

第3部 エネルギーセクターの課題と長期計画

第8章 長期エネルギー計画の目標と課題

8.1 長期エネルギー需給見通しとエネルギー政策の基本方向

8.1.1 高度成長の継続とエネルギー需要の増加

近年フィリピン経済は年率5%を越える高い経済成長を続け、一人当たりGDPは2006年に名目価格で1,352ドルに達した。2000年以降はITを軸とする国際サービス産業の発展と海外労働者による送金の大幅増加などをベースに同国の成長は加速している。「ASEAN内の先行諸国や中国の沿海部発展地域などとの経済格差がFDI（海外直接投資）を呼び、成長のドライバーとなる」点に着目すれば、今後もフィリピンにおいては引続き高度成長を続ける強い原動力が作用するといえよう。ただし、そのためには資金と技術の流入を促進する環境を一層整備することが必要で、経済活動には不可欠のエネルギーの安定供給確保はその重要な一翼を担っている。

このような観点から、本計画では今後の経済成長について「現在のトレンドである年率5%程度の経済成長が実現される」と想定した。この結果、フィリピンは2015年にはGDP総額で現在のタイを追い越し、2030年には一人当たりGDPでも現在のタイに追いつく²⁷。つまり、今後20年間で現在のASEAN先行国並みの経済水準や生活水準に達し、一層の近代化が達成されることになる。

表 8.1-1 部門別最終エネルギー需要の見通し(リファレンス)

	農業	エネルギー多消費産業	一般製造業	運輸	商業・サービス業	家庭	合計
増加率	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	313	2,653	1,430	8,939	1,660	2,405	17,401
2010	254	3,071	1,480	12,032	2,187	2,763	21,787
2020	337	4,311	2,366	17,277	3,638	4,434	32,363
2030	402	5,591	3,279	20,563	5,218	6,219	41,273
05-30	1.0%	3.0%	3.4%	3.4%	4.7%	3.9%	3.5%
構成比	%	%	%	%	%	%	%
2005	1.8	15.2	8.2	51.4	9.5	13.8	100.0
2010	1.2	14.1	6.8	55.2	10.0	12.7	100.0
2020	1.0	13.3	7.3	53.4	11.2	13.7	100.0
2030	1.0	13.5	7.9	49.8	12.6	15.1	100.0

フィリピンのエネルギー需要構成をみると、運輸部門が全体の50%を占めている。そして、その3/4は自動車による燃料消費である。エネルギー多消費型製造業がそれ程ないこともあって、製造業の占める比率は全体の20%程度にとどまっている。今後も基調として概ねこのような傾向が続き、オフィスや家庭の近代化の進展とともに業務用、民生用のエネルギー消費の増加が顕著になってくると予想される。

また、輸送用燃料の比率が高いことに加え、これまでフィリピンでは産業分野でも石油が広く

27 これらの数値は2000年価格での表示であり、名目価格での一人当たりGDPは2020年には2700ドル、2030年には4000ドルに達する。

使用されてきたため、石油が最終エネルギー需要の7割を占め、電力が1/4を占めている。今後は近代化の進展を反映して電気やガスの需要が増加すると見込まれる。しかし、フィリピンには本格的な都市ガスシステムがないためガスの普及はそれほど進まず、当面は在来型バイオマスである薪炭からLPGへの転換が主体となろう。ただし、コージェネレーションなどの分野にLPGや天然ガスを大規模導入することの適否については、国際市場動向も含め、検討を進めることが望ましい。

表 8.1-2 エネルギー別最終需要動向(リファレンス)

	石炭	天然ガス	石油	化石燃料計	電力	合計
構成比	%	%	%	%	%	%
2005	6.1	0.1	71.5	77.7	22.3	100.0
2010	6.4	0.4	71.2	77.9	22.1	100.0
2020	6.2	0.3	69.5	76.0	24.0	100.0
2030	6.4	0.4	66.6	73.5	26.5	100.0
成長率	%	%	%	%	%	%
05-10	5.6	46.5	4.5	4.7	4.4	4.6
10-20	3.8	2.8	3.8	3.8	4.9	4.0
20-30	2.9	5.1	2.0	2.1	3.5	2.5
05-30	3.8	11.3	3.2	3.3	4.2	3.5

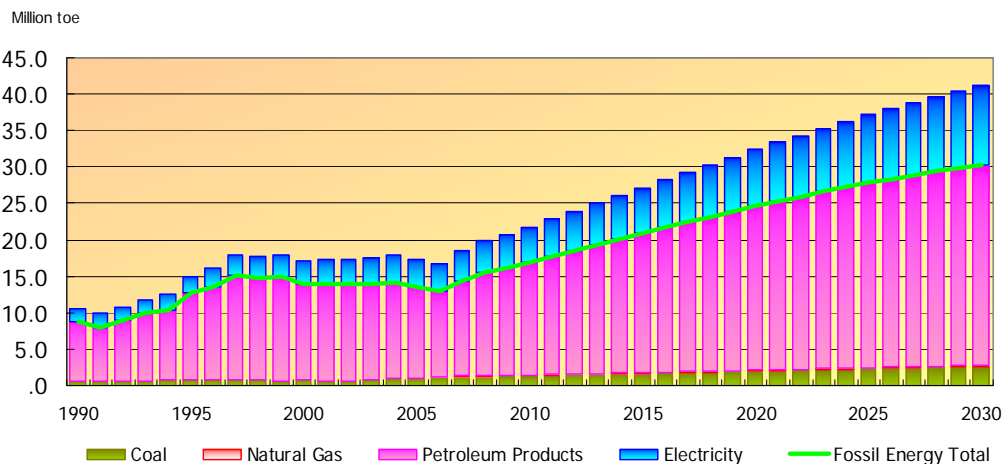


図 8.1-1 エネルギー別最終需要動向(リファレンス)

このようにフィリピンのエネルギー需要構造はおおむね現在のパターンを受け継ぐものと予想される。しかしながら、2030年の経済規模は実質価格で2005年の3.4倍、名目価格では11倍にも達することになり、2030年の経済活動の中味はほとんどがこれから構築されるものである。たとえば、公共交通システムなどは今後の取り組み次第でかなり変貌を遂げる可能性があるだろう。それによって、輸送用燃料が主体であるフィリピンのエネルギー構造は相当変化する可能性がある。未来は過去のコピーではありえない。とりわけ、急速な発展を遂げるフィリピンでエネルギーの未来像を論じるにあたっては、過去のトレンドを追うのではなく、今後の発展によってどのような産業構造や都市構造、ライフスタイルなどの構築を目標とするのかという点について大いに議論をおこし、グランドデザインを設定することが重要である。

8.1.2 一次エネルギー供給の構造

フィリピンのエネルギー供給構造をみると、米国に次ぐ世界第2の規模の地熱利用が進んでいることが特徴として挙げられる。このほかには、天然ガスと石炭がある程度国内で生産されている。しかし、第7章でみたように、これらの国産エネルギー資源は限られており、増加を続ける需要についていくことは難しい。エネルギー需要は輸送用と発電用に特化していて、石油と石炭の輸入が今後の需要増加の太宗を担うことになる。また、島嶼で構成されているフィリピンでは電力系統が分断されていて、地熱エネルギーの大規模な利用にはさまざまな障害がある。

表 8.1-3 フィリピンのエネルギー供給構造(リファレンス)

	2005	2010	2020	2030	05 --> 20	20 --> 30	05-->30
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	%	%	%
石炭	5,190	7,373	12,021	17,968	5.8	4.1	5.1
石油(除くLPG)	13,735	15,554	20,795	24,315	2.8	1.6	2.3
LPG	695	846	2,198	3,525	8.0	4.8	6.7
天然ガス	2,504	2,797	3,716	4,509	2.7	2.0	2.4
水力	2,088	2,661	4,425	6,189	5.1	3.4	4.4
原子力	0	0	0	0	***	***	***
地熱	8,516	9,327	13,667	15,354	3.2	1.2	2.4
再生可能	3	312	749	899	44.4	1.8	25.6
商業エネ合計	32,731	38,871	57,571	72,761	3.8	2.4	3.2
非商業エネルギー	5,766	5,901	5,795	5,784	0.0	0.0	0.0
合計	38,498	44,771	63,366	78,545	3.4	2.2	2.9
	%	%	%	%	%	%	%
石炭	13.5	16.5	19.0	22.9	5.5	3.9	9.4
石油(除くLPG)	35.7	34.7	32.8	31.0	-2.9	-1.9	-4.7
LPG	1.8	1.9	3.5	4.5	1.7	1.0	2.7
天然ガス	6.5	6.2	5.9	5.7	-0.6	-0.1	-0.8
水力	5.4	5.9	7.0	7.9	1.6	0.9	2.5
原子力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
地熱	22.1	20.8	21.6	19.5	-0.6	-2.0	-2.6
再生可能	0.0	0.7	1.2	1.1	1.2	0.0	1.1
商業エネ合計	85.0	86.8	90.9	92.6			
非商業エネルギー	15.0	13.2	9.1	7.4			
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	***	***	***

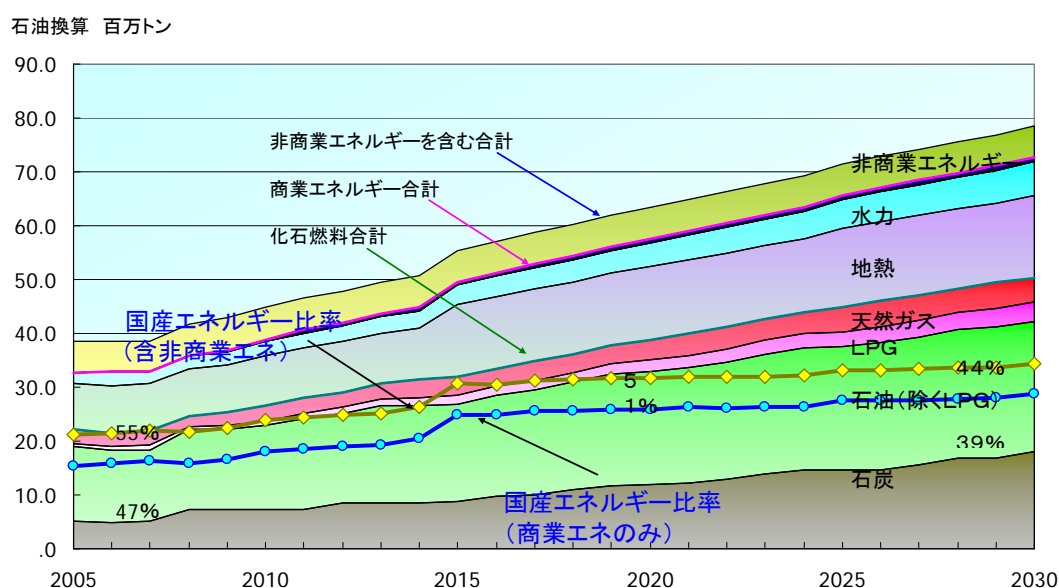


図 8.1-2 フィリピンのエネルギー供給構造(リファレンス)

このような状況を勘案すると、フィリピンのエネルギー供給構造は今後さほど大きく変化することはないと考えられる。リファレンスケースでは原子力の導入を織り込んでいないが、エネルギー供給の基調は「国産の天然ガスが減退し、地熱、水力発電が頭打ちとなるなか、自動車燃料を供給する石油と火力発電用の石炭の輸入が増加する」という方向にある。この結果、化石燃料比率は2005年の67.6%から2030年には69.2%へと上昇する。また、国産エネルギー比率は、非商業用エネルギーを含めた場合には52.9%から43.5%へ、非商業用エネルギーを含めない場合には44.7%から39.1%に低下する。

エネルギー需要の大きさとエネルギー供給構造の関係を分析したのが表8.1-4である。国産エネルギーは優先的に使用することを前提としているので、需要変化の9割は石油と石炭の供給量の変化となって現れる。輸送用エネルギーがエネルギー需要のなかで一番大きいことを反映して石油は一次エネルギー供給の中で一番大きなシェアを占めており、総需要が変動してもそのシェアはあまり変わらない。一方高成長や低成長ケースでは電力需要の変化が大きい。電力分野では地熱や水力が一定の供給量を提供しているが、これらの国産エネルギーは可能な限り利用されることを前提としているので、発電用燃料としてバッファ的な役割を担う石炭の所要量が総需要の変化を反映して変動することになる。

さらに、表8.1-4にみるように、エネルギー需要の増加はエネルギー輸入の増加を意味し、経済的な負担の増加とエネルギー安全保障の悪化を招く。他方、エネルギー需要が小さければ化石燃料の輸入量も少なくすむ。一次エネルギー需要はBAUケースの8,443万TOEに対し、「毎年0.5%の省エネを実現する」とするリファレンスケースでは7,276万TOEへと1,167万TOE減少する。このうち輸入化石燃料の減少分は1,036万TOE（減少量の約89%）で、省エネルギーの成否は、即、エネルギー輸入量の増減に直結する構造である。リファレンスケースよりさらに省エネルギーを強化するケースでは、輸入量の減少幅はやや少なくなるものの、輸入依存率を下げる効果はなお大きいといえる。

表 8.1-4 需要動向とエネルギー供給構造

	2010			2020			2030		
	高成長	Ref	低成長	高成長	Ref	低成長	高成長	Ref	低成長
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
石炭	7,440	7,373	7,336	14,123	12,021	8,360	24,963	17,968	12,142
天然ガス	2,854	2,793	2,420	3,692	3,692	3,691	4,632	4,423	3,697
石油	16,743	16,404	15,930	24,635	23,017	20,559	32,255	27,927	24,014
地熱	9,327	9,327	9,327	13,667	13,667	13,667	15,354	15,354	15,354
水力	2,661	2,661	2,661	4,425	4,425	4,425	6,189	6,189	6,189
原子力	0	0	0	0	0	0	0	0	0
再生可能エネルギー	317	312	302	801	749	667	1,020	899	778
商業エネルギー	39,343	38,871	37,977	61,343	57,571	51,368	84,412	72,761	62,174
非商業エネルギー	5,922	5,901	5,850	5,972	5,795	5,520	6,423	5,784	5,224
合計	84,608	83,642	81,804	128,659	120,937	108,257	175,247	151,306	129,573
構成比	%	%	%	%	%	%	%	%	%
石炭	8.8	8.8	9.0	11.0	9.9	7.7	14.2	11.9	9.4
天然ガス	3.4	3.3	3.0	2.9	3.1	3.4	2.6	2.9	2.9
石油	19.8	19.6	19.5	19.1	19.0	19.0	18.4	18.5	18.5
地熱	11.0	11.2	11.4	10.6	11.3	12.6	8.8	10.1	11.8
水力	3.1	3.2	3.3	3.4	3.7	4.1	3.5	4.1	4.8
原子力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
再生可能エネルギー	0.4	0.4	0.4	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
非商業エネルギー	7.0	7.1	7.2	4.6	4.8	5.1	3.7	3.8	4.0
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

表 8.1-5 各ケースにおけるエネルギー輸入量

	輸入量			輸入比率		
	2005	2020	2030	2005	2020	2030
リファレンス	Mtoe	Mtoe	Mtoe	%	%	%
石炭	3.7	8.6	13.1	71.5	71.5	73.1
石油	13.7	23.0	27.8	99.8	99.8	99.8
LPG	0.7	2.2	3.5	65.4	75.6	81.6
天然ガス	0.0	0.8	3.4	0.0	0.0	74.9
計	18.1	32.3	44.3	55.3	56.2	60.9
BAU ケース	18.1	37.3	54.7	55.3	59.0	64.8
高成長ケース	18.1	35.4	54.8	55.3	57.7	64.8
低成長ケース	18.1	26.9	34.9	55.3	52.4	56.2
EECケース	18.1	29.6	38.3	55.3	54.4	58.1
Super EEC	18.1	27.0	32.9	55.3	52.5	55.1
LNG+原子力	18.1	32.3	43.0	55.3	56.2	58.9

供給面では、民生用分野でエネルギー近代化の担い手となる可能性の高いLPGや天然ガスの輸入に関し、世界のガス市場動向や環境面の効果について掘り下げた分析を行うとともに、輸入拡大が社会的に必要とされる場合には、供給の確保、インフラ整備や市場開拓などの分野における政府のイニシアティブのありかたについても検討することが必要である。また、リファレンスケースでは原子力の導入を織り込んでいないが、化石燃料の輸入依存度と地球温暖化ガス排出削減の面で原子力の導入は大きな効果を持つ。ただし、技術、経済性、国際政治などの多くの要素について慎重な検討を進める必要がある。再生可能エネルギーの導入は原子力と同様のプラスの効果をもつが、その推進の上では、技術や経済性、社会的影響などについて十分な条件整備を行うことが必要である。

8.1.3 エネルギー政策の基本方向

現代世界では、エネルギー安全保障の確保と地球温暖化問題への対処がエネルギーを巡る2大課題となっている。エネルギー安全保障は「自国の経済活動と国民生活の安定、即ち国益確保のために『量と価格の両面』でいかに安定的にエネルギーを確保するか」という命題であり、地球温暖化への対応は「人類共通の災厄である地球温暖化に対し、地球市民としていかに責任ある行動をとるか」²⁸という命題である。

この二つの課題への対応は次の3段階に大別できよう。

①確保すべきエネルギー量を少なくする。

この命題への対応は省エネルギーあるいはエネルギー使用合理化の推進である。高効率エネルギーシステムの構築や省エネルギー運転の徹底などの個別分野での対応に加え、産業構造やライフスタイル・ビジネススタイルの改善なども重要な対策である。

②輸入エネルギー、化石エネルギーの消費量を抑える

再生可能エネルギーの導入促進や原子力発電の導入は、輸入エネルギーへの依存度を引き下げ、同時に地球温暖化ガスの排出を抑えるWin-Win効果をもっている。

③化石エネルギーの確保における安全保障を強化する

²⁸ 国連気候変動枠組条約(UNFCCC)は、地球温暖化への対処について、発展途上国に対しても「共通だが差異のある責任(common but differentiated responsibility)」を果たすことを求めている。

経済の持続的発展や国民生活の向上のため世界はより多くのエネルギーを必要としている。そして、上記のような対策をとっても、増え続けるエネルギー需要を賄うにはなお足りないのが世界の現状である。多くの国は不足分を輸入化石燃料で補わざるを得ず、フィリピンもその例外ではない。したがって、価格と数量の両面でできるだけ安定的なエネルギー確保を実現するような「戦略的エネルギー選択」が重要である。それぞれのエネルギーに対応した利用設備、供給設備の整備には大規模な投資と長いリードタイムが必要なため、長期的な観点から、一貫性、実効性のあるエネルギー戦略を持つことが必要である。また、テロや国際紛争によって生じる短期的な国際エネルギー市場の混乱に対処するため、ある程度の石油備蓄を保有することも直接的で効果的なエネルギー安全保障強化策である。これらの戦略を補強するため、国際的な対話、連携、地域協力などを強化することが必要である。

これらの対応に共通している点は、長期的視点に立った技術開発がきわめて重要な役割を担うこと、そしてさまざまな対策は二つの課題に対して相乗的な効果を持つということである。例えば省エネルギーの推進の場合、それによるエネルギー消費の抑制は輸入依存度を抑え、温室効果ガスの排出も抑えることができる。原子力や再生可能エネルギーの導入も同様の効果を持つ。したがって、これらの対策を効果的に組み合わせながら実施していくことが今後のエネルギー政策の基本課題となろう。

8.2 エネルギーの効率的利用と省エネルギー

第6章でみたように、エネルギー多消費型産業が比較的少ないフィリピンでは、経済成長にともなうエネルギー需要の増加は他の発展途上国よりも穏やかである。しかしながら、輸入エネルギーへの依存度は高く、エネルギー供給の必要度、エネルギー輸入の必要度を下げることはエネルギー政策における最大の目標となっている。中国やインドなど巨大人口を抱える新興諸国の台頭で世界のエネルギー需給はタイト化に向かい、市場の変動幅も大きくなっている。そのような環境の中で持続的発展を実現するためには、エネルギー需要の増加が足かせとならないような発展戦略を講じることがなによりも重要で、省エネルギーあるいはエネルギー利用合理化の推進はその最大の切り札である。

省エネルギーの効果と、それがどの程度まで実現可能であるかについては次章で詳しく検討するが、今回モデルで検証した結果を図8.2-1に示す。極端なケース、すなわちBAUケースとEECケースの最終エネルギー需要を比較すると、長期の継続的な省エネルギー努力がエネルギー需要に大きな差をもたらすことは明白である。現在のトレンドをベースとするBAUケースと、各需要部門で年率0.5%の省エネルギーを強化するリファレンスケースとでは、2030年の最終エネルギー需要において約20%の差が生じる。毎年の省エネルギー率を1.0%に強化するEECケースでは、さらに10%の差が生じる。この場合でも2030年の最終エネルギー需要は現在の2.1倍に達する。また、これらのケースにおけるエネルギー輸入依存度にも明らかな差が出ている。できれば、さらなるスーパー省エネルギーを実現することが望ましい。省エネルギーには時間の経過とともに累積的に効果が表れるという特徴があり、その実現のためには日頃からたゆまぬ努力を続けることが必要である。

石油換算百万トン

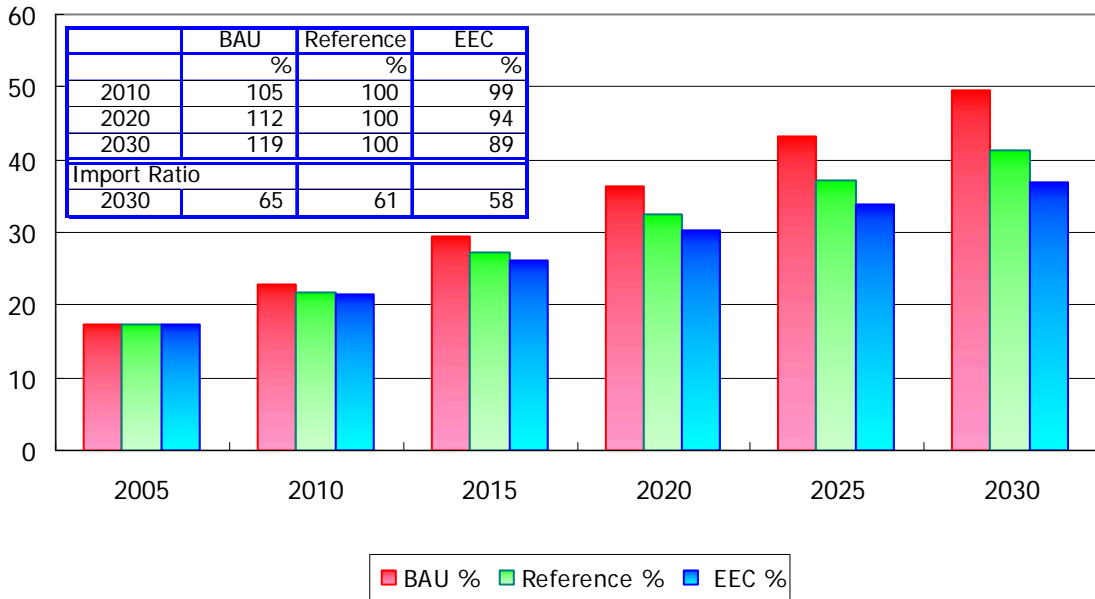


図 8.2-1 最終エネルギー需要の見通し

フィリピンでは潜在的な電力不足状態が続いており、今後も他のエネルギーより早い速度で電力需要が増加すると見込まれている。また、エネルギー寡消費型の一般産業や民生部門では、エネルギーが主原材料ではないがゆえに、多少高価でもクリーンで使い勝手の良い電気やガスが選好されている。その際、ともすれば省エネルギーが忘れられがちになることにも注意が必要である。第 6 章で検討したように、この分野では圧倒的に電気やガス（天然ガスもしくは LPG）の需要が増加する見込みで、これをどのように供給するかが大きな課題である。経済規模が今後 20 年間で 3.4 倍に拡大するという事は、新しい工場やビルが次々と生まれるということである。換言すれば、現在の経済活動を担っている工場やビルが占める比率は 2030 年には 1/3 以下になる（償却を考慮すればさらに低くなる）。したがって、これらの分野でのエネルギー需要動向を予測し、適切な供給計画を策定する上では、過去のトレンドよりも今後の計画を重視すべきである。そのためには今後フィリピンがどのような経済構造を目指し、具体的にどのような産業において発展していくかという「グランドデザイン」を構築することが重要である。

