

フィリピン国
エネルギー省

フィリピン国
エネルギー計画策定支援調査
ファイナルレポート
(要約)

平成 20 年 12 月
(2008 年)

独立行政法人 国際協力機構 (JICA)

委託先

財団法人 日本エネルギー経済研究所

東京電力株式会社

産業
JR
08-057

要約版への序

本レポートは2007年9月より実施したJICA調査「フィリピン国エネルギー計画策定支援調査」の要約版である。フィリピンでは毎年長期エネルギー計画（PEP）が策定されているが、今回はその作業改善のために総合的なエネルギーデータベース、エネルギー需要予測モデル、エネルギー需給最適化モデルを構築した。また、PEPは向こう10年を対象としてきたが、より長期の検討を念頭に置き、今回は2030年までを対象期間とした。モデル上の検討期間の変更は技術的には簡単で、むしろ長期を見通すための各種の仮説の設定が重要な検討事項である。

報告書本体は第1部フィリピンエネルギー計画の現状と課題、第2部長期エネルギー需給見通しと課題、第3部エネルギーセクターの課題と長期計画、第4部エネルギーデータベースおよび分析ツール、の4部構成である。要約版では、このうち長期エネルギー需給見通しおよびその課題と対応策の要点を整理した。分析ツールについては第1章に簡単な説明を記したが、詳しくはコンピューター上で直接確認していただくのが近道である。また、今回は2008年5月に分析の前提条件を設定したため、原油価格の出発点が1バレル120ドルとなっている。最近の原油価格急落に鑑み第5章に70ドルを出発点とする補足的な分析を記載したが、エネルギーをめぐる世界の動向については更なる分析を行うことが望まれる。

フィリピン経済は1997年のアジア通貨危機で大きな影響を受けたが、21世紀に入ってから順調に成長を続け、最近ではこの勢いが加速している。国内では石炭や天然ガス、地熱エネルギーなどが産出されるが、商業エネルギーの自給率は45%程度である。これまで「エネルギー自立」という旗印の下に自給率向上を図ってきたが、長期的には国産エネルギーの生産は頭打ちで、輸入依存率が高まる方向にある。また、エネルギー消費の増加により環境へのインパクトも増加する。このため、省エネルギー型経済の構築、化石燃料比率のより低いエネルギー構造の構築が今後のエネルギー政策の基本となる。

たとえば、現在のトレンドを延長したBAUケースではフィリピンのエネルギー消費は2005年の石油換算1,740万トンから2030年には4,970万トンへと、2.9倍に増加し、エネルギーの輸入依存率は65%に上昇する。そこで、省エネルギー対策を強化し、2030年で17%強エネルギー消費を引き下げるケースを標準ケースとして設定した。この「リファレンスケース」では、2030年のエネルギー消費量は4,130万トンとなり、輸入依存率は61%に低下する。このほか、原子力やLNGを導入するケース、バイオ燃料を増産するケースなども試算した。

今回の分析ツールの開発によってこのようなシナリオ検討は容易になったが、それぞれのシナリオや政策オプションが実現可能か、社会にとって好ましいかなどの検討は別次元の検討課題である。また、経済社会の未来像を過去のトレンドの延長と捉えるのはあまり意味がない。未来は過去のコピーではない。今後は「エネルギーと環境」という課題の解決に向けて世界の潮流も変化し、技術も大きな進歩を遂げるだろう。未来へ向けての政策を検討する際には、そのような潮流をとらえつつ、フィリピンは今後どのような社会、どのような経済を構築するのかというランドデザインを描くことが大切である。

本調査で開発した各種の分析ツールが早い時期に習得され、総合的なフィリピンエネルギー計画の策定に資することを願うものである。

フィリピン国 エネルギー計画策定支援調査（要約版）

- 目 次 -

要約版への序

第 1 章 エネルギー需給モデルの構造と長期予測の前提条件…………… 1

1.1 長期エネルギーモデルの構造 ……………	1
1.2 経済発展のシナリオ ……………	2
1.3 エネルギー価格シナリオ ……………	5
1.4 フィリピンの国産エネルギー供給動向 ……………	9
1.5 シナリオ設定とケーススタディ ……………	11

第 2 章 長期エネルギー需要見通し…………… 13

2.1 最終エネルギー消費の見通し ……………	13
2.2 部門別エネルギー需要の見通し ……………	15
2.2.1 農林水産部門 ……………	16
2.2.2 エネルギー多消費型産業 ……………	16
2.2.3 一般製造業 ……………	17
2.2.4 商業サービス業 ……………	18
2.2.5 家庭部門 ……………	19
2.3 輸送部門 ……………	20
2.3.1 自動車保有台数 ……………	20
2.3.2 自動車保有台数と燃料消費 ……………	20
2.3.3 自動車用燃料需要の見通し ……………	21
2.3.4 その他の輸送用燃料 ……………	23
2.4 エネルギー別需要 ……………	24
2.4.1 電力需要 ……………	24
2.4.2 石炭需要 ……………	25
2.4.3 ガス需要 ……………	25
2.4.4 石油製品需要 ……………	26
2.4.5 バイオマスエネルギー需要 ……………	28

第 3 章 長期エネルギー需給見通し…………… 29

3.1 長期エネルギー需給見通しとインプリケーション ……………	29
3.1.1 一次エネルギー供給の動向 ……………	29
3.1.2 電源構成の推移 ……………	30

3.2 エネルギー源別需給動向	30
3.2.1 原油の需給バランス	30
3.2.2 石炭の需給バランス	31
3.2.3 天然ガスの需給バランス	32
3.2.4 LPGの需給バランス	32
3.2.5 電力の需給バランス	32
3.2.6 その他の指標	33
3.3 各種需要シナリオとエネルギー需給動向	34
3.3.1 ケース別一次エネルギー供給の推移	34
3.3.2 石炭の供給動向	35
3.3.3 天然ガスの供給動向	36
3.3.4 CO ₂ 排出量の動向	36
3.3.5 バイオ燃料の供給増加ケース	37
3.3.6 省エネルギーの影響（リファレンスケースとEECケースの結果比較）	38
3.4 各種の供給シナリオとエネルギー需給動向	39
3.4.1 原子力発電導入ケース	39
3.4.2 LNG導入ケース	40
3.4.3 再生可能エネルギー導入促進ケース	41
3.4.4 石油精製能力増強ケース	42
第4章 長期エネルギー計画の目標と課題	45
4.1 長期需給見通しとエネルギー基本政策の方向	45
4.1.1 高度成長の継続とエネルギー需要の増加	45
4.1.2 一次エネルギー供給の構造	46
4.1.3 エネルギー政策の基本方向	48
4.2 エネルギーの効率的利用と省エネルギー	49
4.3 エネルギー供給を巡るさまざまな課題	50
4.3.1 石油精製能力	50
4.3.2 天然ガス・LPGの需給	50
4.3.3 原子力の導入	51
4.3.4 バイオ燃料の推進	52
4.4 エネルギー分野における課題と取り組み	53
第5章 価格見直しによる追加的分析	57
あとがき	61
Appendix	63

目 次

図 1.1-1	長期エネルギーモデルの構成	1
図 1.2-1	フィリピンとASEAN諸国	4
図 1.2-2	部門別GDPの推移	4
図 1.2-3	部門別GDPの推計:リファレンスケース	5
図 1.3-1	世界平均輸入価格(FOB)とシナリオ別推定	7
図 1.4-1	マランパヤガス田の生産プロファイル	10
図 1.5-1	ケースの設定	12
図 2.1-1	最終エネルギー消費見通し	13
図 2.2-1	部門別エネルギー需要の見通し	15
図 2.2-2	農林水産部門のエネルギー需要見通し	16
図 2.2-3	エネルギー多消費型産業のエネルギー需要見通し	17
図 2.2-4	一般製造業のエネルギー需要見通し	18
図 2.2-5	商業サービス業部門のエネルギー需要見通し	18
図 2.2-6	家庭部門のエネルギー消費見通し	19
図 2.3-1	自動車保有台数の推移	20
図 2.3-2	自動車保有台数と燃料消費の推移	21
図 2.3-3	自動車保有台数と燃料需要の見通し	22
図 2.3-4	船舶、航空、鉄道用燃料需要見通し	24
図 2.4-1	セクター別電力需要見通し	24
図 2.4-2	セクター別石炭需要見通し	25
図 2.4-3	セクター別ガス需要見通し	26
図 2.4-4	セクター別石油製品(除くLPG)需要見通し	27
図 2.4-5	石油製品油種別需要動向見通し	28
図 2.4-6	セクター別バイオマスエネルギー需要見通し	28
図 3.1-1	一次エネルギー供給	29
図 3.1-2	電源構成の推移	30
図 3.2-1	原油バランス	31
図 3.2-2	石油備蓄量の推移	31
図 3.2-3	石炭バランス	31
図 3.2-4	天然ガスバランス	32
図 3.2-5	LPGバランス	32
図 3.2-6	電力バランス	33
図 3.2-7	原単位別CO ₂ 排出量の推移	33
図 3.2-8	原単位別エネルギーコストの推移	34

図 3.3-1 ケース別一次エネルギー供給の推移	35
図 3.3-2 ケース別石炭の生産量の推移	35
図 3.3-3 ケース別ガスの生産量の推移	36
図 3.3-4 E20/B20 ケースのガソリンと軽油需要(E20)	37
図 3.3-5 EECケースにおけるエネルギー需要減少率(対REF)	38
図 3.3-6 EECケースとリファレンスケースの発電量の差	38
図 3.3-7 EECケースとリファレンスケースの石油製品輸入の差	39
図 3.4-1 石炭発電およびガス火力発電の変化	39
図 3.4-2 LNG の導入スケジュール	40
図 3.4-3 石炭火力発電およびガス火力発電の推移(GWh)	40
図 3.4-4 一次エネルギー供給の比較(REF、LNG)	41
図 3.4-5 石炭火力発電およびガス火力発電の推移(GWh)	42
図 3.4-6 一次エネルギー供給の比較(REF、精製能力増強)	43
図 3.4-7 ガソリンバランスの比較(REF、精製能力増強)	43
図 3.4-8 軽油バランスの比較(REF、精製能力増強)	44
図 4.1-1 エネルギー別最終消費動向(リファレンスケース)	46
図 4.1-2 フィリピンエネルギー供給構造(リファレンスケース)	46
図 4.2-1 最終エネルギー消費の見直し	49
図 4.3-1 国内石油精製能力の増強	50
図 4.3-2 天然ガス・LPGの需給	51
図 4.3-3 原子力の導入による一次エネルギー供給の変化	52
図 4.3-4 バイオ燃料の導入と石油製品需要	52
図 5.1-1 WTI先物価格の推移	57
図 5.1-2 原油価格シナリオ	57
図 5.1-3 経済成長シナリオの見直し	58
図 5.1-4 最終エネルギー需要の見直し	58

