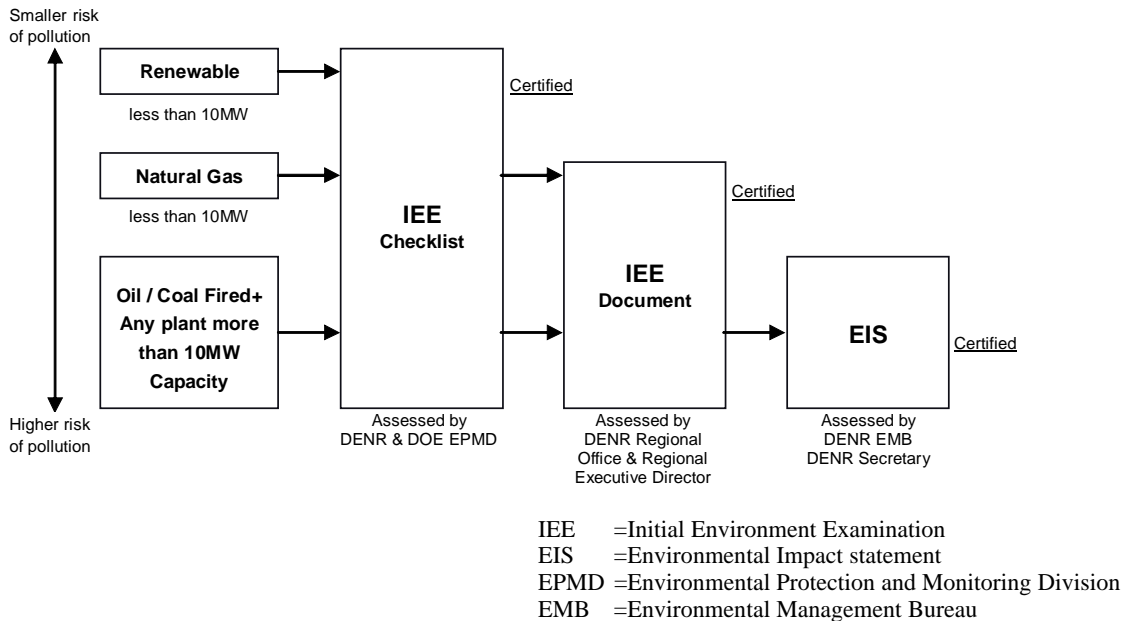


図7. 2. 6 DENR の環境審査プロセス

出典: DENR 提供資料より作成

環境審査にかかる問題点としては、ECC の付与まで約 1 年以上掛かった事例も見られる等、承認までに要する時間の長さが指摘される。これは DENR の内部手続きのスピード・承認プロセス数の多さ等が原因と考えられる。また ECC の承認プロセスでは、地方自治体レベル、すなわち DENR の Local Office (City, Regional) の承認プロセスを経て、最終的な中央での承認までを積み上げていく必要がある。

(6) 地方政府の許認可プロセスの現状

フィリピン電力セクターへの投資プロセスにおいて大きな問題としてしばしば指摘されるのは、

- ① 地方自治体レベルでの許認可件数が数多く存在する
- ② これらの許認可は投資家自身が全て申請・取得する必要があり、投資申請段階での事業リスク(事業実施スケジュールの遅延等)が大きくなること

③ 承認プロセス(特に地方でのプロセス)に関する投資家向けのガイドラインがほとんど整備されておらず、投資家向けの支援サービスが不足していることといった地方政府レベルでの事業申請プロセス上の問題がある。

これらの地方レベルの許認可は、国レベルでの事業承認とは別に、バランガイ、City、(Municipal)、Provincial 等のそれぞれの Development Council において、Licenses / Business Permits 等といった許認可を一つ一つ取得する必要がある。この許認可プロセスは事業者自らが労力と時間を費やさねばならない。手続き自体にも非常に時間がかかるが、さらに手続きが予定していた通りに進まなかった場合、工事の遅延等のリスクが生じる要因となっている。

特に、フィリピンでは地方レベルでの自治が進んでいることもあり、地方自治体レベルで独自に制定した法規等が無数に存在する。これらの地方法規は、よほどその地域の事情に精通した法律関係者でない限り、適切かつ迅速なアドバイスが提供できないほど極めて複雑である。こうした複雑な法制度の中では、許認可取得に当たって予測し得ない事態も発生しやすい。中には、ある外国投資家が IPP 事業等の許認可に当たった際、これまでほとんど適用事例のなかった法規を適用され、事業スケジュールに遅れが生じたといったケースも存在する。こうした事情から、地方レベルの許認可申請は、投資家にとって大きな事業リスクとなっている。

7. 2. 3 電力セクターへの投資優遇措置の現状と問題点

本項では、電力事業に参入するに当たって受けることが出来る投資優遇措置の現状、その問題点につき詳説する。以下、優遇措置の中で特に電力セクターでの事業展開にあたって大きな影響がある代表的な税制優遇措置(例:法人税の免除規定・VAT の免税規定等)についての解説と、IPP 事業等の個別の事業運営に関する現状とその問題点についての詳説という順番で詳説を進める。

(1) 電力セクターにおける税制面の優遇措置の現状と問題点

1) 法人所得税免除(ITH-Income Tax Holiday)

法人所得税の免除期間は 4～8 年と規定されている。適用期間は主としてパイオニア・ステータス(*適用条件等詳細は<参考 2>フィリピン政府の投資に関する基本方針において記載)の有無によって決定され、パイオニア企業(事業)認定を受けた場合は最大 8 年間の免税措置を受けることが出来る。法人所得税の減免規定に関して、フィリピンと近隣諸国との制度を比較した図を下記に記す。

表7. 2. 1 法人所得税免除規定の4カ国比較

	フィリピン	インドネシア	タイ	ベトナム
優遇措置付与の条件	バイオニアステータス付与基準 1.投資金額が200万USドル以上 2.DOSTが認定するAdvanced Technologyを利用	対象地域 a. Integrated Economic Development Zones (KAPET) b. Bonded Zones c. East Indonesia (KTI)	地域・事業分野によって3つのカテゴリーに分類 a. First regions b. Second regions c. Third regions	地域・事業分野によって3つのカテゴリーに分類 a. Industrial zones, Export processing zones and High-tech zones b. Business fields specified by the government
100% 免税期間	1.バイオニア:6年 (最長8年まで延長可能) 2.ノンバイオニア:4年 3.既存事業の拡張・リハビリ:3年	なし	a. 3年 b. 3-5年 c. 8年	1~8年間
優遇税率 (免税期間終了後)	なし	10-15%	50%:免税期間終了後5年間	50%:免税期間終了後2-4年間
それ以外の税制面の優遇措置	人件費の50%を追加控除:5年間 直接労働者数の増加に応じて、熟練及び非熟練労働者の賃金の50%を課税所得から追加控除できる。	a. 生産活動に直接関係する資本財その他の機器の輸入に際して、所得税第22条を免除する b. 土地・建物税の50%減免措置あり	なし	1.事業の種類によって一定の期間、10-25%の優遇税制が適用される。 2.ベトナム政府および関連当局が奨励しているプロジェクトに再投資する外資系企業は、支払った法人税の一部あるいは全部の払い戻しを受ける事が出来る。
通常の法人所得税率	32%	25%	30%	外資:25% 内資:30%

出典:各国投資委員会・大使館等提供資料より作成

免除期間に関しては延長規定によって最長 8 年間となるが、延長規定適用にあたっては国内産原材料の一定率以上の利用等の条件が存在し、電力セクターでは現実的には適用が難しいものとなっている。このため、IPP 事業等電力セクターへの投資に関する免除期間は 6 年間で最長となる。

(ITH 延長規定の詳細に関しては<参考 2>(5) 主な投資優遇措置に関する規定参照)

電力セクターにおける ITH 規定の問題点としては、

- ① 免除期間が最長で 6 年と短い(タイ・ベトナム等では 8 年)
- ② 免除期間後の減税措置が存在しない(ベトナムでは 2~4 年の間 50%減税)
- ③ 事業実施の遅延等の原因で実際には 6 年間の免除期間が短縮される
- ④ 利益の再投資にあたっての税還付等、法人税の負担軽減に係る選択肢が少ない
- ⑤ 一般的な規定だけでは電力セクターの特質等から適用されない

といった問題点が指摘される。

2) 付加価値税減免 (VAT / Value-Added Tax)

基本的に免税対象となるのは製品の 100%を輸出する企業であり、電力セクターは対象外である。しかしながらこれまで NPC 関連の発電事業等では免税が認められていた。しかしその形式は一度納税した上で還付申告を行う形になっており、実際の還付までには申請手続きが煩雑であること、非常に時間がかかることなど問題が多く、実際には還付に至らない事例も存在する。下記に近隣アジア諸国との比較表を記す。

表7.2.2 付加価値税(VAT)減免措置の4カ国比較

	フィリピン	インドネシア	タイ	ベトナム
税率	10%	10%	0 or 7% (2003年10月より9%に引き上げ)	0-20%
免税制度	1.100%輸出向け産業は免税 2.電力セクターでは、還付制度(VAT Refund)を利用することで免税となる。 *但しRefundには相当な時間と手続きが必要	政府指定の戦略商品の輸出入に関しては免税	輸出向け産業への免税措置あり	1.外資企業あるいは事業協力契約の固定資産を形成する設備、機械、特殊車両運搬具 2.ベトナム国内で製産不可能で、外資企業または事業協力契約の固定資産構成のために輸入される建設資材。 3.輸出品を生産している企業に直接供給される製品の製造のために輸入される原材料

出典: 各国投資委員会・大使館等提供資料より作成

3) 輸入関税免除 (Import custom)

現状では発電事業に伴う資本財(機械等)の輸入は適用外となっており、3~5%程度の税金がかかることになっているため、事業者はVATと合わせると13~15%もの税率を課せられることになっている。

4) 配当所得税 (Dividends Tax Ratio 非居住外国法人への配当所得税率)

フィリピンにおける外国企業に対する標準税率は32%となっているが、日本国籍の企業による投資の場合、15%の税率が適用される。(当該国間で租税条約が締結され、当該租税条約に規定がある場合軽減税率等の適用が受けられる。例えば日本との租税条約上は、利息については税率15%(公社債利子等は10%)配当は配当支払日の直近6ヶ月間、発行済株式または議決権株式の25%以上を直接保有している場合は10%、それ以外は15%。ロイヤリティーは内容等により10~25%課税される)

*尚国内企業から居住法人に支払われる配当所得に関しては免税となる。

下図は近隣アジア諸国との税率を比較したものであるが、日本企業の場合、税率は租税条約のため15%と通常の32%よりは優遇されているものの、他国と比較した場合依然として高い税率となっていることが伺える。

表7.2.3 配当所得税率の4カ国比較

国名	フィリピン	インドネシア	タイ	ベトナム
配当利益税	15%*1	15%*2	10%	3-7%

*1 標準税率は32%で、上記数値は日本国籍企業への適用税率

*2 標準税率は20%で、上記数値は日本-インドネシア間の租税条約による

出典: 各国投資委員会・大使館等提供資料より作成

5) 天然ガスに関する優遇措置

天然ガス事業に関しても IPP (Investment Priority Plan) で BOI の対象事業として指定されており、所得税免除といった BOI の優遇措置の対象となる。

IPP の対象事業としては天然ガス / CNG パイプラインの建設等も含まれており、事業の種類によって最低投資額等の条件がつけられている。(天然ガス・CNGパイプラインの建設に関しては最低投資額 50 万 US ドルの規定がある) 下記は天然ガスの輸入時の関税率を近隣 3 カ国と比較したものである。*CNG=Compressed Natural Gas / 圧縮天然ガス

現状では、ASEAN 域内からの輸入に関しては、関税率が 3% と設定されている。(標準税率は 5%) しかしながら、現地企業へのヒアリングでも、インドネシア等 ASEAN 諸国からのガス輸入より、価格競争力があるクウェート等の中近東諸国からのガス輸入を希望する声が多く聞かれた。

表7. 2. 4 天然ガス輸入に関する優遇措置の 4 カ国比較

	フィリピン	インドネシア	タイ	ベトナム
輸入関税率	LNG = 5% In Gaseous State = 5%	LNG = 5% In Gaseous State = 5%	LNG = 0.001THB/kg In Gaseous State = 0.001THB/kg (=equivalent to 0.000024US\$)	LNG = 5% In Gaseous State = 1%
優遇制度	*アセアン域内からの輸入の場合、3%の優遇税率が適用			
その他	Import Processing Fee =250- 1,000 PHP(equivalent to 4.7US\$- 18.8US\$) Excise Tax = 0.05-1.63PHP/Litre (equivalent to 0.001-0.031US\$)	なし	物品税= 36% or 3.15THB/Litre (=equivalent to US\$0.08)	なし

出典: World Tariff Online Database 2003 より作成

(2) 電力セクターにおけるその他の優遇措置の現状・問題点

1) IPP 事業への優遇・保証措置

これまでの IPP 事業では電力購入契約=PPA (Power Purchase Agreement) の契約相手となる NPC が国有企業であり、十分な政府保証が付与されていたため事業リスクに関してもある程度の担保が可能であったが、今後の電力セクター改革によって(=NPC の民営化後) 公的保証がなくなることが予測される。このような状況下での投資促進に関しては、どのような形で投資家の投資リスクを回避するかが肝要となってくる。

(a) IPP 事業運営時の問題点

現在 IPP 事業の運営環境としては、電力料金決定方式の変更による配電会社(オフテイカー)の財務体質の悪化・既存 PPA の見直し(=値下げ)交渉といったネガティブな要素が増加しており、様々な課題を抱えた状況にある。以下、その具体的な事例につき詳述する。

a) IPP-配電会社間の売電価格をめぐるトラブル

売電価格 (Grid Rate) の設定は IPP 事業者にとって収益確保のために最も重要な要素であるが、価格設定の抑制をはかる政府との間ではしばしば問題となる。

NPC が IPP から買電する場合、それに伴う燃料費や為替レートの変動に伴う費用は、2003 年 2 月までは PPA (Purchased Power Adjustment) と呼ばれる方式で配電会社により最終消費者から徴収され、NPC へ払い戻されていた。EPIRA 導入以後、“Unbundling of Rates” とされる電力料金のアイテム化、個別明確化が推進されることとなり、PPA 方式も見直されることとなった。また、PPA 方式そのものが抱える問題点も ERC が見直しを進めるきっかけとなった。この問題点とは、配電会社によって PPA の計算式が異なることや、最終消費者からの料金徴収を行った後でしか ERC のチェックが入らないこと、ERC のチェック・正式命令なしに PPA 料金が変わられてしまうことなどが挙げられる。