8.3 エネルギー供給を巡るさまざまな課題

8.3.1 石油精製能力

フィリピンでは石油精製業は基本的に民間事業であり、国家の役割は公正、公平なルールと適切な市場環境を整備することであろう。しかし、ここ数年カルテックスの製油所閉鎖やサウジアラムコのペトロンの資本引き上げなどが起こっており、フィリピンの石油精製業は衰退の方向にある。国内製油所は比較的小規模で、海外の大規模製油所に対抗するのが難しくなっている。さらには、2 次装置などのアップグレード投資が滞っているために、製品の品質面でも競争力を失いつつある。このような背景をベースに、今回のリファレンスケースでは石油精製能力は現状のままという仮定から出発した。

しかしながら、国内の石油製品需要は第 6 章でみたように着実に増加する見込みであり、石油精製能力はすでに高い稼働率にある。現状のままでは、ある程度の製品輸入があっても 2010 年頃には需要が石油精製能力を超え、その後は石油製品の輸入が一本調子で増加するという需給バランスになる。

そこで図 8.3-1 の右図のように、石油精製能力を 10 万バレル／日増強するケースを想定してみる。図の中の赤い部分は LPG の輸入量で、国際市場の構造が違うので除外して考えるほうがよいだろう。この図から判断すると 2015～2020 年頃に 10 万バレル／日程度の精製能力増強が必要で、さらに 2025 年過ぎには追加の増強を検討すべき時期がやってくる事が分かる。

(1)石油精製能力現状維持

(2)石油精製能力 10 万 BD 増強ケース

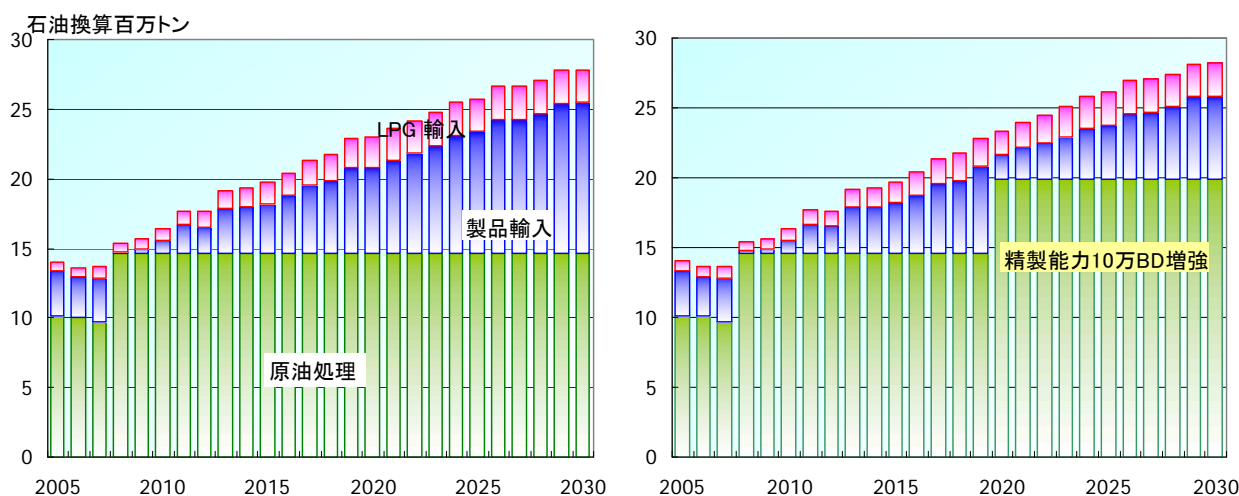


図 8.3-1 国内石油精製能力の増強

国際市場の動向や経済性の問題もあるが、石油製品の輸入依存度が過度に高いと、製品価格や需給の面で中国など巨大市場の動向に振り回される可能性もなしとしない。石油精製業は民間事業だとはいえ、国内への石油製品安定供給、環境対策面での石油製品の品質向上などの要素を勘案すれば、国内石油精製業のあり方について政府として一定の指針を出すべき時期に来ているといえよう。

8.3.2 天然ガス・LPG の需給

天然ガスは、フィリピンではまだ供給が始まって日の浅いエネルギーである。しかしながら、主力のマランパヤガス田は 2015～2020 年の間に減退に向かう見通しなので、それをどう補填するかを検討を行わねばならない時期に来ている。現在 3 箇所天然ガス火力が稼働中で、天然ガスが減退に向かったとき、発電所や送電設備は遊休するに任せるといふわけには行かないだろう。フィリピンではもともと石油・天然ガスの探鉱は盛んではなく、今後の試掘成功に期待するというだけではあまりに無策である。

一方、LPG 需要も増加を続け、輸入必要量は 2020 年頃に年間 200 万トンに達する。これまで国際 LPG 市場はきわめて需給変動の激しい市場であった。そこで、年間輸入量について 200 万トンをひとつの目安とし、天然ガスと LPG の需給をまとめて表示したのが図 8.3-2 である。横線の国

産天然ガス、製油所で生産される国産 LPG と LPG の最大輸入量 200 万トンを累積グラフで示す。青い線がこれらのガス体エネルギーの供給総量を示している。

現在の需要動向を前提とすると 2020 年過ぎからガス (LPG+天然ガス) の需給ギャップがかなり拡大することになる。これにどのように対応するかはエネルギー分野における重要な検討課題である。LNG を導入し、マニラ首都圏を中心に都市ガス網を整備するという方法は、LPG の輸入必要量を緩和する上でも効果的な方法である。しかし、バットマン計画の頓挫を見るにつけても、首都圏に都市ガス導管網を巡らすには大きな政治的イニシアティブが必要だろう。また、世界の LNG 需給はかつて言われていたように緩和の方向には向かわず、2015 年頃まではかなりタイトに推移すると見込まれている。ただし、建設中のカタールの巨大プロジェクトが稼働すれば、市場は一変する可能性もある。いずれにせよ業界関係者が「Long Negotiation Game」と揶揄するように LNG は大変長いリードタイムを必要とする事業であり、相当前広に準備を進めていく必要がある。

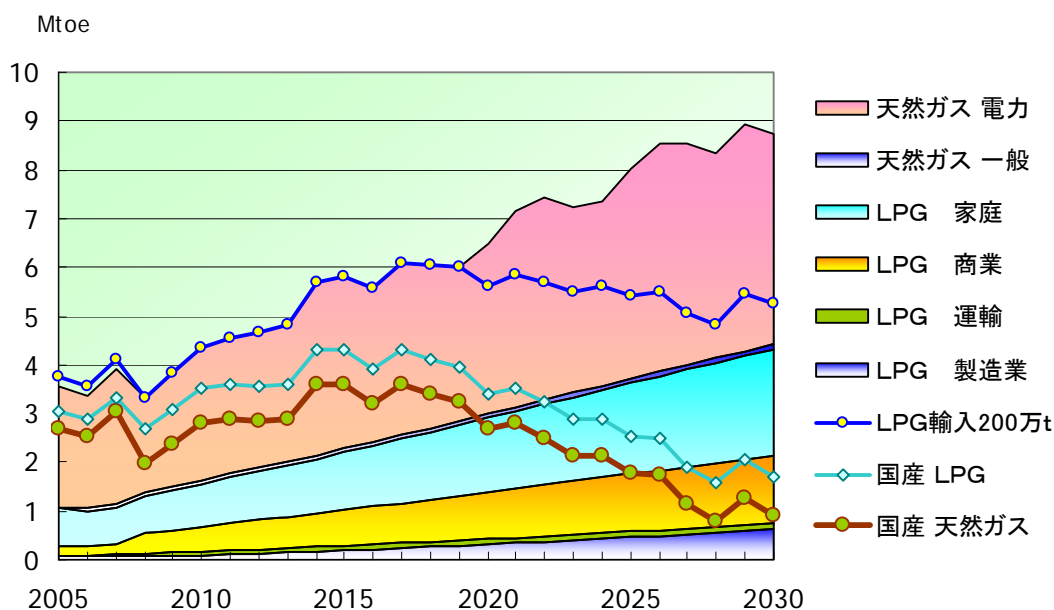


図 8.3-2 天然ガス・LPG の需給

一方、LPG については世界市場の潮目が変わってきたという観測もある。これは LPG の大規模消費国で天然ガス転換が進み、LPG がガス市場から押し出されてきたことによる。現在日本では、地震による原子力発電所の停止で LNG 需要が増加し、LPG 侵食の勢いは鈍化しているが、基調としては LPG が LNG に駆逐されつつある。中国では 2004 年に上海地区向けの「西気東輸」パイプラインが完成して長江デルタでの天然ガス転換が始まった。2006 年には広東地区で LNG 輸入が始まり、天然ガス転換が進み始めた。このほか第二陝京ガスパイプラインなどの建設で山東省や環渤海地域でも天然ガス化が加速している。この結果大都市やその周辺地域で普及してきた LPG は急速に天然ガスに置き換わってきており、中国の LPG 輸入は 2004 年をピークとして減少に転じている。もうひとつの需要大国インドでも国内で大型天然ガス田の発見が相次いでいる。このような状況を反映して国際市場での LPG 価格は相対的に緩和の方向に向かつており、需給も

安定化の方向に向かっていると見ることができよう。

フィリピンは多くの島嶼で構成されており、大規模なグリッドを前提とする LNG の導入は大規模需要のあるマニラ首都圏に限られるとあってよいだろう。個々の市場規模の小さい島嶼部では、比較的小回りの効く LPG の利用が合理的かもしれない。今回は LNG 火力発電の導入を検討したが、LNG や LPG の棲み分けについては更に掘り下げた検討を進めることが望まれる。

8.3.3 原子力の導入

原子力発電所の導入はエネルギー市場の短期的変動にさらされる化石燃料への依存を減らし、地球温暖化ガスの削減をもたらすうえで効果がある。そこで、2025 年に 100 万 kW の原子力発電を導入した場合のエネルギー構造の変化と CO₂ 排出量の動向を 2030 年について計算したのが図 8.3-3 である。

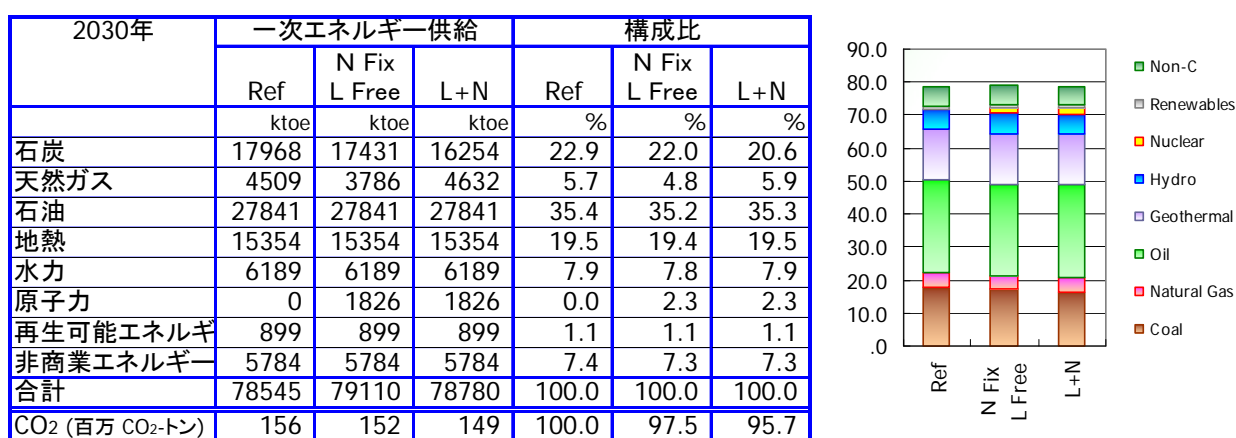


図 8.3-3 原子力の導入による一次エネルギー供給の変化

原子力の導入により、LNG 輸入をフリーとした場合には天然ガスの消費量が減退し、さらに石炭需要も若干減少する。年間 300 万トンの LNG 輸入を前提条件とすると、当然のことながら石炭の需要がかなり減少する。原子力の導入によって、需要規模が小さく、経済的に劣位な天然ガスはかなりの影響を被ることになるが、需要規模の大きい石炭への影響は比較的小さいといえよう。このケーススタディのもうひとつの特徴は CO₂ 排出量の変化で、原子力の導入と LNG の使用により CO₂ 排出量はかなり減少することが分かる。

これらのエネルギーはこのように地球環境にはやさしく作用するが、巨額の資金、技術、国際政治などについての慎重な検討を要することも事実である。

8.3.4 バイオ燃料の推進

サトウキビやココナツ、パームオイル、ジャトロファなどを原料とするバイオ燃料は、フィリピンではかなりの生産量が期待できるエネルギーである。現在、ガソリンについてはエタノールの 10% ブレンド (E10)、軽油については CME (ココメチルエステル) の 2% のブレンド (B2) を 2011 年までに実現する計画となっている。これにより、2030 年でみた場合石油総需要の 3% 程度がバイオ燃料によって代替されることになる。

これに対し、ガソリン、軽油ともにバイオ燃料のブレンド比率を 20%に引き上げるケース（E20/B20）と、ガソリンの 85%をエタノールで代替するという野心的なケース（E85/B20）を検討した。この場合のガソリンと軽油の需要量の推移は、図 8.3-4 に示すとおりである。自動車燃料がエネルギー需要のかなりの部分を占めるフィリピンでは、バイオ燃料の導入はエネルギー構造、とりわけ石油の供給構造に大きな影響を与える。E20/B20 ケースの石油製品需要動向は比較的穏やかであるが、E85/B20 ケースでは 2020 年以降エタノールの急激な増加とガソリンの急激な減少が発生する。連産品である石油製品の油種バランスという点では、E85/B20 ケースはあまりにも極端である。バイオ燃料の導入にあたっては、ガソリンと軽油の両方を対象とする方策が実行できればそれに越したことはない。

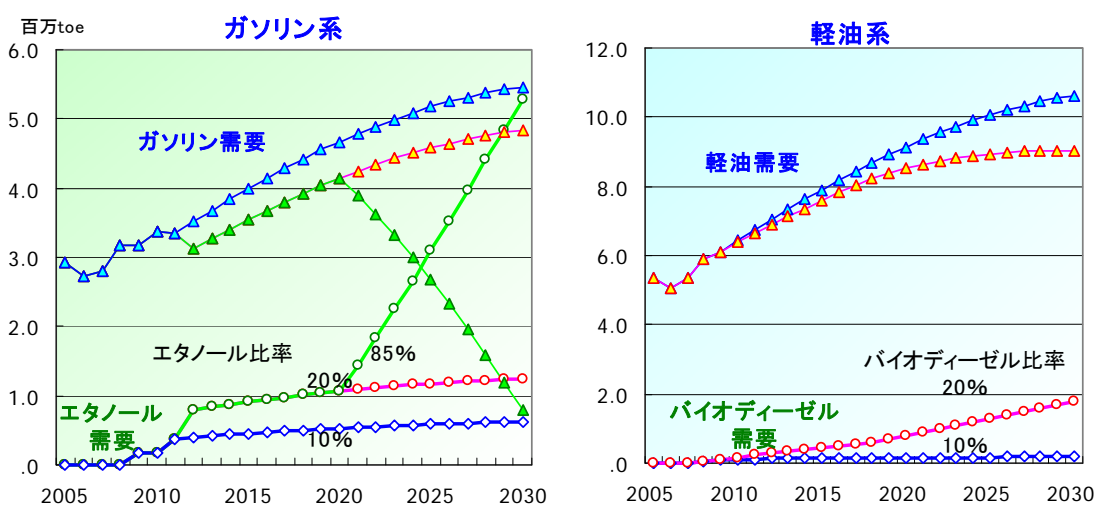


図 8.3-4 バイオ燃料の導入と石油製品需要

表 8.3-1 石油製品需要の油種別構成(LPG を除く)

ケース	ガソリン	エタノール	ジェット燃料	灯油	軽油	バイオディーゼル	重油	Total
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
Ref	5463	622	2490	0	9492	178	2075	20320
E20/B20	4840	1245	2490	0	7888	1782	2075	20320
E85/B20	795	5290	2490	0	7888	1782	2075	20320
構成比	%	%	%	%	%	%	%	%
Ref	26.9	3.1	12.3	0.0	46.7	0.9	10.2	100.0
E20/B20	23.8	6.1	12.3	0.0	38.8	8.8	10.2	100.0
E85/B20	3.9	26.0	12.3	0.0	38.8	8.8	10.2	100.0

フィリピンはバイオ燃料の原料となるサトウキビやパームなどを大量生産する自然条件には恵まれている。大規模な砂糖生産の実績もあり、サトウキビを原料とするエタノールについては技術も確立している。しかし、若者の農業離れは多くの発展途上国に共通する課題で、図 8.3-5 に示すように、フィリピンにおいても農業人口比率の低下は今後も続くとお見なければならぬだろう。そのような中でバイオ燃料の大幅増産を実現するには「ビジネスとしての経営が成り立つプロジェクト」のモデルを構築することが必要である。そのような大量生産を可能とする体

制を確立するためには、土地所有制の再検討や農業振興を含む社会全体での取り組みを進めることが大切である。

一方、バイオディーゼルについては、現在 CME（ココメチルエステル）の使用が進められているが、大量生産実現の可能性のあるパーム油やジャトロファなどはまだいろいろな面で技術開発を必要としている。2007年1月にセブ島で開催された東アジアサミットでは再生可能エネルギーの推進を盛り込んだ「セブ宣言」が採択され、アジアでは日本の支援を軸に「バイオ燃料イニシアティブ（Biofuel Initiative）」プログラムが精力的に展開されている。このプログラムのもとでバイオ燃料推進のための技術開発や社会制度改革などの検討を進めるとともに、CDM を利用した具体的なプロジェクト作りを進めることが望まれる。

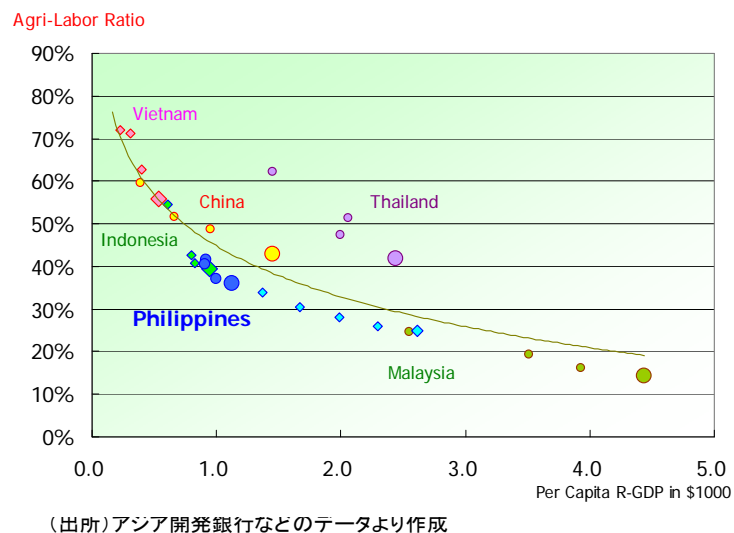


図 8.3-5 ASEAN 諸国の農業人口比率の見通し

8.4 エネルギー分野における課題と取り組み

フィリピンのエネルギー需要は長期的にも比較的穏やかに推移すると見込まれるものの、持続的発展を実現するためには経済発展の速度と経済発展にともなって増加するエネルギー需要とのバランス、エネルギー供給システムの整備に要するリードタイム、エネルギー高価格の社会へのインパクト、エネルギー消費の増加による環境負荷の増加などさまざまなファクターに配慮しつつエネルギー問題を考えていかねばならない。フィリピンが直面するエネルギー分野の課題は下記のように要約できよう。

- ・高騰するエネルギー価格
- ・石油製品中心のエネルギー構造
- ・国内エネルギー資源開発の停滞、減退と輸入の増加
- ・エネルギー消費の増大による環境負荷の増大
- ・エネルギー市場の合理化、効率化

これらの課題を踏まえ、今後のエネルギー政策において重点的に取り組むべき課題は次のような点であろう。

- ・エネルギーの合理的使用と省エネルギーの推進

- ・国内エネルギー供給の増強
- ・エネルギー輸入の安定確保とエネルギー安全保障の強化
- ・信頼度の高い効率的なエネルギー供給システムの構築
- ・適正なエネルギー価格を実現する市場環境の整備

これらの施策のあり方を細かく検討することは本調査の趣旨ではないが、以下では簡単にその骨子を整理しておこう。

8.4.1 エネルギーの効率的利用と省エネルギーの推進

国民生活や産業活動にとってエネルギーは必要不可欠な物資である。しかし、世界の化石エネルギーの需給がタイト化に向かう中でフィリピンが長期にわたる持続的経済成長を実現していくためには、エネルギーの合理的、効率的利用を徹底することがまず第一である。現在のトレンドをそのまま辿るならば、フィリピンの商業用エネルギー消費は、一次エネルギー供給で2005年の石油換算3,270万トン（TOE）から2020年には6,270万TOE、2030年には8,550万TOEへと増加する（BAUケース）。これをリファレンスケースに示されるように、2020年では10%程度抑制して5,700万TOE程度、2030年では15%程度抑制して7,300万TOE程度とする。これにより、エネルギー消費の増加を減速し、エネルギー効率のよい社会を建設する。省エネルギーを実現するための具体的施策については次章で検討する。

8.4.2 国内エネルギー供給の増強

フィリピンは必ずしも国内エネルギー資源に恵まれた多国ではないが、世界的にエネルギー供給がタイト化に向かうなか、国内エネルギーの探鉱、開発推進はエネルギー政策の重要な要素である。石油、天然ガス、石炭などの在来型化石燃料分野における探鉱・開発の成功は最良のエネルギー安全保障強化策であり、この分野の活動レベルを引き上げる努力を続けるべきである。ただしリスクの高い探鉱活動の結果に過度の期待を持つことは好ましくない。

化石燃料のポテンシャルがそれほど大きくはなく、また、不確実性も高いことに比較すると、原子力や再生可能エネルギーの供給増加は、より確実に実行できる方策である。このような非化石燃料の導入については次のような検討を進めることが望まれる。

- ・原子力発電：

原子力については、経済性と内外の政治状況の両面について判断を下すことが必要である。またその建設に当たっては長いリードタイムと巨額の資金を必要とするので、国民的コンセンサスを前提とした足元のしっかりした計画を確立し、着実に実行することが求められよう。
- ・再生可能エネルギー：