表 目 次

表 1.2-1	フィリピンの経済成長における各要素の寄与度	3
表 1.2-2	経済発展シナリオ	3
表 1.3-1	エネルギー価格：国際価格と国内価格の推移	8
表 1.3-2	国内エネルギー価格の想定：リファレンスケース	8
表 1.4-1	再生可能エネルギーの発電容量	10
表 2.1-1	最終エネルギー消費の見通し	13
表 2.1-2	最終エネルギー消費：リファレンスケースに対する比率	14
表 2.2-1	部門別エネルギー需要の見通し	15
表 2.2-2	農林水産部門の需要見通し	16
表 2.2-3	エネルギー多消費型産業のエネルギー需要見通し	17
表 2.2-4	一般製造業のエネルギー需要見通し	17
表 2.2-5	商業サービス業部門のエネルギー需要見通し	18
表 2.2-6	家庭部門のエネルギー需要見通し	19
表 2.3-1	自動車台数の見込み	21
表 2.3-2	車種別燃料別消費原単位	23
表 2.3-3	油種別自動車用燃料需要見通し	23
表 2.3-4	その他輸送用燃料の需要見通し	23
表 2.4-1	セクター別電力需要見通し	24
表 2.4-2	セクター別石炭需要見通し	25
表 2.4-3	セクター別ガス体エネルギー需要見通し	26
表 2.4-4	セクター別石油製品（LPGを除く）需要見通し	27
表 2.4-5	石油製品油種別需要見通し	27
表 2.4-6	セクター別バイオマスエネルギー需要見通し	28
表 3.1-1	一次エネルギー供給の構成比（%）	29
表 3.1-2	電源構成の推移（%）	30
表 3.3-1	2030年時点のCO ₂ 排出量	36
表 3.3-2	一次エネルギー供給の比率（E20）	37
表 3.3-3	CO ₂ 排出量の減少率と削減を可能とする石炭・ガス削減量	38
表 3.4-1	一次エネルギー供給構成比（原子力発電導入ケース：2030年）	40
表 3.4-2	一次エネルギー供給構成比（LNG導入ケース：2030年）	41
表 3.4-3	DOEの電力開発計画（再生可能エネルギー）	41
表 3.4-4	一次エネルギー供給構成比（再生可能エネ導入増進ケース：2030年）	42
表 3.4-5	一次エネルギー供給構成比（2030年）	43
表 3.4-6	バイオ燃料導入のガソリン輸入量への影響（2030年）	44

表 4.1-1 部門別最終エネルギーの需要見通し(リファレンスケース)	45
表 4.1-2 エネルギー源別最終需要見通し(リファレンスケース)	45
表 4.1-3 フィリピンのエネルギー供給構造(リファレンスケース)	47
表 4.1-4 需要動向とエネルギー供給構造	48
表 4.1-5 各ケースにおけるエネルギー輸入量	48
表 5.1-1 エネルギー需給と輸入比率	59

第1章 エネルギー需給モデルの構造と長期予測の前提条件

1.1 長期エネルギーモデルの構造

本調査では、エネルギーをめぐるさまざまなシナリオや政策選択の効果をケーススタディとして検証することを目標に、すべてのエネルギーセクターをカバーし、2030年までの毎年のエネルギー需給をエネルギーバランス表として算出する長期総合モデルを構築した。本モデルは、エネルギーデータベース、需要予測モデル、供給分析モデルの3つのブロックで構成されている。このうちエネルギーデータベースはデータを体系的に整理するツールで、IEA(国際エネルギー機関)の手法を基準にして設計した。データベースはモデルとは独立に運用される。ここで整理、集約されるデータはモデルに直結しているわけではなく、必要に応じ需給モデルに転記して使用する。

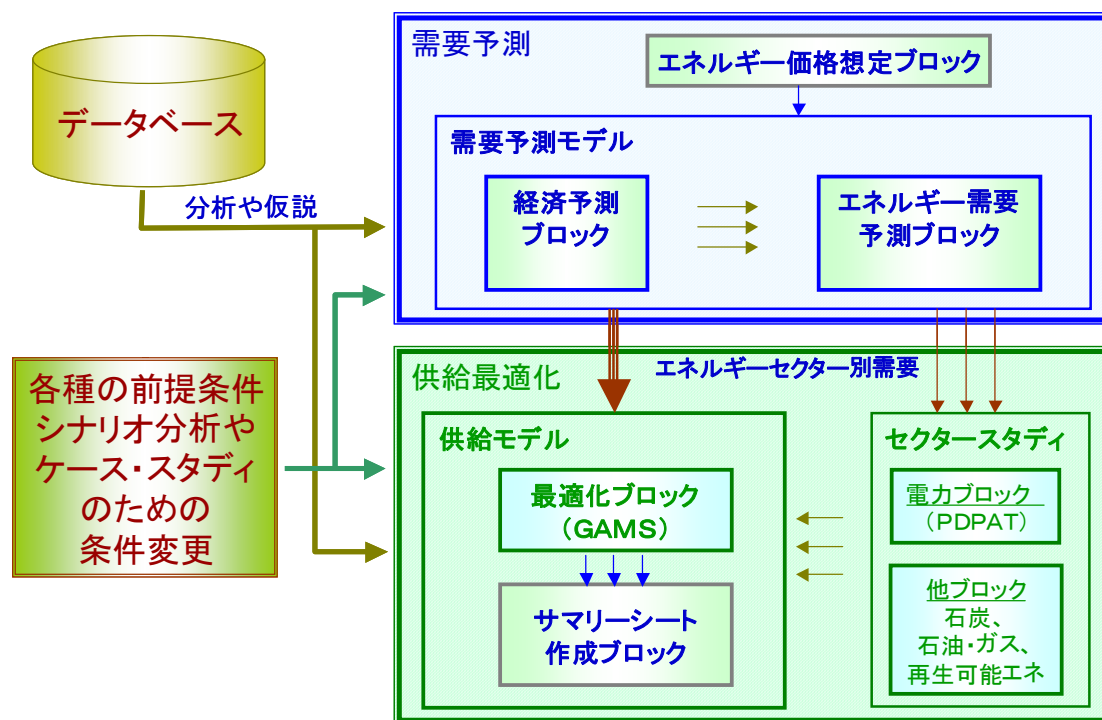


図 1.1-1 長期エネルギーモデルの構成

需給モデルは、操作性という観点から需要予測モデルと供給最適化モデルの2ブロックに分け、さらに「需要予測 ⇒ 供給最適化」という一方通行型の手順を採用している。モデルではフィリピンのエネルギーシステムを適切に表現することを第一とし、モデルの肥大化を避けるため極力簡略化を計った。たとえば、社会経済動向を詳細に検討することは本調査の目的ではないので、経済発展シナリオは与件としてモデルに与え、そのシナリオを出発点としてエネルギー需要動向を分析し、需給最適化を実現するための政策・施策のありかたを検討する仕組みとしている¹。

¹ 本調査では、日本エネルギー経済研究所の経験やIEAなど内外の諸機関が用いている分析手法を基礎に、操作性に重点をおいて分

需要予測モデルでは、経済前提や価格などの前提条件を与えると予測結果が計算される。結果はエクセルのサマリーシートに展開され、これを供給モデルへのインプットとして使用する。エネルギー需給最適化モデルでは線形計画法（LP）を用いてエネルギー供給の最適化計算を行う。計算結果はエクセルシートに出力され、毎年のエネルギーバランス表も出力される。また、エネルギー構造やその他の主要指標を簡単に参照できるよう要約表が作成される。供給モデルの肥大化を避けるため、エネルギー供給に関する詳細な検討はセクタースタディとして実施し、その結果を用いて供給モデルに織り込む仮定、方程式、パラメーターなどを決定することとしている。

本モデルでは、線形計画法（LP）により「エネルギーシステム全体としての最適解」を論理的に保証しているが、モデルがはじき出す解はモデルに与える前提条件とパラメーターにより決定されるのであり、その解が真の最適解に近いかどうかはそれらの前提条件やパラメーターが正確かつ現実的な値で与えられているか否かにかかっている。

しかし、現実には完璧な前提条件やパラメーターをモデルに与えることは困難である。また、操作性の上でもモデルはシンプルなものの方が好ましい。つまり、モデルはシナリオの変化や政策選択の効果を相対的に評価する手段であり、試行計算を繰り返しながら、望ましい社会（達成すべき「夢」）の構築にむけて、それを実現するための手段（戦略）と道のり（ロードマップ）を策定するツールと考えるべきである。つまるところ、エネルギーのベストミックスについてはモデルが自動的にその解を出すのではなく、モデルによる検討を経て、我々自身がエネルギーベストミックスを実現するための政策目標、戦略とロードマップを設定することになる。今回用意したモデルは、そのような検討を行うためのツールにすぎない。

1.2 経済発展のシナリオ

本調査では、長期経済見通しは国家経済開発庁（NEDA）から提供されることを想定しているが、テストランのための簡便法として以下のような経済発展シナリオを用いて推計を行った。

アジア開発銀行（ADB）は、フィリピンの過去の経済成長の要素を表 1.2-1 のように分析している。1997 年のアジア通貨危機から回復したフィリピン経済は 2003 年には高度成長路線に復帰し、実質 GDP 成長率は 2005 年には 5.0%、2006 年には 5.4%を記録し、2007 年には 7.3%に達した模様である。2008 年の経済成長率は 6.5~7.0%になるものと見られている。現在の好調が続くとすれば、2005~2010 年の経済成長率は史上最高の 6.5%に達するだろう。

これまでフィリピンでは2%を越える高い人口成長を記録したが、人口増加率は長期的には1%に近い方向へと次第に低下すると見られている。中国やインドの絶好調の経済に引っ張られて好調を続けてきた世界経済も、エネルギー供給、世界の金融システム、気候変動などを巡る課題を抱え、次第にスローダウンするだろう。

析モデルを構成した。その考え方については第4部で詳述する。

表 1.2-1 フィリピンの経済成長における各要素の寄与度

	全要素生産性の上昇	労働力増加	資本増加	生産性+資本の貢献度
	$(\Delta A/A)$	$\alpha (\Delta L/L)$	$(1-\alpha) (\Delta K/K)$	
	(a)	(b)	(c)	(a+c)
	%	%	%	%
1961-1970	0.06	1.18	3.98	4.04
1971-1980	-0.64	1.38	4.57	3.93
1981-1990	-1.62	1.37	2.05	0.43
1991-2000	0.25	0.87	1.77	2.02
2000-2006	2.41	1.24	1.12	3.53

(出所) アジア開発銀行: 各国分析「フィリピン: 発展の制約要因は何か」(2007年12月)

このような観察をもとに、労働力の伸びは 1.0~1.5%程度、全要素生産性+資本ストックの成長は 3.5~4.0%程度と見れば、フィリピンの経済成長率は概ね年率 5%程度で推移することになる。以下では 2005~2030 年間の実質経済成長率を基準ケースでは 5.0%、高成長ケースでは 6.0%、低成長ケースでは 4.0%と想定する。ただし、昨今のエネルギー価格高騰は米国の金融危機ともあいまって世界経済に深刻な影響を与えそうな形勢にあり、長期経済発展シナリオについては慎重な検討が必要だろう。