2003 年 2 月 24 日付け ERC Case No.2003-44 により、これまでの PPA 方式に代わって GRAM 方式 (Generation Rate Adjustment Mechanism) が導入されることとなった。GRAM 方式は、電力料金のアイテム化の精神にのっとり、発電部分の費用変動のみを調整するメカニズムで、これまで PPA 方式に含まれていた送電コスト、システムロスやフランチャイズ税などに相当する部分は GRAM 方式から削除されている。しかしながら、GRAM 方式では電力料金変更にも ERC の事前承認が必要となるほか、料金の見直しも PPA 方式では毎月行われていたが GRAM 方式だと 3 ヶ月に 1 度となる。そうしたことから、リスクのトランスファーが毎月自動的に行われず、数ヶ月間のタイムラグが生じる。言い換えれば、ERC の承認が得られるまでの数ヶ月間、差額分は配電会社が自身で埋め合わせる必要があり、運転資金を銀行のファイナンス等で補完するなど、配電会社の財務体質にとって大きな負荷となっている。こうしたことから、GRAM 方式に関しては配電会社の不満が大きく、こうした実情を勘案したリスクの転嫁方法を設定するよう ERC への圧力を強めている。

このように IPP 事業への投資に関しては、特段の政府保証がないことに加え、上記のような電力料金に絡む様々なリスクが混在しており、投資家の視点から検討した場合困難な点が多い。そのため外国投資の導入が予定通り進むかどうか懸念される。

(参考 3: IPP 事業運営に係るトラブルの実例参照)

b) NPC 資産売却の動向

今後は TRANSCO の民営化と並行して NPC の発電所売却が進められる予定で、PSALM は今年 8 月末にはスーカット (Sucat) ・リマイ (Limay) なども含めた発電所第 1 グループの売却に着手している。フィリピン政府はこれを皮切りに NPC の資産売却と負債の処理を進める方針だが、投資家の反応は慎重なものとなっている。その最大の原因としては、現状では投資家自身が事業に係るリスク、すなわち燃料調達にかかるリスクや売電価格・電力需要に伴うリスクを全て負担せざるを得ない状況となっていることが挙げられる。

c) スーカット(Sucac)発電所の売却動向

スーカット発電所(600MW)は、立地場所がマニラ都市部に非常に近いこと、ガス火力発電所への転換が予定されていることなどから、DOEも戦略資産と位置づけ、積極的に売却キャンペーンを行ってきた資産のひとつである。DOEは2003年第4四半期までには売却契約成立を予定している。しかしながら投資家の中からは、1)現時点では Bataan-Manila パイプライン(Bat-Man I)建設計画はあるものの、建設着手に向けた具体的な見通しが立っていないこと、2)ガス購入価格が不明であること、3)中長期の需給見通しに基づく需要家確保の見通しが不透明であること、などを理由に、現状ではリスクが大きいという指摘がなされており、予定通りの売却に至るか不透明な状況となっている。

(b) 今後の見通し

IPP 事業の投資判断においては、発電所設備の資産価値そのものに関する情報に加え、5～10年の中長期的なスパンでの燃料調達先および売電先の安定的な確保が重要となるが、現状では情報が未整備であり、投資判断を下すだけの根拠を揃えることができない状況となっている。

それに加え、前述のような売電価格の変動リスクを最終消費者にタイムリーに転嫁するシステムが未整備であることや、それによる配電会社の財務体質の悪化が懸念されることなど、投資判断にブレーキをかけるような状況が顕在化している。またより根本的な問題として、TRANSCO 民営化で二転三転するフィリピン政府の姿勢に象徴されるように、短期的・場当たりの視点で売却を進めている状況ではリスクが大きい、といった声などが聞かれた。したがって、こうした投資家心理の改善も念頭に置いた対策をフィリピン政府が進めない限り、純民間の IPP 事業投資は、可能性が低いと考えられる。

2) 再生可能エネルギーへの優遇措置

フィリピン政府は、エネルギー輸入への依存軽減を目指し、バイオマス・地熱・太陽光等の新エネルギー資源の開発に精力的な取り組みを見せており、再生可能エネルギーの開発・利用促進を企図した”An Act Promoting the Development, Utilization and Commercialization of Renewable Energy Sources and for other purposes”を下院の審議にかけている。当法案は特に地方向けの再生可能エネルギー利用促進を打ち出したものとなっており、様々な優遇措置を導入することで、再生可能エネルギーへの民間投資の促進を目指している。

下表は、フィリピン、インドネシア、タイ、ベトナムにおける再生可能エネルギーの開発・利用促進に関する現在の優遇措置を比較したものである。

表7. 2. 5 再生可能エネルギー開発・利用に関する優遇措置の4カ国比較

	フィリピン	インドネシア	タイ	ベトナム
補助金	なし	なし	EGAT subsidy; 5000THB subsidized per purchase of PV panel Subsidy for R&D / Demonstration project for renewable energy	なし
免税制度	家屋向け太陽光システム 優遇税率(3-15%) ミニ・マイクロ水力、風力、バイオマスプロジェクトに関 連する機材優遇税率(3%)	なし	特になし(通常のBOIの優遇措置)	太陽熱、太陽光、バイオマス、ミニ水力、 風力発電に関する機材は100%免税
電力の買取保証	なし	SPPT (Small Power Purchase Tariff) 再生可能エネルギーを利用した発電に ついては、買電価格を非再生エネル ギーより高めに設定。	SPP-Small Power Producers(バイ オマス、太陽熱、風力発電) EGATが固定料金による買電を保証。 最低5年以上の稼働が必要。	なし
低金利ローン	FINESSE プログラム 1.再生可能エネルギープロジェクト向け低金利融資 最低金利6%/総事業費の最大20%分 2.(F/Sや事業計画など)事前準備活動向け融資制度 金利6%/総事業費の50%以内 その他: PNOC ローン 金利12%、総事業費の75%以内	なし	EGAT ローン 金利3%、10年返済	なし

出典:各国投資委員会・大使館等提供資料より作成

優遇措置の申請はエネルギー省の審査によって付与資格の有無が判断される。

またこの他、BOI による一般的な各種優遇措置に関しても所与の手続きを経ることで利用が可能となる。(例:パイオニアステータスの資格認定による所得税免除等)

これらの一般的な優遇措置に関しては、他事業と同様の条件が適用される。

7. 3 フィリピンにおける電力投資促進策のあり方

7. 3. 1 投資プロセスの改善に向けた提言

フィリピン電力セクターへの投資プロセスに関して、これまで調査を進める中で指摘された問題点を下記に整理する。

- ① 承認期間:事業承認までの期間が不定期且つ長期にわたっている
- ② 法律上の規定と許認可プロセスの運用実態との乖離
- ③ フィリピン国政府による投資家向けの許認可支援政策・サービスの不足

これらの問題点に関しては、フィリピンの国内事情等、様々な要素が影響してくる部分もあるため、その全てについて外部から提言を行うことは現実的でもなく、また効果的でもないと考えている。

しかしながら、今後の電力セクターへの投資促進を考える上で特に重要と考えられる点につき、本章においてそのあり方について検討を行う。

(1) 投資プロセスの効率化

これらの問題の解決にあたっては、大前提として、投資誘致にあたってフィリピン政府側が主体的に関与し、投資家の負担を軽減するという考え方を確立する必要がある。

もっとも望ましい形としては、地方・環境面等含めた許認可プロセスをパッケージ化し、フィリピン側での調整を進めた上で投資家に提供することで事業リスクを軽減するなどの形が考えられる。

(2) 投資プロセス等情報提供の効率化

事業実施に必要な承認プロセスのチェックリストのようなものがあると非常に便利であると考えられる。現在フィリピン投資委員会(BOI)のOne-Stop Action CenterでもInvestor Roadmapとよばれる投資プロセスのフローチャートを作成しているものの、内容としては中央レベルの主要な許認可に関する簡単な記述に限定されたものであり、地方レベルでの許認可数の多さ・実態の不明確さ等を考えるととても十分とはいえない状況となっている。このように物理的な投資プロセスの改善はもとより、情報サービスという視点を強化することで投資家負担を出来るだけ軽減することも重要であると考えられる。

例えば日本では現在、電子政府実現の一環として電子政府の総合窓口を各省庁のホームページに設置、個人の生活・企業の事業に関する申請、許認可・各種資格申請等にあたってどのような手続きを進めればよいか、どこで手続き書類を入手して、どこに申請書を提出すればよいか、その際の要件・審査基準、プロセス等が全て検索できるデータベースを構築している。このようなサービ

スの形を取り入れることが出来れば、投資家にとっても非常に役立つものとなるであろう。

7. 3. 2 税制等優遇措置の改善に向けた提言

本項では、電力セクターへの投資促進に向けた優遇措置のあり方についての提言を行う。

電力セクターの事業展開に対してあるべき税制・インセンティブを検討する上では、投資に係るコストは最終的にはエンドユーザーに転嫁され、電力料金の上昇という相関が避けられないということを常に念頭に置いて検討する必要がある。

本項の提言においては、単に事業者負担の軽減という視点のみならず、電力セクター全体のコスト構造の適正化という視点からも考慮を進める。

(1) Income Tax Holiday – ITH (法人所得税免除)

1) 免税・減税期間の延長

他国と比較した場合、フィリピンにおける免除期間はパイオニア・ステータス下でも 6 年間で、その後の優遇税率といった制度も存在せず、十分なインセンティブとはなっていない。また免除期間の延長規定は存在するものの(トータルで最長 8 年間* <参考 2> フィリピン政府の投資に関する基本方針: 2) ITH の延長に関する規定参照)、これは IPP 事業では現実的には適用されにくいものとなっている。

今後の電力セクター民営化の中で、発電事業に参入する投資家が負うことになるリスクは現状よりも多大なものとなることが予想される。このような状況下では、税制面等の優遇措置を拡大することでリスク軽減を図る等の措置が肝要であろう。

ITH の適用期間に関しては 10 年程度に拡大すべきであると考えられる。

またタイ・ベトナムの事例に見られるように、免税期間終了後も一定期間、例えば事業期間中は優遇税率を適用する等の補完的な措置を採用することも有効であると考えられる。

(例: タイの場合、優遇期間終了後も 5 年間にわたり通常税率から 50% の減税率を適用)

2) ITH (所得税免除) の開始時期の変更

ITH の取得に当たっては、優遇措置の開始時期が問題となるケースが存在する。

これまで述べてきたように、フィリピンにおいて発電事業を行う場合、地方レベルでの許認可等、事業スケジュールの遅延につながる問題が存在する。このため当初予定より工期が遅れ、それに伴って各種優遇措置の開始時期の先延ばし等の措置が必要となるケースが出てくる。

優遇措置の変更申請は BOI に対して行うことになっているが、BOI 内の諮問委員会である BOI Board による審査規定では、ITH の開始時期に関しては Force majeure (洪水等の天災による止むを得ない事態) による場合しか認定されない事とされている。このため優遇措置の開始時期は承認時のままとなり、事実上優遇される期間が短縮される等の問題が生じている。プロジェクトの許認可プロセスの遅延等、事業の立ち上げに伴うリスクの大きさから考えても、優遇措置の

付与に関しては柔軟な対応が必要である。ITH の開始時期に関しては、少なくとも 1 年位の猶予期間を設けるべきであると考えられる。

(2) VAT (Value Added Tax)

税率自体は近隣諸国(タイ・インドネシア・ベトナム等)と相違ない(フィリピン:10%、タイ 10%)ものの、上述のように現在の免除規定(還付申告制度)がスムーズに機能していないため、優遇措置の効果が有効なインセンティブとなっていない。VAT に関しては還付制度ではなく、免除規定を明確に設けることが必要であると考えられる。

(3) 輸入関税率

現状では燃料・発電事業に伴う資本財等(プラント建設時の機械設備等)への輸入関税が 3~5%程度かかっており、VAT とあわせると総計で 13~15%程度の重い税負担を伴うものとなっている。(VAT10%+輸入関税 3~5%) 輸入関税の免税規定の創設は検討すべき課題であると考えられる。

(4) 配当課税

上述したように、インドネシア以外の国と比較した場合、フィリピンでは租税条約による特例適用後も依然として税率は高いものとなっている。税率の引き下げも検討課題とすべきであろう。関連して、配当課税の減税も一案であるが、一方で企業の内部留保への免税等の優遇措置を作るといった案も同様の効果を挙げるにあたっては有効であると考えられる。上述した再投資時の法人所得税還付制度と同様、資金を循環させることが容易となり、企業にとっては税負担の軽減と同時に、資金の有効活用が可能となる。一方フィリピン全体にとっても結果として利益をフィリピンへの再投資と言う形で循環させることになり、双方にとってメリットが大きい案であると言える。

(5) 天然ガス輸入関税率

現在は通常税率の 5%に対して、ASEAN 域内からの輸入に関してのみ優遇税率=3%が適用されているが、これを域外(例:クウェート等)からの輸入にも適用することで、事業者の燃料調達に伴う税負担を軽減すべきであると考えられる。

(6) IPP 事業への優遇措置

今後の IPP 事業への投資促進に関しては、政府保証の不存在という事業リスクを如何にして軽

減するかが重要となってくるが、そのためには IPP 事業単体のみならず、フィリピンの電力セクター全体の明確な将来展望を示すことが必要となってくる。

1) 政府による支援姿勢の明確化

政府保証がない状態での IPP 事業の運営に関しては、現状では投資家にとってのリスクが大きいと考えられ、外資導入が予定通り進むか懸念される。その最大の要因は、政府の売却案件へのコミットが不十分であることにあると考えられる。

上述してきたように、IPP 事業への投資判断にあたっては、1.発電所設備の資産価値、2.売電先(需要家)の中長期間にわたる安定確保による収益確保が最も重要なファクターとなる。しかしながら、特に 2.需要家の確保に関して、現状では様々な問題を抱えている。

例えば現在注目されている、スーカット(Sucut) やリマイ(Limay)、ナボタス(Navotas)等の売却案件(石炭火力→ガス焚きへの Conversion)に関しては、ガス転換が必要であるにもかかわらず、BATMAN 1、BATMAN 2 パイプラインの敷設が予定通り進むかどうか、ガス購入の価格動向といった不確定要素が大きい。また売却案件の収益性判断の基礎となるべき需給面の分析・データが未整備の状態にあるため、投資家自身がマーケティングを行わざるを得ないといった問題も存在する。このため売却案件のリスクに関しても現状では不確定要素が大きく、投資判断においてはネガティブな見方が支配的になるものと考えられる。今後の資産売却にあたっては、これらの不確定要素をクリアすることで投資リスクを軽減する必要がある。