再生可能エネルギーのなかではすでに大きな実績のある地熱発電に加え、バイオ燃料、風力発電などが有望であろう。
- ・バイオ燃料：

バイオ燃料については世界の技術開発動向を積極的に取り込み、恵まれた自然条件を効果的に活用する「フィリピンモデル」を確立することを目指すべきである。またそのためには国際機関の提供する基金や CDM などの制度を大いに活用すべきである。なお、バイオ燃料の開発においては土地政策、農業行政が大きな鍵を握るであろうことに十分留意すべきである。

・電源と電力網：

島嶼で構成されるフィリピンでは、地熱や風力による発電を大規模に系統電力に取り込むのがなかなか難しい。長期的な視点からどのような電源とグリッド構成が可能であるかを検討しつつ、これらの再生可能エネルギーの導入を進めることが肝要である。

8.4.3 エネルギー輸入の安定確保とエネルギー安全保障の強化

エネルギー消費の増加とともに輸入エネルギーへの依存が高まる。そこで、海外からエネルギーを調達するにあたっては、石油のように商品市場が発達しているが激しい市場変動に晒されるもの、天然ガスのようにクローズドシステムが基本で長いリードタイムと信頼関係が基軸となるもの、地政学的影響の大きい石油と比較的少ない石炭、国際政治情勢への配慮を必要とする原子力など、それぞれのエネルギーに特有の供給特性に十分配慮しなければならない。また、輸入による調達は長距離輸送が基本となるため、規模の経済が大いに働く分野でもある。これらの点に配慮したエネルギー政策の骨子は次のように要約できよう。

- ・各エネルギーの供給特性に応じたエネルギー多角化戦略を確立する。
- ・各エネルギーの市場特性を踏まえ、経済性に加えて品質、環境、エネルギー安全保障の観点重視したエネルギー調達戦略を確立する。また、これにしたがって、国際市場におけるプレゼンスと輸入チャンネルを前広に確立する。
- ・規模の経済と地域配分の効率性を重視したエネルギー輸入インフラを建設する。
- ・国際エネルギー市場の急激な変動を緩和するエネルギー安全保障対策を実施する。具体的には石油の汎用性と輸送の利便性に着目し、石油を軸とした緊急時対応体制を整備する。そのための施策として国家石油備蓄を実現するとともに、緊急時における国際融通を容易にするため、近隣諸国との製品規格の統一を図る。
- ・ただし、エネルギー事業は基本的に民間事業であるので、上記のそれぞれの施策においては政府の役割と民間の役割を明確に区分し、民間活力を効果的に活用することを目指すべきである。

8.4.4 信頼度の高い効率的なエネルギー供給システムの構築

相当程度の省エネルギー努力を払ったのちにも、エネルギー消費は2020年までに現在の1.7倍、2030年までには2.3倍に増加する。経済発展を確実に実現するためには、各セクターが必要とするエネルギーを確実に消費者に届ける信頼度の高い効率的な供給システムの構築を保障しなければならない。エネルギー供給システムの建設には、巨額の資金を必要とし、立地の選定から設備の完成まで長いリードタイムを要する。このため、大型エネルギーインフラプロジェクトについては次のような点に留意し、政府のイニシアティブを強化すべきである。

重要なエネルギーインフラ建設については政府の実行すべきプロジェクトと民間に委ねるべきプロジェクトを明確にし、長期エネルギー計画においてその位置づけや進捗スケジュールを確認する。

エネルギー供給システムは規模の経済の大きく働く分野である。この点を考慮し、長期的見地から見て効率的なシステムを構築するため、民間の個別プロジェクトの指針となるような総合プランを提示する。

エネルギー供給システムの建設は環境や地域社会に大きなインパクトを与える大規模プロジェクトである。したがって、環境や地域社会へのインパクトについてステークホルダーや地域と調和の取れた開発を進める枠組みを確立する。

たとえば、前項で検討した製油所、LNG 受入基地、都市ガスグリッド、原子力発電、地熱発電などのプロジェクトは、上記のような視点からどのように位置づけられるであろうか。民間活力の活用が望ましいとはいえ、これらの大型プロジェクトの推進には社会のコンセンサスと政府の強力なイニシアティブが必要であることは論をまたないであろう。

8.4.5 適正なエネルギー価格を実現する市場環境の整備

フィリピンのエネルギー部門は高度経済成長を支えるだけの十分な力を備えるには至っていない。電力供給への不信や都市ガス計画の立ち往生などは、工業化の推進、生活の近代化などの面で大きな課題となっている。経済社会の持続的発展を保障するためには、エネルギーの安定供給と効率的な利用を促進することを目的に、世界の潮流を踏まえた実行力のある効率的なエネルギー部門を確立することが必要である。その実施にあたっては市場原理を最大限活用することが大前提ではあるが、欧米における過去のエネルギー市場自由化の過程では経済原則を無視して市場の失敗を引き起こし、エネルギー供給システムに深刻なダメージを与えた例が多くみられる。市場ルールの構築と運用にあたっては下記のような点に特に留意すべきである。

市場ルールの設定者としての政府の役割と、市場におけるプレーヤーとしての民間事業者の役割を明確に区分し、消費者のニーズと供給側の事情が伝わりやすい透明で公正な市場ルールを設定する。

エネルギー市場へ高効率のプレーヤーの参入を推進する。ただし、国益保護のため、国際市場の荒波に耐える能力を持つ民間事業者の存在と政府による一定のコントロールは不可欠である。また、市場参入する民間事業者は、安定的で効率的な事業実施能力、財務能力、危機管理能力、安全および環境への配慮などにおいて一定の基準を充たすことが条件である。

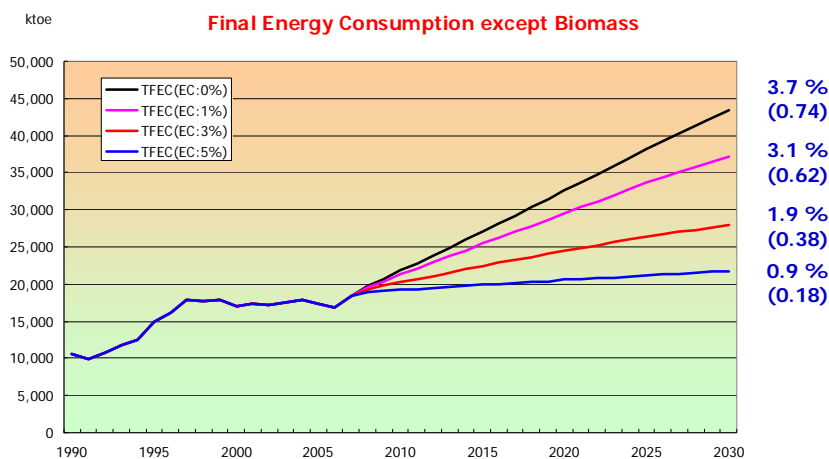
国際市場からのエネルギー調達を前提とし、国際市場価格を基準としたエネルギー市場価格を形成する。エネルギー価格による社会的弱者への漠然とした政策的配慮は、目的を明示した社会福祉政策や支援補助金の支給に変更することが望ましい。

上記の点を念頭におき、第9章～第12章では各分野における課題と基本政策のありかたについて検討する。

第9章 省エネルギーへの取組み

9.1 省エネルギーの効果と取組み

地球規模で CO₂ 排出量の削減が求められ、また、近年の原油価格の高騰などエネルギー問題が大きく取り上げられている今日、経済成長を維持しながらエネルギー消費を削減するには省エネルギーの促進が最も効果的な手段である。DOE の省エネルギー局（Energy Efficiency and Conservation Division）では、毎年 5%の省エネ達成を目標としているが、これは目標が高すぎて現実的な目標値とはいえない。図 9.1-1 は年率 0%～5%の省エネルギー率に対応する最終エネルギー消費を試算したものである。もし、年率 5%の省エネルギーが達成可能であれば、2030 年のエネルギー消費は、現在とほぼ同じ水準にとどまることになる。省エネルギーはエネルギー安全保障の確保と地球温暖化に対処するための極めて望ましい手段である。しかし、一人当たりエネルギー消費がまだ日本の 1/10 程度でしかないフィリピンにおいて、エネルギー消費が今後 20 年間ほとんど増えないという事態を想定するのはやや困難といわざるを得ない。



(注) ()内は対 GDP 弾性値

図 9.1-1 省エネルギー率(0～5%)毎の最終エネルギー消費

日本の経験では第 1 次石油危機後の石油価格高騰の過程で強力な省エネルギーを進めた結果、産業部門のエネルギー消費はほぼ横ばいを達成したが、民生、輸送部門での省エネルギーは限定的で、対 GDP 弾性値は 1 をわずかに下回ったに過ぎなかった。1980 年代以降、エネルギー価格が低迷した時期においても産業部門ではエネルギーコストが常に強く意識されてきたが、民生部門では価格効果よりも所得増加の効果が大きく作用した結果といえよう。

このような先例を参考として、以下ではフィリピンの省エネルギーのポテンシャルを検討する。

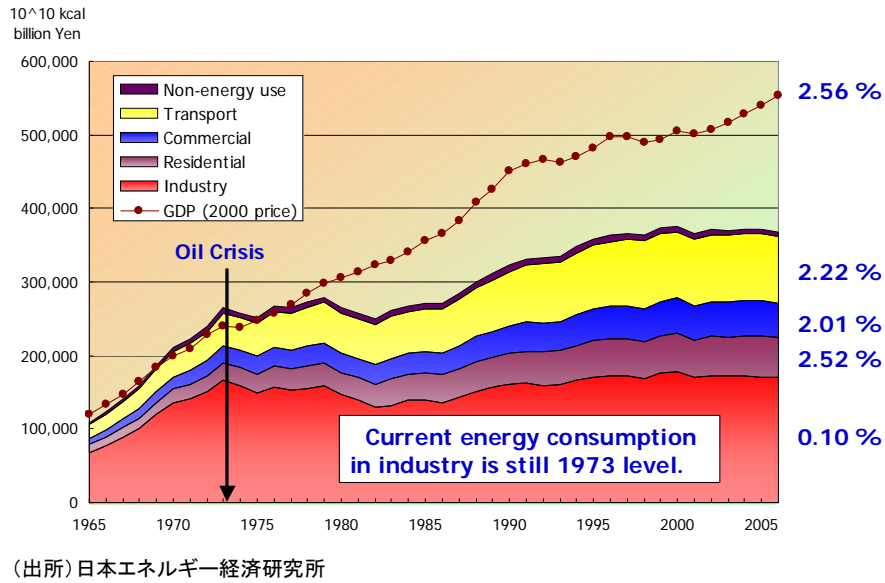
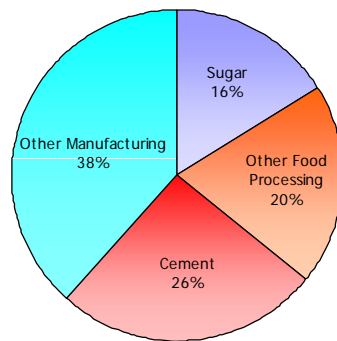


図 9.1-2 日本の最終エネルギー消費の推移

9.2 産業部門における省エネルギー

日本の産業用エネルギー需要は石油危機以降ほぼ横ばいで推移してきている。すなわち石油危機以前の日本の産業構造が「重化学工業」中心であり、これら重化学工業で多量のエネルギーが消費されてきた。しかし、石油危機以降、産業構造が変化し、日本経済はエネルギー寡消費型の自動車産業や家電産業を中心に発展してきた。このように石油危機を契機として産業構造の転換が図られたこと、さらに企業レベルでの省エネが推進されたことなどの相乗効果により産業用エネルギー需要の増加に抑制されてきたのである。



(出所) DOE

図 9.2-1 フィリピンの産業用エネルギー需要の内訳(2006年)

フィリピンの産業構造は軽工業が中心で、セメント、食品、砂糖の3産業が産業全体の60%以上のエネルギーを消費している。したがって、これら3業種で省エネルギーを重点的に推進することにより、産業部門のエネルギー消費を抑制することができよう。現地調査でのヒアリング結果では、プラントの状況には日本・フィリピン間でそれほど差があるようには見えなかったが、

セメント産業のエネルギー消費原単位は日本と比べると約 20%高い値であった。これはプラントの設計や操業において、エネルギーに重点をおいた検討がなされていないからであろう。他の産業でも同様にエネルギー効率の悪い機器、エネルギー効率に無関心な操業があると想像される。このような状況を改善することにより、産業部門では、毎年 1%程度の省エネを実現できるポテンシャルがあると考えられる。

9.3 商業部門における省エネルギー

商業部門でエネルギーが消費される主な用途は建物の冷房と考えられる。現在フィリピンでは、大規模なショッピングモールや高層のオフィスビルの建設が盛んに行われている。これらのビルの冷房用エネルギー需要は、かなりの割合を占めると想像される。

日本の省エネルギー基準（1992 年基準）による試算では、夏の昼間の冷房時には、建物内に侵入する熱量の 71%は窓から入りこむことがわかっている。そして、このうちの大半は日射の形で入りこむので、日射遮蔽がいかに重要であるかが理解できる。次世代省エネルギー基準において強化されたものに、窓の日射遮蔽と断熱がある。窓の方位に応じて必要な日射遮蔽のための措置が求められている。さらに、窓を複層ガラスや断熱サッシにすることで、その断熱性能を大幅に改善することができ、断熱性能は最大で 3 倍近く変わってくる。日本では、平成 11 年の省エネルギー基準の改正にあたって、冷暖房用のエネルギー消費量を改正前の基準で断熱気密化した場合よりも、全体で 20%削減することを目標として基準値が定められた。

統計によるとフィリピンの商業ビル数の推移は 1990 年の 5,467 棟から 2006 年には 1 万 4,086 棟と年平均 3.7%の割合で増えてきた。今後もこの推移が続くものと仮定し、新しいビルが既存のビルよりも 20%冷房用エネルギーを削減させる政策をとると 2030 年で約 10%の冷房用エネルギーが削減されることになる。また、この間老朽化したビルは取り壊されることになるので、さらに削減効果は期待できる。その他に電気機器の効率改善などを考えると商業部門では毎年 1%の省エネポテンシャルがあると考えられる。建築部門でこのような省エネを推進するためには、都市計画や建築基準の見直しを含む長期的、総合的な政策による取り組みを進めることが重要であろう。

9.4 家庭部門における省エネルギー

今後、家庭でエネルギー効率の優れた省エネ家電製品の普及が進むと考えると、一定量のエネルギー削減効果が見込まれる。本調査では、家計部門の毎年の省エネポテンシャルを試算する目的で、冷蔵庫、エアコン、カラーテレビを家庭の代表的家電製品として選定²⁹し、これら機器のエネルギー効率向上推移を分析した。

初めに、フィリピンの家庭で現在使われている家電製品の消費電力を把握するため、家計エネルギー消費量調査（HECS 2004）より該当するデータの収集を行った。また、HECS2004 において

29 冷蔵庫、エアコン、テレビを選定した根拠は以下の通りである。すなわち、日本においては、家計における消費電力ウエイトは、冷蔵庫 16.1%、エアコン 25.2%、テレビ 9.9%を占めており、これら 3 機種による消費電力量は家庭の消費電力の 51.2%と十分な割合に達している（出所：2003 年度電力需給の概要、資源エネルギー庁）。

不足するデータは、調査団がクランプメータを用いて実際に使用されている家電機器の消費電力を調査した。次に、フィリピンの将来の省エネ効果を推計するための指針として、近年省エネ家電の流通が進んだ実績のある日本の家庭用エネルギー消費量の推移を調査した。家庭が実際に保有している機器の消費電力性能のデータは、東京電力の試算した、関東地域の家庭の需要調査結果を利用した。併せて、各年における最新型の家電製品の消費電力を、日本の省エネセンター発表による省エネ性能カタログに記載されている最新型機器の平均値を採用した。これら試算元のデータは、厳密には集計対象・条件は異なっているが、出来る限りデータに基づいた分析を行うため、これらのデータを用いて比較検討を行った。

調査結果として、フィリピンの現状の消費電力と日本の家電消費電力の推移を図 8.1-4～6 に示す。いずれのグラフにおいても、フィリピンで使用されている家電の消費電力は、近年日本で流通している家電製品の消費電力よりも効率が悪いという結果が得られた。また、新たに販売される最新型家電製品は、一層優れたエネルギー効率を有している。このことからフィリピンにおいては、今後最新型の家電機器が流通することによる省エネポテンシャルがかなり大きいと考えられる。次に、日本の各機器のストックベースの消費電力年平均改善率に着目すると、冷蔵庫、エアコン、カラーテレビについて、それぞれ 1%、2%、0%となっている。カラーテレビに関しては、日本のストックデータの集計条件が、画面サイズに関わらず一括となっているため、近年の大画面化傾向により、逆にストック全体としての消費電力改善にはつながっていない。しかしながら、カラーテレビについて、同程度の性能の製品について統計処理されている新販売製品の効率改善推移に着目すると、年平均 2%の改善を示しており、一定割合での家電のエネルギー効率改善がなされていることが分かる。

これらの結果から総合的に判断すると、フィリピンにおいて過去日本が経験した家電機器の消費電力改善が見られると仮定した場合、家庭部門全体で毎年 1%の省エネポテンシャルを有していると結論付けられる。

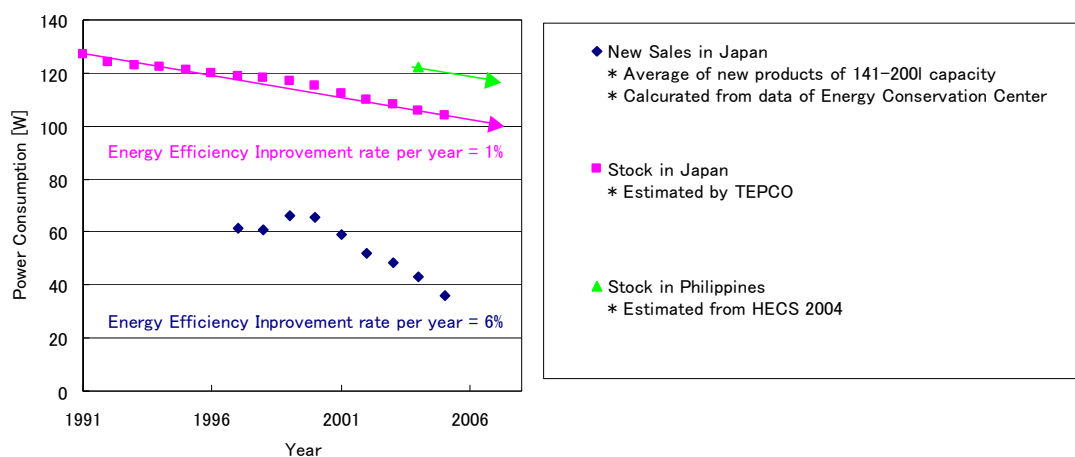


図 9.4-1 フィリピンと日本の家電消費電力の推移(冷蔵庫)

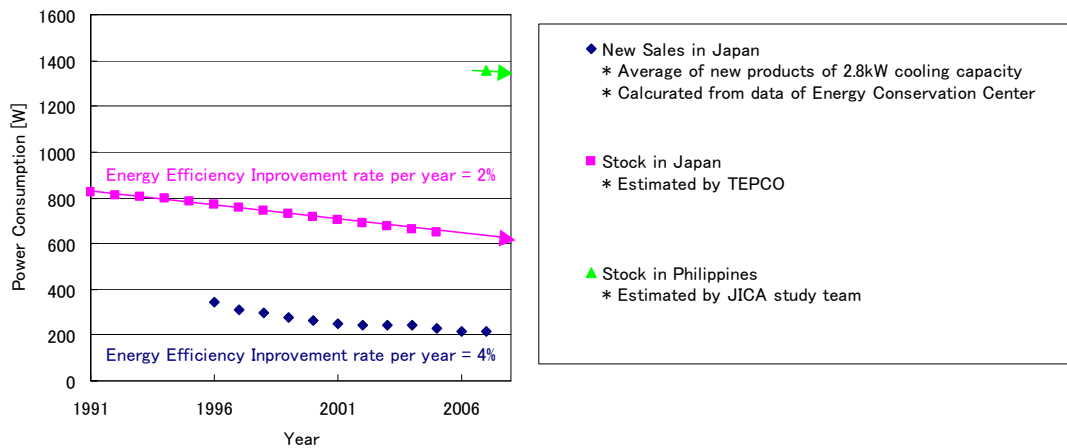


図 9.4-2 フィリピンと日本の家電消費電力の推移(エアコン)

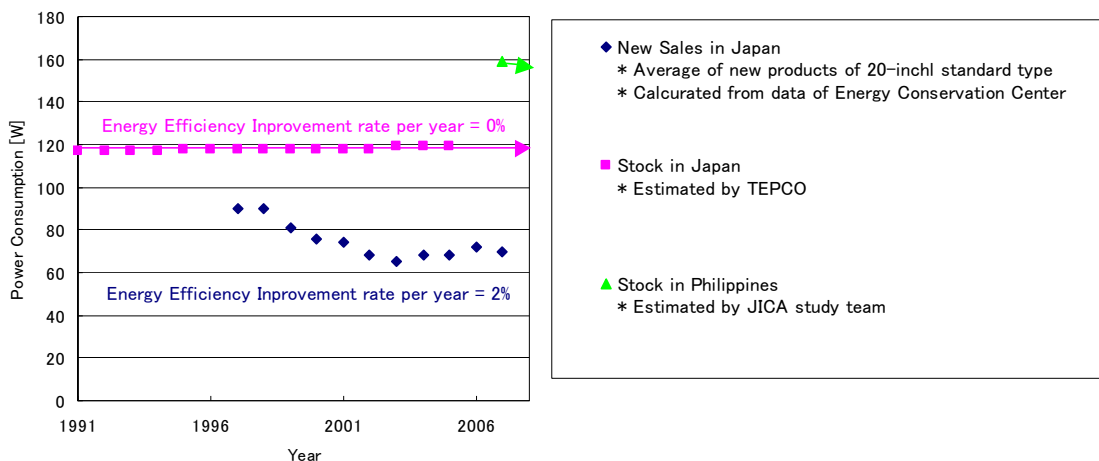


図 9.4-3 フィリピンと日本の家電消費電力の推移(カラーテレビ)

9.5 輸送部門における省エネルギー

本調査において実施したエネルギー消費実態調査では運輸業界も対象に含め、営業用のバスやトラックなど事業所単位で調査が可能な分野ではある程度消費実態を把握することが出来た。しかし、燃料消費のかなりの部分を占める自家用の乗用車やユーティリティ車、自家用トラックなどについては消費者が正確な記録を残しているわけではなく、信頼できる燃料統計が得られない。特に省エネルギーを推進する上では、自動車の燃費に関してエネルギー統計と総合的に突合せのできるような統計を整備し、需要動向をより正確に把握する体制を作ることが必要である。そこで、以下では日本での調査例を参考に調査団が実施した簡易な調査をもとに、輸送部門における省エネルギーへの取組みの方向について考察したい。

日本のガソリン車平均の燃費推移は、1993年の 12.3 km/l から 2005年には 15.1 km/l になり、燃費は、12年間で 22.8%、年平均 1.7%で向上したことになる。今後の燃費改善の日本の目標は、ディーゼル車を含めたすべての車の平均を 2004年の 13.6 km/l から 2015年に 16.8 km/l にすることである。この目標が達成されれば、燃費は、11年間で 23.5%、年平均 1.9%で向上すること