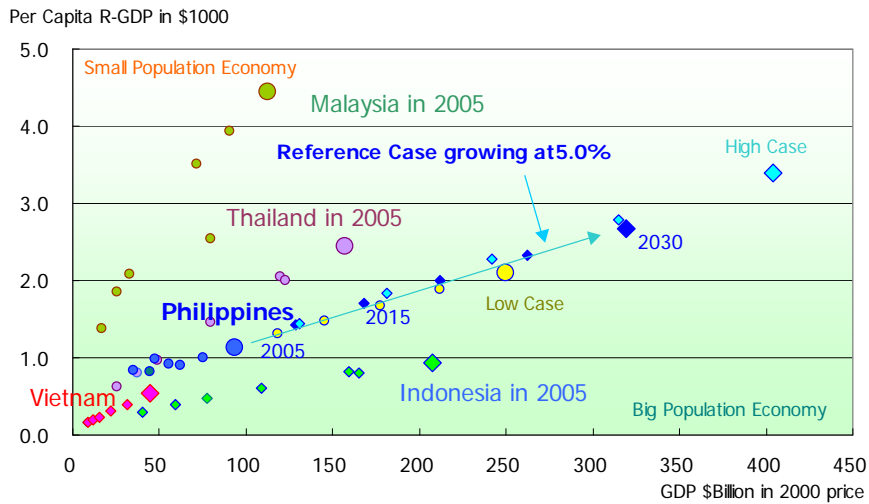
表 1.2-2 経済発展シナリオ

	Population	R-GDP		
		Reference	High Case	Low Case
	%	%	%	%
05 --> 15	1.7	6.0	6.8	4.5
15 --> 30	1.3	4.4	5.5	3.7
05 --> 30	1.5	5.0	6.0	4.0

(出所) 人口見通しは国連推計による

上記のシナリオのもとでは、フィリピンは GDP 総額では 2015 年、一人当たり GDP では 2030 年までに現在のタイの水準に到達する。2005 年から 2030 年間に経済規模は基準ケースでは 3.4 倍、高成長ケースでは 4.3 倍、低成長ケースでも 2.7 倍に拡張する。つまり、2030 年の経済規模の 2/3 は今後新たに増加する部分である。このような新規に拡大する経済分野は決して過去のトレンドの延長線上にあるものではない。むしろ、たとえば国際的なコールセンターや高度法務サービスの提供など、これまでのフィリピン経済がもっていない新しいビジネス分野が広がることで、成長がもたらされると考えるべきであろう。したがって、長期エネルギー見通しの作成に当たっては過去のトレンドを単純に延長するのではなく、フィリピン経済の将来のグランドデザインをイメージし、長期展望を描き出すことが重要である。

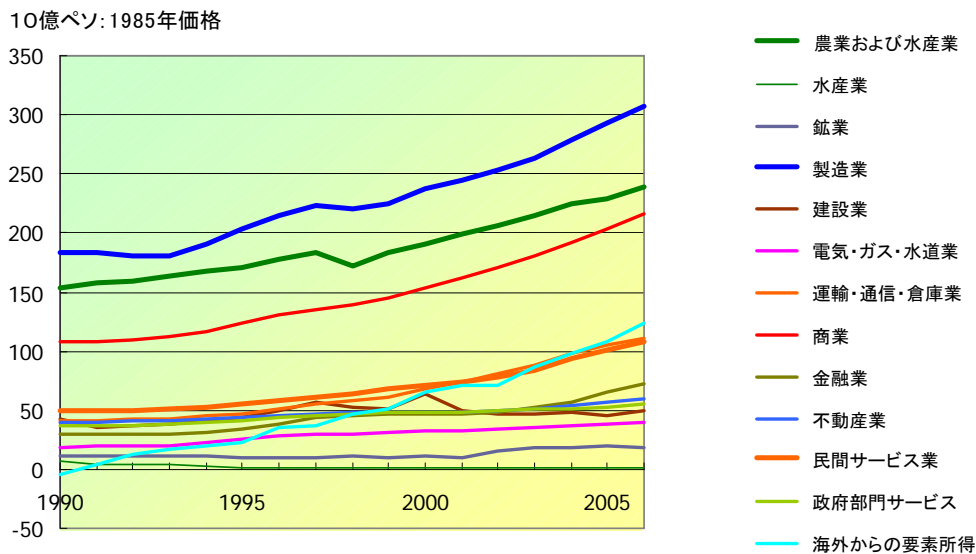
このような発展の最大の原動力は、周辺国経済との格差が海外直接投資 (FDI) の誘因となることであろう。そのためには労働力の質の向上やインフラの整備が重要な要素となる。エネルギー安定供給体制の確保もその重要な一要素である。



(出所) アジア開発銀行などのデータを元に作成

図 1.2-1 フィリピンと ASEAN 諸国

長期経済展望のなかでどのような分野が発展のリーダー役となるかは、エネルギー需要を考える上で重要な要素である。産業分野別の GDP あるいは生産指数などが、このような経済発展の特徴を示す指標として重要である。



(出所) フィリピン統計局「フィリピン統計年報」

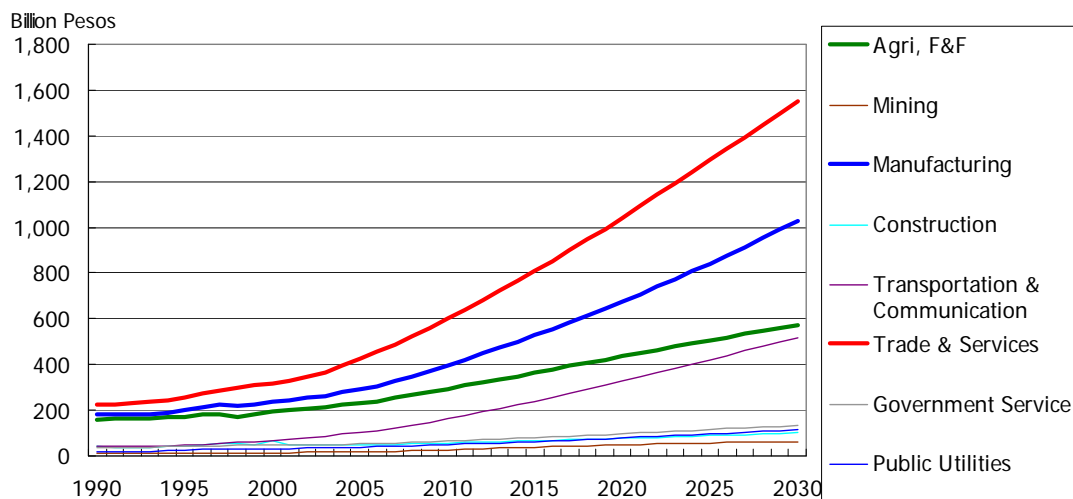
図 1.2-2 部門別 GDP の推移

部門別 GDP は、本来、経済モデルを用いるなど踏み込んだ検討により推定すべきであるが、ここでは簡便法として経済全体の動向に対し各部門が相対的にどのような経路をたどるか、下記のような手法により部門別 GDP の成長率について GDP 成長率に対する弾性値の変化を想定する方法で推計した。

$$Y_t = Y_{t-1} \times (1 + \text{GDP 成長率} \times (A - B \times \text{年}))$$

ここで A は当該部門の GDP に対する前年の弾性値、B は弾性値の毎年の変化率である。成長が停滞気味の部門では現時点での弾性値 A の値が既に低く、将来もそれほど大きく変化はしない。

上記の部門別 GDP の推計結果を図 1.2-3 に示す。GDP に占めるウエイトでは今後も商業サービス業の寄与が大きく、製造業がこれに次ぐという想定である。ここではその内容まで立ち入った検討はしないが、長期エネルギー見通しの是非を検討する際には、経済の長期的グランドデザインにまで踏み込んで、整合性を検討することが望まれる。



成長率	農林水産業	鉱業	製造業	建設業	運輸通信業	公益事業	商業・サービス業	政府部門サービス	GDP
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
1990-2006	2.5	3.4	3.3	1.0	6.4	4.9	4.4	2.6	3.6
1998-2006	4.2	7.4	4.2	-0.6	8.4	3.5	5.5	2.2	4.6
2005-2010	4.9	6.3	6.2	4.2	9.2	5.6	7.1	4.5	6.3
2010-2020	4.0	6.1	5.4	3.2	7.3	4.8	5.7	4.0	5.3
2020-2030	2.8	2.5	4.3	2.7	4.6	3.9	4.0	3.3	3.9

図 1.2-3 部門別 GDP の推計:リファレンスケース

1.3 エネルギー価格シナリオ

今回調査では、将来の原油価格動向についてIEAや日本エネルギー経済研究所の手法にならって4つのシナリオ、すなわち「リファレンスシナリオ」、「高価格シナリオ」、「超高価格シナリオ」、「低価格シナリオ」を想定した。「超高価格シナリオ」は原油価格が非常に高騰した場合、フィリピンにいかなる事態が生じるかを検証するために想定したものである。また低価格シナリオの場合は、全く逆の想定である。²

(1) リファレンスシナリオ

世界の原油価格は多くの要因の影響をうけて大幅に変動している。「リファレンスシナリオ」では次のような要因を想定した。

- a) 石油需給状況（原油および石油製品）については現状の傾向が継続する

² 以下に説明する価格シナリオは2008年5月時点での分析である。世界の石油価格は2008年9月のリーマンショックをきっかけに急落した。そのインパクトについては、追加的な分析を行い、第5章に要点を記載した。

- b) 世界の経済成長は現状の傾向が継続する
- c) 「先物市場」における投機資金の動向は現状並で推移する

こうした市場状況を考慮して、IEA や日本エネルギー経済研究所は、「リファレンスシナリオ」として実質価格で「現状横ばい」ないしは「若干の上昇」を想定している。今回調査における「リファレンスシナリオ」としては、①2007年の世界平均輸入 FOB 価格が実績で\$70/バレル(USDOE のデータベース)であること、②直近の WTI 価格は 130 ドルを越える水準で推移していること、③2008年4月の日本着平均原油価格は 100 ドルを突破したこと、などを考慮して、2008年には原油価格が\$120/バレルとなり、過去のトレンドを大まかに伸ばすと、2030年には実質価格で\$160/バレルまで上昇すると想定した。

(2) 高価格シナリオ・超高価格シナリオ

「高価格シナリオ」は、国際石油市場が非常にタイト化し、原油価格が「リファレンスシナリオ」よりもかなり上昇するケースである。こうした状況が生じる理由は以下のような要因による。

- a) 石油開発投資が遅延し、他方中国やインド等のアジア地域や米国で需要増加が続く
- b) 石油資源の制約が、例えば「ピークオイル論」が示すように、世界的に広く認識される
- c) ファンド資金のような投機資金が「先物市場」に積極的に入り込み、その行動が価格変動の幅を増幅し、不安定な状況を作り出す