2) 資産売却の方向性の検討

上述したスーカット・リマイ発電所の場合、BATMAN 1,2 パイプラインの整備の進捗が不透明であり、安定的なガス供給の見通しが立たない点がネックとなって投資リスクを高めている。かかる状況下、今後の方向性として検討すべき案として、より投資リスク(=パイプライン整備等の不確定要素が少ない)が低い資産(カラカ、マシンロック等の石炭火力発電所や、これら石炭火力発電所の輸入炭から国内炭活用への転換事業、重油・ディーゼル発電所等)の売却等、より投資しやすい他プロジェクトの売却も挙げられる。資産売却が当初の想定通りに進んでいない現状では、より投資しやすい資産売却による成功事例を積み上げていくことで、今後の資産売却に向けた投資家心理を改善させるといった現実的な案が必要となってくるのではないかと考えられる。

3) 投資家向けの情報提供サービス等間接支援の拡充

また現状では投資家が自身で需要を調査し、売電の見通しを立てる等非常に煩雑な手順を行わざるを得ず、多大な負担となっている。DOE が周辺の需要予測データ等を提供することで売電収入の見通しをはっきりさせるといった協力を行えば、投資家の事業リスクが軽減されると考えられる。

7. 4 エネルギー投資促進室

エネルギー省の投資促進活動については、これまで NORDA (Norwegian Aid Agency) が石油・天然ガス部で投資促進活動の支援を行っている。これは石油・天然ガス開発分野に限定された支援となっており、エネルギー省では在来型発電や再生可能エネルギー等、その他のエネルギー源を含めた包括的な情報提供・投資促進活動を可能とする組織の形成を進めることとなった。

こうして立ち上がった組織がエネルギー投資促進室 (EIPO-Energy Investment Promotion Office) である。これまで投資促進担当官が上記石油・天然ガス部の支援の下、投資促進活動を進めてきていたが、組織形成・活動に関して当初予定からの変更・遅れが生じている。本章では、エネルギー投資促進室の現状と今後果たすべき役割についての提言を行う。

7. 4. 1 エネルギー投資促進室の現状

当初エネルギー投資促進室は、a. 石油・天然ガス部門、b. 再生可能エネルギー部門、c. 在来型発電部門の3部門で構成され、各部門2名ずつの専任者を置く予定で計画が策定されていた。しかしながら人員の不足等の問題から、計画に一部修正が入っている。現在の計画では、Assistant Secretary を長として、Chief Officer 1名、2名の Senior Supervisor と1名のサポートスタッフという総計5名を人員配置する予定となっている。(2003年12月現在)

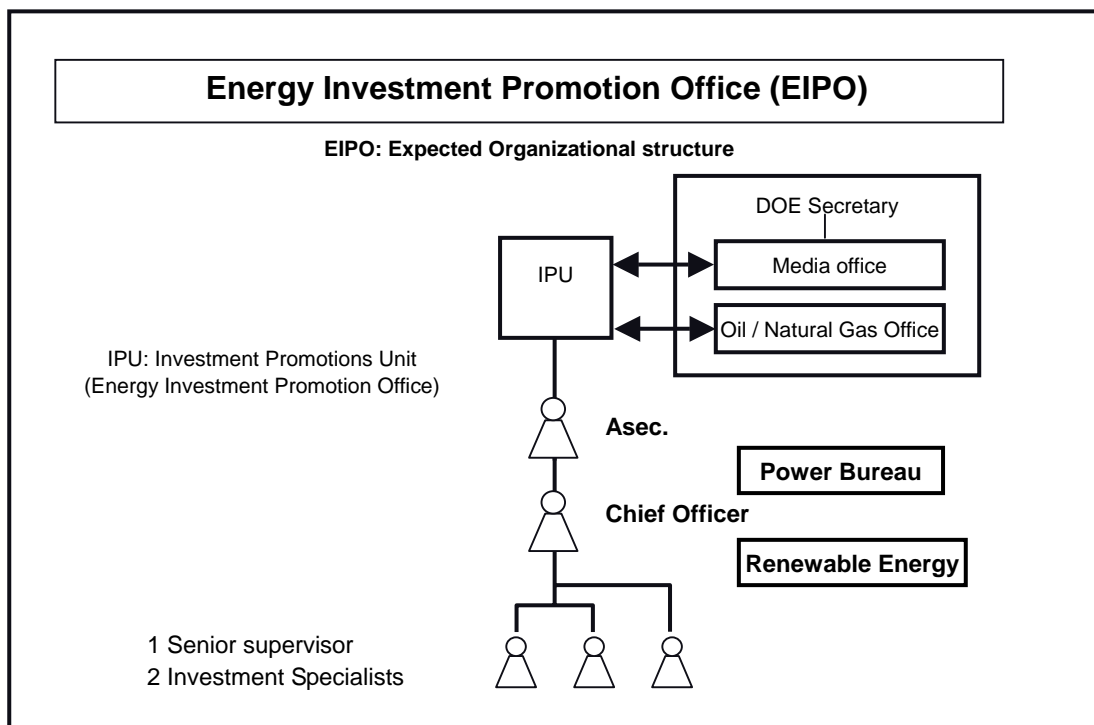


図7. 4. 1 現在のエネルギー投資促進室の構想

出典: エネルギー投資促進室へのヒアリングを元に作成

7. 4. 2 電力産業への投資に関する情報整備の現状

DOE ではホームページにおいて各種情報の提供を行っており、下記のような現在進行中のプロジェクト情報のステータスレポート、といった情報の閲覧が可能となっている。しかしながら、これらの情報を管理・外部へ発信するためのツールは整備されておらず、また組織・人員等運営体制面の未整備もあり、有効に機能していないのが実情となっている。

一方現地調査時に行った投資促進室へのヒアリングによれば、現在既に相当数(約 2,000 件)の投資家リストとその背景情報を持っているとの回答があった。このことから、これら情報を有効に利用することが出来れば、投資促進に向けたコミュニケーションツールとして効果的なものとなると考えられる。

以下、DOE による電力投資関連の情報の整備状況に関して、主にウェブを通じたサービスの状況について検証を行う。

DOE のウェブ上の情報サービス概要

他省庁・関連政府機関向けサービス

1) Executive Information System (EIS)

エネルギー関連プロジェクトのモニタリングシステムで、ユーザー登録を済ませた関係者(エネルギー省とその傘下機関)が利用するシステム。ウェブを通してエネルギープロジェクトのステータスレポートを閲覧・自身の担当プロジェクトの情報のアップデート等が可能となる。

2) Online Reports Submission (ORS)

石油会社向けのサービスで、オンライン上のレポートフォームに自社のウィークリー・マンスリーレポート等を入力することで、義務となっているエネルギー省への報告を済ませることが可能となっている。

一般投資家・企業向けのサービス

1) e-Bidding System

DOE が実施する各種事業への電子入札システム。

*2003年6月以来更新が行われておらず、利用実態は乏しいものと考えられる。

2) 石油天然ガスに関する情報提供サービス:

NORDA (Norwegian Aid Agency) の支援による石油・天然ガス部の投資促進活動の一環として実施。

しかしながら、サイト運営に伴う技術的な問題含め下記の様な問題が生じており、これらの情報も有効利用されているとは言いがたい状況となっている。

① DOE のウェブサイトへ接続障害

サーバーの負荷等の原因か詳細は不明であるが、サイトへのアクセスに非常に時間がかかっており、特に情報のダウンロードを行う際には度々接続に失敗する等の技術的な問題が存在しているため、利用に当たって大きな障害となっている。

② プロジェクト情報の大半は紙ベースで保管されており、ウェブにアップロードできる状態となっていない

③ 情報のアップデート・問い合わせ対応等にあたるサイトの管理者が不足しており、サイトの運営体制自体が未整備のままとなっている

現状を整理すると、エネルギー省として投資家に提供すべき情報の蓄積は進んできてはいるものの、これらの有益な情報を効果的に発信するための環境・組織・体制等の未整備から、ほとんど有効利用されていない状態にあると言える。

7. 4. 3 エネルギー投資促進室の役割・今後に向けた提言

エネルギー投資促進室の機能は、エネルギー分野における投資促進分野において、窓口的機能を果たすことにある。具体的には、以下のような機能を整備することが必要となる。

- ① エネルギープロジェクト個別情報の提供
- ② 潜在的投資家の発掘、マーケティング
- ③ 投資家への継続的な情報提供、フォローアップ・BOI をはじめとする投資関係諸機関との調整、コーディネーション等
- ④ 投資家との情報交信を可能とする環境(ウェブシステム)の整備

以下、今後エネルギー投資促進室の機能、関連機関との連携のあり方について検討する。

(1) エネルギー投資促進室のワンストップ・ショップ化

投資促進室は投資家に対してすべての情報をまとめて提供できるような組織(ワン・ストップ・ショップ)として機能することが望まれる。

投資委員会(BOI - Board of Investment)は投資家に対するインセンティブを与える権限を持つてはいるが、プロジェクトに関連する詳細な情報を提供できるわけではない。

例えば、発電プロジェクトに関心のある投資家であれば、電力の需要見通し、発電所建設のポテンシャルがどこにあるか、売却予定の発電所に関する情報はどう入手すればよいのか、環境アセスメントの体制はどうなっているのか、など様々な情報を欲しがっている。これらの包括的な情報を提供し、電力セクターに関して投資家が最初にアプローチすべき窓口としての役割を果たせるのは DOE が最適であると考えられる。

投資家としては、所管省庁である DOE を起点として投資判断へと進むのが自然な形であり、今後は DOE＝投資促進室が BOI との連携を積極的に進め、投資家にとっての利便性を高める必要がある。

(2) BOI 等関係機関との連携の強化

(a) 省庁間連携の現状

現状での BOI ワン・ストップ・アクションセンターと省庁間との連携の形は依然としてシステムティックなものとして確立されていない。現地でのヒアリング結果によれば、現在は BOI の担当官が個別に各省庁との人的ネットワークを構築し、その人間関係に基づいた形での活動が主を占めている。このため人事異動等があると、また1からネットワークを作り直すことになるなどの問題点が指摘されている。今後は連携のあり方をより恒常的な制度として確立することが必要と考えられる。

(b) エネルギー投資促進室とBOIとの連携

投資家が投資インセンティブについて具体的な情報の入手・協議をしたい場合、エネルギー投資促進室とBOIとの連携により、投資家はスムーズに交渉に進むことができる。このようにBOIとの連携を強めることで、投資家が最初にBOIにアプローチした場合においても、必要な情報の提供がスムーズに行うことが可能となり、投資家が関係機関をいくつも回って苦勞するといった問題も解決できると考えられる。下図は電力セクターにおける投資促進のための省庁間連携を図示したものである。

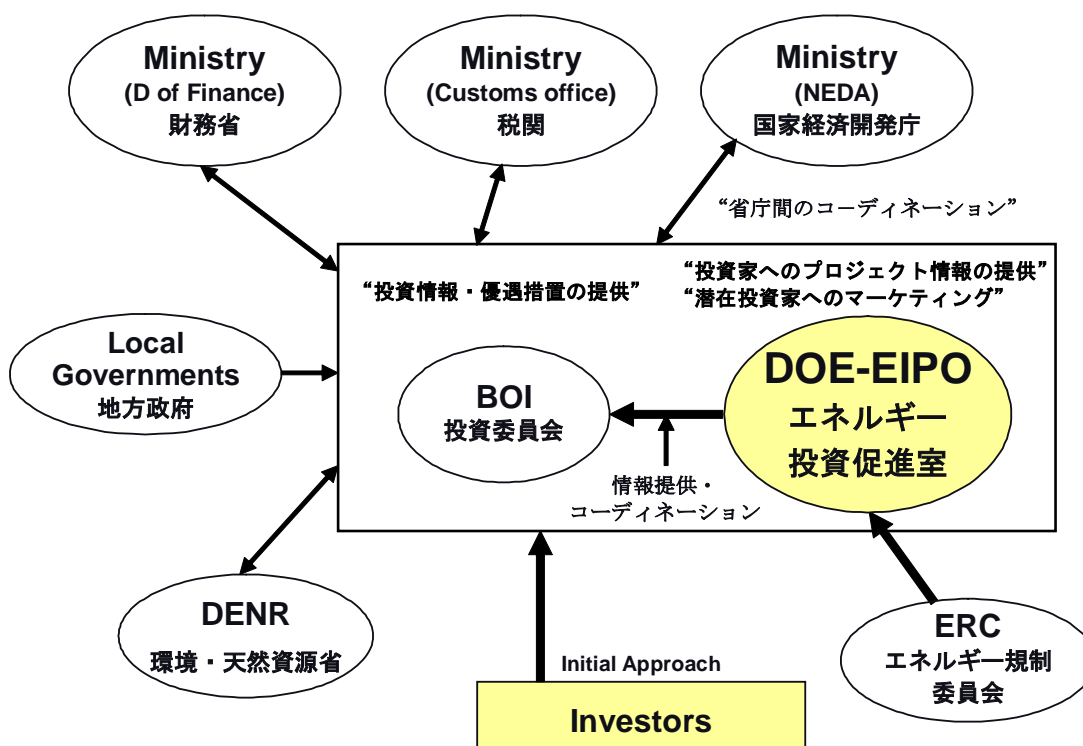


図7.4.2 電力セクター関連機関の連携イメージ

出典:エネルギー省投資促進室・投資委員会(BOI)からのヒアリングを元に作成

(3) WEBを通じた投資家とのコミュニケーションツールの整備

投資促進室としては、世界中の投資家を対象として、より効率的に情報を発信する必要がある。これら不特定多数の投資家との効率的なコミュニケーションを図る上で、時間的・距離的制約が存在せず、且つ投資家との双方向のコミュニケーションを可能とするためのツール、具体的には各種情報の提供・交換等を可能とするウェブ環境を整備する事が重要であると考えられる。

7. 5 電力投資促進室情報流通システムの概要

現地調査において投資促進室との協議を進める中で、世界中の投資家とのコミュニケーションを促進するための手段として、ウェブ環境を整備することが必要であるとの認識に至った。このような認識の下、調査団では本調査の一環として電力投資促進室の情報流通システムの開発の支援をすることとなった。本章では本調査において開発した情報流通システムの概要につき解説する。

7. 5. 1 趣旨および期待される効果

(1) 趣旨

現在エネルギー省では、同国内の今後のエネルギー関連プロジェクトについて個別に紙で管理しているため、閲覧可能な者が限定されており、閲覧の際にも時間を要するとともに、媒体の劣化および紛失の恐れもあり、ドキュメント管理上大きな問題を抱えていると言わざるを得ない。またプロジェクトへの投資へ関心を持つ者のデータについても、表ファイルで内部的に管理しているだけであるため、データの継続的更新がなされていないとともに、手打ち管理であるためその正確性についても疑問がある。