になる。

このような日本の例を参考に、例えば、フィリピンで今後増加する自動車の燃費が現在の平均よりも 10%効率が改善されると仮定すると、既存の車を含めた全体の燃料消費量は毎年 0.3%削減されることになる。



図 9.5-1 日本の車両燃費目標

また、日本の省エネルギーセンターの調査では、日本では自動車の走行時間のうち都市部の信号待ちによる停車時間は東京で 44%、全国平均で 47%になっており、アイドリングによる燃料消費がかなりの割合を占めていることがわかる。

一方、現地調査の際に調査団が実施した計測によれば、マニラ市内の信号待ちによる停車時間は、市街地で約 50%、市街地-郊外間でも 30%以上である。また、信号待ち時間を除いた実際の走行速度は 30 km/時程度であり、効率的な運転速度とはいえない。都市部の渋滞緩和やアイドリングストップ装置の普及を推進することにより、道路輸送における燃料消費を削減する余地はかなりありそうである。

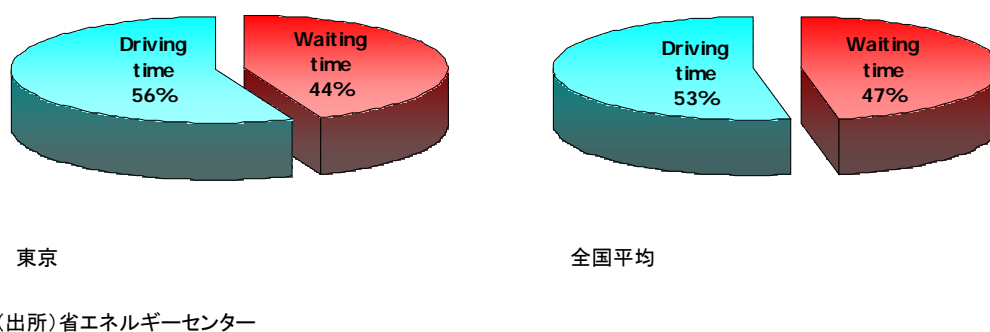


図 9.5-2 日本の車両走行時間比率

また、フィリピンでは輸送用燃料の 75%を自動車用が占め、マニラ地区のごく限られた鉄道網を除き、陸上輸送はほぼ 100%を自動車に頼っている。車の燃費改善や渋滞緩和のほかに鉄道などの大量輸送モード導入による道路輸送用燃料の削減も今後の検討対象といえよう。このように輸送部門では、燃費改善で毎年 0.3%、渋滞緩和、アイドリングストップ装置の導入で 0.3%、大量輸送モードの導入で 0.3%と全体で約 1%の省エネポテンシャルを有していると考えられる。

表 9.5-1 マニラ市内の信号待ち時間

	Route	Total time (min.)	Wait for traffic light (min.)	Distance (km)	Waiting rate (%)	Actual speed (km/hr)
26-May	Hotel-DOE	17.0	4.5	6.0	26.5	28.8
	JICA-Hotel	8.0	4.0		50.0	
27-May	Hotel-DOE	19.0	7.3	6.0	38.4	30.8
	DOE-Hotel	24.0	9.0	6.0	37.5	24.0
28-May	Hotel-DOE	20.5	5.5	6.0	26.8	24.0
	DOE-Hotel	21.0	7.8	6.0	36.9	27.2
2-Jun	Hotel-DOE	16.5	2.5	6.0	15.2	25.7
3-Jun	Hotel-DOE	20.0	7.5	6.0	37.5	28.8
4-Jun	Hotel-DOE	17.0	5.5	6.0	32.4	31.3
	DOE-Hotel	20.0	9.5	6.0	47.5	34.3
Total		183.0	63.1		34.5	

9.6 省エネルギー効果と最終エネルギー需要

前述のように、今後 2030 年までに産業、商業、家庭、輸送部門で毎年 1%の省エネが達成できた場合の最終エネルギー消費は、図 9.6-1 に示すとおりである。年率 0.5%の省エネを前提とするリファレンスケースでは 2030 年の最終エネルギー消費は 2005 年に比べて 240%増加する見込みであるが、毎年の省エネ率を 1%に強化した EEC ケースでは 215%の増加にとどまっている。さらに省エネを強化するスーパーEEC ケースでは、この比率は 194%にまで低下する。

このような省エネのもたらす大きな効果と、上記の観察に見られるような省エネのポテンシャルを勘案すると、「各部門毎年 1%省エネ達成」をエネルギー政策として掲げ、具体的な実行計画を実施することにより、エネルギー安定供給を強化することができよう。

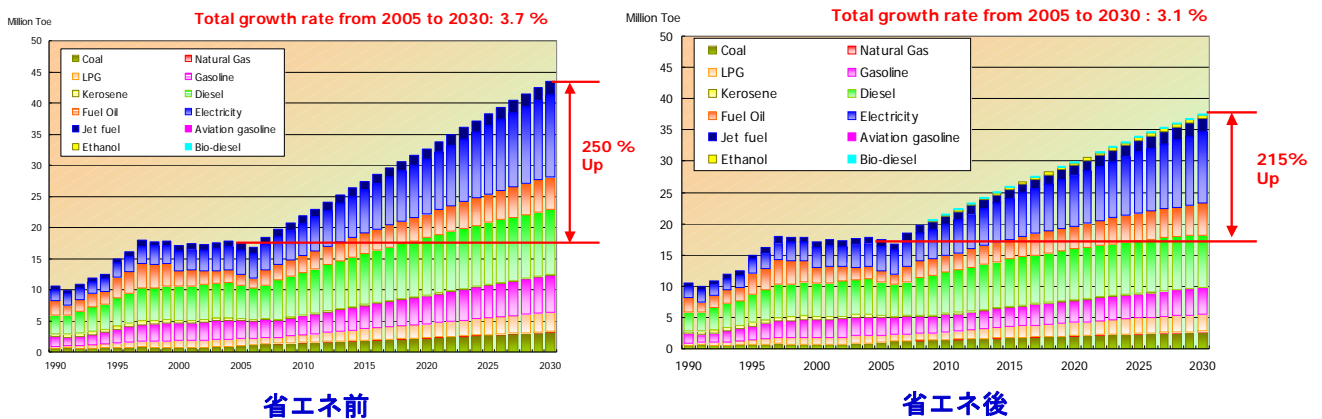


図 9.6-1 省エネ効果による最終エネルギー需要

第 10 章 電力部門の展望と課題

10.1 電力供給モデル解析

10.1.1 本調査における電力部門分析の目的

電力供給の大半を占める火力発電所は二次エネルギーの供給源であるが、地熱発電、水力発電、原子力発電などは一次エネルギーの供給源である。一方で、二次エネルギーの供給者である火力発電所は石油、天然ガス、石炭などの大消費者でもあり、電力部門の供給計画が一国のエネルギー計画に大きく影響すると言っても過言ではない。

そのため、供給モデルの中において、電力供給モデルをサブモデルと位置づけ、最適供給計画の検討を実施することとした。

10.1.2 検討内容

ベンチマークとなる燃料価格シナリオ（リファレンスケース）において、最も経済的となる電源構成比率（原子力も含めて）をスクリーニングカーブにより検討する。

高価格、低価格の各価格シナリオについて、スクリーニングカーブを用いて、最適電源構成比が変化する可能性があるかについて検討する。

2030年までに、最も経済的になる電源計画ケースよりガスコンバインドサイクル（Gas CC）の開発量を全体で 300 万 kW まで増やした場合、電力価格がどのような影響を受けるかを PDPAT（Power Development Planning Assist Tool）を用いて検討する。

2025年から2030年の間に、最経済的な開発ケースに対して、100万kWの原子力の導入をした場合に、電力価格がどのような影響を受けるかを PDPAT を用いて検討する。

10.1.3 検討方法

上記の検討は先述の通り、スクリーニングカーブと PDPAT を用いて実施する。ここで使用するスクリーニングカーブおよび PDPAT 概要を表 10.1-1 に示す。

表 10.1-1 スクリーニングカーブと PDPAT

【スクリーニングカーブ】

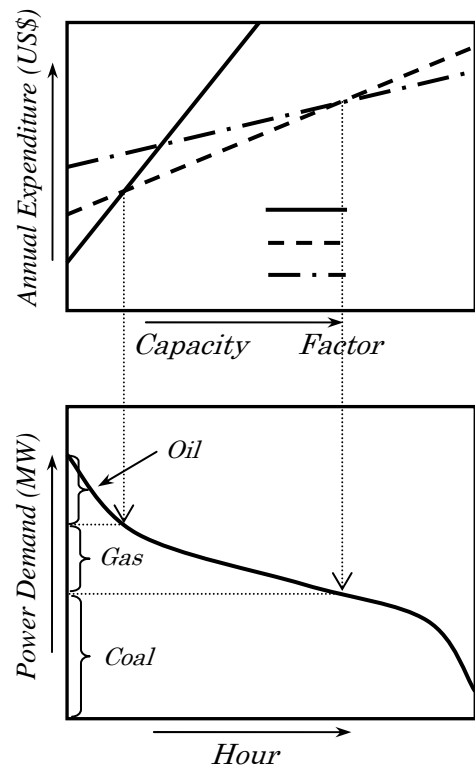
スクリーニングカーブの概念図を右に示す。スクリーニングカーブは上側の年間の発電経費グラフと下側の年間の電力需要のデュレーションカーブを組み合わせたものである。

発電経費の図の横軸は設備利用率であり、縦軸は年間の発電経費を表す。よって、y切片は各発電方式の固定費を表しており、傾きは燃料費である可変費を表している。この例では、利用率の低い領域では石油火力が経済的に有利である。利用率が上昇するに従い、経済的優位性がガスコンバインドサイクル、石炭火力へ順に移動していくことが示されている。

この結果をデュレーションカーブに投影することで、それぞれの電源によりどの領域の需要をまかなえばよいのかがわかる。同時にその組み合わせが、最経済的な電源構成とすることができる。即ち、この例で言えば、設備の稼働時間が低くてすむ需要、いわゆるピーク需要においては、利用率が低い場合に

経済的である石油火力を割り当てるのが有利であり、それに対応する設備容量は図中の Oil Capacity と示した量となる。同様にガス CC はミドル需要に、石炭火力はベース需要に割り当てることが有利であることは、図より自明である。このように得られる各電源の設備容量の構成比率が最適電源構成比率、いわゆるベストミックスと考えるよい。

しかし、スクリーニングカーブは、各電源種別の中では、全ての発電所が同一の経済特性かつ燃料効率が一定という若干現実から離れた条件で検討しており、あくまで大まかな検討をする場合に用いられる方法といえる。より、現実 に即した検討を行うには PDPAT や WASP に代表されるオペレーション・シミュレーションを用いた検討が望まれる。



【PDPAT】

PDPAT は東京電力（株）が開発した電力供給システムのオペレーションシ・ミュレーションソフトウェアである。大きな特徴としては複数の電力システムが連系した状況でのシミュレーションが可能であり、フィリピンのように島嶼間の連系を検討するには非常に有用なソフトウェアである。

入力値としては概ね次のものが必要である。

日負荷曲線

模擬的な発電所の特性値（発電容量、ヒートレートカーブ、建設単価、耐用年数、負荷調整能力など）

燃料単価

燃料供給制限など

PDPAT、これらの入力値に基づき、燃料費が最小となる負荷配分（ロードディスパッチ）をシミュレートし、発電所別の発生電力量、燃料消費量を求める。更に、稼働した発電所毎の固定費をもとめ、電力システム全体の発電コストを求めることができる。

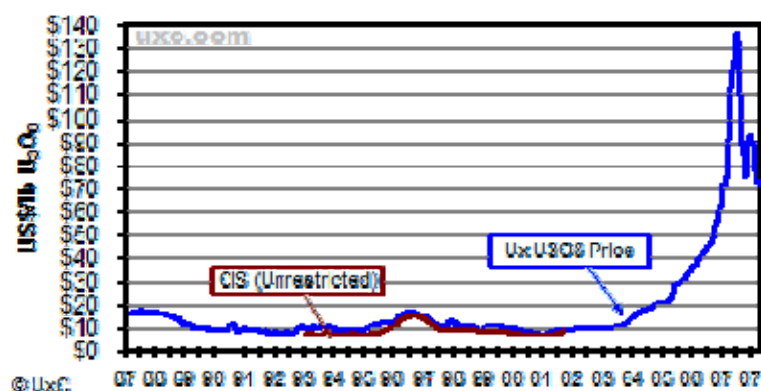
PDPAT 使用して電源構成比率を変更させながら、発電コストに関する感度分析をすることにより、最適な電源構成比率を求めることが可能である。

10.1.4 解析条件

(1)燃料価格

石油、天然ガス、石炭の価格は一次エネルギーの供給モデルで使用したもののうち 2008 と 2030 年時点の値をもちいる。しかし、原子燃料に関しては価格が設定されていないので、ここで、追加して設定する必要がある。

- ・ウランのスポット価格（ウラン精鉱：イエローケーキとも呼ばれる）は、図 10.1-1 に示すとおり、2003 年頃まではスポット契約価格が、ポンド U_3O_8 当たり 10 ドル前後で推移してきたが、その後上昇に転じ、2007 年には一時的に 130 ドルを超える水準にまで高騰した。この高騰の主な原因としては次の三点が挙げられる。
- ・2001 年の豪州オリンピックダム鉱山の工場火災、2003 年 4 月カナダマッカーサーリバー鉱山の漏水事故、ナミビアロッシング鉱山の生産量減少などで、世界のウラン精鉱生産量が大きく減少したこと。
- ・1995 年から米国がロシアから購入してきた「解体核兵器の高濃度ウラン」の契約が 2013 年に終了し、西側諸国の「過去の過剰在庫」も 2013 年ごろには無くなると見られていること。
- ・米国、中国の需要が旺盛であること。
- ・ウランの生産量は 2004 年以降回復基調にあり、現状では価格も 50 ドル程度まで下落しているが、需要が堅調であることから、今後は現状程度の価格水準を保つと考えられる。そのため、本検討では、ウラン精鉱価格を 50 US\$/lb U_3O_8 として想定することとする。
- ・原子燃料価格は 2003 年 12 月に電気事業連合会が試算したものを利用する。その値には表 10.1-2 に示すものが含まれている。



(出所) The Ux Consulting Company, LLC Web Site

図 10.1-1 ウラン精鉱価格の推移

表 10.1-2 核燃料サイクル費用の内訳(電気事業連合会試算)

Nuclear Fuel Cycle Cost	1.65cent/kWh
<Front End>	0.74cent/kWh
Uranium Ore Cost, Concentration Cost and Conversion Cost	0.17cent/kWh
Enrichment	0.27cent/kWh
Reconversion, Fabrication Cost	0.29cent/kWh
<Reprocessing>	0.63cent/kWh
<Back End>	0.29cent/kWh
Interim Storage	0.03cent/kWh
Waste Disposal	0.25cent/kWh

但し:1\$=100yen と仮定。

この内、鉱石調達、精鉱、転換部分のみを修正する。具体的には電気事業連合会のその値は2003年時の値であるので、先述したウラン精鉱のスポット価格に鉱石調達、精鉱、転換の価格が比例すると仮定し、その値の修正をして次の値を使用する。

Uranium Ore Costs, Concentration Costs, Conversion Costs	0.85cent/kWh
--	--------------

上記の検討の結果、全体の原子燃料価格としては2.32UScent/kWhを採用する。以上の点に基づき燃料価格は表10.1-4のように設定する。

表 10.1-3 発電用燃料価格の想定

Year	Fuel Type	Unit	Reference	Low	Super High
2008	Crude Oil	US\$/MMBtu	22.5	22.5	22.5
	Fuel Oil		25.8	25.8	25.8
	Diesel		30.8	30.8	30.8
	Natural Gas		13.3	13.3	13.3
	Coal		2.7	2.7	3.1
	Nuclear	Cent/kWh	2.3	2.3	2.3
2030	Cruded Oil	US\$/MMBtu	30	22.5	45
	Fuel Oil		36.1	28.4	51.5
	Diesel		46.8	39.7	60.8
	Natural Gas		20.4	15.3	30.6
	Coal		4.8	3.6	7.2
	Nuclear	Cent/kWh	2.3	2.3	2.3

上記の検討の結果、全体の原子燃料価格としては2.32UScent/kWhを採用する。以上の点に基づき燃料価格は表10.1-4のように設定する。

表 10.1-4 発電所緒元

	Capital Costs (US\$/kW)	Asset Life (year)	Expenditure Rate (%)	Heat Efficiency (%)
GCC	900.0	25.0	10.9	56.4
Coal	1,400.0	30.0	10.6	46.3
Oil ST	800.0	25.0	10.9	38.0
Oil GT	600.0	20.0	11.6	39.0
PSPP	900.0	50.0	10.1	N/A
Diesel	1,300.0	20.0	11.6	40.0
Geothermal	2,900.0	30.0	10.6	N/A
Wind	2,000.0	25.0	10.9	N/A
Conventional Hydro	2,500.0	50.0	10.1	N/A
Nuclear	3,000.0	35.0	10.3	N/A

(2) 発電所の諸元

発電所の諸元を表 10.1-5 に示す。発電所の建設単価はここ数年の新聞情報と国際協力銀行の事業評価報告書などを参考に設定した。また、年経費率は金利と減価償却（ここでは借り入れ返済額と同義とする）のみを考慮した値とする。熱効率についてはフィリピンにおける国内プラントの実績や日本メーカーのカタログ値を参考に算定した。

表 10.1-5 新規発電所のヒートレードバランス

	Unite Capacity (MW)	% Load	Heat Efficiency (%)
Coal ST	500.0	1.0	46.3
		0.8	45.5
		0.5	43.9
GCC	500.0	1.0	56.4
		0.5	56.3
		0.2	54.0
Oil GT	100.0	1.0	39.0
		0.8	37.4
		0.5	34.4
Oil ST	100.0	1.0	38.0
		0.8	37.8
		0.5	36.8
Diesel	100.0	1.0	40.0
		0.8	38.0
		0.5	34.4

(注) Salvage Rate = 10% ; Interest Rate = 10%

新型火力を想定した場合の各発電所の熱効率は、フィリピン国内における発電所の実績値や日本メーカーのカタログ値などを参考に次のように設定した。

表 10.1-6 新規発電所のヒートレートカーブ

	Coefficient	Heat Efficiency (%)
Coal ST	a	0.1
	b	1,706.8
	c	59,501.0
GCC	a	0.1
	b	1,420.8
	c	18,654.0
Oil GT	a	0.5
	b	1,839.1
	c	31,859.0
Oil ST	a	1.5
	b	1,962.1
	c	14,955.0
Diesel	a	0.4
	b	1,736.8
	c	37,105.0

また、PDPAT では、発電所ごとのヒートレートカーブの設定が必要であり、本検討ではヒートレートカーブを次のように 2 次関数で表現することとした。その場合、上記表 10.1-+の値に基づいて係数を求めると表 10.1-7 のようになる。

$$y = ax^2 + bx + c$$

y : Inputted fuel (MCal)

x : Electric output (MW)

(3) 電力需要のデュレーションカーブ

スクリーニングカーブに用いるデュレーションカーブは 2002 年から 2005 年の 4 年間のデータに基づき作成したものを使用する。

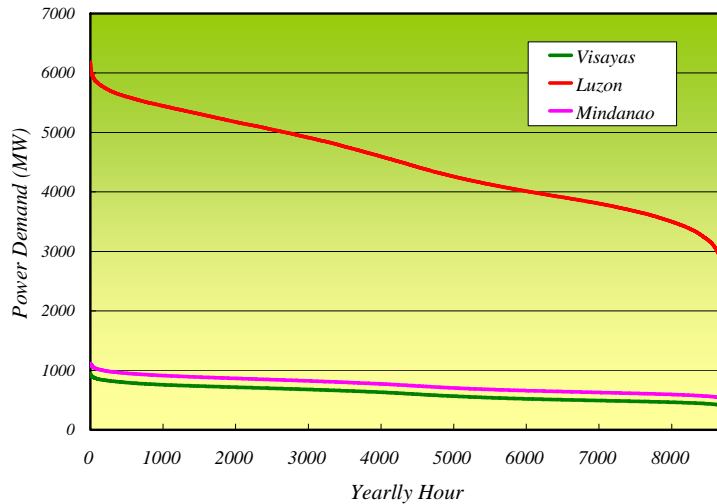


図 10.1-2 デュレーションカーブ

(4) 電力需要予測

電力開発計画を検討する場合は、最大電力の予測をする必要があるが、エネルギー需要予測では電力消費量の予測値しか求められていないので、それに比例する形で最大電力も伸びていくこととして、図 10.1-3 に示すような予測値を設定した。

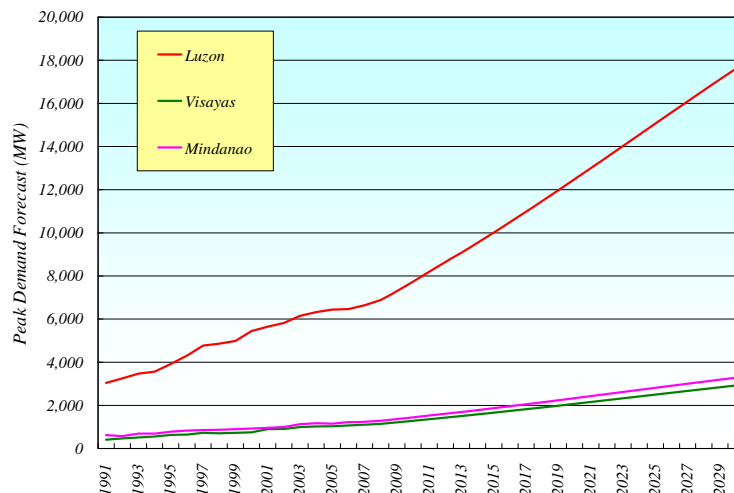


図 10.1-3 需要想定

10.1.5 解析結果

(1) 最も経済的な電源計画ケース

2006年のリファレンスケースの燃料価格に基づき、設備稼働率と年間の発電経費の関係を求めたものが図 10.1-4 である。

この結果からは、発電所の稼働率が 50%以上要求される領域（いわゆるベース需要）では一般水力、地熱、石炭火力を開発するのが経済的に有利であるといえる。また、20%以下の領域（いわゆるピーク需要）では揚水発電プラント（PSPP）もしくはガスコンバインドサイクルが有利である。稼働率が数パーセント以下のごく一部の領域では石油ガスタービンに開発メリットがあるといえる。20～50%の稼働領域（いわゆるミドルピーク需要）では石炭火力が有利であるが、出

力調整が可能な電源としてガスコンバインドサイクルの導入が必要になると考えられる。

それぞれの発電タイプに関する経済性の面から分析を次に若干述べる。

i) 石炭火力

要求される稼働率が 20%を超える範囲に適用するように導入していくと経済的である。すなわち、発電コストの面だけで考えると、ほとんどの領域において石炭火力を導入することが発電コストの抑制につながる。そのため発電事業者の自由競争に任せておけば今後の電源開発の主体はほとんどが石炭になると想定される。