こうして、「高価格シナリオ」では、原油価格は 2030 年には実質価格で\$200/バレルの水準に到達するケースを想定する。また、「超高価格ケース」では\$240/バレルに達するケースを想定する。

(3) 低価格シナリオ

現在の原油価格が需給バランス以外の諸要因によって予想を超えて増大していること、このような価格上昇はいずれ需要の減退を招き、市場の需給バランスは落ち着いたものとなる可能性があることを考慮すれば、原油価格はある程度のレベルで落ち着き、あるいは下落すると想定することも可能である。低価格シナリオでは以下のような状況を想定した。

- a) 世界の経済成長率は米国の「サブプライムローン」のような金融問題や北京オリンピックの終了等の多様な要因によって伸び悩む。また、高価格を反映して石油需要の伸びは一服する。
- b) エネルギー分野における投資が、高価格を反映して増大し、需給関係を緩和させる
- c) 投機資金が先物市場以外の市場に向かう、あるいは基金が不足する

このシナリオでは、原油価格は、\$120/ドル程度で落ち着き、2030年までこの水準を維持するものと想定している。

図 1.3-1 に、世界の原油輸入価格の実績（名目価格）と、上記の想定に基づくシナリオ別将来推定（実質価格）を示す。

石油以外のエネルギーの価格についても、下記のように概ね石油価格と同様の考え方を採用した。

1) 天然ガス

天然ガス価格は原油価格の 70%程度に落ち着くものと想定した。「リファレンスシナリオ」では、日本着 LNG 価格（CIF）は、2008年における原油価格\$120/バレルに対応するものと

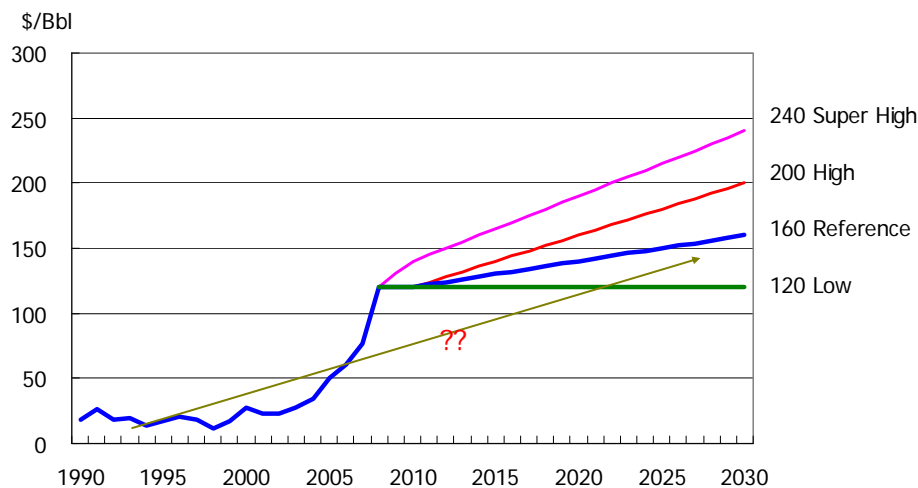


図 1.3-1 世界平均輸入価格(FOB)とシナリオ別推定

して上述の方式で計算すると\$12.7/MMBtuとなる。この価格は2030年には\$19.5/MMBtuに到達する。「高価格シナリオ」では、2030年の原油価格\$200/バレルに対応するガス価格は\$24.3/MMBtu、また、「低価格シナリオ」では、2008年の原油価格\$120/バレルに対応する天然ガスの価格は\$12.7/MMBtuが2030年まで維持される。

2) LPG

各種のエネルギーのなかでLPGの国際価格は最も変動が激しい。これまでLPGの国際価格は熱量等価で原油の1.1倍程度で推移してきており、今後もこの比率が続くものとして将来価格を推定した。2008年の原油価格\$120/バレルに対応してLPG価格は早晚トン当たり1,000ドルの大台に達し、2030年にはリファレンスケースで実質価格1,400ドルまで上昇するものとみた。さらに「高価格ケース」では1,800ドル、「超高価格ケース」では2,200ドルに達するものと想定した。ただし、LPGの需給では、中国の例に見られるように新興国でLNGやパイプラインガスによる都市ガスシステムが導入されると、相当量の需要が天然ガスに置き換わる可能性がある。したがって、需給逼迫が一方通行的に起きるわけではないので、世界の需要動向をつぶさに観察しておくことが肝要である。

3) 石炭

石炭の国際価格は、熱量等価でみた石油や天然ガスの価格に較べて、伝統的に相当低い水準で推移してきた。しかし最近では石炭価格ですら急速に上昇してきている。今回はこうした不確実性を考慮し、石炭価格も原油の変化に対応してかなりの程度敏感に反応するものとした。「リファレンスシナリオ」では2008年の\$120/バレルに対応して豪州炭(FOB)は\$120/トンとなり、この価格は2030年には160ドルに到達する。「高価格シナリオ」では2030年の価格は\$200/トンに達し、「超高価格シナリオ」では\$240/トンとなる。一方、「低価格シナリオ」では2008年の\$120/トンが2030年まで維持される。

フィリピン国内における最近のエネルギー価格の動向を、上述の国際価格の動向と比較すると表1.4-2のとおりである。原油や天然ガスは概ね国際価格並の水準にあるが、国内で産出する石炭は品質がやや劣る点もあって国際価格より割安である。一方、LPGの国際価格はCIF価格であるが、国内価格には配送コストや販売経費が含まれるので、5割方高い価格となっている。

表 1.3-1 エネルギー価格：国際価格と国内価格の推移

		単位	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	平均
原油	国際価格	PHP/litter	7.53	7.29	7.62	9.24	12.20	17.28	19.47	11.52
	国内価格	PHP/litter	7.30	7.30	7.70	9.14	11.86	17.84	19.83	11.57
	比率	%	97%	100%	101%	99%	97%	103%	102%	100%
石炭	国際価格	PHP/kg	1.53	1.99	1.85	1.97	3.12	3.54	3.26	2.47
	国内価格	PHP/kg	2.11	1.20	1.10	1.00	1.70	2.00	1.90	1.57
	比率	%	138%	60%	59%	51%	54%	57%	58%	64%
天然ガス	国際価格	PHP/MMBt	215	226	229	259	300	352	366	278
	国内価格	PHP/MMBt	192	271	260	293	318	347	380	294
	比率	%	89%	120%	114%	113%	106%	99%	104%	106%
LPG	国際価格	PHP/litter	7.63	7.11	7.77	8.60	10.98	13.86	13.85	9.97
	国内価格	PHP/litter	9.90	10.60	10.40	12.30	15.40	19.10	24.30	14.57
	比率	%	130%	149%	134%	143%	140%	138%	176%	146%

(出所) 国際価格は日本エネルギー経済研究所、国内価格は DOE

国内エネルギー価格は国際価格に連動すると考え、次のように想定する。

- ①原油や天然ガスは国際価格とほぼ同じ水準で変動する、
- ②石炭は、輸出需要の増加により国際価格の影響をより強く受け、国際価格に対する比率が70%程度まで上昇する、
- ③LPGは、輸入価格の上昇により、国内経費の比率がやや下がり、末端価格は国際価格の140%になるものと想定する。
- ④ガソリンや軽油などの石油製品の価格は、原油価格に連動して変動するものとする。
- ⑤電力料金の考え方についてはより踏み込んだ分析が必要であろうが、ここでは簡便法として、「石炭：天然ガス：重油＝1.0：1.0：0.5」の構成比率による燃料費指標を考え、電力料金はこの指標に連動して変化するものと想定する。ただし、燃料価格が近年大幅に上昇しているので、この指標に対する電力料金の比は逡減傾向で推移するものと想定する。

表 1.3-2 国内エネルギー価格の想定：リファレンスケース

	Unit	2000	2005	2010	2020	2030	2005年対比		
							2010	2020	2030
							%	%	%
原油	Peso / litter	7.3	17.8	33.9	39.5	45.2	190	222	253
石炭	Peso / kg	2.1	2.0	3.2	4.1	4.9	161	203	246
天然ガス	Peso / mmBtu	192.0	346.9	642.1	749.1	856.1	185	216	247
LPG	Peso / litter	9.9	19.1	30.8	37.0	43.1	161	194	226
ガソリン	Peso / litter	15.0	30.7	53.1	65.3	79.9	173	213	260
灯油	Peso / litter	11.7	29.5	52.8	64.9	79.3	179	220	269
ジェット燃料	Peso / litter	15.2	32.6	59.6	74.1	91.6	183	227	281
軽油	Peso / litter	12.1	28.8	50.4	61.7	75.0	175	214	260
重油	Peso / litter	9.7	18.9	38.2	45.3	53.0	202	240	280
電力料金(平均)	Peso / kWh	4.5	6.8	12.0	14.0	16.1	176	206	236
家庭用	Peso / kWh	4.8	7.0	12.8	14.8	16.8	182	211	240
商業用	Peso / kWh	4.5	7.2	12.3	14.4	16.5	171	200	230
産業用	Peso / kWh	4.3	6.2	11.2	13.1	14.9	181	211	241

1.4 フィリピンの国産エネルギー供給動向

(1)石炭

フィリピンの2007年における石炭供給量は、合計で約1,145万トンと見込まれる。その内訳は国内炭が372万トン（全体の約32%）、輸入炭が773万トン（同約68%）で、石炭供給の3分の2を輸入に依存している。

国内炭生産量の94%を占めるセミララ鉱山（Semirara Mining Corporation）の生産能力は、2007年には年産400万～450万トンであった。一方、2007年の国内出荷量は278万トンと前年比7.3%の伸びを示したものの、フル生産には至らなかった。2008年には生産能力を年産500万トンへ増強する計画で、これは2007年2月から開始した輸出をさらに推進する方針に基づくものである。現在の輸出先はインド、中国、香港で、今後も引続き拡大していく計画である。

DOEによる石炭供給計画では、2030年までに5億8,000万トンの埋蔵量を確認し、国内生産量を現在の2.5倍である1,000万トンに増産することを見込んでいる。さらに、炭層メタン（Coal Bed Methane）の開発利用を促進する計画である。

(2)石油

2006年のフィリピンの原油生産は総量で18万バレル（2万8,600Kℓ）と僅かであった。古い油田の名残として少量の原油生産があるものの、液体炭化水素生産のほとんどはマランパヤガス田からのコンデンセートである。このコンデンセートは国内の製油所で処理するには軽すぎるので、オフショア生産設備から直接輸出されている。現在、北西パラワン沖のガロック油田の開発が進められており、2008年10月に生産が開始され、約20,000バレル/日程度の規模に達すると期待されている。近くのオルトン油田も同様に有望と考えられている。しかし、フィリピンの石油可採埋蔵量はそれほど大きくはないので、生産は僅かにとどまり、需要量のほとんどを輸入する必要があると見ておくべきであろう。