投資主体および投資対象プロジェクトの不適切なデータ管理は、今後のエネルギー関連プロジェクトへの円滑な投資促進上大きな支障となる。この支障を排除することが、フィリピンのプロジェクトへの円滑な投資促進には不可欠である。

そこで、この「エネルギー省投資促進システム」は、この民間投資家およびプロジェクトのデータ管理を、最新の IT 技術を使って効率的に管理するとともに、Web を通じて民間投資家との円滑なコミュニケーションを実現することにより、今後のエネルギー分野への投資の促進に寄与することを目的とする。

(2) 期待される効果

1) エネルギー省内部事務の合理化

エネルギー省内部で、紙媒体を用いて行っていた、同国内のプロジェクトの管理、およびプロジェクトへの投資関心者データの管理を、システム化することになるため、

- ・データ登録の正確性向上、スピードの短縮
- ・データ閲覧の便宜向上、スピードの短縮
- ・エネルギー省内部における情報共有の促進
- ・ドキュメントの長期保存可、媒体劣化・紛失可能性の低減

の実現が期待される。

2) エネルギー省と投資家とのコミュニケーションの円滑化

プロジェクトへの投資へ関心を持つ者については、自分で Web を通じてデータの登録、更新等を行うことが可能となるため、

- ・投資家の意思の迅速かつ正確な管理
 - ・投資家に対する便宜向上
 - ・投資家に対するエネルギー省の意思の迅速かつ正確な伝達
- の実現が期待される

エネルギー省は、提案されたプロジェクト、登録された投資関心者のリスト等をもとに、より効率的なエネルギー投資計画の企画立案ならびに運営を行うことが期待される。この結果、エネルギー省内部の事務処理合理化、ならびにエネルギー投資家とのコミュニケーションの円滑化を通じて、フィリピン内における一層速やかなエネルギー投資の促進が期待される。

7. 5. 2 主たる機能

本システムは、Oracle データベースを用いた Web アプリケーションであり、インターネット接続環境下において、ブラウザを用いて、データベースに登録されているデータの検索、閲覧、登録、修正、削除を行うことが可能である。

(1) 一般ユーザー

Web 上の本システム閲覧画面を通じて、登録されているプロジェクトのプロファイルデータを検索・閲覧することが可能である。

(2) ログインユーザー(民間投資家)

民間投資家は、次の機能を利用することが可能である。

1) プロジェクトおよび民間投資家のプロファイルデータの検索

Web 上の本システム閲覧画面を通じて、登録されているプロジェクトのプロファイルデータを検索・閲覧することが可能である。

2) 民間投資家プロファイルデータの登録、修正、削除

民間投資家は、Web 上の本システム登録画面を通じて、エネルギー省から交付された ID とパスワードを用いてログインした後に、自分のプロファイルデータの登録要請を行うことが可能である。また自分のプロファイル上データの修正要請、削除要請に関して、Web 上の所要の連絡フォームから行うことが可能である。

3) プロジェクトプロフィールデータの登録、修正、削除

民間投資家は、Web 上の本システム登録画面から ID とパスワードでログイン後、プロジェクトプロフィールデータの登録要請を行うことが可能である。また民間投資家は、既に登録されているプロジェクトプロフィールデータの修正要請・削除要請について、Web 上の本システム登録画面から ID とパスワードでログイン後、Web 上の所要の連絡フォームから行うことが可能である。

4) 各エネルギープロジェクトへの関心表明

民間投資家は、表示されているプロジェクトの中で関心があるプロジェクトを見出した場合は、その関心表明を、Web 上の本システム登録画面から、ID とパスワードでログイン後、Web 上の所要の連絡フォームから行うことが可能である。

(3) フィリピンエネルギー省のデータ管理、検索、ダウンロード、プリント

エネルギー省の担当者は、次の機能が利用可能である。

1) プロジェクトおよび民間投資家のプロフィールデータの検索

Web 上の本システム閲覧画面を通じて、登録されているプロジェクトのプロフィールデータを検索・閲覧することが可能である。

2) 民間投資家プロフィールデータの登録、修正、削除

エネルギー省のデータ管理担当者は、本システム管理画面を通じて、登録要請された民間投資家のプロフィールデータを審査し、問題がないと判断された場合は、データベースへ登録するとともに、当該申請者に対して ID およびパスワードを発行することが可能である。

データ管理担当者は、登録要請された民間投資家のプロフィールデータをそのまま登録すべきではないと判断した場合は、本システム管理画面を通じて、申請者に対して修正要請ないしは却下通知を行うとともに、当該アクションは電子メールによって、当該民間投資家に通知される。

データ管理担当者は、修正要請、削除要請された民間投資家プロフィールデータについて、要請された内容を審査したうえで、本システム管理画面を通じて、その修正、削除を行うとともに、当該アクションは電子メールによって、当該民間投資家に通知される。

また民間投資家と同様に、エネルギー省のデータ管理担当者も Web 上の本システム登録画面を通じて、民間投資家のプロフィールデータの登録要請を行うことが可能である。

3) プロジェクトプロフィールデータの登録、修正、削除

エネルギー省のデータ管理担当者は、登録要請されたプロジェクトプロフィールデータについて、本システム管理画面を通じて、民間投資家プロフィールデータと同様の流れで、その登録、保留、却下を行うことが可能である。

データ管理担当者は、修正要請、削除要請されたプロジェクトプロフィールデータについて、要請された内容を審査したうえで、本システム管理画面を通じて、その修正、削除を行うとともに、当該アクションは電子メールによって、当該民間投資家に通知される。

また民間投資家と同様に、エネルギー省のデータ管理担当者も、Web 上の本システム登録画面から、ID とパスワードでログイン後、プロジェクトプロフィールデータの登録要請を行う。

4) 各エネルギープロジェクトへの関心表明

エネルギー省のデータ管理担当者は、関心表明した民間投資家と関心表明されたプロジェクトの両データを関連付ける処理を、本システム管理画面を通じて行うことが可能である。

5) データの管理、検索、ダウンロード、プリント

エネルギー省担当者は、本システム管理画面を通じて、民間投資家プロフィールデータ、プロジェクトデータ、両データの関連付け、ならびに ID およびパスワードを管理するとともに、パスワードの再発行も本システム管理画面を通じて行うことが可能である。

民間投資家プロフィールデータならびにプロジェクトデータについては、固定検索、キーワード検索を可能とし、検索結果は一覧表示ならびに個別表示で表示することが可能である。また検索結果の CSV 形式のダウンロード、ならびにプリント様式への変換も可能である。

エネルギー省の担当者は、データベースに格納されるプロフィールデータ、プロジェクトデータの管理に加えて、HTML コンテンツとしての

- FAQ
- エネルギー政策
- コンタクト情報
- リンク集

については、その管理を行う。

以下に、

- ユーザーインターフェイス(画面)の一例としての投資家のログイン後のページイメージ
- プロフィールデータならびにプロジェクトデータの登録フロー
- プロフィールデータならびにプロジェクトデータのフォーマット

を示す。

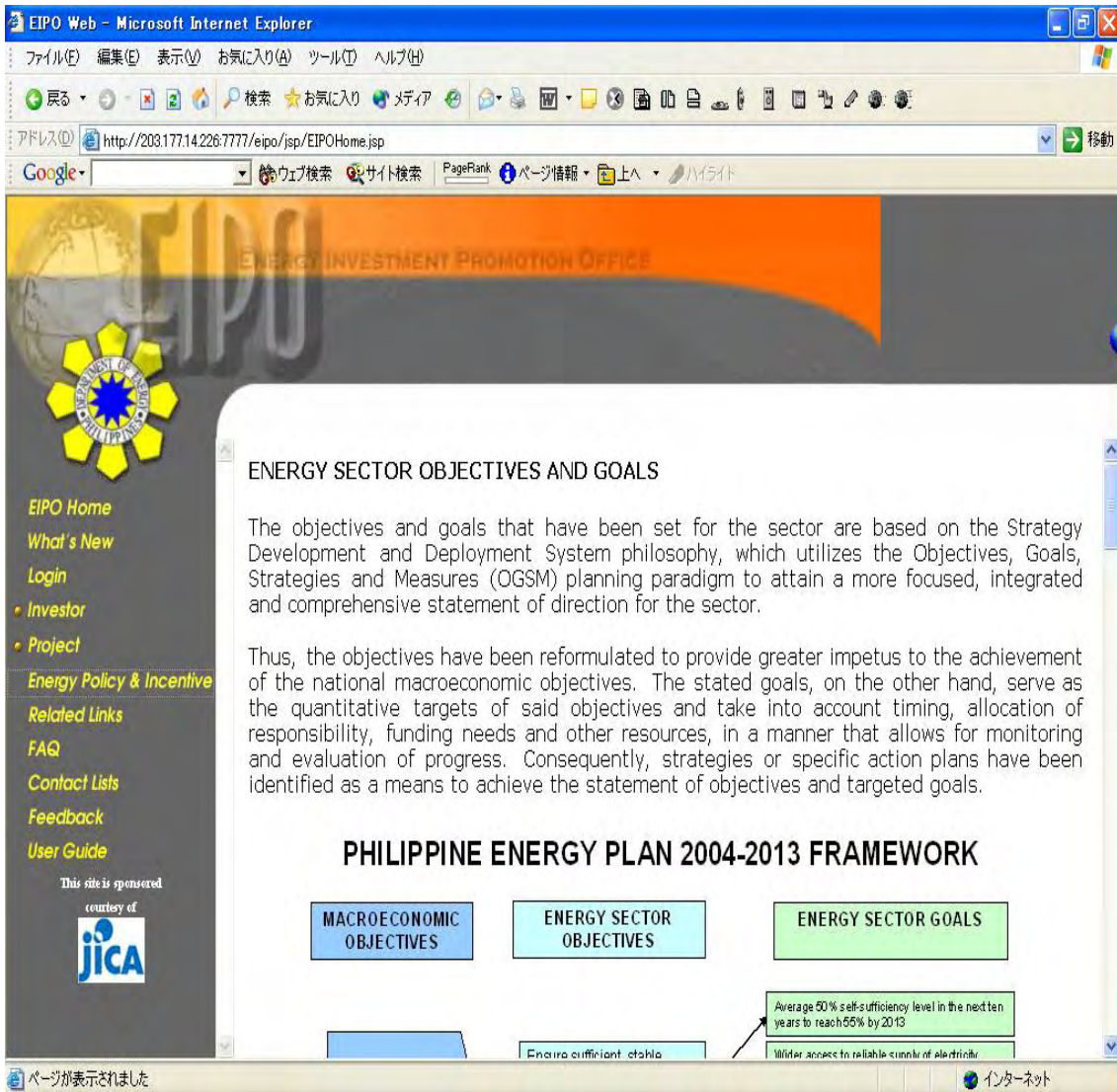


図7. 5. 1 投資家のログイン後の画面サンプル

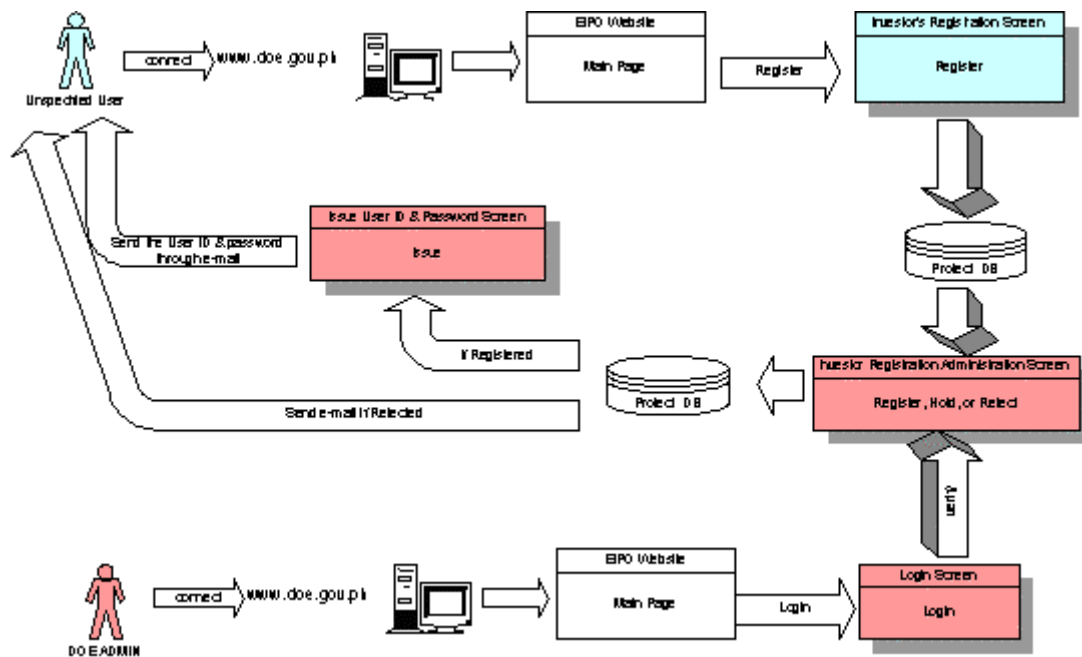


図7. 5. 2 プロファイルデータの登録に関するフロー

COMPANY NAME

Japan International Cooperation Agency (JICA)

PROFILE INFORMATION

Salutation* First Name* Last Name*
 Mr. Juan de la Cruz
 Job Title*

CONTACT INFORMATION

Country* Philippines
 Address 1* 12th Floor, Pacific Star Building, Senator Gil J. Pl.
 Address 2*
 City* Makati City
 State / Province*
 Zip/Postal Code* 1605
 *Use International Format : [+Country Code][Area Code] [Telephone/Mobile Number] +999 9999999
 Telephone* +999999999
 Mobile Phone +83
 Fax +999999999
 E-mail* jica@jica.go.jp

DESCRIPTION OF THE COMPANY

Year of establishment 1990
 Line of Business IT
 Sales turnover (US\$) 50,000 up
 Profits (US\$) 50,000 up
 Number of employees 2000 up
 Others

FIELD OF PROJECT

1. NATURAL GAS
 - Delivery
 - Transmission
 - Distribution
 - Implementation
 - Exploration & Development
 - Marketing
2. THERMAL PLANTS
 - Fuel Supply
 - Coal Generation
 - Oil-based Generation
 - Natural Gas Generation
3. RENEWABLE ENERGY
 - Geothermal
 - Wind
 - Solar
 - Hydro
 - Biomass
 - Tide
4. OTHERS