システムの運用面から考えると、石炭火力はユニットの運転停止をした後の再起動時にウォームアップに時間を要するために、低稼働率帯ではオペレーションに関して課題を抱えている。このため、この領域で経済性に優れていても実際には運用できないと考えられ、ガスコンバインドサイクルなどの開発・運用で補完するのが現実的と考えられる。

ii) 一般水力

建設単価が 2,500US\$/kW 程度で設備稼働率（等価ピーク稼働率）が見込める地点であれば、十分採算性が見込めるので、開発を促進すべきである。

“GUIDE ON MINI-HYDROPOWER DEVELOPMENT IN THE PHILIPPINES”によると F/S ステージを終了したものが合計 540 万 kW 程度ある。化石燃料が高騰している現在、それらの計画の経済性、環境・社会影響を再度確認して、着実に開発していくことが国民経済の観点から求められる。

iii) 地熱発電

地熱発電についても、建設単価が 2,900US\$/kW 程度に開発費用を抑えつつ、開発を促進することが肝要である。

フィリピン国内の地熱発電の未開発量は約 260 万 kW と見込まれているが、その内、開発可能性の高い地点は、合計で約 120 万 kW と目されていることから、その開発を促進することが必要である。

iv) 原子力

原子力については、経済性の観点からのみでは、導入のメリットは見出せない結果となった。ただし、ベース電源としては、ガスコンバインドサイクルより優れていることは自明であるため、脱石炭のオプションとしては成り立つ。政府が地球温暖化対策をどのように捉えるかが原子力開発の今後の行方を占うこととなる。脱石炭の選択肢としては、ガス火力発電よりは原子力のほうが経済的にも有利であり、効果的であるといえる。

v) 揚水発電プラント (PSPP)

解析の結果、ピーク電源としては PSPP が優れていることが明らかとなった。特に今後は石炭火力の開発が増加すると考えられるので、安定したシステム運用を図るためには、ある程度の PSPP もしくは貯水池式水力が必要となってくると考えられる。

vi) 風力発電

ピーク稼働率で 30%程度を確保できれば、経済的には成り立つと考えられる。ただし、出力が風まかせで不安定なため、システムの供給能力としては期待しづらいこと、逆にある程度他の安定電源が連係されているシステムにしか連系ができないことなどの問題点があるため、大規模開発を図るためには技術的検討を進める必要があると考えられる。

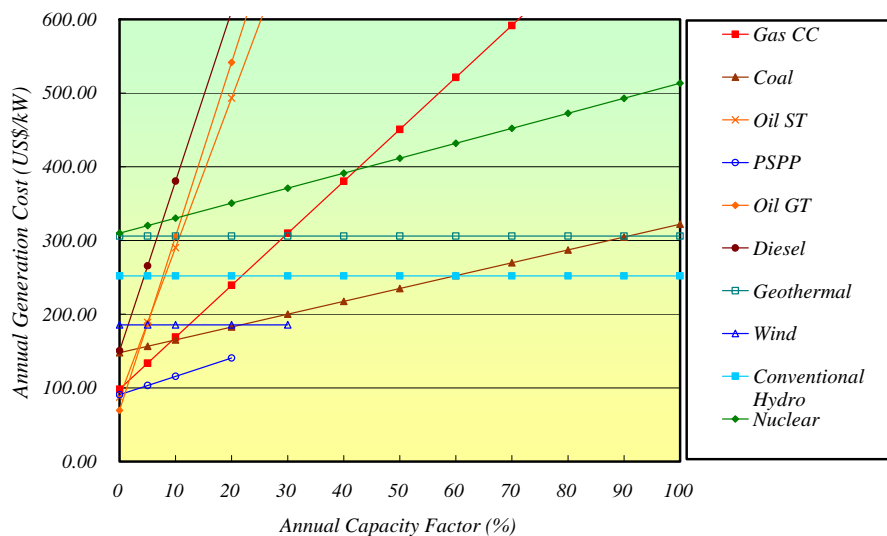


図 10.1-4 発電経費の検討結果

上記の年経費の分析より、それぞれの電源をどの程度の割合で導入すれば最適になるかを検討する。ここでは図 10.1-4 の結果から稼働率が 50%以上必要となる電源をベース電源、20~50%が必要となる電源をミドル電源、20%以下をピーク電源と考えることとする。それぞれの電源としては次のものが挙げられる。

ベース電源：石炭火力、流れ込み式水力、地熱発電、原子力発電

ミドル電源：ガスコンバインドサイクル

ピーク：揚水発電プラント (PSPP)、貯水池式水力、石油 GT、ディーゼル、一般石油火力

その他：風力発電

ルソン (Luzon)、ビサヤス (Visayas)、ミンダナオ (Mindanao) の各地域のデュレーションカーブに基づき、ピークロード、ミドルロード、ベースロードを区分したものを図 10.1.5~7 に示す。それらの値を総括すると表 10.1-7 に示すとおりとなり、各地域の比率を加重平均すると、フィリピン全土としてはベース電源が約 71%、ミドル電源が約 12%、ピーク電源が約 17%になるように構成すれば最も経済的な電源構成が達成できるといえる。

ちなみに、現状のフィリピンの電源構成比率は表 10.1-8 に示すとおりであり、その骨子は次のように要約できよう。

各地域ともピーク電源が理論上の必要容量の 2 倍近く導入されている。これは、島嶼地域のディーゼル発電やガスタービンの容量が多いことに起因する。ピーク電源の設備比率が大きいため、ピーク電源でミドルロードに対応せざるを得なくなり、必要以上に稼働率を上げていると想定される。このことが発電コストの増加要因となっていると考えられる。

ビサヤス地域については地熱発電の開発が進んでいるため、ベース電源の導入量は適正であるが、ルソン、ミンダナオ地域ではベース電源が少ない。しかも、ここでは詳述しないが別の資料によれば「ベース電源である石炭火力の稼働率が低く、その反面、ミドル電源であるべきガス火力の稼働率が高い」ことが判明している。その意味では発電所の効率的運用が図られていないことがうかがわれる。今後は、電力自由化の進捗に伴い、採算性が見込まれる石炭、一般水力、地熱発電などのベース電源の開発が進むことが予想される。

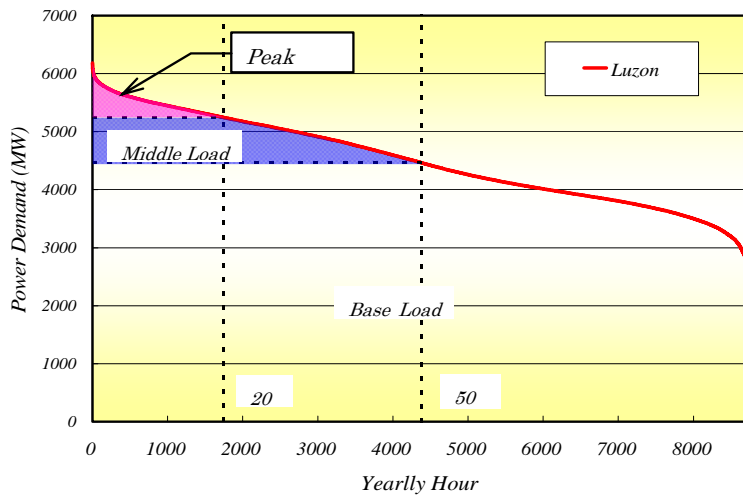


図 10.1-5 ルソン地域のデュレーションカーブと需要区分

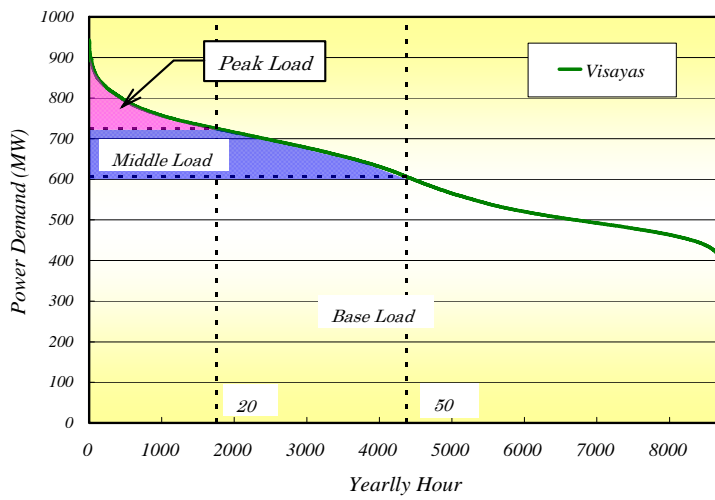


図 10.1-6 ビサヤス地域のデュレーションカーブと需要区分

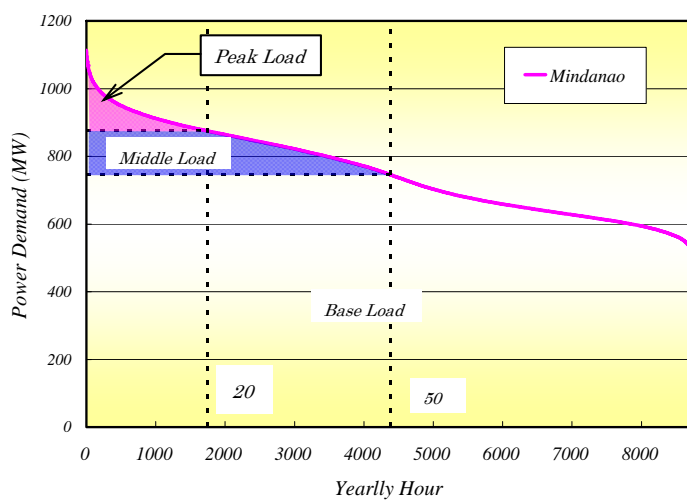


図 10.1-7 ミンダナオ地域のデュレーションカーブと需要区分

表 10.1-7 最適電源構成比率

	Luzon	Visayas	Mindanao	All Philippines
Peak Load	15%	23%	21%	17%
Middle Load	13%	13%	12%	12%
Base Load	72%	64%	67%	71%

表 10.1-8 現在の電源構成比率(2007 年現在)

	Luzon	Visayas	Mindanao	All Philippines
Peak Load	36.70%	37.60%	40.30%	37.70%
Middle Load	22.80%	0%	0%	17.50%
Base Load	40.50%	62.40%	55.70%	44.80%

以上のスクリーニングカーブにより求めた最適電源構成比率を念頭に入れて、今後の電源開発計画の一例を示す。

まず、ルソン、ビサヤス、ミンダナオのそれぞれの地域における 2030 年までの必要開発量を検討する。図 10.1-8~10 は各地域の電力需要を青線で、それにルソン、ビサヤスでは 15%、ミンダナオでは 25%の供給予備率 (Reserve Margin) を考慮した必要供給量を赤線で示したものである。緑の軸は既設の供給能力を示し、桃色の軸は今後 2030 年までに開発が必要な供給量を示している。ルソン地域では 2014 年頃から、ビサヤス地域とミンダナオ地域では 2010 年頃から、新規の電源の運転開始が必要となり、2030 年までの必要開発量は、ルソン地域で約 980 万 kW、ビサヤス地域で 190 万 kW、ミンダナオ地域で 250 万 kW に上る。

今後の電源開発において各地域の必要開発量をできるだけ最適電源構成に近づけるように開発パターンを検討した結果の一例を図 1.1-11~13 次に示した。これを最適電源構成ケースとする。

この開発パターンには、2009 年~2030 年の間にフィリピン全体で次に示す規模の電源が開発されるものとして織り込まれている (表 10.1-9 参照)。

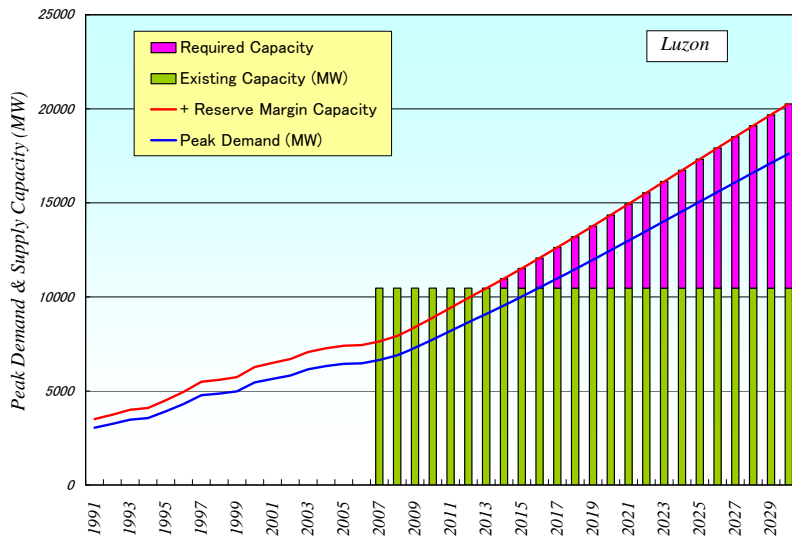


図 10.1-8 電源の必要開発量(ルソン地域)

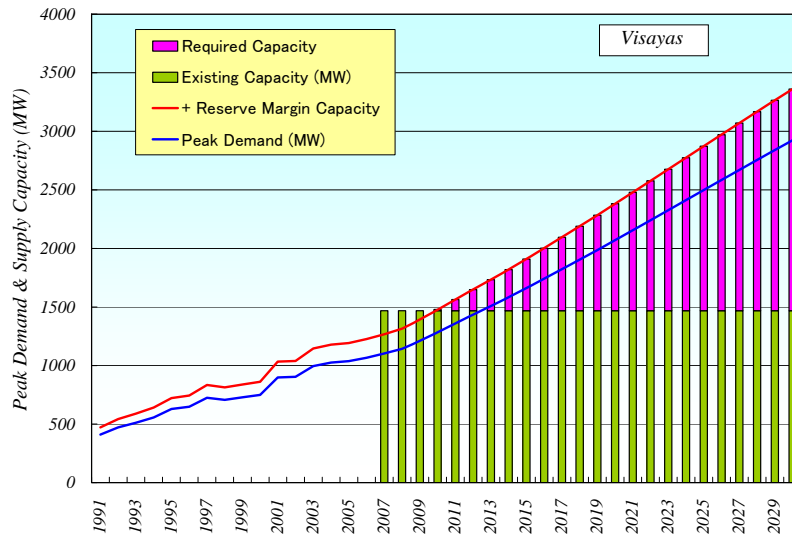


図 10.1-9 電源の必要開発量(ビサシス地域)

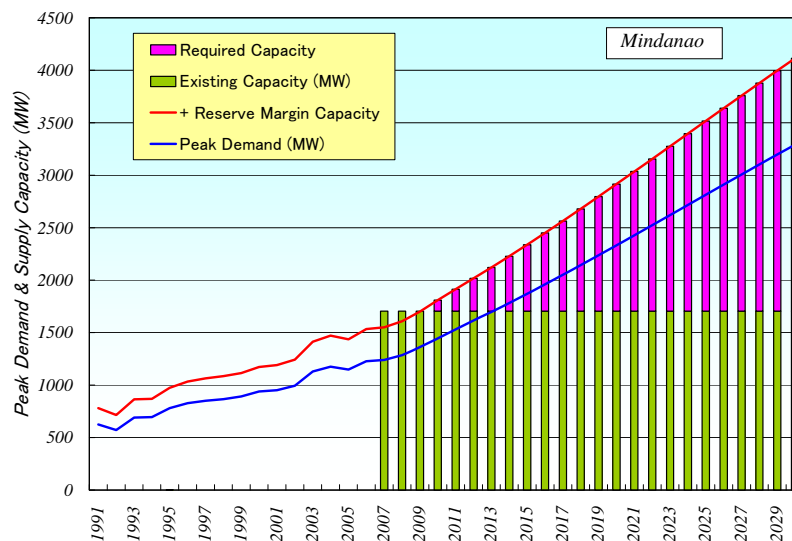


図 10.1-10 電源の必要開発量(ミンダナオ地域)

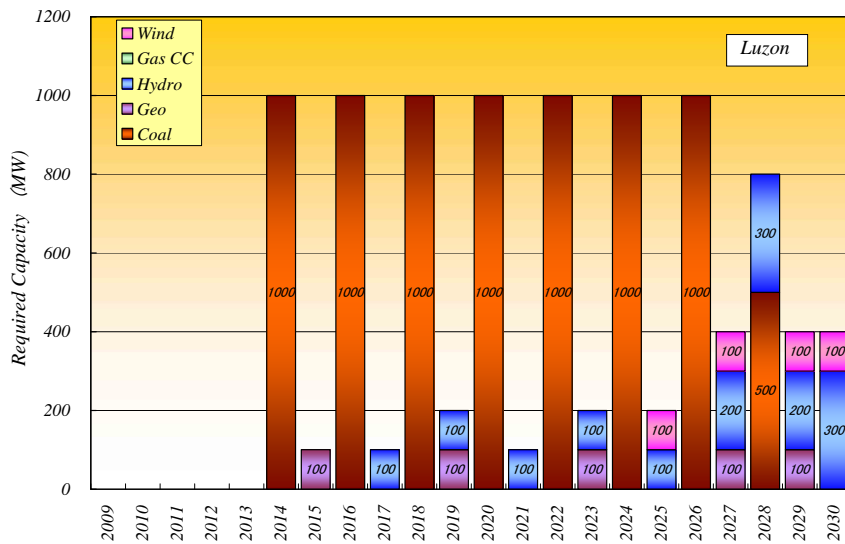


図 10.1-11 ルソン地域の電源開発パターン

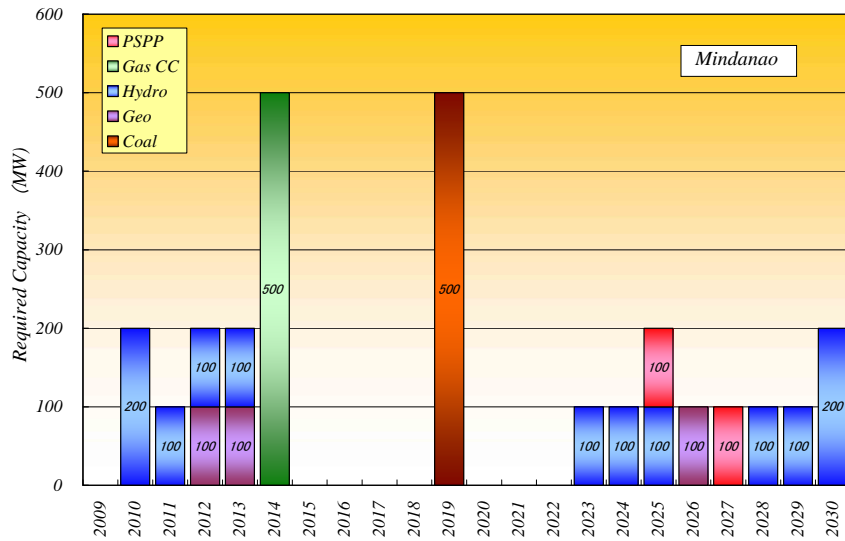


図 10.1-12 ビサヤス地域の電源開発パターン

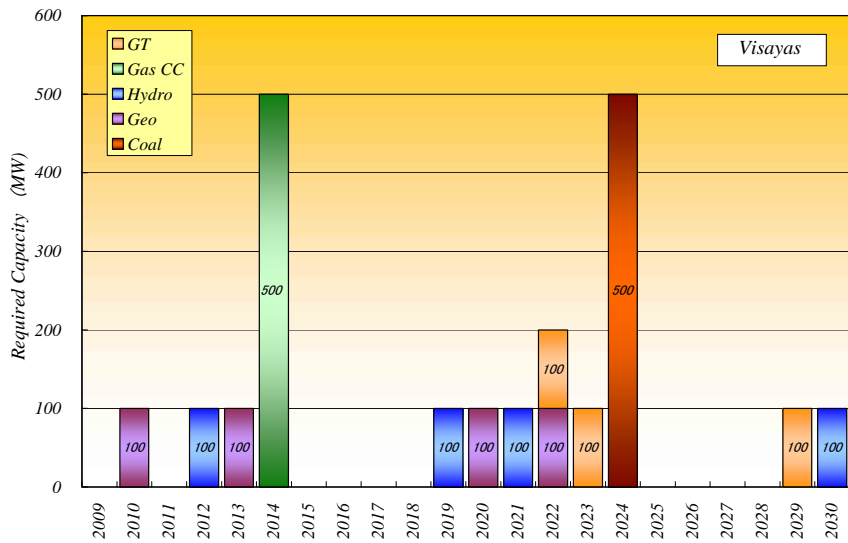


図 10.1.13 ミンダナオ地域の電源開発パターン

表 10.1-9 必要開発量

	Plant Type	Capacity(MW)
Base Supply	Coal-fired Thermal	8,500
	Geothermal	1,200
	Conventional Hydro	3,100
	Wind	400
Middle	GCC	1,000
Peak	PSPP	200
	Gas GT	300

(2) 燃料価格シナリオ別ケーススタディ

2030年時点の超高価格ケース、低価格ケースの燃料価格に基づき、発電経費を検討した結果を図 10.1.14 に示す。上側の線が超高価格ケースに関する結果であり、下側の線が低価格ケースに関する結果である。この結果より次のことが明らかになった。

原子力については、石炭価格が超高価格ケースで推移すれば、石炭火力に対しても経済的に有利となり、相当量を電源構成に組み込める可能性が出てくる。

ガスコンバインドサイクル、ガスタービンは全ての稼働領域で経済的優位性を見出せず、開発をする意義が無くなる。

2030年段階の化石燃料価格を考えると、地熱発電、一般水力、風力については、年間の発電電力量が相当量確保できる地点（設備稼働率：地熱 70%以上、一般水力 50%以上、風力 20%以上）なら石炭火力との比較でさえも、経済性が確保できるようになる。

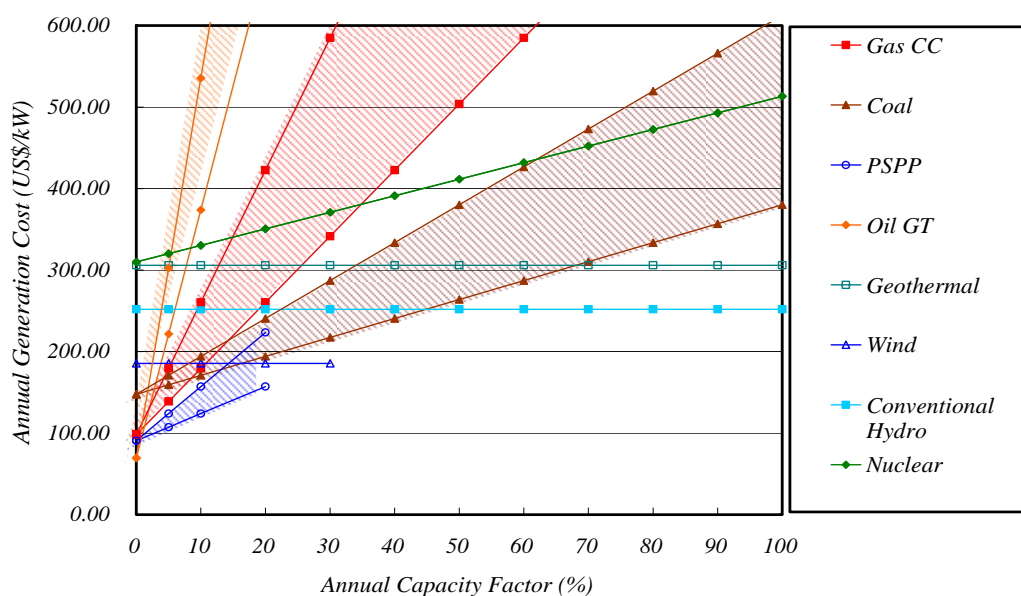


図 10.1-14 燃料価格シナリオ毎の年発電経費

以上の点から、将来的に燃料価格がある程度の範囲で高止まりした場合、電源構成はランクごとに次のように構成されることが妥当といえる。

ベース電源	原子力、地熱発電
ベース・ミドル電源	石炭火力、一般水力、風力
ピーク電源	揚水式水力

(3) ガスコンバインドサイクル増設ケース

フィリピンでは既存ガス田の減退を補うため 2020 年ごろに LNG 基地を整備し、LNG 輸入を開始することが必要になる。輸入 LNG をガス火力で活用する場合、フィリピン全体で 300 万 kW 程度のガス火力の開発が想定される。先述の最適電源開発計画では、100 万 kW のガスコンバインドサイクルを導入することとなっているので、この要求を満たすためには更に 200 万 kW のガスコンバインドサイクルの追加投入が必要となる。具体的にはルソン地域に 200 万 kW のガスコンバインドサイクルを追加導入し、下に示す開発計画を想定する。ここでは、電源を開発した場合と最適電源計画との経済比較を PDPAT で解析した結果を示す。