(3)天然ガス

フィリピンでは2001年にマランパヤガス田で天然ガスの生産がスタートし、現在、バタンガス（Batangas）地域の発電所にほぼ全量を供給している。ガス田は2010年にはピーク生産量の400MMcfd（年産146Bcf）に到達する計画である。ただし、現段階ではマニラ首都圏へ接続するガスパイプライン計画の実現は未確定で、生産量も計画の8割程度にとどまっている。マランパヤガス田の埋蔵量は概ね3Tcf程度で、ピーク生産量を計画通り400MMcfdとすれば2015年頃には生産がピークアウトする。生産が現行の水準（計画の8割）程度にとどまるとしても、2020年以前にピークアウトする可能性は高い。さらに、LPG需要代替などで天然ガス需要がさらに増加するならば、他の供給源からガスを供給する必要がある。

近年フィリピンではLPGが家庭や商業部門（ビル）分野で急速に浸透している。LPGはクリーンで使い勝手のよい燃料であり、LNGのような大規模設備を必要としないので、手軽に導入できる。厨房用には最適で、国連ミレニアム計画でも取り上げられているように、主婦の健康改善には大いに役立つであろう。簡易ガスシステムによる比較的小規模のグリッドでの導管供給も可能であるし、商業施設などでのコージェネの普及もさらに進むと想定される。

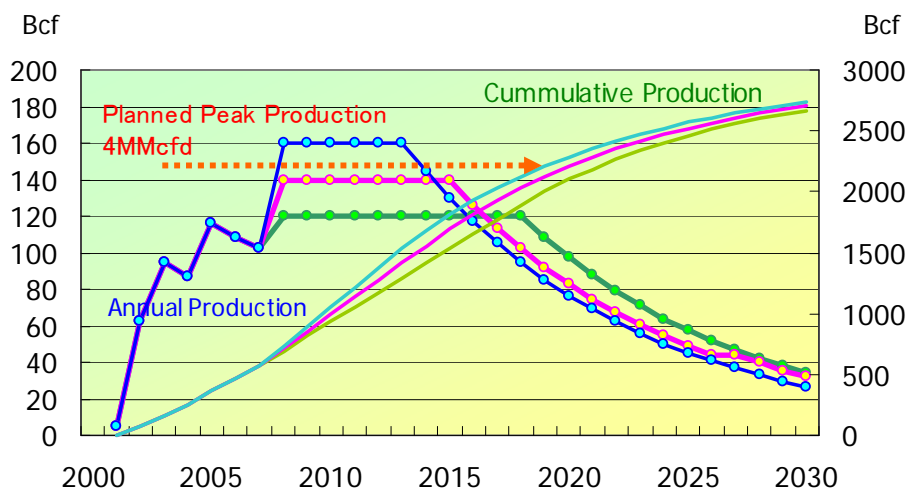


図 1.4-1 マランパヤガス田の生産プロフィール

(4) 再生可能エネルギー

Renewable Energy Policy Framework (2003) では、2013 年までに再生可能エネルギーによる発電容量を倍増する (100%アップする)、また、エネルギー・電力分野以外での再生可能エネルギーを向こう 10 年間で重油換算 1,000 万バレル (石油換算 144.4 万トン) 相当に引き上げることが計画されている。

表 1.4-1 再生可能エネルギーの発電容量

(単位: MW)

Resource	Installed Capacity (as of 2002)	Target Capacity	Total Capacity
Geothermal	1,931	1,200	3,131
Hydro	2,518	2,950	5,468
Wind	0	417	417
Biomass, Solar & Ocean	0	131	131
Total	4,449	4,698	9,147

(出所)DOE

また、2006 年バイオ燃料法では、ガソリンのエタノールブレンド比率を 2009 年より 5%、2011 年より 10%とする、また、軽油のバイオディーゼルブレンド比率を 2009 年より 2%とすることが掲げられている。気候条件に恵まれたフィリピンではバイオ燃料増産のポテンシャルは大きいと考えられるが、さらなる増産には土地行政、農業行政なども含めた総合的な対策が必要である。そのような対策が実行をあげればどのようなエネルギーバランスが実現できるかについてもケーススタディとして検討した。

(5) 原子力発電

1970 年代の石油危機を契機に、フィリピン政府は原子力発電の導入を計画した。これを受けて、バターンに 62 万 kW の原子力発電所が建設され、1984 年までに大部分が完成した。しかしながら、さまざまな要因から計画は 1986 年に中止され、運転開始されないまま維持・管理されている。

原子力は燃料の長期使用が可能で CO₂ 排出もないという点でエネルギー安全保障や地球温暖化対策の重要なエネルギーと目されている。そこで、2025 年以降 100 万 kW の原子力発電が導入されるとしたケースについて検討した。

1.5 シナリオ設定とケーススタディ

分析を進めるうえでどのようなケースを出発点とするかはエネルギー計画の基本方向を示すもので、リファレンスケースの設定は最も重要な作業である。BAU ケースでは「フィリピン経済は今後 5.0% で成長を続ける一方、世界の原油価格は 2030 年には 160 ドル/バレルに達する」というシナリオを想定した。しかし、世界のエネルギー需給がタイト化する中で、エネルギー消費の増加を漫然と続けることは許されないであろう。そこで、比較的無理なく実現できる省エネルギーの推進を年率 0.5% 程度と想定し、エネルギー最終需要で 2015 年では約 8%、2030 年では約 15% の省エネルギー達成を目標とする「リファレンスケース」を長期エネルギー政策の指標として設定した。

次に、図 1.6-1 に示すように、このリファレンスケースを出発点としてさまざまな検討を行うこととした。それらは需要動向の変化に関するものと供給条件の差異に関するものとに大別される。

① 需要動向の変化に関するもの

- ・ 経済成長シナリオ リファレンスケースの経済成長率を 5% と想定し、成長率 ±1% の変化の影響を検討
- ・ エネルギー価格シナリオ リファレンスケースでは 2030 年の原油価格を 1 バレル当たり 160 ドルと想定し、高価格ケースでは 200 ドル、低価格ケースでは 120 ドルのケースを検討
- ・ 省エネルギー促進シナリオ ... リファレンスケースで想定した年率 0.5% の省エネ進展に対し、EEC 進展ケースでは年率 1.0%、超省エネケースでは年率 1.5% を想定
- ・ モータリゼーションの動向 ... 自動車やバイクの普及がリファレンスケースより 10~25% 程度加速するケースを検討

② 供給条件の差異に関するもの

- ・ 原子力発電の導入 リファレンスケースでは原子力発電所は予定していないが、2025 年より 100 万 kW の原子力発電を導入するケースを検討する。
- ・ 天然ガス導入の進展 2020 年より LNG の輸入を見込む。LNG 輸入は 2 段階に分け、フェーズ - 1 では 2020 年より 3 年かけて 150 万トン、フェーズ - 2 では 2025 年より 3 年かけてさらに 150 万トンを導入
- ・ 地熱発電の導入加速 2015 年以降の地熱発電の導入量を倍とする
- ・ バイオ燃料の導入 バイオ燃料の導入量を加速し、リファレンスケースの倍とする。このほか、バイオ燃料導入についてはさまざまなケーススタディを実施する。

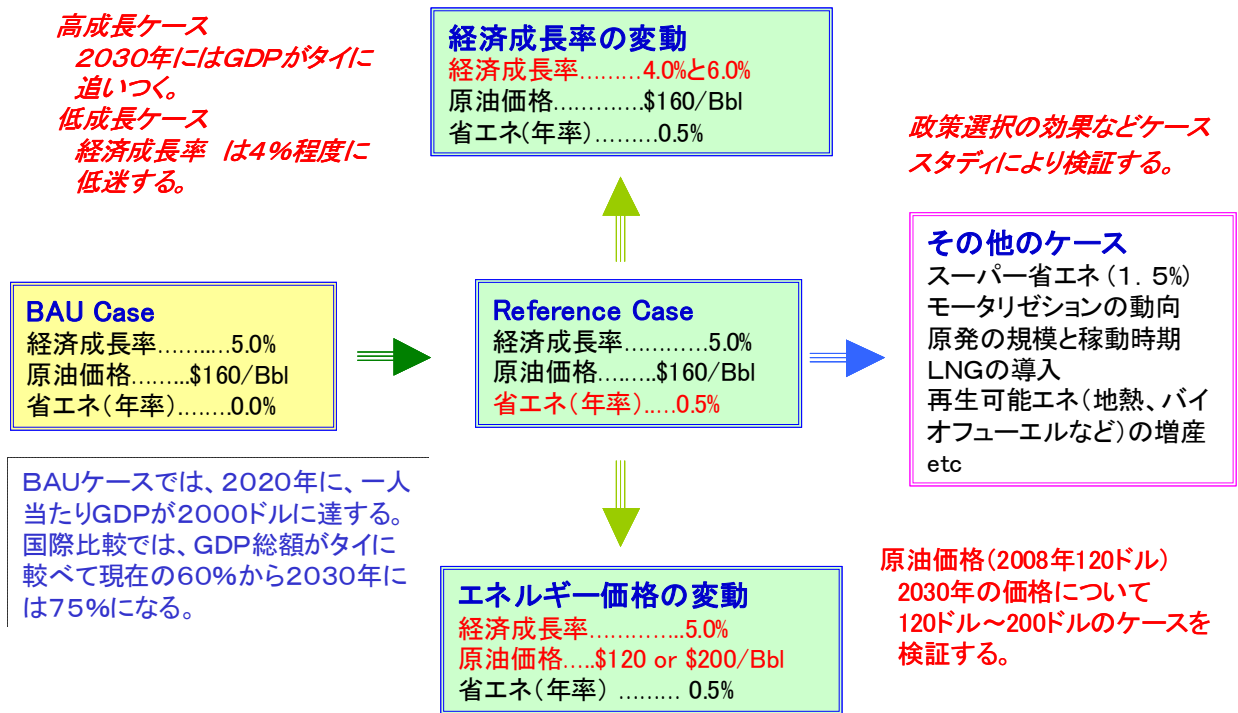


図 1.5-1 ケースの設定

第2章 長期エネルギー需要見通し

2.1 最終エネルギー消費の見通し

各種のシナリオにもとづく最終エネルギー需要の見通しを下記に示す。2005年のエネルギー最終需要は石油換算 1,740.1 万トン（TOE）であったが、省エネを考慮しない BAU ケースでは需要は年率 4.3% で増加し、2030 年には 2.86 倍の 4,970 万 TOE に達する。しかし、年率 0.5% の省エネを実現するリファレンスケースでは需要の増加率は 3.6% に低下し、2030 年の最終エネルギー需要は 4,130 万 TOE にとどまる。この省エネ効果は石油換算 840 万 TOE/年、率にして 17% に相当する。