Register

Hold

Reject

Clear

Close

図7.5.3 投資家のプロフィールのデータフォーマット

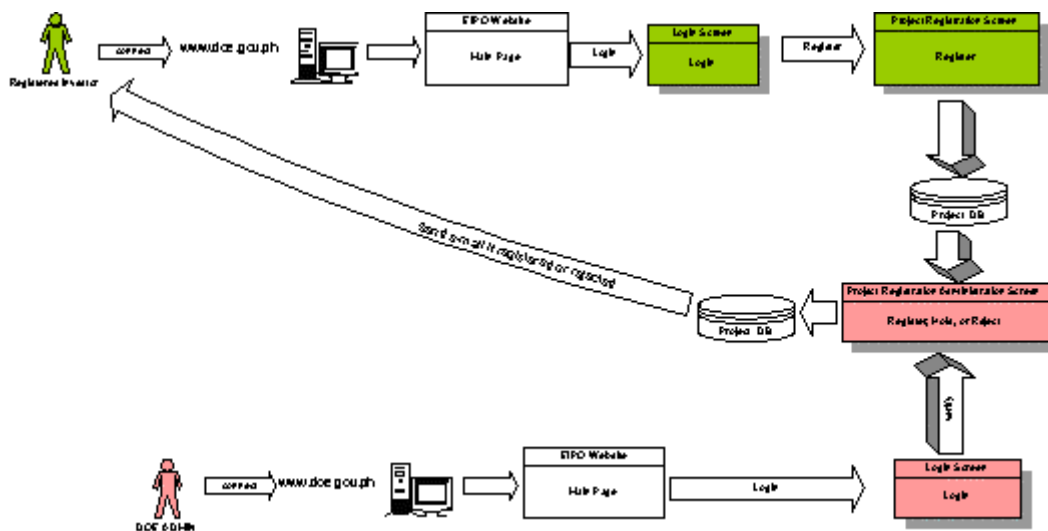


図7.5.4 プロジェクトデータの登録に関するフロー

Project Registration Data for Approval

Category: Natural Gas - Pipelines Transmission

[Creator of the Project](#)

Proponent

Since the presentation of the Philippine Wind Atlas by Preferred Energy Inc. (PEI) in 2000, local companies have been aware of the potential for wind power in many areas of the country. Trans-Asia Renewable Energy Corporation has been following the local and international wind sector

Project History

The Sorsogon Wind Project was originally a project of the Green IPP (GRPP), a joint initiative of the Philippine Rural Reconstruction Movement (PRRM) and Greenpeace. GRPP aims to undertake early development of clean power projects to be eventually turned over to the private sector for implementation. Through PG, Trans-Asia

Project Objectives

1. To support the Philippine energy policy promoting commercialization of new and renewable sources of energy
2. To promote the use of wind energy which produces zero-emission, renewable and abundant in the Philippines
3. To promote an energy source, which offers the flexibility to be developed incrementally as power demand grows
4. To maximize the benefits from global and regional partnerships
5. To maximize the support of European technology and finance companies

Results of the Study

The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog.

Resource Assessment

The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog.

Timeframe for Implementation

The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog.

Project Location

The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog.

Current Status

The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog.

Pipeline route(s): Producing Country

The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog.

- Relay Countries - Consuming Countries

The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog.

Start Year of Commercial Operation

1997

Estimated Gas Reserves (bcm)

1000

Transmission Capacity (bcm/year)

1000

Gas Price (\$@00/MMBtu or \$@00/1000Nm³)

US\$ 1000

Construction Term (years)

1000

Project Cost (US\$ in total)

US\$ 1000

Project Cost (\$@00/meter)

1000

Market Study

The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog.

Owner of the Project (Public or Private)

The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog.

- Technical Details

The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog.

- Project Evaluation

The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog.

Other Prospects

The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog. The quick brown fox jumps over the lazy dog.

Register

Hold

Reject

Close

図7. 5. 5 プロジェクトデータのフォーマット

7. 5. 3 システム環境

- ・ハードウェア Proliant ML370 T03 (HP)
- ・OS Windows2003 Advanced Server
- ・データベース Oracle9i、ライセンスはプロセッサライセンス
- ・アプリケーションサーバー Oracle9iAS、ライセンスはプロセッサライセンス

サーバーの設定は次の通りである。

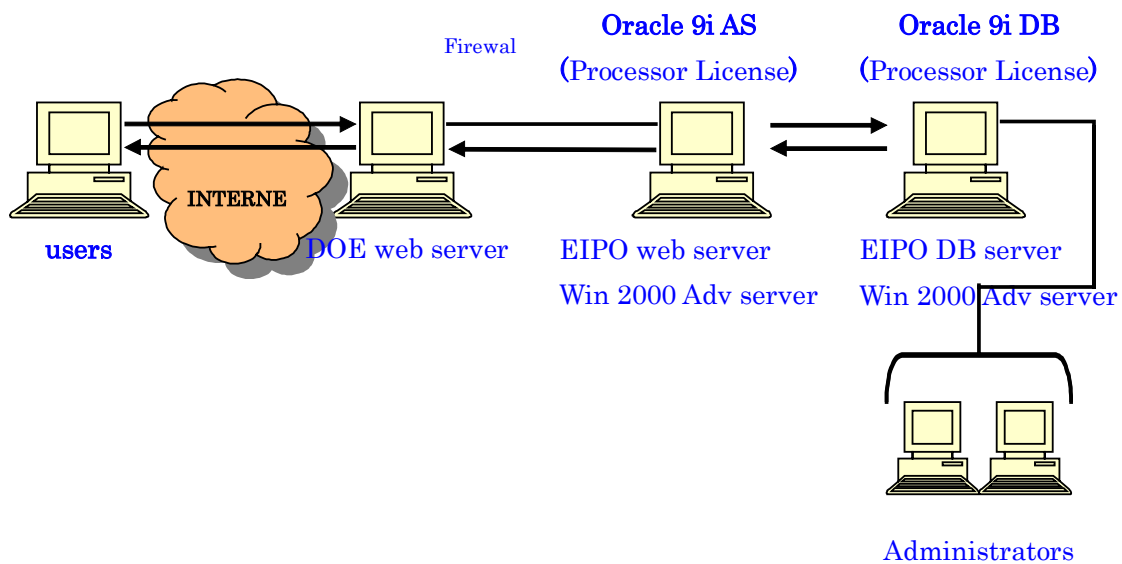


図7. 5. 6 サーバーの設定

<参考 1> フィリピン共和国法第 9136 号 電力産業改革法案 (EPIRA)

2001 年 6 月に施行。9 章から構成され、それぞれ以下の項目についての規定が記されている。
施行令(IRR-Implementing Rules And Regulations)は 2002 年 2 月に承認。

1 章 序章

本法案の目的・法案中の用語の定義等

2 章 電力産業の構造と運営指針

発送配電分野の分割・TRANSCO・WESM の設立等、EPIRA 法案下での電力セクター構造の全体像を規定している。

3 章 エネルギー省(DOE)の役割

PDP・投資促進政策の策定といったエネルギー省の役割に関する総合的な規定

4 章 電力産業への規制

エネルギー規制委員会(ERC – Energy Regulatory Commission)の機能・権限・組織構成といった規定に加え、ERC による電力料金設定の基本指針等についても規定されている。

5 章 NPC 資産の民営化

NPC 資産の民営化の基本方針、例えばミンダナオ地方の対象資産(Agus / Pulangui 発電所)は民営化対象から最低 10 年間は除外する、といった点が規定されている。

6 章 PSALM(Power Sector Assets and Liabilities Management)の設立

NPC 等の資産売却の特別目的会社である PSALM の機能・組織・25 年の限定的な存続組織であることなどが規定されている。

7 章 地方電化の促進

国家電化庁(NEA / National Electrification Administration)の役割・PSALM による地方電化に関連する Electric Cooperative の債務継承等について規定されている。

8 章 総則

9 章 終章

<参考 2> フィリピン政府の投資に関する基本方針

(1) 投資資格

フィリピンでは、ほとんどの分野において国籍を問わずどの投資家でも歓迎しており、株式所有率は最高 100%まで認められている。しかし、一部の経済活動は法律によりフィリピン国民にのみ限定されている。どのような分野がそれに該当するかは「外国投資ネガティブリスト (Foreign Investment Negative List: FINL)」に記載されている。

(2) 投資の種類

大統領令第 226 号では、投資の種類及び奨励措置の内容を表のように分類している。

大統領令第 226 号	投資の種類及び奨励措置の内容
第 I 部	奨励される投資 (優遇措置付きの投資)
第 II 部 (現在無効)	奨励措置が適用されない投資 改正版: 共和国法 7042 号「1991 年外国投資法」
第 III 部	フィリピンに地域統括本部を設ける多国籍企業に対する奨励措置
第 IV 部	アジア・太平洋地域及びその他の外国市場向けに部品及び原材料供給のための地域統括倉庫を設立する多国籍企業に対する奨励措置
第 V 部	投資家特別居住ビザ (Special Investors Resident Visa: SIRV)
第 VI 部	エコノミックゾーンの企業に対する奨励措置

出典: フィリピン大使館提供資料より作成

(3) 投資形態

株式投資による「外国投資」は一般に外国為替取引の形態をとるが、その他の資産をフィリピンに実際に移転することによって外国投資を行うこともできる。こうした非現金資産としては、資本財、特許権、フォーミュラプラン、その他の技術的権利ないしは技術プロセスが挙げられる。

(4) 優遇措置の付与

投資家は、現行の投資優先計画 (Investment Priorities Plan: IPP) に記載されている事業分野に投資を行う場合には、オムニバス投資法の第 I 部により、優遇措置を受けることができる。

投資優先計画(Investment Priorities Plan:IPP)とは、政府の優遇措置が適用になる投資優先分野のリストであり、フィリピン政府の与える優遇措置は、広範囲にわたり非常に充実している。このリストは、関係省庁及び民間部門と協議を行った上で、年一回改訂される。たとえ、その事業活動がIPPに記載されていない場合でも、企業は以下の条件を満たしていれば優遇措置を受けられる。

製品の 50%以上が輸出用であること:フィリピン企業の場合(株式の 60%以上をフィリピン人が所有)

製品の 70%以上が輸出用であること:外国企業の場合(株式の 40%以上を外国人が所有)

ただし、IPP に記載の分野であっても、輸出製品に適用の優遇措置を、投資委員会が全部もしくは一部制限できる場合もある。

(5) 主な投資優遇措置に関する規定

1) ITH 法人税免除に関する規定

新設企業でパイオニア企業の指定を受けた場合:操業時から 6 年間

新設の非パイオニア企業の場合:操業時から 4 年間

拡張案件:販売額(量)の増加分を対象に 3 年間

低開発地域での新規、拡張投資:6 年間

近代化案件:販売額(量)の増加分を対象に 3 年間

輸出企業の次の事業に免税:

過去 2 年間 10 万米ドルを超える輸出実績のない製品

過去 2 年間当該製品の輸入実績のない国への新規輸出

① 国産原料の利用率が全原材料額の 50%以上:1 年間延長(最長 8 年間)

② 輸入設備に対する国産設備の比(金額)が、労働者一人あたり 10,000 米ドル以下:1 年間延長(最長 8 年間)

③ 操業後 3 年間、年間 500,000USドル以上の外貨収入あり:1 年間延長

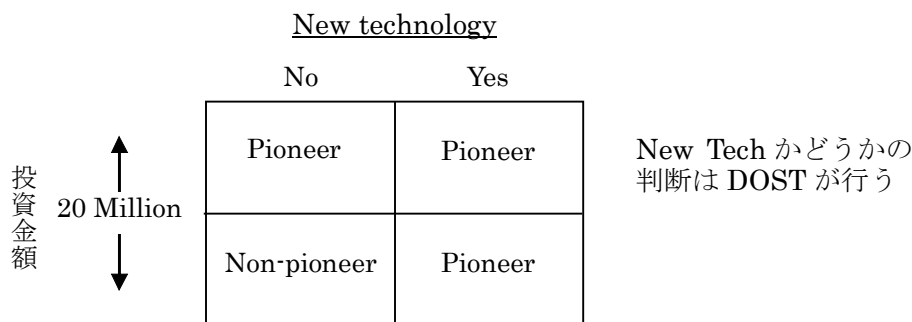
④ (最長 8 年間)

*パイオニア・ステータスの判定基準

投資金額と、技術の新規性の 2 つがあり、投資金額が 2 千万 USドル以上の場合、もしくは対象事業が先端技術を採用したもの(フィリピンへの技術移転促進に資するものである)である場合、認定を受けることができる。先端技術かどうかの審査は科学技術省(DOST=Dept. of Science and Technology)が担当しており、その主な対象は研究開発事業となっている。

審査の基準は当地(フィリピン)への技術移転の度合い・生産効率・革新性等があるが、審査のガイドライン自体は一般的な内容となっており、電力・エネルギーセクター固有の基準は特に存在しない。このため実際の審査プロセスでは審査にあたる DOST の Sectoral Planning Council の裁量が大きくなっているのが特徴である。

しかしながら、電力・エネルギーセクターにおける資格申請はこの2年間はゼロとなっており、事実上機能していないため、具体的にどのような技術・分野が該当するかは明確になっていない。尚 DOST へのヒアリング調査によれば、審査にかかる期間は通常で2~4週間となっている。



※DOST=Department of Science and Technology

図 パイオニアステータスの判断基準

出典:フィリピン投資委員会(BOI)へのヒアリング調査をもとに JICA Study Team 作成

2) ITH の延長に関する規定

新規登録の非パイオニア企業 (non-pioneer firm) は所得税が4年間免除され、新規登録のパイオニア企業 (pioneer firm) は所得税が6年間免除される。

また、次の場合に適合すれば、各々1年間延長される。

- ① 国内産の原材料を、投資委員会が設定した比率で使用している場合
- ② 投資委員会が設定した「年間労働者数に対する資本設備の比率」の規定を満たしている
- ③ 純外国為替貯蓄ないし収益が、操業してから最初の3年間、少なくとも年間50万ドル以上ある場合(パイオニア分野の登録企業は、この優遇措置をいかなる場合であれ8年間以上利用することはできない)

3) その他の法人所得に関する優遇措置

課税対象所得税の追加的控除

- ① BOI 登録後最初の5年間に労働者と投下資本(額)の比率がBOIの定める条件を満たした場合:労働者の課税対象所得50%を追加控除
- ② 低開発地域での案件:100%を追加控除
- ③ 鉱山あるいは林業関係の案件を除く低開発地域もしくはインフラ施設が未整備の地域:インフラ整備のために支出した費用を課税対象法人所得から除外可能

4) 輸入関税

輸入関税免除の対象となるのは以下の4分野に限定されている。

- ① スペアパーツ無税輸入
- ② 非伝統輸出産品:10年間の輸出税等免除
- ③ 繁殖用の家畜、バイオ原料:10年間の税金免除
- ④ 税金の還付:
輸出用に利用した原材料、補給品、半製品に対して支払った国内歳入税及び関税の額に等しい税額の還付