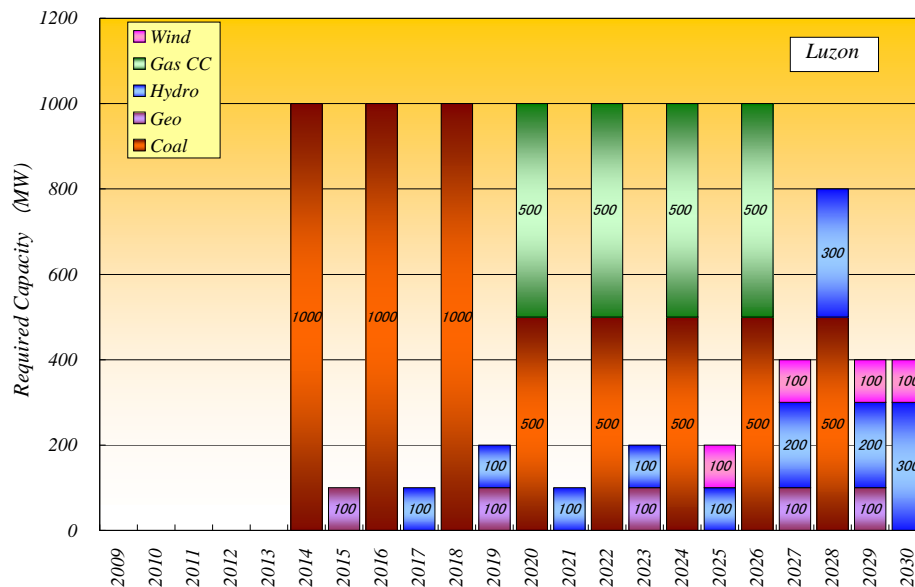


図 10.1-15 ガスコンバインドサイクル 200 万 kW 追加開発パターン

下の図はガスコンバインドサイクルの投入量と年間の発電経費の関係を示したものである。ガスコンバインドサイクル発電所を 200 万 kW 追加投入した場合、系統全体の発電経費は約 2% 程度増加することが明らかとなった。図が暗示するように、基本的にはガスコンバインドサイクルの導入が増えるほど、発電経費は増加すると考えられる。また、この検討はリファレンスケースの燃料価格シナリオで計算しているため、超高価格ケースに基づき計算すれば、増加率は更に増すものと考えられる。

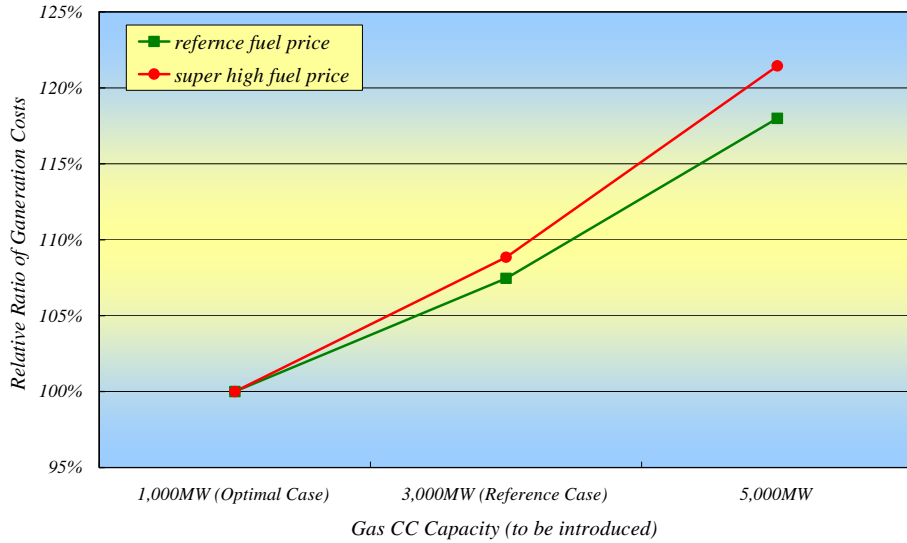


図 10.1-16 ガスコンバインドサイクルの導入量と年間発電コスト

(4) 原子力導入ケース

フィリピンでは 1980 年代にバターン原子力発電所を建設し、運転開始直前に放棄したことは先述のとおりである。しかし、近年電力不足が想定されるなか、地球温暖化にも配慮した電源開発を促進することを目指して、原子力開発を再開することを志向している。

このような情勢を考慮し、最適電源計画に対して、2024 年に原子力を 100 万 kW 投入した場合の経済性の評価を実施した。具体的な電源計画パターンは下の図に示すとおりである。

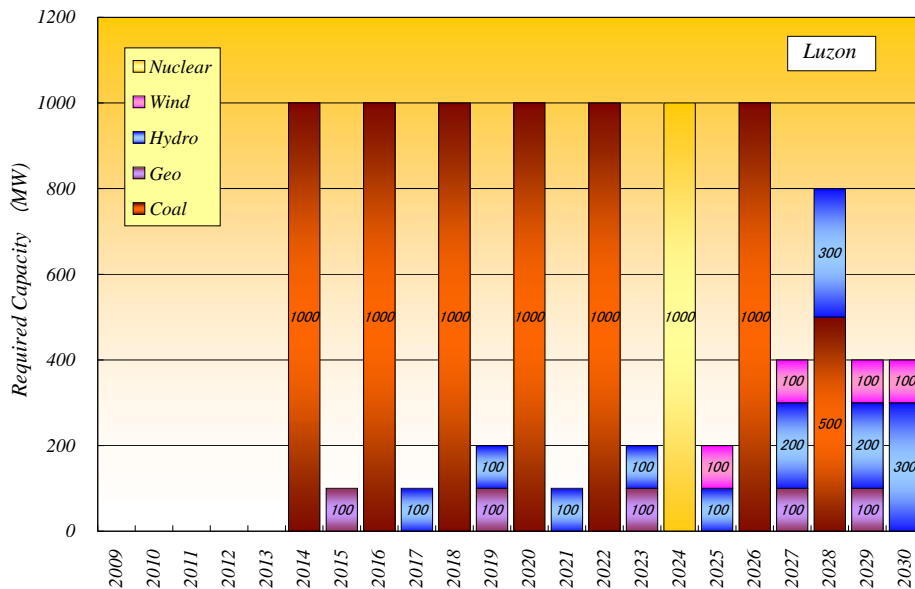


図 10.1-17 原子力 100 万 kW 追加開発パターン

10.1-18 は原子力の開発量と年間の発電経費の関係を示したものである。原子力を 100 万 kW 追加投入すると、系統全体の発電経費は約 30%程度増加することが明らかとなった。しかし、この値は燃料価格シナリオがリファレンスケースに基づくものであり、前項の分析の通り、超高価格ケースでは最適電源計画ケースと比較して増加率はこれほど高い値を示さないばかりでなく、低下する可能性もある。

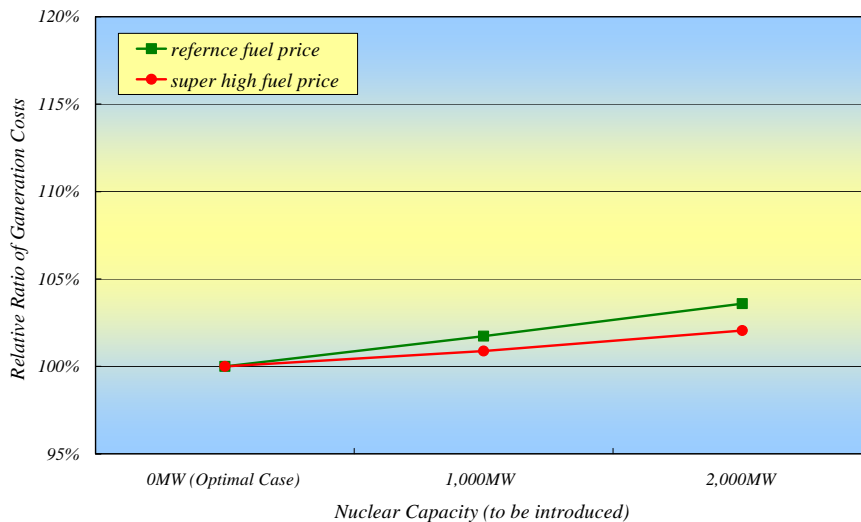


図 10.1-18 原子力発電の導入量と年間発電コスト

10.2 電力セクターの課題と提言

いずれの国の電力供給政策を考えるときにも、重要な視点となるのは、地球温暖化に配慮しつつ、安価な電力を安定的に供給することである。前章の供給モデルによる分析とこの観点に基づき、以下に電力供給分野における改善提言を述べる。

10.2.1 電力の安定供給について

第 10 章の検討結果に基づく、ルソンにおいては 2014 年、ビサヤス、ミンダナオでは 2010 年に所定の信頼度を確保できる電力の供給力が不足する可能性がある。その為、電源の開発は喫緊の課題である。しかし、電力市場を自由化しているフィリピンにおいては、開発は政府が直接実施するのではなく、民間電力会社が主体となって行うことが基本となる。そのため政府としては必要な開発を促すための法整備、補助金制度、優遇税制などの整備・拡充を急ぐ必要がある。

電力の安定供給を確保するためには、電力系統の整備・拡充も重要なファクターである。特にルソン北部系統の増強、ビサヤスの島嶼地域の連系増強、ミンダナオオーレイテ間の連系線建設が必要であり、これらの増強により、この地域に存在する地熱、水力、風力エネルギーなどの有効利用を推進することができると考えられる。

エネルギーの輸入依存度が高いフィリピンにおいては広義の意味での安定供給を確保するという観点から、エネルギーの多様化や調達先の多様化を図ることが重要である。そのためには石油、ガス、石炭火力に加え、水力、原子力などの開発を進めることも重要である。

10.2.2 経済的な電力供給について

電力供給システムの経済性を確保するには固定費、燃料費、要求される運用条件を吟味した上で適切な設備容量比率で各種の電源を組み合わせる必要がある。第10章の検討結果によるとフィリピンの既存の電源構成は必ずしも最適なものにはなっていない。特に石炭火力の設備比率が低すぎ、ガスコンバインドサイクルの比率が高いと考えられる。また、これに伴いガスコンバインドサイクルの設備利用率が適切な水準より極端に高くなっている。PDPATの解析結果ではガスコンバインドサイクルの設備利用率の水準は50%程度であるが、フィリピンでは70~80%で稼働している。一方で、石炭火力は設備利用率が70~80%程度で運転されるのが経済的であるのに、フィリピンでは40~50%で運転されている。今後、この歪んだ設備比率を適切な水準に修正する努力や施策の調整が求められる。

原子力に関しては、現在の化石燃料価格の水準を前提にすると、経済性の観点だけでは導入に値しない。しかし、今後、化石燃料価格が高騰した場合導入が有利となる可能性は否定できないため、世界的なエネルギー価格の動向を注視するとともに、予想を常に立てておくことが重要である。

地熱、一般水力、風力などの再生可能エネルギーは、適切な年間発生電力量を見込める地点であれば、現状の化石燃料価格と比較しても価格競争力があると考えられ、開発を推進すべきである。しかし、電力市場自由化政策をとっているフィリピンでは、この分野に投資する企業はなかなか出現しないと考えられる。なぜなら再生可能エネルギー開発の場合、総じて発電電力量が不安定であったり、調査費が膨らんだり、資金の回収期間が長いなどのリスクを含んでいるからである。今後、この種のエネルギー開発を促進するには、これらのリスクに対して政府が保証をしたり、ポテンシャルスタディ、マスタープラン等までは政府主体で実施するなどの支援政策が望まれるところである。

10.2.3 地球温暖化の抑制

電力セクターを自由市場下に置いているフィリピンにおいては、今後、各電力会社が電力供給の経済性を追求して石炭火力の開発が進むと考えられる。この傾向は他の途上国でも同様であり、フィリピンのみが責めを負う謂れは無い。しかし、このことが地球環境にネガティブなインパクトを与えることは論を待つまでも無い。少しでもインパクトを軽減するには石炭火力の効率改善、高効率火力設備の導入を図るべきであり、そのための環境法、省エネ法などの整備が必要と考えられる。

経済性と地球環境配慮の観点から考えると石炭火力の代替としては原子力発電が考えられる。原子力は燃料が長期にわたり使用できること、また、再処理したのちに再度利用できることなどから準国産エネルギーとしても位置づけられ、エネルギー安全保障の強化に寄与するなどのメリットもある。幸いなことにフィリピンにはバターン原子力発電所内に1基分の増設用地があり、送電設備やサービス道路もあることから、新規建設にはアドバンテージがあると考えられる。しかし、今後開発を開始するのであれば、国内の関連法整備、開発・運営主体の組織、オペレーター育成などの課題を解決しなければならない。

最近の化石燃料価格の高騰は再生可能エネルギー開発促進に対しては大きな追い風であるが、フィリピンの電力自由化市場において、その風をつかむには政府の援助が必要であることは前項

に述べたところである。更に同国において再生可能エネルギー開発を促進するためには送電システムの拡充が必要不可欠である。フィリピンにおける風力発電のポテンシャルは北部ルソンとパラワンに多く存在し、地熱はビサヤス、ルソン地域に集中し、有望な水力地点はミンダナオに多い。これらの地域はいずれも系統が脆弱か、若しくは独立系統となっている地域ばかりである。電力は発電しても、需要家に送らなければ利用ができない。再生可能エネルギーの利用促進のためにも、送電システムの拡充は至上命題である。特に送電会社を民営化したフィリピンにおいては、今後政府が送電会社とどのような関係を保ちつつ、その命題に取り組むかを明らかにすべきであろう。

第 11 章 エネルギー供給セクターの展望と課題

11.1 石油ガスセクターの需給展望と課題

第 11 章では、フィリピンの石油ガスセクターにおける課題と今後の方策について考察を加える。

11.1.1 石油ガスセクターの課題

以下、フィリピンの石油ガスセクターにおける課題について述べる。

1) フィリピンにおける石油精製品需要の充足度

石油製品の生産と消費のバランスを表 11.1-1 に示す。現状では、LPG に加えて、ガソリンおよび中間溜分（軽油とジェット燃料）ともに国産だけでは供給不足で、これらの製品の輸入量は相対的に大きな数字となっている。重油については、バランス上は生産過多ではあるにもかかわらず、相当量が輸入されている。これは、国内製油所では高硫黄製品しか生産できないなど品質面での理由から輸入を必要とする状況が生じているものと思われる。

表 11.1-1 石油製品のバランス（2006 年）

（単位：1,000 バレル）

Product	Production	Consumption	Balance		Import
			(Pro.-Cons.)	(vs. Cons.)	
LPG	3,864	10,931	-7,067	-65%	7,214
Gasoline	13,490	22,544	-9,054	-40%	9,500
Diesel Fuel/Gas Oil	26,942	39,058	-12,116	-31%	16,208
Aviation turbo/Jet A-1	7,186	9,984	-2,798	-28%	2,910
Industrial fuel oil	20,981	17,876	3,105	17%	4,668
Others	2,345	536	1,809	338%	545

（注） Others / Asphalt, Naphtha, Solvents, Mixed Xylene and Waxes

（出所） 2007 Philippine Statistical Yearbook

2) 軽油およびガソリン中の硫黄分

フィリピンおよび日本の自動車用燃料の品質規格を表 11.1-2 に示す。軽油とガソリンの蒸留性状（カットポイント）は両国ともほぼ同じである。硫黄分に注目すると、現在フィリピン側の数値は、段階的な低減化が図られる途上にあると思われるものの、依然、ユーロ 2 規格相当の、高いレベルに止まっている。ガソリン中のベンゼン分も、日本に比して依然高レベルに止まっている。これらのファクターは自動車の排気ガス清浄化システムの大きな障害になると認められている。これらの規格は首都圏の大気汚染改善のためにも、また、改良型排気ガス清浄化システムを備えた新型車を有効に利用するためにも、見直しをすべき時期にさしかかっている。

石油製品は ASEAN および近隣地域で広く交易されているので、地域共通の標準規格、たとえ

ば ASEAN Standard のようなものを考えることが望ましいだろう。そのような共通の製品規格を設定することで、ニセモノ商品を排除したり、貿易のハードルを下げたり、また、緊急時対応における石油製品の融通を容易にすることができる。また、現状では環境改善や燃費向上などを進める上で各国の石油製品規格の違いに自動車メーカーは頭を悩ませているが、統一規格を設定できれば自動車エンジンの改良を進める上でも各国が同じ石油製品規格を前提として検討を進めることができるので、かなりの効果が期待できる。なお、今後東南アジア諸国で供給増加が期待されるバイオ燃料についても同様の検討を進めることが望ましい。

表 11.1-2 フィリピンと日本における自動車用燃料の主要規格

		Philippine	Japan
Diesel			Less than
Density		0.820 - 0.860 kg/l @15.C	0.86 g/cm2
= > Sulfur	Mass %, Max.	0.20 as of Jan, 2001	0.005 as of 2004
		0.05 as of Jan, 2004	0.001 as of 2007
Cetane Index	Min.	50	45
Distillation	90% Recovery, < deg. C,	370	360 / 350/ 330 (by season, reasion)
Gasoline			Less than
Density		0.783 kg/l @15.C	0.783 g/cm2
= > Sulfur	Mass %, Max.	0.05	0.001 as of 2005
Aromatics	%	45 as of Jan, 2000	
		35 as of Jan, 2003	
= > Benzene	%	4 as of Jan, 2000	1 as of Jan, 2000
		2 as of Jan, 2003	
Distillation	90% Recovery, < deg. C,	180	180
	End Point	221	220

(出所) DOE, Petron Basic Line: Fuels Lubricants Related Specifications, JIS Handbook

3) 原油の輸入依存

フィリピンは、原油供給のほぼ全量を輸入に依存している。国内では原油生産の探鉱開発が継続しているものの活動は低調で、当面は大規模な国内油田発見が期待できないだろう。この結果、高い輸入依存度はなかなか変わらないと思われる。また、近年の原油輸入ソースを見ると中東依存率が90%を越えており、この傾向は当面続くと思われる。このため、エネルギー安全保障と環境対応の両面から相応の対応を進めることが求められよう。

表 11.1-3 フィリピンにおける原油供給国

(単位:1,000 バレル)

Source	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Imported	119,084	128,940	116,596	117,592	113,633	111,454	93,871	91,309	73,066	77,637	78,097
Domestic	721	176	298	191	134	175	251	162	119	226	164
Imported (%)	(99.4%)	(99.9%)	(99.7%)	(99.8%)	(99.9%)	(99.8%)	(99.7%)	(99.8%)	(99.8%)	(99.7%)	(99.8%)
Domestic (%)	(0.6%)	(0.1%)	(0.3%)	(0.2%)	(0.1%)	(0.2%)	(0.3%)	(0.2%)	(0.2%)	(0.3%)	(0.2%)
Total	119,805	129,116	116,894	117,783	113,767	111,629	94,122	91,471	73,185	77,863	78,261

(注) Details may not add up to totals due to rounding.

(出所) Department of Energy.

4) 天然ガス供給にかかわる基盤設備

フィリピンにおける天然ガス利用の現状を見ると、発電が中心であり、これ以外は（ガソリン代替燃料としての）天然ガス自動車やごく一部の工業用の利用に限られている。これは、主として、天然ガスを需要地点まで送出するパイプライン網が未整備であることによる。マニラ首都圏では、マランパヤからのガスパイプラインの上陸地点であるバタンガスからマニラ圏に至るルートと LNG 受入基地の計画があるバターン半島からマニラ圏にいたるルートを想定した「バットマンパイプライン計画」が提唱されているものの、実質的な進捗は見られていない（図 5.1.4 参照）。ガスの利用は、各都市ガスの役割までは拡大しておらず、天然ガス市場の創生・進展の現状は、未だ初期の段階であるといえる。

パイプライン網の整備を進めるにはある程度の規模のガス需要を確保することが必要である。フィリピンにおけるガス利用の拡大は、クリーンエネルギー供給による家庭や事業所の環境改善、コジェネレーションによるエネルギー消費の効率化などの直接効果に加え、エネルギー供給の多様化による安全保障の向上や温暖化ガス排出量の抑制などの観点からも意義のあることと思われる。

天然ガス需要の開拓では、新規需要の開拓とともに既存の燃料からガスへの転換の促進が想定される。前者では家庭・業務部門でのバイオマスや LPG からの転換、さらにはコジェネレーションやガス冷房、運輸部門における天然ガス自動車の導入などが考えられる。将来は燃料電池の導入も考えられるだろう。後者の燃料転換では、たとえば、火力発電所や工業用のボイラー燃料を石炭や石油から天然ガスに切り替える場合が考えられる。このような天然ガス利用の展開が一国のエネルギーシステムを合理化していく上で効果的かどうかは、環境規制に伴う燃料の規制、エネルギー需要の構造、ガス利用技術の開発や普及の可能性などに密接に関連している場合が多い。したがって、これらの点に着目した総合的な検討を進めた上で、適切と判断されれば、効率的なインフラ整備の推進を念頭においた大局的な見地から天然ガスの計画的導入を進めることが望まれる。

11.1.2 石油ガスセクターの政策課題

石油ガスセクターで取り組むべき課題としては、石油に関しては安定供給の確保や自動車燃料の品質向上、天然ガスについては環境改善やエネルギー供給多様化など点からみた利用拡大などが主な事項と考えられる。

1) 原油供給元の確保

供給セキュリティは、最優先で考えられるべきものである。特に、中東など石油輸出国との関係の強化が重要であり、一般的には、原油の売買に留まった関係を拡大した、より広範な、包括的な関係が望ましいと思われる。ペترون（Petron）への投資家としてのアラムコとの関係は変化しつつあるが、他の形式での協力関係が続いて行くことが期待される。

直接的には、フィリピン国外における上流の権益の取得や、原油の生産／輸出国、例えば中東に立地するJV製油所への参加が考えられるが、目下の世界の状況を考えて、対象国への人材派遣や周辺事業への投資も、想定される将来の協力例の1つと言えよう。

2) 国家戦略石油備蓄の実施

フィリピンは既に石油輸入国であるので、国家戦略石油備蓄システムが確立されるべきである。原油備蓄と石油製品備蓄の両方について、既存の国内の製油所と需要地との位置関係や、関連する物流システム等との関連を勘案の上、考慮されるべきである。