表 2.1-1 最終エネルギー消費の見通し

	BAU	Reference	High Growth	Low Growth	High Price	Super High Price	Low Price	EEC	Super EEC
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2010	22,931	21,787	22,135	21,085	21,787	21,409	21,706	21,460	21,137
2015	29,531	27,120	28,350	24,903	26,901	26,354	27,249	26,049	25,016
2020	36,445	32,363	35,142	28,552	31,888	31,216	32,768	30,312	28,382
2025	43,253	37,148	42,165	31,872	36,413	35,628	37,866	33,930	30,975
2030	49,668	41,273	49,265	34,820	40,287	39,403	42,317	36,759	32,720
Growth Rate									
05-10	5.7%	4.6%	4.9%	3.9%	4.6%	4.2%	4.5%	4.3%	4.0%
10-20	4.7%	4.0%	4.7%	3.1%	3.9%	3.8%	4.2%	3.5%	3.0%
20-30	3.1%	2.5%	3.4%	2.0%	2.4%	2.4%	2.6%	1.9%	1.4%
05-30	4.3%	3.5%	4.3%	2.8%	3.4%	3.3%	3.6%	3.0%	2.6%

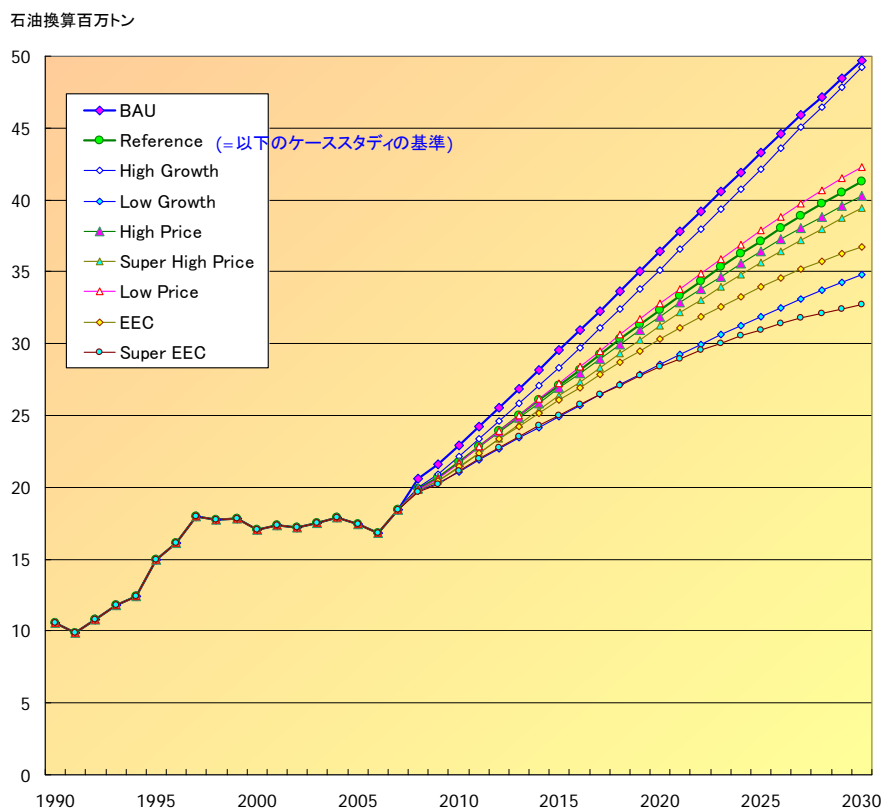


図 2.1-1 最終エネルギー消費見通し

次にさまざまなファクターの中では経済成長率の影響が一番大きく、次に省エネの進展度で、価格の影響が一番小さい。経済成長率がリファレンスケースより1%高くなれば、毎年0.5%の省エネ努力が帳消しになる。経済成長は国民生活の向上にとって好ましいものだが、エネルギーや環境とのバランスを考慮した上でどのような経済政策と成長路線をとるべきかは、広く国民的議論を募って決定すべき重要事項である。

(1) 経済成長シナリオ

リファレンスケースの試算結果でみると、2005～2030年の平均経済成長率5.0%に対しエネルギー最終需要の平均増加率は3.5%なので、エネルギー需要のGDP弾性値は0.70ということである。通常、経済発展が加速する段階では産業資本や社会資本の建設のために資源やエネルギーを必要とし、エネルギー需要のGDP弾性値は1.0を越えることが多い。しかし、フィリピンの場合には経済構造におけるエネルギー多消費型製造業のウエイトが低く、鉄鋼や化学品などの基礎資材の供給は多くを輸入している。経済成長の牽引役はサービス業や商業、一般製造業など、比較的エネルギー消費の少ない産業が中心である。また、海外労働者からの送金が近年増加し（2006年ではGDPの9.6%）、消費を押し上げている。このような状況を反映し、エネルギー需要のGDP弾性値はやや低めにあると見てよいであろう。

表 2.1-2 最終エネルギー消費:リファレンスケースに対する比率

	BAU	Reference	High Growth	Low Growth	High Price	Super High Price	Low Price	EEC	Super EEC
2020	112.6%	100.0%	108.6%	88.2%	98.5%	96.5%	101.3%	93.7%	87.7%
2030	120.3%	100.0%	119.4%	84.4%	97.6%	95.5%	102.5%	89.1%	79.3%

(2) 省エネルギーシナリオ

リファレンスケースでは毎年0.5%、省エネケースでは1.0%、超省エネケースでは1.5%の省エネ率を想定した。省エネ率0.5%の差は2030年の需要量で概ね10%の差となる。また、GDP弾性値という点では、BAUケースの0.86がリファレンスケースでは0.70、省エネケースでは0.60、超省エネケースでは0.52に低下する。

このような省エネルギーが実際に実現可能かどうかという問題だが、近年家電製品などの省エネは大きく進んでおり、社会の総ストック量の平均効率と最新モデルの熱効率の差は10～20%以上にもなっている。例えば社会ストックの平均と最新モデルとの熱効率の差が5%あり、そのような耐久消費財やエネルギー使用設備が10年で入れ替わるとすれば、毎年の省エネ進展率は0.5%ということである。家電製品や自動車などの一般耐久消費財や事務機器などでは、この程度の省エネは十分可能だろう。ただし、さらに進んだ省エネが実現できるかどうかについては、技術的可能性やライフスタイルの変化、政策効果などについてさらなる検討を行う必要がある。

(3) 価格シナリオと価格効果

エネルギー需要の価格効果は一般に-0.1～-0.2程度とされており、ここでの分析では価格効果を「-0.10」と想定して需要モデルに組み込んである。(モデル操作上、この値は容易に変更できる)。この結果、2030年の原油価格を1バレル160ドルとみた場合、±40ドル(±25%)の価

格変化の影響は 3%程度にとどまっている。ただし、実際の経済活動では、ある費目の支出額が家庭の消費総額や企業の総コストに占める比率が低い場合には、その費目の価格変動にはそれほど注意が払われない。しかし、価格が上昇しその費目のシェアがあがるとか、社会的に注意喚起がなされるなどによって関心が高まれば、価格効果も大きくなるといわれている。エネルギーは今や全世界の注目する商品となっており、省エネの進展と同様、今後価格効果が高まる可能性があるともいえよう。

2.2 部門別エネルギー需要の見通し

リファレンスケースにおける部門別エネルギー需要の見通しは表 2.2-1 および図 2.2-1 に示すとおりである。フィリピンでは燃料消費に占める輸送用燃料の比率が全体の半分以上を占めている。燃料多消費型の大型製造業の比率が少なく、製造業全体でもシェアは 20%強に過ぎない。家庭用の比率が高く、今後もサービス業を含めた民生用需要が伸びると予想される。

表 2.2-1 部門別エネルギー需要の見通し

	農業	エネ多消費産業	一般製造業	運輸	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	12,091	2,187	2,763	21,846
2020	337	4,311	2,366	17,506	3,638	4,434	32,592
2030	402	5,591	3,279	21,085	5,218	6,219	41,794
05-30	1.0%	3.0%	3.4%	3.5%	4.7%	3.9%	3.6%
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	55.3	10.0	12.6	100.0
2020	1.0	13.2	7.3	53.7	11.2	13.6	100.0
2030	1.0	13.4	7.8	50.4	12.5	14.9	100.0

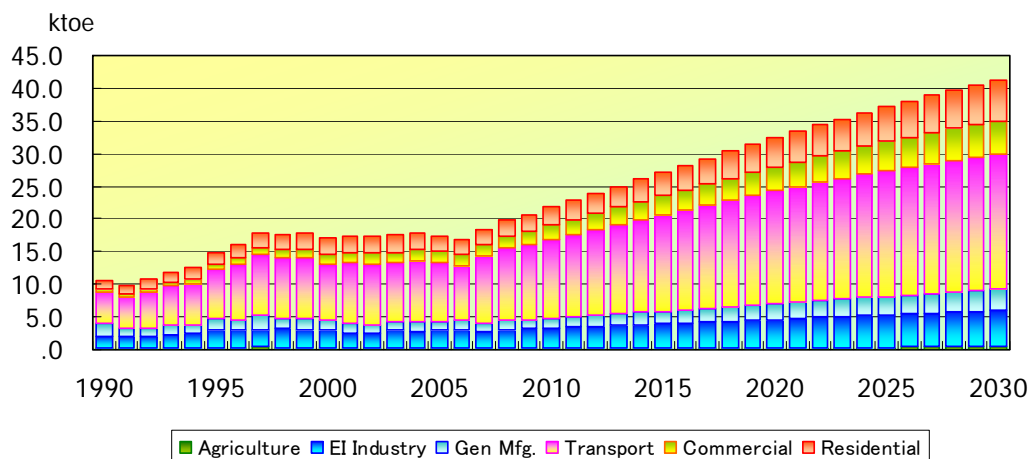


図 2.2-1 部門別エネルギー需要の見通し

需要予測モデルでは、最終エネルギー需要を輸送用エネルギー需要とその他一般部門需要とに大別して推定している。一般部門のエネルギー需要は、農林水産業、エネルギー多消費型製造業 6 業種（以下「エネルギー多消費型産業」、その他の製造業（以下「一般製造業」、商業サービス業、家庭部門の 5 部門に分割し、それぞれの部門ごとに推計を行った。このうちエネルギー多消費型産業については、6 業種それぞれについて個別に推計している。各セクターのエネルギー需要動向は以下のとおりである。

2.2.1 農林水産部門

農林水産部門のエネルギー消費は全部門の 1%ほどで、総需要に対する農業エネルギー需要のインパクトは小さい。化石燃料では灯油が僅かにあるが大半は軽油と重油である。

表 2.2-2 農林水産部門の需要見通し

	灯油	軽油	重油	化石燃料	電力	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	4.5	244.2	21.8	270.6	42.2	312.8
2010	5.1	161.7	38.0	204.8	49.5	254.4
2020	6.7	209.0	49.1	264.7	72.2	336.9
2030	7.8	244.6	57.4	309.8	92.6	402.4
2005 →2030	2.2%	0.0%	3.9%	0.5%	3.2%	1.0%

2005～2030 年の需要の伸び率はエネルギー合計で 1.0%、うち化石燃料が 0.5%、電力需要が 3.2%である。ここで計算値だけみると軽油需要の伸びが 0.0%と低いのが、これは 2006 年、2007 年当たりの統計が不規則で、この影響を受けている。2008 年以降の軽油需要および化石燃料の平均伸び率は 2.0%、エネルギー全体でも 2.3%を見込んでおり、それほど低い値ではあるまい。