5) その他

フィリピン経済区庁の優遇措置に関しては、通常の優遇措置よりもさらに好条件での優遇措置が設定されている。ここに挙げられるものと同様の優遇措置を電力セクターにも適用することが出来れば、投資インセンティブとしての効果も多大なものとなると考えられる。

- ① 最長8年の法人所得税免除
- ② 法人所得税の免除期間終了後、5%の優遇特別税適用
- ③ 輸入資本財、部品、原材料の関税、埠頭税、輸出税、手数料等の免除
- ④ 国内で調達された資本財に対する税額控除
- ⑤ 労賃の増加分に対する追加控除
- ⑥ 社員訓練費用に対する追加控除

スービック湾都市庁(SMBA)、クラーク開発公社(CDC)の優遇措置

- ① 初年度より5%の法人所得税
- ② その他、フィリピン経済区庁と同様
- ③ 法人所得税免除(投資委員会への登録が必要)

<参考3>IPP 事業運営に係るトラブルの実例

売電価格が孕む問題 – セブ島の事例

IPP 業者からの売電価格問題が顕在化した事例として、セブ島の配電会社 Visayan Electric Co.(Veco)と IPP 業者 Cebu Private Power Corp.(CPPC)との間で起こった紛争が挙げられる。

フィリピンの地元メディアが伝えるところによると、2003年6月15日、CPPCは Vecoとの売電価格交渉の決裂を受け、7月25日までに発電所を閉鎖すると発表した。CPPCの Veco への売電価格は、(NPCの Veco に対する売電価格)×98%に設定されており、2002年5月に NPC の IPP からの買電価格に伴って自動的に調整される PPCA (Purchased Power Cost Adjustment) が 40 センターボカットされた影響で、CPPCの Veco への売電価格も値下がりし、CPPCの業績は悪化していた。CPPCは Veco の取り扱う総電力の23%にあたる62MWを供給しており、もしも電力供給が停止した場合、セブ島都市部の電力供給レベルは20MW という危機的レベルまで落ち込むことが予想された。ピークタイムの停電も起こりうる、とメディアでは報じられた。

セブ島は、近年、マニラに次ぐカスタマーコールセンター立地場所として外国からの投資を順調に伸ばしてきた。電力供給が危ぶまれるとなると、24時間の対応が必要となるコールセンターオペレーションには当然ながら支障が生じる。こうしたことから、セブ投資促進センターやコールセンター連盟といった関係者からも、電力危機は是が非でも回避すべきだとの働きかけが活発に行われた。

こうした事態を受け、ERC (Energy Regulatory Commission) は GRAM (Generation Rate Adjustment Mechanism) を用いて計算した新しい電力料金 2.2412 ペソ/kWh を早く導入するよう、NPC に命じた。新しい電力料金は、この紛争が起こる以前の 5 月 15 日に既に決定されたもので、それまでの電力料金より 0.16 ペソ/kWh の値上げを認めたものであった。ところが NPC 側は値上げ幅が低すぎることを不服として、6月に入っても新料金の徴収を先送りしていたため、CPPCの売電料金も低いままとなっていた。結局、CPPC側が発電所閉鎖期日としていた7月25日の前日に ERC、NPC、CPPCの三者間で協議を行った結果、セブ島の電力危機はとりえず回避された。しかしながら、ERC の認める電力料金は低すぎるという不満が、NPC と CPPC とに残る結果となった。

この事例は、以下の問題点を端的に示している：

1. もともと、NPCから配電会社への売電価格設定が低い。IPP業者の場合、NPCの売電価格を Reference Rate として設定するような契約を行っている場合、その影響をまともに受けることとなる。
2. これまでは燃料費変動リスクと為替変動リスクを自動的に最終消費者に転嫁していたが、GRAM 方式の導入によって自動的な転嫁はできなくなった。これにより、IPP 事業者、配電事業者との間で混乱が生じた。

<参考4> 諸外国（タイ・インドネシア・ベトナム）の電力セクターの構造

(1) タイの電力セクターの構造

タイの電力セクターでも、発送配電の分離が進んでいる。現在発電と送電を行っているタイ国発電公社(EGAT)は外貨建て債務負担などで財務が悪化、多額の債務をかかえている。国家エネルギー政策局(National Energy Policy Office:NEPO)が1998年8月に発表したエネルギー部門の民営化マスター・プランによると、EGAT、首都圏配電公社(MEA)、地方配電公社(PEA)とタイ石油公社(PTT)の民営化が計画されているほか、発電・送電・配電を明確に分離しプール制度を導入した電気事業体制の再編成が検討されている。しかしながら2003年8月現在、プール市場導入の2007年までの延期をEGATが政府に提言するなど、再編成に向けた動きは延期されている。下図に電力セクターの現状と将来の予測図を示す。

[現状]

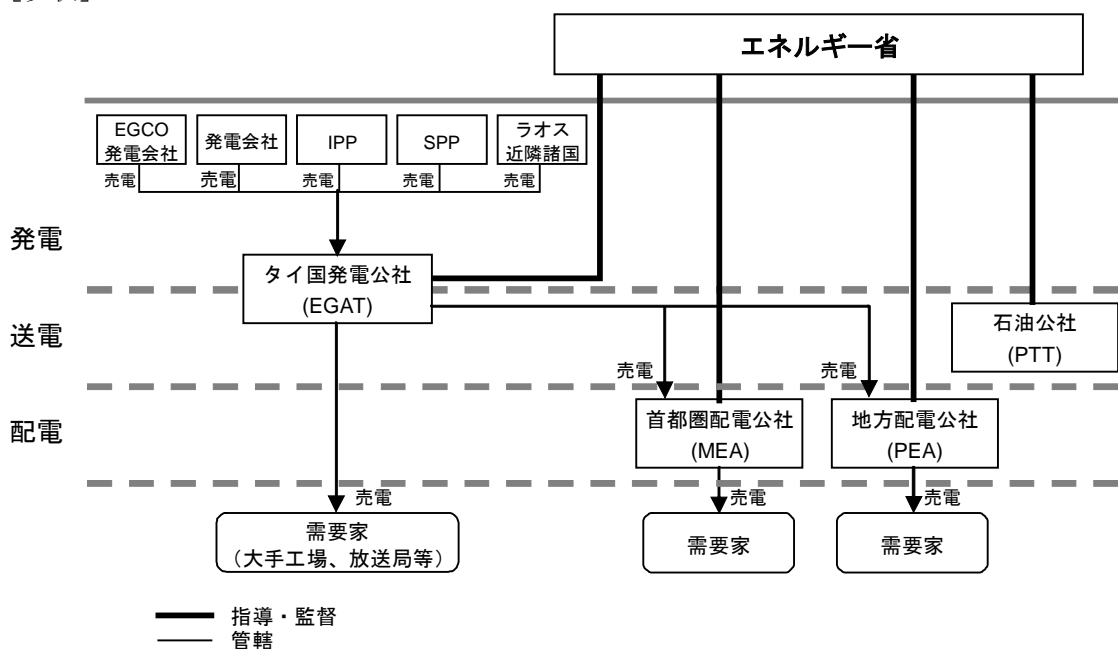


図 タイ電力セクターの構造

出典:各種資料より作成

[将来]

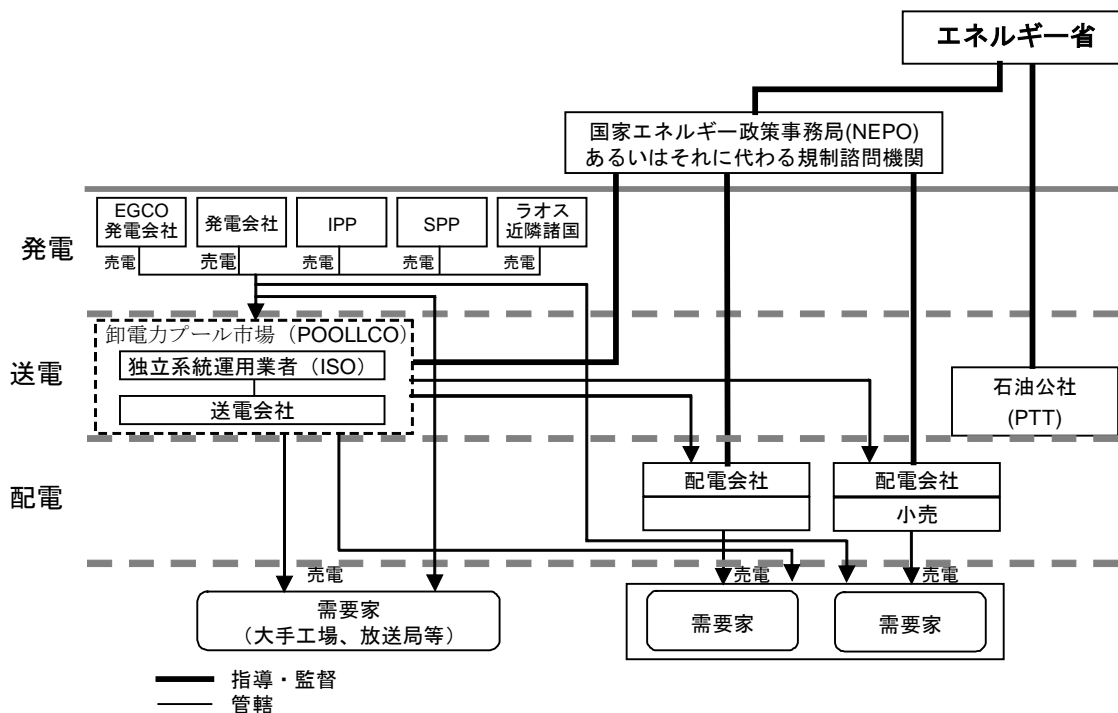


図 タイ電力セクターの構造

出典:各種資料より作成

(2) インドネシアの電力セクターの構造

インドネシアにおいても、現在電力セクターの構造改革が進められている。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。

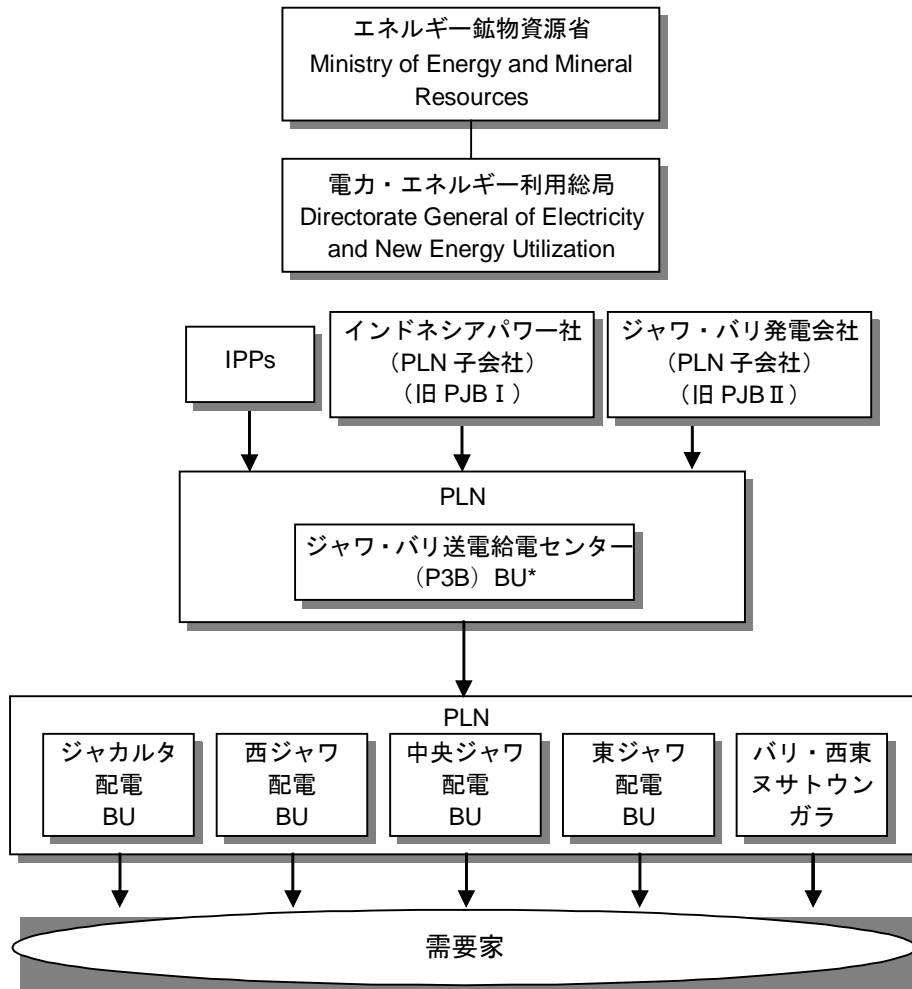
政府は 2002 年 9 月 23 日の新電力法公布から 1 年以内に電力市場の競争監督機関として「電力市場監督委員会」を設置し、5 年後には発電分野に限定的な競争市場を実施する地域を選定することになっている。今後はこの新電力法をベースに PLN の分離・分割による電力セクター構造改革が進むことになると考えられる。しかし、インドネシアは地域によって電力部門の開発状況に大きな差があるため、競争市場への転換のペースは地域によってかなり違って来るであろう。

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・バリ系統もしくはバタム島での改革を先行させるといわれている。

インドネシア政府は、電力市場の監視機関として Electricity Market Supervisory Agency (EMSA) を設立する。同機関は、政府とは独立した組織となるといわれている。

下図はインドネシア電力セクター、ジャワ・バリ系統の現状と将来の予測図を示している。

[現状:ジャワ・バリ系統]