また、相互融通を含む、ASEANやASEAN+3域内諸国間の協力も重要である。

3) 石油精製の二次設備の拡充

今後、バイオ燃料の浸透を期待した場合、石油製品としてのガソリン・軽油需要の伸びは若干緩和されると思われるものの、増加基調であることに変わりはない。増加を続ける需要や環境規制への対応、さらには、既存の製油所の設備構成や市場に流通している石油製品性状を考慮すると、フィリピンでは、水素化脱硫や水素化分解、あるいはコーカー、また、これらに付帯する水素製造や硫黄回収等の能力が不足している。今後の供給原油の性状を考えると、重質・高硫黄原油を受入れて処理し、かつ、軽油・ガソリンの得率を最大化するよう、石油精製二次設備の新增設が必要である。自動車燃料の高規格化に際しては、取り分け硫黄分の低減が課題である。

将来の製油所計画に際しては、世界に原油市場の方向性を考慮して、以下の視点による検討が必要となる：

- ・供給原油の品質制約（API度、硫黄分）
- ・原油種間の値差
- ・製油所収益

また、ガソリンや軽油などの製品規格を統一しておくことは、省エネルギーや環境保護を実現する上で特に重要である。現行の規格はユーロ2レベルで今後ユーロ3～4レベルへの強化が見込まれているが、ASEAN標準や東アジア標準など³⁰、国際市場における先進的な状況を念頭において製品規格を設定することが必要である。また、製品規格を東アジアやアセアン域内の近隣諸国間でも標準規格として統一化できれば、輸出制約が少なくなることや緊急時の域内融通の観点からも有益である。

³⁰ 日本では2005年1月からガソリン、軽油ともに硫黄分10ppm以下のサルファーフリーが実施されており、韓国も近々これに追随できる見通しである。中国はやや遅れているが、ユーロ3～4の実現を目指している。このような低硫黄化は排ガス浄化作用の触媒の劣化を防止、燃費向上にも資することが技術的に検証されている。

4) 石油製品への課税

石油備蓄設備、天然ガスパイプライン、輸入港湾、輸送用道路などの、エネルギー関連基盤施設の整備には、財源の確保が喫緊の課題である。当面の用途を、エネルギー関連設備の建設・整備に用途を限定して行うとして、エネルギー省が主管する財源として、ガソリンや軽油等の自動車用燃料への課税は、社会的影響度を考慮した高度の政治判断を伴うものであるが、必要となる原資の確保として有効な手段となろう。

5) 天然ガスパイプライン網の整備とLNG導入の検討

天然ガスの利用拡大は、環境の改善とともに、石油需要や石油輸入の増加を抑制するエネルギー安全保障上の効果も高い。クリーンで使い勝手がよいという利用者側の長所も考慮すると、天然ガス普及の社会的必要性は大きく、そのための天然ガスパイプライン網の整備は喫緊の課題である。しかし、以前より提案されているマランパヤガス田のガスが陸揚げされる地点であるボタンガスなどからマニラ首都圏へ至る、複数のパイプライン計画は、一向に進展を見ていない。

この計画を実現する上では、発電用途以外の需要を開拓し、都市ガスの需要を惹起して需要を集成し、ガス市場を創生して行くことが求められている。天然ガス網の建設は、資本集約的であり、かつ、時間のかかる事業である。新規に建設する場合は、基幹需要である発電用を軸に大中規模の一般需要家を加えた構成で基幹ネットワークを建設し、次第に導管網を延伸しつつ周辺の中小の需要を取り込んでゆくのが一般的アプローチである。したがって、電力用途、すなわち、天然ガスベースの発電所の建設やガスへの転換については、単に電源としての経済性のみを考えるのではなく、天然ガス開発やLNG導入の視点を踏まえつつ、国や地域全体を俯瞰し、総合的視点からの計画が必要である。また、この際には、パイプラインの敷設・延伸に際しての、パイプライン設置に関する敷設権などの法整備も含めて政府の役割が重要となる。

工場や家庭など固定的な場所で使用されるエネルギーとしては、クリーンで扱いやすいガスと電力が一般的である。フィリピンでは本格的な都市ガスの導入は未だ成されていないが、特にマニラ首都圏においては、天然ガスを供給源とする配送ネットワークを早急に構築することが望まれる。なお、中長期的には国内の既存のガス田からの供給が減衰することを踏まえ、天然ガスの輸入、すなわち、LNG導入を考慮し、調達先の選定・確保、輸送の手配、受入基地や国内パイプラインの建設、主要需要家の確保などの準備作業を急ぐべきであろう。

6) エネルギー基盤整備を担う公的機関の創設

エネルギーインフラ整備は一般に商業性に劣り、また資金規模も巨大となりがちなので、民間事業者任せにしておくだけではなかなか進まない。そこで社会的要請の高い事業を推進するため、エネルギー安全保障対策としての戦略石油備蓄基地やエネルギーインフラである基幹天然ガスパイプラインの建設などの事業を推進する目的で、エネルギー基盤整備を担当する公的事業体を創設することが望まれる。ただし、政府直轄事業は極力制限し、やむを得ない場合も第3セクターや民間企業への段階的な移行計画を明記し、事業の肥大化を避ける等の配慮は必要となろう。可及的速やかに国家的見地から見て優先すべき事業をリストアップし、事業体に係わる法的根拠を整備して、順次実施に移す。その後は定期的に制度等の見直しを行う。

7) 天然ガス利用技術に関わる新たな技術の導入・普及

天然ガスを利用したコージェネレーションやガス冷房の普及、燃料電池の導入など、天然ガスを利用する新たな技術の導入と普及を図る。これらは、天然ガスの潜在需要を掘り起こして、需要拡大に資するとともに、総括的な見地からのエネルギー利用の高効率化、電力需要の軽減化と負荷変動の緩和、一次エネルギー供給の多様化などに寄与する効果が期待される。民生用として天然ガスを家庭部門や商業部門へ導入する際には、上記のような長期的なメリットを勘案した上で何らかの補助を実施すれば普及促進に役立つと思われる。

11.2 石炭セクターの需給展望と課題

11.2.1 石炭セクターの需給展望

1) 需要サイド

フィリピンの石炭性状の特徴は、低発熱量、低燃料比、高硫黄分、灰中のアルカリ分が高いことなどが挙げられる。特に、セミララ炭は灰中のアルカリ分が高く、それだけを単独で燃焼すると発電ボイラーやセメントキルンの中でファウリングを起こし、トラブルの原因となりやすい。また、セミララ炭は水分を多量に吸着する性質を有し、ハンドリング中にトラブルを起こしやすい。このためカラカ発電所やトレド発電所の一部石炭火力ボイラーでのみ単独で燃焼しているが、その他の発電所は一般的に国内炭比率 20%を限度に輸入一般炭との混焼でトラブルを回避しており、これが国内炭消費拡大を制限する要因となっている。石炭の選炭処理の強化や改質技術導入が求められる。

しかし、流動床タイプのボイラーであれば国内炭 100%であってもそれほど問題なく燃焼することが可能であり、ボイラー導入時におけるボイラー型式と調達炭の仕様を十分検討することが肝要である。

また、石炭火力発電所では、古いボイラーは国内炭を対象に、最近のボイラーは輸入炭を対象に設計されている。国内炭は輸入炭に比べて発熱量が低いため、輸入炭用に設計されたボイラーでは効率が悪く大量に消費することができないため、国内炭消費を制限する要因の一つとなっている。さらに、発電用ボイラーの設備容量が 10 万 kW 程度と比較的小さく、これが発電効率をより一層下げる要因となっている。発電ボイラーの効率向上とスケールアップし、さらにクリーンコールテクノロジーの採用を推進し、石炭消費原単位を減らすことにより、石炭消費量と CO₂ 排出量の削減を図る必要がある。

2) 供給サイド

2030 年までに 3 倍以上の伸びが見込まれる石炭需要に対して、品質、数量ともに安定した石炭供給が要求される。

セミララ炭は 2007 年より石炭輸出が行われているが、2008 年には 150 万トン程度へ拡大される予定である。石炭 FOB 価格ならびに海上輸送費の高騰にともない石炭輸入価格が大幅に上昇しており、輸出炭を国内需要家へ振り向けることができれば、省エネ、省コストを実現することが可能である。

最近のアジア・太平洋地域の一般炭市場は、各輸入国が堅調に需要を伸ばしている反面、主要輸出国における供給力低下が需給逼迫を引き起こし、それが石炭価格の大幅上昇を招いている。NPC（National Power Corporation）は石炭調達の50%を長期契約で、残り50%を競争入札で行っているが、石炭調達の絶対数量がそれほど多くないために、石炭供給側との価格交渉力に乏しい。マシンロック（Masinloc）石炭火力発電所向け一般炭調達価格は、2007年第2四半期納入分の豪州出しCFR価格US\$80/トン（6,322kcal/kg, GAR）が2008年4月納入分の豪州出しFOB価格でUS\$182.5/トン（6,322kcal/kg, GAR）と2倍以上に高騰している。海上輸送費を加味しても、FOB価格が約2倍に上昇している。一方、豪州ニューカッスル（Newcastle）港出し一般炭スポットFOB価格（6,322kcal/kg, GAR）は、2007年初頭の約US\$51/トンから、2008年7月初旬には約US\$190/トンまで高騰している。また、世界最大の産炭国である中国が大幅に輸入を増やしており、2008年には石炭純輸入国に転じる見通しである。このような需給環境を反映した国際石炭価格の上昇がフィリピンの石炭安定供給に影響を与えることは必至であり、官民共同で海外炭鉱の開発や権益取得などの供給安定化対策を推進することが必要であろう。

フィリピンは決してエネルギー資源が豊富に賦存する国ではないが、石炭に限って言えば2030年に見込まれる石炭需要量から算出される可採埋蔵量は100年を大幅に上回る。しかし、国内炭は炭質の問題から需要は一部を除き限定的な利用に止まっており、また、2007年からは国内炭の一部が輸出に回されているのが現状である。さらに、最近のアジア・太平洋地域の一般炭市場は需給逼迫を反映して石炭価格が大幅上昇基調にあり、NPC（National Power Corporation）の豪州一般炭調達価格は、2007年第2四半期納入分と2008年4月納入分を比べると海上輸送費を加えた価格は約2倍上昇している。

11.2.2 石炭セクターの課題

今後確実に増大すると予想される石炭火力用需要およびその他の石炭需要家に対する石炭の安定供給を確保し、安い国内炭を輸出し高い海外炭を輸入していることで発生する経済的損失を減少させることを考えると、国内石炭資源の有効利用に留意するのが最適な選択と言える。

フィリピンの2030年における石炭供給量は1,796.8万TOEで、そのうち国内炭が約28%、輸入炭が約72%を占め、石炭供給の大半を輸入に依存することが見込まれる。石炭供給量の拡大に対しては、国内炭の増産と海外炭の輸入拡大を図ることが必須である。一方、石炭の消費に際してはCO₂排出問題が常につきまとうため、供給拡大と並行して石炭消費原単位の削減を図ることが求められる。石炭セクターにおいて執るべき政策について、以下に述べる。

1) 石炭安定供給策

- ・国内炭供給の拡大を図るため、国内炭開発事業者に対する税制面での優遇を行う。
- ・海外炭の安定供給を図るため、官民共同もしくは単独で海外炭鉱の開発や権益取得を推進する。また、開発・権益取得に対して低利資金融資や税制面での優遇を行う。
- ・石炭を経済的に採掘できない区域においては、コールベッドメタンなどガス体としての開発・利用を推進する。

2) 石炭消費原単位およびCO₂排出削減策

- ・クリーンコールテクノロジーの導入・普及を推進するためのコア組織を強化する。
- ・すでに海外で実用化されているクリーンコールテクノロジーの導入可能性の調査ならびに積極的な導入・普及を図る。さらに、現在開発中であるクリーンコールテクノロジーについては、開発国との共同研究実施や実証試験の誘致を図る。
- ・発電用ボイラーについては、スケールアップによる効率向上と、炭種に適応したボイラー型式（国内炭向け：流動床型、海外炭向け：高効率型）を採用する。
- ・国内炭に対しては、実収率と発熱量の向上のために選炭処理の拡大と最新式選炭技術の導入を図る。
- ・国内炭の発電向け需要拡大に向け、脱硫、脱アルカリを目指した技術導入を図る。

11.3 再生可能エネルギーセクターの需給展望と課題

本節では、フィリピンの再生可能エネルギーセクターにおける課題と今後の方策について考察を加える。

11.3.1 再生可能エネルギーセクターの課題

再生可能エネルギーの利用形態には、電力としての利用が従来は一般的であるが、ここでは、近年注目されている農作物由来のガソリンや軽油代替の輸送用燃料としての利用に焦点を当てて述べる。

1) バイオ燃料の供給可能性

ガソリンに混合するエタノールとなる典型的なエネルギー作物は、サトウキビ、とうもろこし、ビート、小麦等であり、バイオディーゼルには、脂肪酸エステルとなる原料作物として、パーム、とうもろこし、大豆、菜種、ジャトロファ等がある。フィリピンの気候や、地方における広大な未利用の土地、十分な労働力を考慮すると、上記のエネルギー作物栽培の農業は大きな可能性を秘めている。また、国家の方針であるエネルギーの自給率向上の観点からも、バイオ燃料の普及は意義がある。

食用作物用の土地を除いて、エネルギー作物用への土地がどれだけ利用可能かということについて、すなわち、どれだけの供給が期待できるかは、現時点では確かではない。限られた範囲における食用作物とエネルギー作物との競合が懸念される。食用作物の生育には適さない、荒地でさえ成長できるエネルギー作物を見出すことが望ましい。現在のバイオ燃料の現在の生産規模は未だ小規模であり、商業性のある大規模生産を可能にするべく、当面の研究開発を継続することが必要となる。

また、7.4.4、および7.5.4で述べたように、バイオ燃料の既存の石油製品（ガソリンおよび軽油）への混合比を上げた場合、製油所から生産される既存の石油製品が連産品であることを考えると、いたずらにバイオ燃料の割合を上げれば、製油所からの製品バランスに甚だしい不均衡をもたらす結果となる。この事態は不合理であり、適度な混合割合を保ちつつ既存石油製品の需給とのバランスを視野に入れた配慮が大切となろう。

2) 継続的な状況把握の必要性

フィリピンにおけるバイオ燃料の浸透を図ることは有意義であり、また、現実的なオプションであるといえよう。その適用を見ると、フィリピン石油会社・代替燃料部門（PNOC-AFC）社による、ジャトロファロードマッププログラムは、2006年に開始されたばかりであり、CMEのバイオディーゼルでも、10年以下の歴史しかない。これらのバイオ燃料は導入されてまだ間がないので、長期の利用においては、依然として不確実性が存在する。したがって、継続的な状況把握と研究開発活動が求められる。

各種バイオ燃料の分子量分布を次図に示す。提案されている各種のバイオ燃料の中で、CMEだけが、既存の石油製品の軽油と同様な、C₈からC₁₈にわたる分子量分布を持っている。ジャトロファや大豆等、他のバイオディーゼルの分布は、より重い側の、狭い範囲に偏っている。今後、バイオ燃料の混合割合が増加されて行く場合に、燃焼の安定性やエンジン性能などへの影響等は、注意深く観察されて、検討されるべきものである。

将来における、より大規模なバイオ燃料の導入を想定した場合、バイオ燃料の製造、既存の製油所で製造される従来型の石油製品との混合、混合した製品の市場の地理的關係等を踏まえた合理的な輸送計画等を含む最適化の考慮も必要となる。

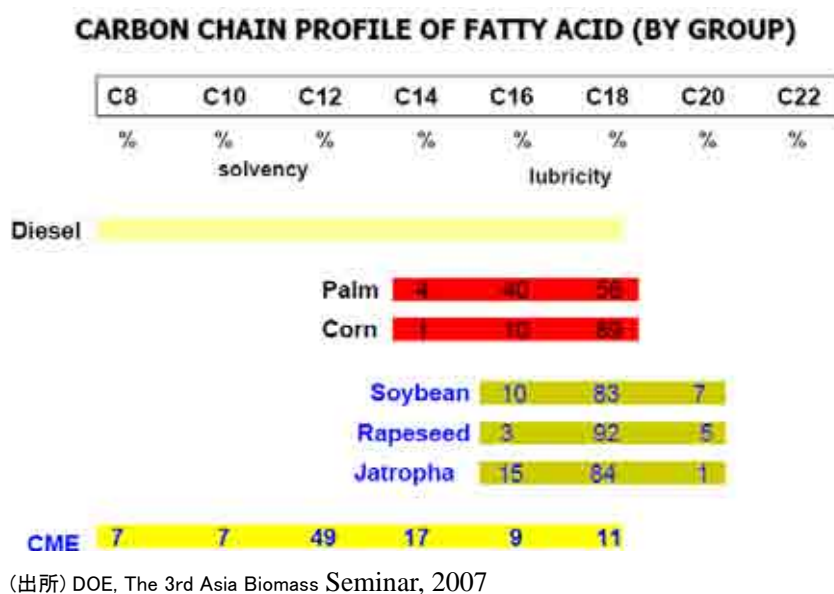


図 11.3-1 種々のバイオ燃料における分子量分布

11.3.2 再生可能エネルギーセクターの方策

以下、フィリピンの再生可能エネルギーセクターにおける今後の方策について述べる。電力供給における地熱発電利用は、すでに経済性が確立された技術であり、今後はさらに円滑な活用を図ることが求められる。

土地利用状況、気候、労働力、政府の取組み姿勢などからフィリピンの現状を考えると、エネルギー作物の栽培に関わる農業振興の観点からも、代替輸送エネルギーとして魅力的なバイオ燃料の推進は意義深い。バイオ燃料を推進するに際しては、エネルギー安全保障や多様化、大気汚染の改善（硫黄酸化物の削減）、気候変動の緩和、農業への支援などへの貢献の側面が存在するこ

とも認識できる。しかしながら、想定される当面の供給量が十分ではなく、したがって、単一供給源とは成り得ず、相応の考慮が必要となる。

1) 許容できる価格での大規模の商業生産

バイオ燃料市場拡大のためには、原料となるエネルギー作物の大規模生産や効率的な集荷を図り、製品価格が競争力を持つようにする必要がある。

エネルギー作物は、食糧作物と競合しないよう、従来では食糧作物が耕作不能であった砂漠や山岳地域などの荒地を活用することが期待される。PNOC-AFCが推進しているジャトロファプロジェクトは、こうした食糧作物の耕作が難しい環境下でも栽培可能であると言われている。

また、フィリピン特有の産業である、砂糖工業が衰退の方向にあることを考慮すると、現在の砂糖製品向けサトウキビ栽培のうち、バイオ燃料向けに振替可能な部分が生じるはずである。この仮説の同定をはじめ、潜在的なバイオ燃料生産のために利用可能な耕作面積の査定は不可欠である。これは、農業省、環境天然資源省や地方自治体等、関係者の参加を得て、都度の状況の変化を見据えて、3～5年毎など、定期的に精査することが必要とされよう。

2) 関係者間の協力・協働関係

バイオ燃料市場の今後の発展のためには、生産者と消費者間やその他の関係者間での協力・共同関係が不可欠である。たとえば、供給者（売主）にとっては、長期にわたって確実に販売可能な、信頼性のある引取り手（買主）が必要であるし、作物を処理するユーザ側ではプラントに投入する原料の安定供給の保証が必要である。そこで、気象変動や自然災害などバイオ燃料に特有な事情を考慮した上で一定量の取引を約束するような取引形態を作り出すことが必要となる。たとえば、ある程度フレキシビリティをもたせた「Take or Pay」契約やオプション契約のような形態が考えられる。標準契約の基本原則は、事業者間（B to B）取引のみならず国家間（G to G）の取り決めでも適用できるような取引形態を作り出すことが望まれる。

その際、さまざまな不確実性が作用するのは原料作物を提供する側である。プロジェクトの初期段階では大規模な土地の確保と整備、労働力の確保、徹底した合理化のための資本投入などが必要とされる。それぞれのリソースを誰がどのように調達し、あるいは保証し、また、リスクを誰がどのように負担するかという課題を一つ一つ解決していかねばならない。土地と農業という伝統としがらみに支配される世界での事業なので、ビジネスルールだけで簡単に片付けるのは難しいだろう。事業推進のためには社会的なコンセンサスと強力な政治的リーダーシップが必要である。したがって、バイオ燃料プロジェクトの価値を世間に周知するようなデモプロジェクトを実現することがまず必要であろう。そのようなプロジェクトとの実施により更なる課題も判明してくるであろう。

また、バイオ燃料の円滑な交易を実現するため、近隣諸国間でバイオ燃料について共通の燃料規格を設定することが望まれる。

上記のような事情を踏まえ、関係者間で今後の導入拡大に際して想定される課題を共有し、その克服のために透明性のある議論を展開することが求められる。バイオ燃料の歴史は浅く、技術面でも経済面でも多くの不確実性を抱え、市場はまだ未成熟である。さまざまな課題を解決していくため、たとえば内燃機関への影響の継続的なモニタリング、既存の石油由来燃料との互換性、

排気ガス性状への影響などについて関係者間の情報交換を進めることは、代替燃料としてバイオ燃料開発を促進して行く上で大いに有効であろう。

3) 再生可能エネルギーによる電力供給の向上

一般に再生可能エネルギーによる電力供給の規模はそれほど大きくなく、また、発電コストの点からも集中型というよりは分散型の電源として位置づけられることが多い。しかし、フィリピンは世界第2位の地熱発電量を誇り、基幹グリッドへ連系する供給余力と今後更なる発展への可能性を持っている。ただし、その供給地域はレイテ島やルソン島などに偏在し、需要地が島々に分散しているため送電が大きな課題である。電力市場では、近年の自由化政策によって発電部門投資の活性化は見られるものの、腰をすえた取組みを必要とする再生可能エネルギーにとっては必ずしも好ましい制度とはいえない。特に風力や太陽光などパラサイト型の再生可能エネルギー利用という観点から見た場合、送電部門の充実度は疑問視せざるを得ない。

今後、地熱を筆頭として風力、水力、さらに太陽光などを取り込んだ再生可能エネルギーによる電力開発の推進を考えると、電力貯蔵技術の開発とあわせ、送電網の見直しと拡充に軸足を置いた制度設計の見直しが必要であろう。

第 12 章 PEP 2006 における地域エネルギー計画の概要

12.1 地域分類

地域エネルギー計画（以下 REP 2006）では 13 の地域（厳密には 14） プラス 2 の特別地域が規定されており、それは以下の通り。

Region 1: Ilocos Region

Region 2: Cagayan Region

Region 3: Central Luzon Region

CAR: Cordillera Administrative Region

Region 4-A: Calabarzon Region

Region 4-B: Minaropa Region

Region 5: Bicol Region

Region 6: Western Visayas Region

Region 7: Central Visayas Region

Region 8: Eastern Visayas Region

Region 9: Zamboanga Peninsula Region

Region 10: Northern Mindanao Region

Region 11: Davao Region

Region 12: Soccsksargen Region

Region 13: Caraga Region

ARMM: Autonomous Region in Muslim Mindanao

各地域（Region）には知事や市長に相当する地域の責任者はいない。DOE の説明によると地域開発局（RDC : Regional Development Council）の各地域担当責任者がそれにあたるという。但しこれは中央政府の 1 機関である。地域としての統一した開発について中央政府と議論できる制度的なシステムが必要であろう。