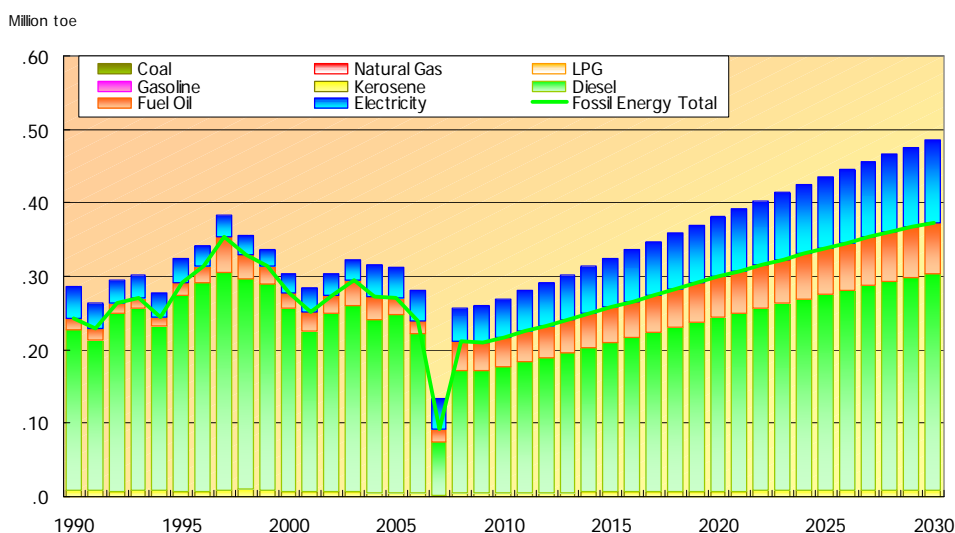


図 2.2-2 農林水産部門のエネルギー需要見通し

2.2.2 エネルギー多消費型産業

製造業のうちセメント、紙パ、食品、化学、砂糖、鉄鋼のエネルギー多消費型 6 業種では、エ

エネルギー需要は年率 3.0%で増加し、2030 年には 2005 年の 2.1 倍に達する見込みである。石炭と重油の消費量が全体の 2/3 を占め、電力が 25%を占めている。今後もこの傾向は維持されるだろう。砂糖産業ではバガス、食品加工業ではココナツの殻などの在来型バイオマス（非商業エネルギー）がかなり大量に使用されており、2006 年では 6 業種全体の商業エネルギー消費の 45%に相当する量にのぼっている。

表 2.2-3 エネルギー多消費型産業のエネルギー需要見通し

	石炭	LPG	灯油	軽油	重油	化石燃料	電力	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	1031.2	45.7	23.0	186.8	678.2	1964.8	688.7	2653.5
2010	1353.0	39.5	16.3	244.5	654.0	2307.4	763.2	3070.6
2020	1953.9	88.8	19.0	368.6	868.7	3298.9	1012.1	4311.0
2030	2590.7	156.8	20.8	493.9	1068.4	4330.7	1260.3	5591.0
2005->30	3.8%	5.1%	-0.4%	4.0%	1.8%	3.2%	2.4%	3.0%

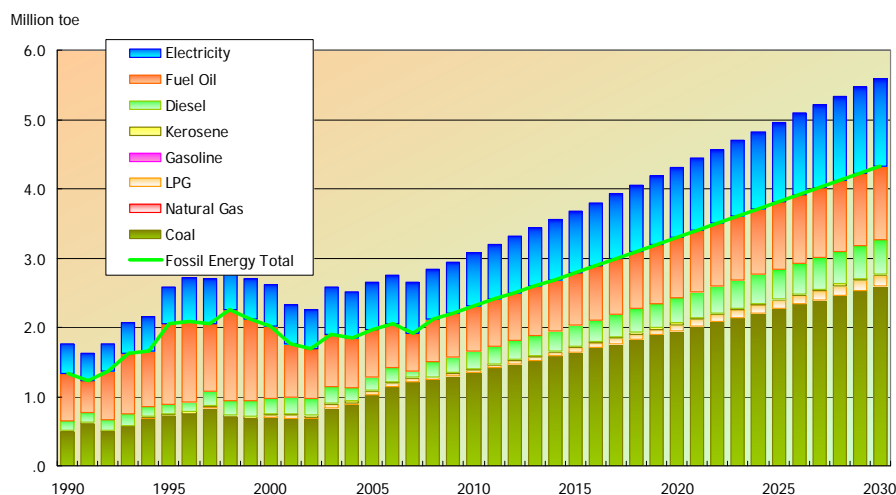


図 2.2-3 エネルギー多消費型産業のエネルギー需要見通し

2.2.3 一般製造業

一般製造業のエネルギー消費は年率 4.6%で増加し、2030 年には 2005 年の 3 倍に達する。この分野では、動力、照明、空調用などの電力需要が全体の 45%を占め、熱源としての重油が 30%で続いている。

表 2.2-4 一般製造業のエネルギー需要見通し

	石炭	天然ガス	LPG	灯油	軽油	重油	化石燃料	電力	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	25.3	12.2	23.6	5.0	299.8	427.7	793.6	636.7	1430.3
2010	31.2	77.4	54.7	0.0	117.2	413.1	693.6	786.4	1479.9
2020	47.2	77.4	227.1	0.0	177.1	519.6	1048.4	1317.7	2366.1
2030	62.4	77.4	463.5	0.0	234.1	548.2	1385.6	1893.6	3279.2
2005->30	3.7%	7.7%	12.6%	***	-1.0%	1.0%	2.3%	4.5%	3.4%

化石燃料のなかでは LPG の需要がある程度伸びるだろう。石油価格の上昇により軽油や重油は相対的に敬遠されるであろうこと、フィリピンでは低硫黄重油が供給されていないため、環境問

題などから重油需要は伸び悩み、代わってLPGの需要が伸びると思われる。ただし、天然ガスについては現在具体的な供給増強計画がないので、横ばいと想定した。今後の天然ガス普及については都市ガスグリッドの建設など供給体制の整備が前提となる。

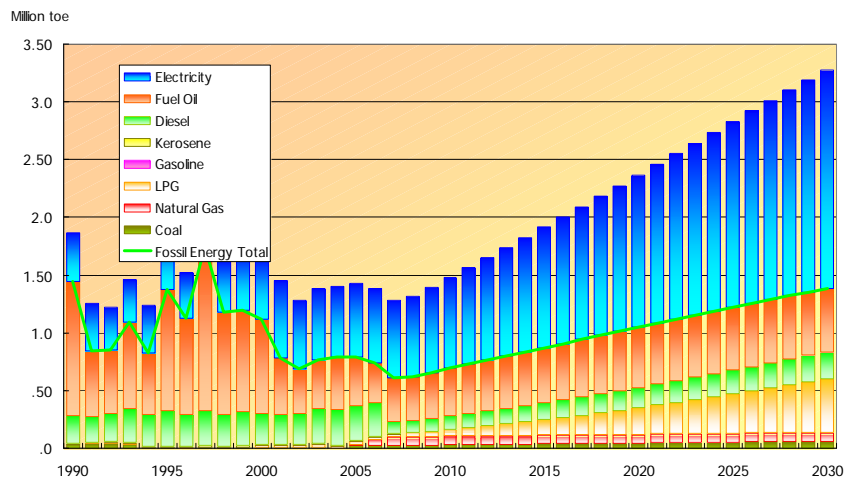


図 2.2-4 一般製造業のエネルギー需要見通し

2.2.4 商業サービス業

商業分野のエネルギー消費は年率4.7%で増加し、2030年には2005年の3.1倍に達する見込みである。この分野のエネルギー消費の約7割は電力消費である。オフィスやショッピングモール、病院などでの業務用エネルギー消費が中心なので、電力とLPGが需要の中心となるだろう。

表 2.2-5 商業サービス業部門のエネルギー需要見通し

	LPG	軽油	重油	化石燃料	電力	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	219.3	124.5	186.9	530.7	1129.6	1660.2
2010	507.3	70.0	127.5	704.8	1482.1	2186.9
2020	963.5	70.0	76.3	1109.8	2528.0	3637.8
2030	1389.3	70.0	45.7	1505.0	3713.4	5218.4
2005->30	7.7%	-2.3%	-5.5%	4.3%	4.9%	4.7%

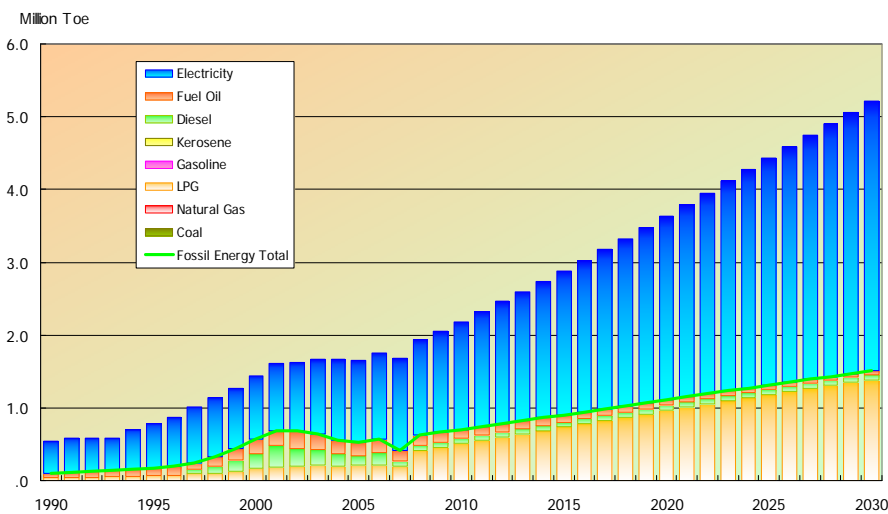


図 2.2-5 商業サービス業部門のエネルギー需要見通し

今後、業務用エネルギー消費は照明、空調用の電力消費と厨房用のLPGに収斂すると予想される。一方、小型の発電機やボイラーなどに使用されてきた軽油や重油は電力網やLPG配送網の拡充により、次第に電気やLPGに代替されるだろう。経済が発展途上にあるフィリピンの電力需要は底堅く、機器の効率化が進むとしても当面はGDP原単位が上昇すると見込まれる。

商業用分野ではLPGの天然ガス転換は想定していないが、マニラの都市部や新規開発地域などで天然ガスの利用が可能となれば、厨房用のみでなくホテルや病院などで冷房を対象としたコージェネレーションが実現可能になるだろう。その場合には電力需要の一部が都市ガスに向かう可能性が十分ある。したがって、エネルギー選択の内訳については天然ガス市場開拓計画と整合性を取りながら検討していくことが必要である。

2.2.5 家庭部門

家庭部門のエネルギー消費のほとんどはバイオマス、電力およびLPGである。薪炭などのバイオマスエネルギーは次第に電気やLPGなどの近代型エネルギーに代替されよう。家庭用商業エネルギー需要の伸びは平均3.9%で、エネルギー消費は2005年の石油換算240万TOEが2030年には2.6倍の619万TOEに到達する。都市ガス網がないため、商業エネルギー需要増加のかなりの部分はLPGと電力が担うことになる。