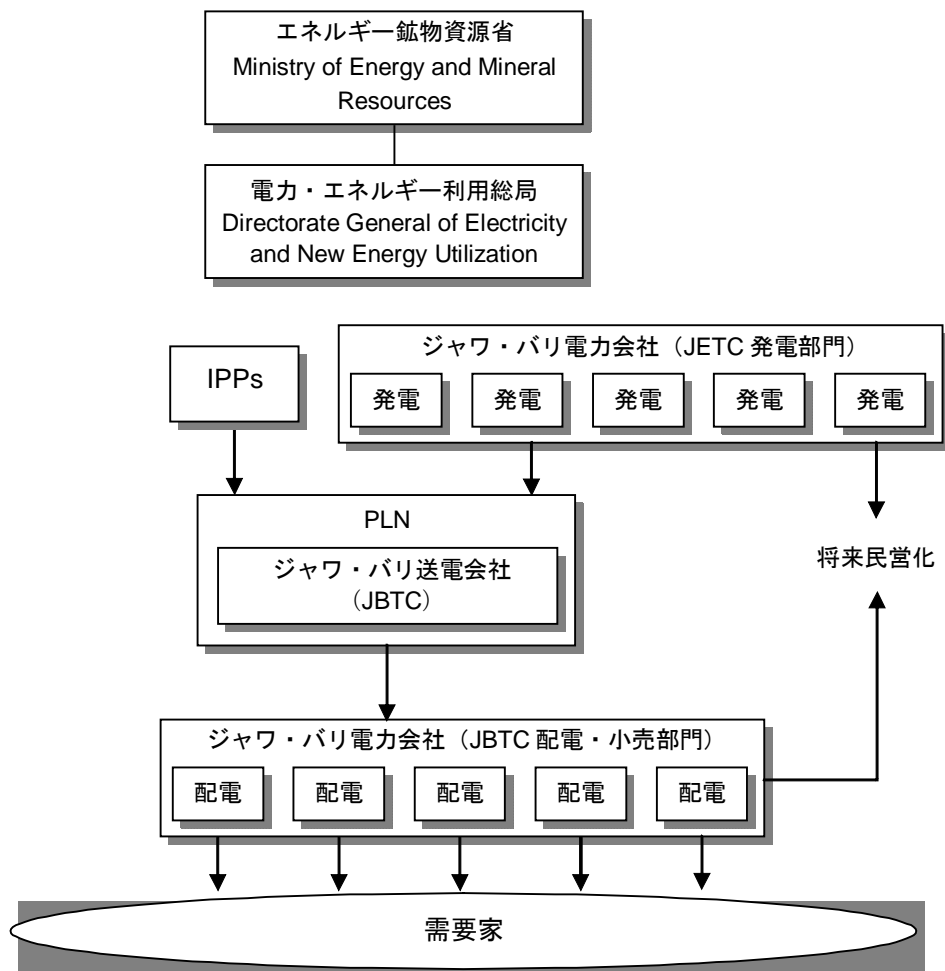
*BU=Business Unit

注:ジャワ・バリ地域以外では、引き続き政府の支援が必要とされているため、発電、送・配電、小売の垂直統合システムが続くことになる。

図 インドネシア(ジャワ・バリ系統)電力セクターの構造

出典:PLN 資料他各種資料より作成

[将来:ジャワ・バリ系統]



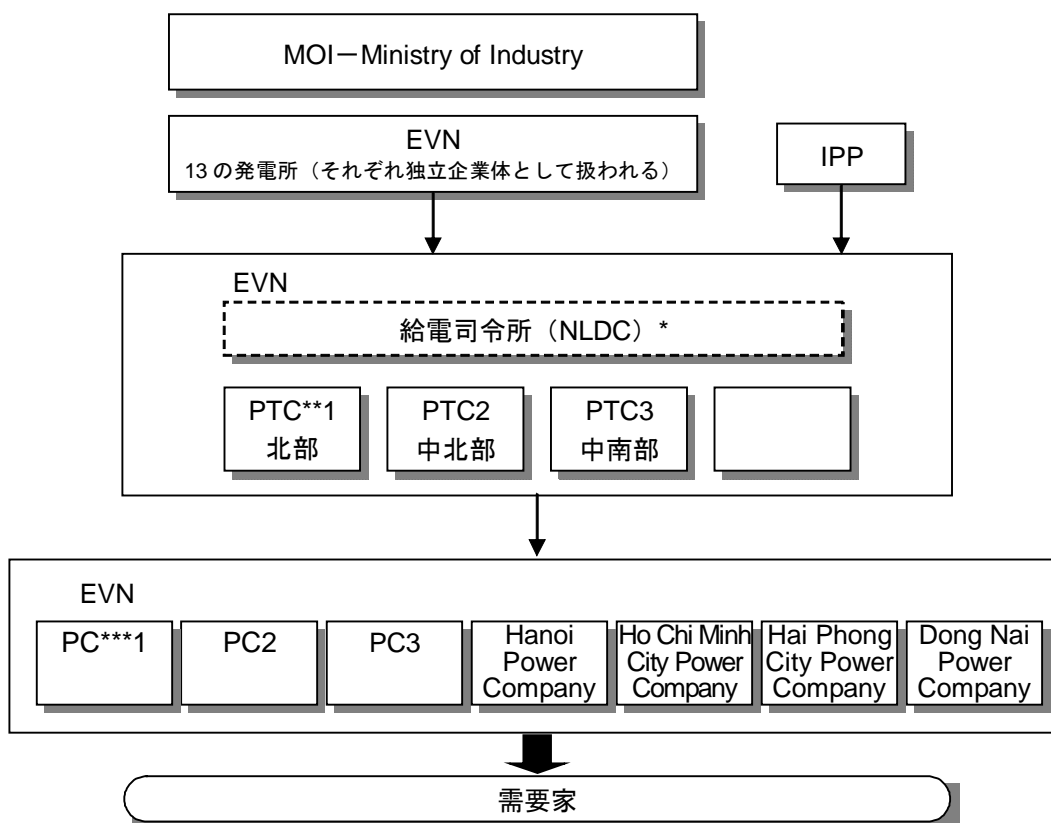
注:送電と配電は自然独占的分野として引き続き規制され、競争は導入されない。

図 インドネシア(ジャワ・バリ系統)電力セクターの構造

出典:PLN 資料他各種資料より作成

(3) ベトナムの電力セクターの構造

ベトナムにおいては、現在、工業省の管轄下にあるベトナム電力公社(EVN)が全国の発送電事業を行っている。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。ベトナム政府は、中長期的には電力セクター改革に取り組む方針を示しているが、現段階では具体策は示されていない。



* National Load Dispatching Center

** Power Transmission Company

*** Power Company

図 ベトナム電力セクターの構造

出典: 各種資料より作成

<参考5> 諸外国(タイ・インドネシア・ベトナム)における電力投資促進策の現状

(1) タイにおける電力投資促進策の現状

タイにおける電力投資は、送電システムは平等なアクセスを保証するために、今後も EGAT による所有、維持、開発が進められる予定である。したがって、外国資本による投資活動は、現在 IPP 事業が中心となっている。

タイの投資奨励策は、ゾーン 1 から 3 に区切られた地域別のアプローチを取っている。ゾーン 3 が投資最優遇地区で、ここへの投資であれば、8年間の ITH とその後 5年間 50%の法人所得税減免が受けられる。地域別アプローチとは別に、特定の業種を「特別重要産業(プライオリティ・セクター)」として指定しており、プライオリティ・セクターであれば、立地に関わらずゾーン 3 の条件で優遇措置を受けることができる仕組みになっている。以下に、地域区分と優遇措置の内容を表に示す。

表 タイにおける投資優遇地域区分

第1地域	首都圏 6 都県(バンコク、サムットプラカーン、サムットサコン、ノンタブリ、ナコムパトム、パトムタニ)
第2地域	首都圏に隣接する 10 県(サムットソクラーム、ラーチャブリ、スパンブリ、アーントン、アユタヤ、ナコンナーヨック、チャーチェンサオ、チョンブリ)
第3地域	第1地域、第2地域を除く 80 県とレムチャバン工業団地

表 タイにおける主な投資優遇措置

優遇措置	第1地域	第2地域	第3地域
法人所得税	3年間の免除(条件:輸出比率80%以上、かつ工業団地あるいはBOIより奨励を受けた工業地域に立地すること)	7年間の免除(条件:工業団地あるいはBOIより奨励を受けた工業地域に立地すること)	8年間の免除、法人所得税免除期間終了後、さらに5年間50%減免 法人所得を生じた日より10年間、輸送、電力、水道の経費の2倍までの控除を認める。設備の据付および必要インフラの建設に対する投下金額の25%を純利益から控除できる。
機械の輸入関税	50%の免除(条件:関税率10%未満のものは除く。輸出比率80%以上、かつ工業団地あるいはBOIより奨励を受けた工業地域に立地すること)	50%の免除(条件:関税率10%未満のものは除く)	免除
原材料の輸入関税	1年ごとに免除(条件:輸出比率30%以上のプロジェクトの輸出相当分の生産に必要な原材料が対象)	1年ごとに免除(条件:第1地域に同じ)	5年間の免除(条件:輸出比率30%以上のプロジェクトの輸出相当分の生産に必要な原材料あるいは必要資材が対象) 国内販売の原材料が対象で1年ごと8年間の75%免除

出典:タイ投資委員会

(電力セクターに関するその他投資優遇策については、前述 7.1.1(4)電力セクターへの投資優遇措置でフィリピンとの比較を行っているので、そちらもあわせて参照のこと。)

タイは投資関係の承認プロセスにおける窓口を投資委員会(BOI)に集約しており、投資における許認可の発行に関するタイ政府内での調整を行う役割もBOIが担っている。下図は電力事業における投資プロセスを示している。

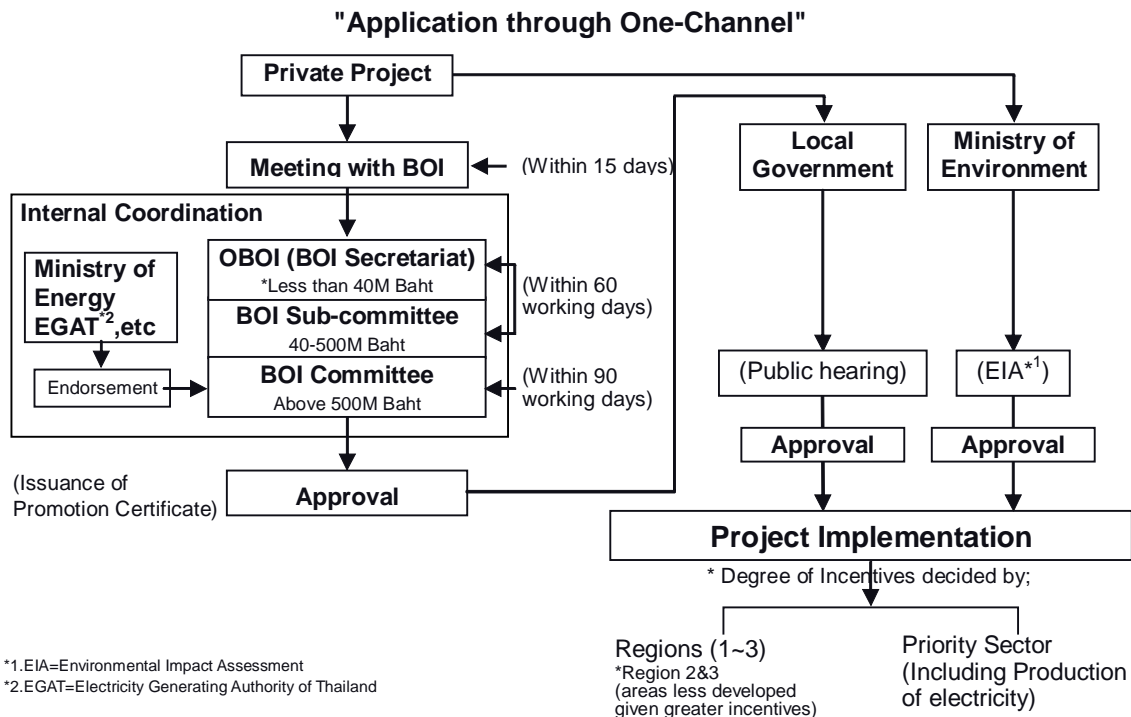


図 タイにおける投資プロセス

出典:タイ投資委員会資料・現地企業へのヒアリングを元に作成

< 関連省庁・機関 >

- ① エネルギー省 (Ministry of Energy)
- ② エネルギー政策局 (Energy Policy & Planning Office - EPPO)
- ③ タイ国発電公社 (EGAT) : IPP や SPP などの割合の設定

投資奨励特典 (Promotion Certificate) を得るためには、5 億バーツを超える投資案件は 90 営業日、それ以下の場合には 60 営業日の日数が必要となる。これはフィリピンと比較すると若干日数がかかるが、申請を受けた時点で BOI が NEPO や EGAT などと調整を行うための日数、最終的に内閣府に承認を受ける日数が必要となるためである。5 億バーツを超えるプロジェクトの場合、BOI の委員会は 1 ヶ月ごとの開催、5 億バーツ以下の場合には Sub-committee、BOI 事務局レベルで毎週開催されている。また、投資奨励特典を申請する段階で、F/S レポートや EGAT との PPA が必要となることから、実際には、申請を行う前から各関係機関との調整を投資家自ら積極的に進めておく必要がある。

環境影響評価 (EIA) に関しては投資申請と前後しても問題ないが、最終的なプロジェクトの実施にあたっては、必ず必要となる。担当となる環境政策・環境計画事務局 (OEPP: Office of Environmental Policy and Planning) による初期検討などに 30 日間かかるほか、専門家委員会によ

る検討に 45 日かかることされているが、場合によってはそれ以上の日数がかかることもある。

BOI からの投資奨励許可証の発行後、建設許可の申請、環境影響評価の提出、そして地方政府が主催する公聴会など、様々な許認可手続きが発生する。建設許可権は、タイの場合、地方自治体レベルに付与されている。こうしたことから、公聴会などで地元住民から反対の声があがり、建設許可が地方政府から下りず、計画が頓挫するケースもある。そうなった場合でも BOI や中央政府が調整に乗り出すといったことはない。したがって、投資奨励許可証が発行されたからといってすべてが約束されたわけではなく、発行後も様々な問題をクリアしていくことが要求される。

(2) インドネシアにおける電力投資促進策の現状

インドネシアでは、1992 年より IPP 事業第一期として外国投資が進んでいたが、現時点ではそうした IPP は、財務状況悪化に苦しむインドネシア国有電力会社 (PLN) との PPA 契約の再交渉を余儀なくされている。再交渉は 2003 年 6 月までに 27 の IPP と実施され、PLN は価格再交渉の結果、合計 50 億 US ドルにも上る買電価格削減に成功した。近く IPP 第 2 期事業募集が行われる予定だが、インドネシア政府は、今後の IPP 導入に関しては Solicited IPP* のみを許可することになっている。この場合、PLN が、安定供給に必要な電源の位置、規模、燃料種別、運転開始年度などを含むマスタープランを作成し、これに従って IPP 開発を行う民間投資家を募集することになる。しかしながら、地方分権化が促進されたため、地方政府が IPP 事業を進めるための MOU (Memorandum of Understanding) を、民間投資家が地方政府と独自に締結するような動きも見られる。IPP 投資家はこれまで PLN を交渉窓口としてきたが、今後は窓口が州政府なのか、買電を行う PLN なのか決まっていない。各州と鉱山エネルギー省、PLN の間で、投資プロセスのスムーズな実施を支援する体制がインドネシア側で整備されていない点が、電力投資促進策の最大の問題として指摘される。