12.2 PEP 2006 の構造

エネルギー計画では、各地域は以下の項目からなっている。それを図示すると表 12.2-1 となる。

At a Glance: Socio-economic profile

A. Energy Situationer

A.1 Energy Resources

A.2 Downstream Facilities

A.3 Power and Electrification

A.4 Benefits to Host Communities

B. Energy Demand Forecast

表 12.2-1 PEP 2006 の構造

Region	Region 1 Ilocos	Region 2 Cagayan Valley	Region 3 Central Luzon	CAR	Region 4A Calabarzon	Region 4B Mimaropa	Region 5 Bicol	Region 6 Western Visayas
At a Glance	○	○	○	○	○	○	○	●
Sosio-Economic Profile	○	○	○	○	○	○	○	●
A. Energy Situationer	○	○	○	○	○	○	○	●
A.1 Energy Resources	○	○	○	○	○	○	○	●
a. Geothermal	○	○	○	○	○	○	○	●
b. Hydropower	○	○	○	○	○	○	○	●
c. Wind	○	○	○	○	○	○	○	●
d. Ocean								
e. Solar								
f. Coal		○			○	○		
g. Oil and Gas						○		
h. Other Energy Sources	○	○					○	●
A.2 Downstream Facilities	○	○	○	○	○	○	○	●
A.3 Power and Electrification	○	○	○	○	○	○	○	●
A.4 Benefits to Host Communities	○	○	○	○	○	○	○	●
B. Energy Demand Forecast	○	○	○	○	○	○	○	●
Residential	○	○	○	○	○	○	○	●
Transport	○	○	○	○	○	○	○	●
Industrial	○	○	○	○	○	○	○	●
Commercial	○	○	○	○	○	○	○	●
Agricultural	○	○	○	○	○	○	○	●
C. Sectoral Plan and Targets	○	○	○	○	○	○	○	●
c.1 Power Development Plan	○	○	○	○	○	○	○	●
c.2 Transmission Development Plan	○	○	○	○	○	○	○	●
c.3 Distribution Development Plan	○	○	○	○	○	○	○	●
c.4 Expand Rural Electrification	○	○	○	○	○	○	○	●
c.5 Energy Resource Development	○	○	○	○	○	○	○	●
Geothermal	○	○	○	○	○	○	○	●
Hydropower	○	○	○	○	○	○	○	●
Solar				○				●
Biomass			○				○	●
Wind	○		○		○	○	○	●
Natural Gas					○			●
Coal							○	●
Oil and Gas						○		
c.6 Downstream Sector Development			○					
Natural Gas								
Coal								

Region	Region 7 Central Visayas	Region 8 Eastern Visayas	Region 9 Zamboanga Peninsula	Region 10 Northern Mindanao	Region 11 Davao	Region 12 Soccsargen	Region 13 Caraga	ARMM
At a Glance	○	○	○	○	○	○	○	○
Sosio-Economic Profile	○	○	○	○	○	○	○	○
A. Energy Situationer	○	○	○	○	○	○	○	○
A.1 Energy Resources	○	○	○	○	○	○	○	○
a. Geothermal	○	○	○	○	○	○	○	○
b. Hydropower	○	○	○	○	○	○	○	○
c. Wind	○	○	○	○	○	○	○	○
d. Ocean		○						
e. Solar							○	
f. Coal	○	○	○	○				
g. Oil and Gas								
h. Other Energy Sources						○	○	○
A.2 Downstream Facilities	○	○	○	○	○	○	○	○
A.3 Power and Electrification	○	○	○	○	○	○	○	○
A.4 Benefits to Host Communities	○	○	○	○	○	○	○	○
B. Energy Demand Forecast	○	○	○	○	○	○	○	○
Residential	○	○	○	○	○	○	○	○
Transport	○	○	○	○	○	○	○	○
Industrial	○	○	○	○	○	○	○	○
Commercial	○	○	○	○	○	○	○	○
Agricultural	○	○	○	○	○	○	○	○
C. Sectoral Plan and Targets	○	○	○	○	○	○	○	○
c.1 Power Development Plan	○	○	○	○	○	○	○	○
c.2 Transmission Development Plan	○	○	○	○	○	○	○	○
c.3 Distribution Development Plan	○	○	○	○	○	○	○	○
c.4 Expand Rural Electrification	○	○	○	○	○	○	○	○
c.5 Energy Resource Development	○	○	○	○	○	○	○	○
Geothermal	○	○	○	○	○	○	○	○
Hydropower		○	○	○	○	○	○	○
Solar								
Biomass								
Wind							○	
Natural Gas	○					○		
Coal	○		○			○	○	
Oil and Gas								
c.6 Downstream Sector Development	○				○			
Natural Gas	○				○			
Coal	○							

C. Sectoral Plans and Targets

Power Development Plan

Transmission Development Plan

Distribution Development Plan

Expand Regional Electrification Plan

Energy Resource Development

1) "At a Glance: Socio-economic profile"

このパートでは、各地域の社会経済データが National Statistical Coordination Board (NSCB) のデータに基づいて説明されている。

(JICA チームのコメント)

特別な調査が必要でない限り、NSCB からデータが入手可能なため、調査のために現地を訪問する必要はない。

2) "A. Energy Situationer"

PEP2006 では“Energy Situationer”は、4 項目からなっている。即ちエネルギー資源、下流部門施設、電力と電化およびホスト地域の利益である。これらは地域の特性を反映して大いに異なっている。

3) "A.1 Energy Resources"

このパートでは 8 種類のエネルギー資源が指摘されている。即ち地熱、水力、風力、潮力、太陽、石炭、石油ガスおよびその他エネルギーである。多くの地域で共通に入手できる主要なエネルギー資源は、地熱、水力と風力である。石炭、石油ガス資源の開発はそのようなエネルギー資源が賦存する地域に限られている。

4) "A.2 Downstream Facilities"

下流部門の施設に関しては、精油所、石油基地、LPG 充填設備およびガソリンスタンドが指摘されている。加えて、特定の地域では石炭やガスターミナルがある。

(JICA チームのコメント)

これらのデータは、PNOC や DOE から容易に入手できる。

5) "A.3 Power and Electrification"

各地域の設備容量、電力事情およびエネルギー化の状況が、このパートで示されている。

(JICA チームのコメント)

データは NPC から入手できる。

6) “A.4 Benefits to Host Communities”

このパートでは、ホスト地域の経済的利益が記述されている。基本的に、電化基金（EF）、開発と生活計画（DLF）および再森林化、分水界管理、健康および環境改善計画（RWMHEEF）が共通の様式で示されている。

7) “B: Energy Demand Forecast”

各地域のエネルギー部門別（民生、輸送、産業、商業および農業）エネルギー需要予測が行われている。エネルギー資源別需要も予測されている。このパートの表は、殆ど同一の様式で示されており、詳細に見ると、特定の再生可能エネルギーは地域によって「その他再生可能エネルギー」に分類されている。従って地域エネルギーデータは必ずしも全国データと一致しない。

（ICA チームのコメント）

各地のバランス表の合計は国レベルのバランス表とは異なっている。地域エネルギー計画は地域のエネルギーの特徴を表明することを目的としているが、両者には整合性があることが望ましい。

8) “C: Sectoral Plans and Targets”

このパートでは、地域電化計画同様に発電、送電、配電に関しては NPC の開発計画から入手可能であるので、その計画や目標を利用することが出来る。エネルギー資源開発に関しては、計画期間中の開発計画が述べられている。この計画は国および地方レベルのエネルギー需要を満たすものと思われる。

12.3 「地域 6」(Central Luzon:パイロット地域)のエネルギー事情

1) 地域 6 の社会経済的位置

地域 6 の人口は、620 万 8,733 人で地域 4-A（932 万 629 人）と地域 3（820 万 4,724 人）に次いで第 3 位、面積は、2 万 158 km²で、第 7 位である。人口密度では第 5 位、GRDR（地域国内総生産）では、地域 4-A と地域 3 に次いで、第 3 位である。全体的に見ると地域 6 は、フィリピン第 3 位の経済地域である。

2) 地域 6 のエネルギー資源

地域 6 のエネルギー資源は、地熱、水力および風力のような再生可能エネルギーからなっている。また石炭の探鉱、開発および生産に関しては PECCR2005 に申請中である。PEP2006 によれば、再生可能エネルギーの追加設備容量は、以下の通り。

地熱;	73MW 即ち フィリピン全体 750MW の 10.0%
水力;	44MW 即ちフィリピン全体 2,603.5MW の 1.7%
風力;	80MW 即ちフィリピン全体 345MW の 23.2%
バイオマス;	50MW

先述したように、水力とバイオマスを除いて再生可能エネルギー資源は豊富である。

3) 地域 6 のエネルギー需要

当該地域の 2005 年におけるエネルギー需要は、11.04 MMBFOE（燃料油換算 100 万バレル）
即ち 1.6MTOE（石油換算 100 万トン）でフィリピン全体の 165.3 MMBFOE（24 MTOE）の 6.7%

表 12.3-1 地域 6 のエネルギー見通し

	Region VI Western Viasayas				Share(%)			
	2005	2006	2010	2014	2005	2006	2010	2014
Grand Total	11.05	11.40	13.38	15.74	100.0	100.0	100.0	100.0
Oil & Oil Products	4.67	4.81	5.78	6.70	42.3	42.2	43.2	42.6
Natural Gas	-	-	-	0.11	-	-	-	0.7
Biomass	5.94	6.13	7.01	8.13	53.8	53.8	52.4	51.7
Electricity	0.44	0.46	0.59	0.80	4.0	4.0	4.4	5.1
Industry	4.32	4.51	5.56	6.90	100.0	100.0	100.0	100.0
Oil & Oil Products	0.84	0.83	0.94	1.04	19.4	18.4	16.9	15.1
Natural Gas	-	-	-	0.05	-	-	-	0.7
Biomass	3.41	3.61	4.54	5.71	78.9	80.0	81.7	82.8
Electricity	0.07	0.07	0.08	0.10	1.6	1.6	1.4	1.4
Commercial	0.46	0.47	0.64	0.87	100.0	100.0	100.0	100.0
Oil & Oil Products	0.27	0.27	0.38	0.53	58.7	57.4	59.4	60.9
Natural Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	0.04	0.04	0.05	0.05	8.7	8.5	7.8	5.7
Electricity	0.15	0.16	0.21	0.29	32.6	34.0	32.8	33.3
Residential	3.14	3.13	3.21	3.33	100.0	100.0	100.0	100.0
Oil & Oil Products	0.43	0.42	0.49	0.55	13.7	13.4	15.3	16.5
Natural Gas	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomass	2.49	2.48	2.42	2.37	79.3	79.2	75.4	71.2
Electricity	0.22	0.23	0.30	0.41	7.0	7.3	9.3	12.3
Transport	2.75	2.90	3.54	4.18	100.0	100.0	100.0	100.0
Oil & Oil Products	2.75	2.90	3.54	4.12	100.0	100.0	100.0	98.6
Natural Gas	-	-	-	0.06	-	-	-	1.4
Agriculture	0.38	0.39	0.43	0.46	100.0	100.0	100.0	100.0
Oil & Oil Products	0.38	0.39	0.43	0.46	100.0	100.0	100.0	100.0

表 12.3-2 フィリピンのエネルギー見通し

	Total				Total				2005 Share	
	2005	2006	2010	2014	2005	2006	2010	2014	Total	Region 6
Grand Total	122.07	124.91	141.23	160.15	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Oil & Oil Products	55.89	57.23	67.56	78.40	45.8	45.8	47.8	49.0	45.8	42.3
Natural Gas	0.26	0.54	0.87	1.22	0.2	0.4	0.6	0.8	0.2	-
Coal	6.65	6.71	7.04	7.38	5.4	5.4	5.0	4.6	5.4	-
Biomass	46.98	47.40	49.46	52.22	38.5	37.9	35.0	32.6	38.5	53.8
Other Renewables	0.07	0.08	0.08	0.08	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	-
Electricity	12.22	12.95	16.22	20.85	10.0	10.4	11.5	13.0	10.0	4.0
Industry	29.27	29.78	34.93	41.42	100.0	100.0	100.0	100.0	24.0	39.1
Oil & Oil Products	8.95	8.41	9.77	11.53	30.6	28.2	28.0	27.8	7.3	7.6
Natural Gas	0.24	0.48	0.59	0.67	0.8	1.6	1.7	1.6	0.2	-
Coal	6.65	6.71	7.04	7.38	22.7	22.5	20.2	17.8	5.4	-
Biomass	9.74	10.33	12.99	16.33	33.3	34.7	37.2	39.4	8.0	30.9
Other Renewables	0.01	0.01	0.01	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
Electricity	3.68	3.84	4.53	5.50	12.6	12.9	13.0	13.3	3.0	0.6
Commercial	7.54	7.89	10.03	12.83	100.0	100.0	100.0	100.0	6.2	4.2
Oil & Oil Products	2.86	2.96	3.93	5.16	37.9	37.5	39.2	40.2	2.3	2.4
Biomass	1.47	1.51	1.75	2.01	19.5	19.1	17.4	15.7	1.2	0.4
Other Renewables	0.01	0.01	0.01	0.01	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	-
Electricity	3.20	3.41	4.34	5.65	42.4	43.2	43.3	44.0	2.6	1.4
Residential	46.20	46.54	48.11	50.41	100.0	100.0	100.0	100.0	37.8	28.4
Oil & Oil Products	5.07	5.25	6.01	6.80	11.0	11.3	12.5	13.5	4.2	3.9
Biomass	35.77	35.56	34.72	33.88	77.4	76.4	72.2	67.2	29.3	22.5
Other Renewables	0.02	0.03	0.03	0.03	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	-
Electricity	5.34	5.70	7.35	9.70	11.6	12.2	15.3	19.2	4.4	2.0
Transport	36.49	38.07	45.23	52.31	100.0	100.0	100.0	100.0	29.9	24.9
Oil & Oil Products	36.47	38.01	44.95	51.76	99.9	99.8	99.4	98.9	29.9	24.9
Natural Gas	0.02	0.06	0.28	0.55	0.1	0.2	0.6	1.1	0.0	-
Agriculture	2.57	2.63	2.93	3.18	100.0	100.0	100.0	100.0	2.1	3.4
Oil & Oil Products	2.54	2.60	2.90	3.15	98.8	98.9	99.0	99.1	2.1	3.4
Other Renewables	0.03	0.03	0.03	0.03	1.2	1.1	1.0	0.9	0.0	-

に相当する。人口と GRDP のそれぞれのシェア 9.3%、10.5%を比べると、6.7%というエネルギー消費のシェアが示しているのは、この地域はエネルギー原単位が比較的小さいということである。この地域のエネルギー消費構造は、以下の通り。

- 1) エネルギー消費部門の中では、産業部門は 39%で最大のシェアを持ち、次いで民生部門は 28%、輸送部門 25%である。エネルギー源別に見ると、バイオマスは 54%で最大のシェアをもっており、石油・石油製品が 42%、電力 4%となっている。
- 2) 全国平均と比べて、産業部門と農業部門のシェアは高く、その他の部門のシェアは低い。
- 3) エネルギー資源について全国平均と比べれば、バイオマスのシェアは高く、その他のエネルギーのシェアは低い。

地域 6 は、フィリピンの中では経済活動が活発で、エネルギーも比較的高い消費地域である。但し、主要なエネルギー資源はバイオマスであるという特徴がある。この地域の主要な産業は米、トウモロコシ、砂糖やのような農業および漁業である。また銅、金および銀のような鉱業も主要な産業である。

12.4 「地域 6」を対象とする REP 策定のための諸提案

12.4.1 REP の目的

REP 策定の目的は以下の通り。

1) 国レベルのエネルギー政策・目標と整合性のある、この地域のエネルギー関連政策の策定

これを考慮した国家エネルギー政策と目標は以下の通り。

- a) エネルギー政策は、国際的な傾向や基準を十分認識していること
 - (1) 3E (エネルギー、経済、環境の整合性)
 - (2) 3S (エネルギーの安定、安全、持続可能な供給)
- b) フィリピンのエネルギー事情を反映したエネルギー政策
 - (1) 継続的な関心を持ってエネルギー消費部門における省エネルギーを行い、エネルギー生産および消費における技術進歩を図る
 - (2) 合理的な価格でのエネルギーの安定供給
 - (3) 省エネルギーに加え国内エネルギー供給増によって 60%のエネルギー自立を図る。特に化石燃料資源、原子力および可能であれば再生可能エネルギーの開発を通して。

次いで、地域 6 の REP の目標は以下の通り。

- (1) 合理的価格での安定供給
- (2) 当該地域のエネルギー消費、コストを引き下げるために省エネルギーを遂行する
- (3) エネルギー資源特に風力発電の開発
- (4) 当該地域の住民の生活環境を保護する

2) 合理的かつ科学的な思考により当該地域のエネルギー関連問題と課題を明確化する

問題と課題を明らかにした後、その対応手段を形成する。対応手段の形成に関しては次のステ

ップとして、国レベルのエネルギー目標と地域の要望を調整する。国家レベルのエネルギー目標を実行するためには、国はいかなる提案を地域に行い、次いで地域はいかなる条件であればその提案を受け入れることができるかを、正確に議論することが必要である。そのための手続きは単純とし、時間をかけない。

3) 地域のエネルギー資源の評価を行い、探鉱、開発を考慮する

天然資源の評価を行い、その適切な情報を当該地域への投資を考えている政府や民間会社のような関係者に提供する。中央政府および地方政府は、このようなデータに基づいて開発計画を策定する。彼らは、このような情報を、この地域に誘致する予定のあるいは参入希望の民間会社に広く公開する。地域エネルギー計画やエネルギー開発に関するその他の情報の公表は、民間企業を誘致して当該地域におけるエネルギー計画を推進する上で重要である。

4) 将来の経済、産業人口構造に関するビジョンを策定する

PEP2006 では、5 部門（産業、商業、民生、輸送および農業）が個々に分析されている。地域エネルギー開発の方向性を把握するためには、部門別評価は非常に重要である。即ちエネルギー需要は増加するのか減少するのか、の見極めである。その際国レベルの傾向とは異なる場合もある。例えば、もし輸送部門が急速に増大するとすれば、石油製品需要もまた急速に増大する。もし民生用部門が急速に増大するとすれば、電気や LPG のような現代的な家庭用エネルギー需要もまた急速に増大することになる等。

産業構造もまたエネルギー消費に大きな影響がある。例えば、エネルギー多消費産業が地域産業の中で占めるシェアが高い場合、当該地域のエネルギー消費は、エネルギー多消費産業のない地域に比べて、原単位は高い。しかしフィリピン経済は鉄鋼、化学、製紙および窯業産業のようなエネルギー多消費産業の構成が小さい。このように、エネルギー多消費産業のシェアは、特定の地域におけるエネルギー消費に大きな影響を与える。但し、産業構造の相違によるエネルギー原単位の相違は、国レベルではそれほど違ってない。

人口構成は、エネルギー消費に対して無視できない要因である。即ち都市人口や農村人口の比率は大きな影響を持つ。都市人口の大きな地域のエネルギー消費は、エネルギー原単位に相違が生じるため、都市人口の少ない地域より大きい。というのは都市住民は農村住民よりエネルギー消費量が多い。地域の都市化即ち農業社会の分解は、大きくエネルギー消費に影響する。地域の都市人口が大きく増大すれば、現代的なエネルギー消費も急速に増大する。

12.4.2 REP の目次

REP の目次は、基本的にこれまでの REP と同じでよい。勿論若干のトピックスないしは分析は必要としよう。地域 6 の REP で考慮されるべき項目は、以下の通り。

1) 地域の社会経済開発計画(経済、産業、人口構造)

地域 6 の長期発展計画のビジョンは「国際的な競争力のある有能な労働力を生かしつつ、生態学的にバランスのとれた、男女格差のない、健康で平和的な西ビサヤス地域を構築する」と謳われている。こうしたビジョンを具体的に指し示すことが必要であろう。

2) 経済地帯の開発計画

以下の産業ゾーンに関して、現状、将来計画、エネルギー関連トピックス等を具体的に記述することが重要であろう。

Amigo Mall

Bacolod IT Park

Boracay Eco-Village Resort Tourism Economic Zone

Monfort IT Building

Robinsons Place Iloilo

San Carlos Economic Zone

SMCI IT Center

The Block IT Park

3) 地点別再生可能エネルギー資源評価

最近の急激なエネルギー価格の高騰と技術革新によって、再生可能エネルギー開発の状況や条件は、急速に変化しつつある。地域の再生可能エネルギー資源評価を見直し、有望な地点の開発可能性を評価することが重要である。

12.4.3 REP 目次の提案(参考例)

JICA チームは、現状の REP は必要な諸要因を十分に説明していると理解している。但し将来の改善のために、REP の様式や内容は、見直しをした方がよいかもかもしれない。以下の提案から適切なものを抜き出すことも可能である。

第1章 社会経済の概要（地域の現状を簡単に説明する）

1.1 地理的、人口的、経済的・産業的特徴

1.2 既存のエネルギー施設資源

第2章 計画と前提

2.1 GDP（可能なら部門別）

2.2 人口

2.3 産業、商業および民生開発計画

第3章 エネルギー需要見直し

3.1 部門別エネルギー需要見直し

3.2 エネルギー源別需要見直し

第4章 部門別計画

4.1 地域資源の開発（経済的評価を含む）

4.2 地域インフラストラクチャーの改善と拡張

第5章 地域エネルギー計画（Regional Energy Program）

5.1 経済的特徴

5.1.1 投資の必要額

5.1.2 雇用創出可能性

5.1.3 ホスト地域の利益

- 5.2 需要側要因（合理的利用とエネルギー効率の改善）
- 5.3 供給側要因（地域エネルギー資源の開発）
- 5.4 環境的要因（環境公害の削減）

12.4.4 参考:REPの策定手順

DOEの説明によると、「REP策定」は以下の通り。

i) 法的根拠（Administrative Order No. 38）

DOEの各局等の機能やサービスを見直して、DOEの制度強化を図る

ii) 基本的活動

- ・全国的な機関としてのNEDAおよび地域開発局（RDC：Regional Development Council）事務局と共同する
- ・関係者（エネルギー関連諸機関、政府機関、非政府機関およびLGU）との説明会を持つ

iii) 地域ワークショップ（説明会）の開催（16地域があるが、各年4-5ヶ所程度を計画）

以下の諸点を説明、議論する。

エネルギー需給の調整

エネルギー需要予測

エネルギー資源評価

課題と乖離の確認

計画やプロジェクトの確認

法的設定

地域関係者の協力

なお、6月6日Iloilo市で行われた「多部門地域対話」（Climate Change, Energy & Development Planning）では、地域開発計画について、以下の情報が得られた。

1) 経済活動

地域6の経済成長は、鉱業とサービス産業が牽引しており、農業はそのシェアを縮小している。但し成長率は低いわけではない。今後を見通してもこの傾向は変わらない。

2) 主要な農産物・漁獲高

米200万トン：Central Luzon and Cagayan Valleyに次いで、全国3位。

サトウキビ1,350万トン：国内最大の生産量

マンゴー5万5,000トン：全国3位

家畜生産（2007）

水牛：9,200トン：全国1位

豚：15万9,000トン：全国3位

牛：1万8,800トン：全国5位

漁獲高：11万3,000トン：全国3位

3) 鉱物資源

銅、金、硫化物およびクロム鉄鋼資源

非金属鉱物（石炭、グアノ、リン酸塩、白雲石、珪石および大理石）が豊富

4) 将来の工業発展計画

サブリージョン成長センターにさらなる投資を呼び込む

(the San Carlos City industrial park, Kabankalan and Bacolod Cities)

旧 Iloilo Airport や新規の Iloilo および Bacolod Airports の近郊に建設ブームを呼び込む

Maniquin, Culasi 近郊の Antique (石油) の探鉱活動、Iloilo および Negros Occidental 地域における小規模な探鉱ブームを呼び込む、等