*Solicited IPP: インドネシア政府公認の下で招致する IPP 事業

(Unsolicited IPP / 事業者の提案・主導によって進められる IPP 事業形態)

投資環境全般についても現状では、インドネシアはフィリピン勝るとは言いがたい。インドネシアの投資政策は、1967 年の外国投資法 (1970 年改正) と 1968 年の内国投資法 (1970 年改正) のもとで実施されてきたが、特定業種への積極的な投資促進政策は十分には行われていなかった。アジア経済危機後、インドネシアに対する新規外国投資は激減した。加えて、2002 年 10 月のバリ島爆弾テロ事件やその後のテロ事件により、外国投資家のインドネシア離れは進んでおり、同国の投資をめぐる内外の環境は厳しさを増している。

こうした状況を打開すべく、メガワティ大統領は、2003 年を「投資の年」と宣言し、インドネシアにおける外国投資環境の整備に取り組む姿勢を打ち出している。現在、投資調整庁 (BKPM) が「新投資法」の成立に向けて議会に強く働きかけている。この「新投資法」の下では、投資諮問委員会による投資部門の戦略的方向付け機能の強化や、ワンストップサービスの導入による投資許認可の申請手続きの簡素化が見込まれる。

インドネシアでは、外資に対する優遇措置を行っていない。すなわち、国内企業・外国企業に関係なく、保税地区(KB)および経済統合開発地域(KAPET)や開発の遅れたインドネシア東部(KTI)において新規投資する場合に優遇措置が適用される。

下表は、インドネシアにおける主な優遇措置を示している。また、電力セクターに関する投資優遇策については、前述 7.1.1(4)電力セクターへの投資優遇措置でフィリピンとの比較を行っているため、そちらもあわせて参照されたい。

表 インドネシアにおける主な投資優遇措置

一般的措置	保税地区(KB)内の企業に対する優遇措置	経済統合開発地域(KAPET)内の企業に対する優遇措置
<p>a. 事業開始及び事業拡張にかかる設備機器の輸入関税率を最大 5%(実際の関税率がそれ以下の場合はその税率)に軽減。許可取得より 2 年間有効。</p> <p>b. 生産能力の 2 年間分(国産機械使用の企業の場合は 4 年間分)の原材料について、最大 5%までの関税の軽減。</p>	<p>a. 輸入関税、輸入物品税、輸入付加価値税、奢侈品税及び輸入品に対する法人税の前払いなどの免除。</p> <p>b. 域外から加工のために貨物を搬入する場合や、KB 相互間の貨物の搬出入、KB から委託加工または修理のために貨物を搬出入する場合などについては、付加価値税を免除、または留保。</p> <p>c. BINTEK(財務省の関税払い戻しを管轄する部局)の許可を得た企業が KB 内企業に材料を販売する場合、関税及び輸入課徴金の払い戻し。</p> <p>d. KBと域外との間の物資の移動、機械・機器の貸与などの請負に関する関税・輸入課徴金・付加価値税・奢侈品税を留保。</p>	<p>① 総投資額から 30%の範囲で順所得から控除</p> <p>② 所得税における加速度減価償却および/或いは割賦弁済期間の短縮を選択する権利</p> <p>③ 課税年度翌年から継続的に最高 10 年間の欠損補填</p> <p>④ 非居住者への株式配当金に関する所得税の課税は 10%以下</p> <p>⑤ 製造活動に直結する資本財、原料およびその他の機器の輸入に関し、所得税法第 22 条に定めた課税を免除</p> <p>⑥ 収入として計上されない従業員への現物支給などの経費計上</p> <p>⑦ 一定の条件の下における付加価値税、贅沢品税の免税(製造活動に関係した資本財やそのほか機器の国内購入や輸入、または加工を目的とする非課税品の輸入や当事者間の引渡しなど)</p>

出典: BKPM-JICA「インドネシアへの投資案内」より作成

インドネシアにおける投資関係の承認プロセスは、下図のとおりである。1999 年には投資申請受け窓口拡大が図られ、インドネシア共和国在外公館やインドネシア国内の各州にある州投資調整局(BKPMMD)が加えられた。

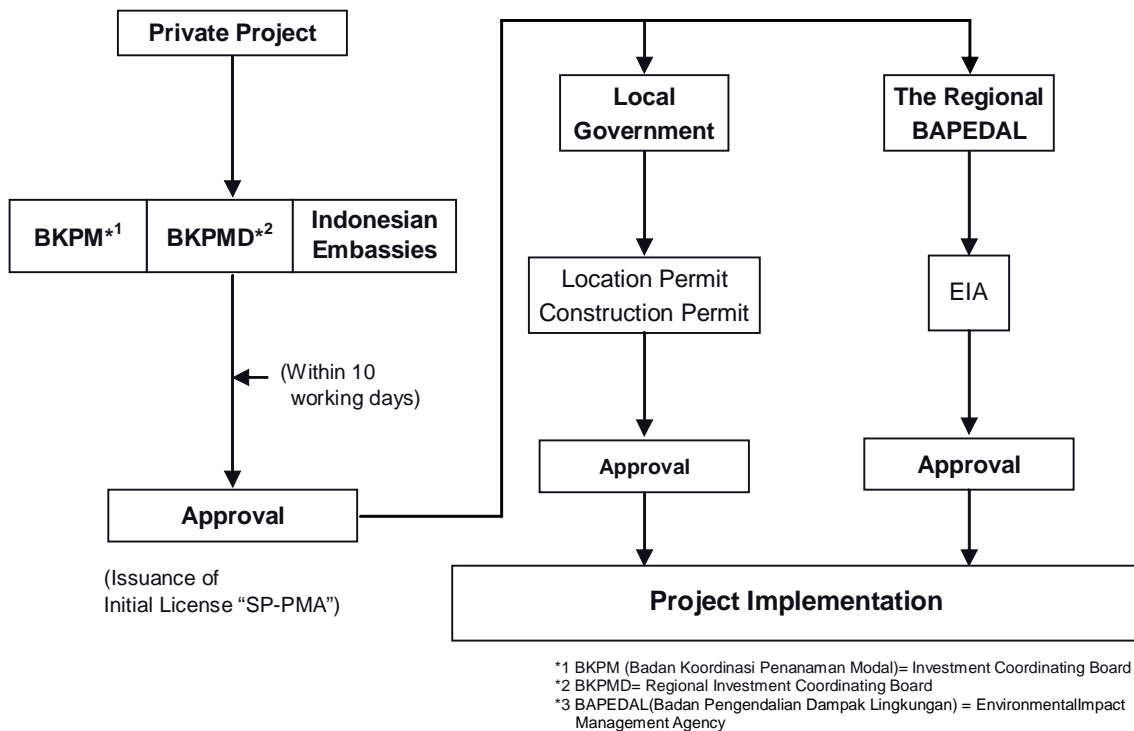


図 インドネシアにおける投資プロセス

出典:インドネシア投資調整庁の資料より作成

インドネシアは近年、地方政府の自治権を拡大する政策を取っており、投資分野においても州における資本投資機関(IPMP)や県/市における資本投資機関(IPMK)とBKPMとで、それぞれの責任範囲が定義されている。また、電力に関しては、これまで PLN が担当していた地区の電力需給計画を、今後は州政府が担当していくことになっており、その転換がスムーズにいくかどうか、投資促進をどのように図っていくかなど、課題が山積しており、投資環境にも少なからず影響を与えそうである。

(3) ベトナムにおける電力投資促進策の現状

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。このため政府は 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。

ベトナムの投資促進策は、分野によるアプローチと地域によるアプローチの2本立てで構成されている。ベトナム政府はほぼすべての分野で外国投資を歓迎する方針を打ち出しているが、特に投資が奨励される分野は特別投資奨励事業および投資奨励事業に指定され、広範囲の投資優遇措置を受けることができる。また、工業団地(工業区、輸出加工区)も指定されており、輸出型企業を中心に投資優遇措置を受けることができる。また、特に開発が遅れている地域を投資奨励地域 A 類および B 類とし、さらに有利な優遇措置を設けている。

表 ベトナムにおける主な投資優遇措置

	法人税優 遇税率	優遇税率適用 期間(注1)	法人税の減免 期間(注2、3)	法人税の再投 資による還付
①工業区におけるサービス業	20%	10年	1免2減	50%
②法人税の税率が10%、15%、25%適用以外の製造業	20%	10年	1免2減	50%
以下の条件をひとつ満たす事業は優遇税率15%				
①検査奨励事業	15%	12年	2免3減	75%
②投資奨励地域 B 類への投資	15%	12年	2免3減	75%
③輸出加工区内のサービス業	15%	全期間	2免3減	75%
④工業区内かつ製品の50%以上を輸出	15%	全期間	2免3減	75%
⑤活動終了後、財産をベトナムに無償譲渡する企業	15%	12年	2免3減	75%
以下の条件をひとつ満たす事業は優遇税率10%				
①税率15%対象要件を2つ満たす企業	10%	15年	4免4減	100%
②特別投資奨励事業	10%	全期間	4免4減	100%
③投資奨励地域 A 類への投資	10%	全期間	4免4減	100%
④工業区、輸出加工区、ハイテク区のインフラ整備	10%	全期間	4免4減	100%
⑤輸出加工区内の製造業	10%	全期間	4免4減	100%
⑤医療検査、治療、教育、職業訓練、科学研究分野	10%	全期間	4免4減	100%

(注1) 優遇税率適用期間は操業(生産または販売)開始後適用され、適用期間終了後は標準税率の25%が適用される。

(注2) 免は免許、減は優遇税率よりさらに50%の減税を意味する。たとえば、「1免2減」とは利益の出た年度から、1年間の免税、2年間の50%減税が適用されるということである。

(注3) ただし、以下の事業については、8年間の免税を適用する。

－BOT、BTO、BT 契約の形態で投資奨励地域に投資する企業

－高度技術を導入する企業(ハイテク企業)

－ハイテク区内に投資する高度技術サービス提供企業

－植林事業

－投資奨励地域 A におけるインフラ整備及び運営事業

－特別投資奨励事業でかつ、規模が大きく、経済社会に大きく影響する事業

(注) 石油ガス及びその他の天然資源の探査、採掘をおこなう事業においては、石油ガス法、その他の関連法令における税率とする。

出典:ベトナム計画投資省(MPI)ホームページ

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 ITH(上記表注 3 参照)が認められる。ベトナムの優遇措置のなかで特徴的なものは、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仕組みであろう。また、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。その他電力セクターに関する投資優遇策については、前述 7.1.1(4)電力セクターへの投資優遇措置でフィリピンとの比較を行っているので、そちらもあわせを参照されたい。

ベトナムにおける投資関係の承認窓口は、計画投資省 (MPI) である。BOT、BTO、BT プロジェクトや、電力分野で 4000 万ドル以上の投資資本を持つ事業は A グループ事業と位置づけられ、MPI での申請受け付け後、首相府の認可が必要となる。投資手続きプロセスは、下図のとおりである。

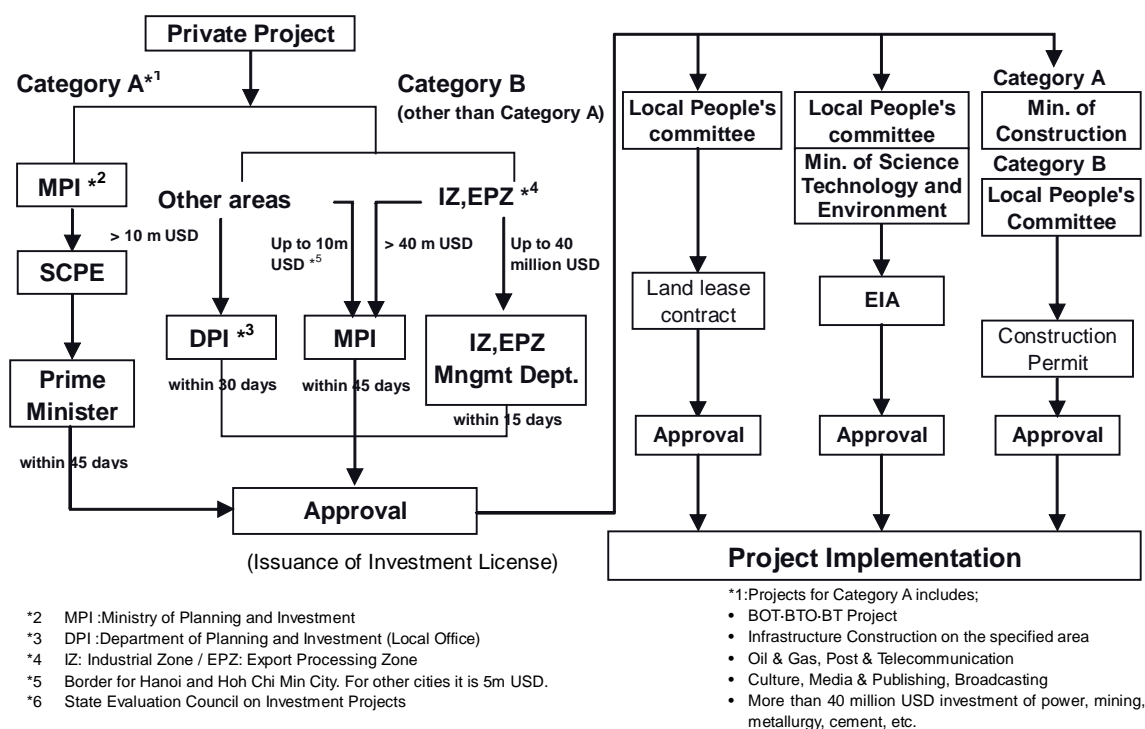


図 ベトナムにおける投資プロセス

出典:ベトナム計画投資省(MPI)資料より作成

投資許可証(Investment License)申請は MPI に提出する。MPI は申請を受け取った段階で、関係省庁や地方人民委員会などとの調整を行い、首相が最終判断を下せるよう報告をまとめる。実際には、MPI から関係各機関へ書類とレターを送付し、15 日以内に回答がない場合は関係各機関も了承したものとみなされる。200MW 以上の火力発電所および1億立方メートル以上の水源を要する水力発電所を建設する場合、投資許可証の発行後に環境影響評価報告書(EIA)の提出が求められる。管轄機関は地方人民委員会および科学技術環境省(MOSTE)で、書類の提出か

ら 60 日以内に EIA の承認判断を下し、10 日以内に許可を発行することとなっている。

ベトナム国有電力会社 EVN は、今後の電力不足を鑑み 2004 年にも 11 基の新規発電所建設を進める予定である。電力分野への外国資本の誘致活動も活発化しそうであるが、そうした動きのなか、ベトナム政府には日本政府をはじめとする国際社会から更なる投資環境の改善を求められている。