表 2.2-6 家庭部門のエネルギー需要見通し

	LPG	灯油	化石燃料	電力	商業エネ合計	木炭	薪	農業廃棄物	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	773.7	252.7	1026.4	1378.7	2405.1	537.1	3373.0	0.0	6315.2
2010	882.4	155.0	1037.4	1725.4	2762.9	509.3	2891.8	0.0	6163.9
2020	1523.0	92.8	1615.8	2818.2	4434.0	332.4	1887.4	0.0	6653.9
2030	2186.5	55.6	2242.1	3976.7	6218.7	149.2	847.0	0.0	7214.9
2005->30	4.2%	-5.9%	3.2%	4.3%	3.9%	-5.0%	-5.4%	***	0.5%

この結果、現在80%弱の系統電力普及率は2030年には90%に、60%程度のLPG普及率は75%に上昇する。独立型電力を含めた電力普及率はもっと早い時期にほぼ100%に到達しよう。薪や木炭などの在来型バイオマスはLPGの普及により使用が減少する。LPGの熱効率はかなり高いので、バイオマスではLPG普及の倍の量が減少するものと見ている。

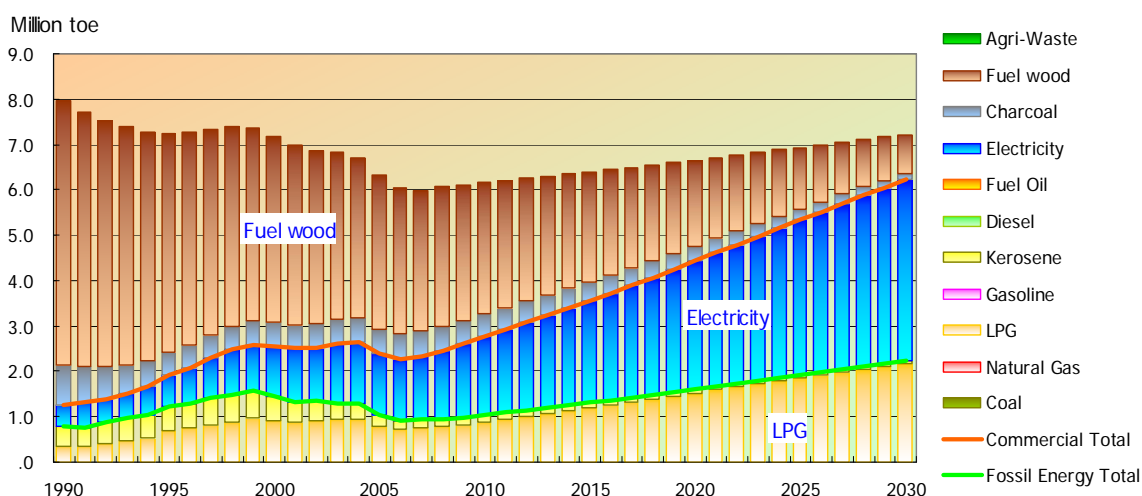


図 2.2-6 家庭部門のエネルギー消費見通し

2.3 輸送部門

2007年の輸送部門エネルギー消費量は石油換算1,040.6万トン（TOE）で、フィリピンのエネルギー消費の55%を占める最大のエネルギー消費セクターである。エネルギー需要は自動車、鉄道、船舶、航空の4部門に大別されるが、2007年の実績では輸送部門のエネルギー消費の75%を自動車が占め、船舶用が14%、航空用が11%で、鉄道用は0.0%（9,200TOE）と僅かである。

フィリピンの自動車普及はまだ初期段階にあり、将来どの程度まで普及が進むのかを過去のデータから推測するのは難しいし、適切ともいえない。将来のライフスタイルや交通政策についての議論を交えながら、総合的なデザインを描き、それに基づいた燃料政策を構築していくことが望まれる。

2.3.1 自動車保有台数

フィリピンの自動車保有台数は現在四輪車以上が290万台、バイク・トライシクルが240万台ほどである。貨物輸送用のトラックは大型が中心で、台数も30万台弱である。自動車保有台数は1990年代に倍増したが、2000年以降は増加のテンポが鈍化している。バスはマイナスに転じ、乗用車も不振である。このなかでユーティリティ車（18人乗り以下のジブニーやワゴン車、SUV：Sport utility vehicle など）は2000年以降も比較的好調である。ワゴン車やSUVの人気は高い。また、近年増加が目立っているのはバイクで、タイやベトナムのように爆発的に普及する兆候が見える。このほか、日本や先行するASEAN諸国の例を見れば、軽量トラックが増加する可能性はあるが、今のところまだその兆候は見られない。

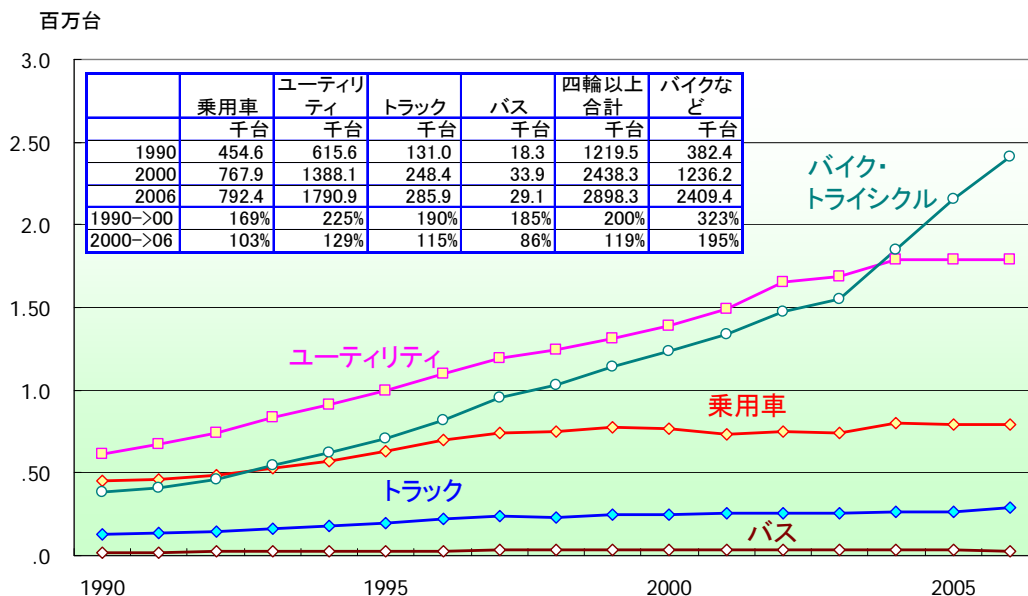


図 2.3-1 自動車保有台数の推移

2.3.2 自動車保有台数と燃料消費

フィリピンの統計をグラフにしてみると、自動車保有台数は比較的安定しているものの、燃料消費実績にはかなりのばらつきがある。

自動車保有台数と燃料消費の関係を検証するために、図 2.3-2 では、ガソリンについては乗用車換算台数当たりの燃料消費、軽油についてはトラック換算台数当たりの燃料消費を試算した。換算には、日本の車種別燃料消費統計を適用した。ガソリン、軽油のいずれにおいても一台当たりの燃料消費は最近低下傾向にあるが、ここ 1~2 年はそのトレンド以上に落ち込んでいる。ちなみに一台当たり燃料消費が 2000 年の値と同じ水準で推移した場合と毎年 1%、即ち 6 年間で 6.8% 低下した場合のガソリンと軽油の需要の推移をグラフに追記した。ガソリン、軽油ともに 2005 年、2006 年の需要実績はこのトレンドをかなり下回っている。興味深いのは、ガソリンではそれほどないが、2007 年の軽油の需要実績は一台当たり燃料消費が 2000 年並みのトレンドにほぼ復している点である。どうも石油統計の方にかなりのブレがあるようである。

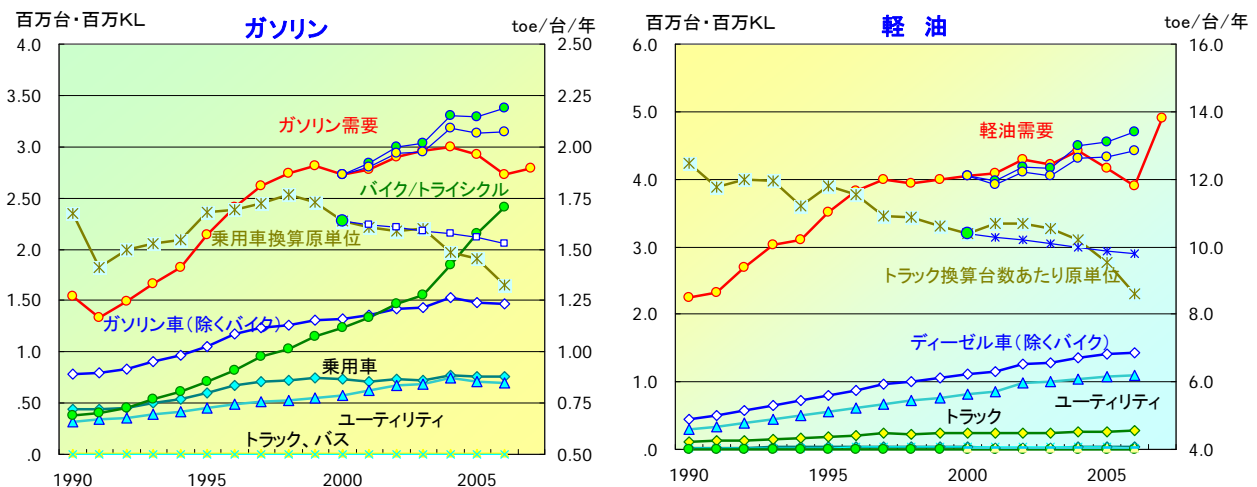


図 2.3-2 自動車保有台数と燃料消費の推移

2.3.3 自動車用燃料需要の見通し

リファレンスケースにおける自動車保有台数と燃料需要の見通しを表 2.3-1 および図 2.3-3 に示す。

表 2.3-1 自動車台数の見込み

	乗用車	SUV	トラック	バス	バイク	合計	乗用車換算 合計
ガソリン車: 千台							
2005	756	708	9	1	2158	3632	2013
2010	825	897	16	3	3610	5351	2588
2020	1307	1299	21	4	6497	9127	4082
2030	1816	1516	23	5	8010	11370	5131
2005→30	3.6%	3.1%	3.7%	6.8%	5.4%	4.7%	3.8%
軽油車: 千台							
2005	32	1084	258	30	0	1404	420
2010	37	1537	341	28	0	1944	557
2020	39	2645	484	30	0	3199	835
2030	41	3267	572	32	0	3913	1000
2005→30	1.0%	4.5%	3.2%	0.2%	***	4.2%	3.5%

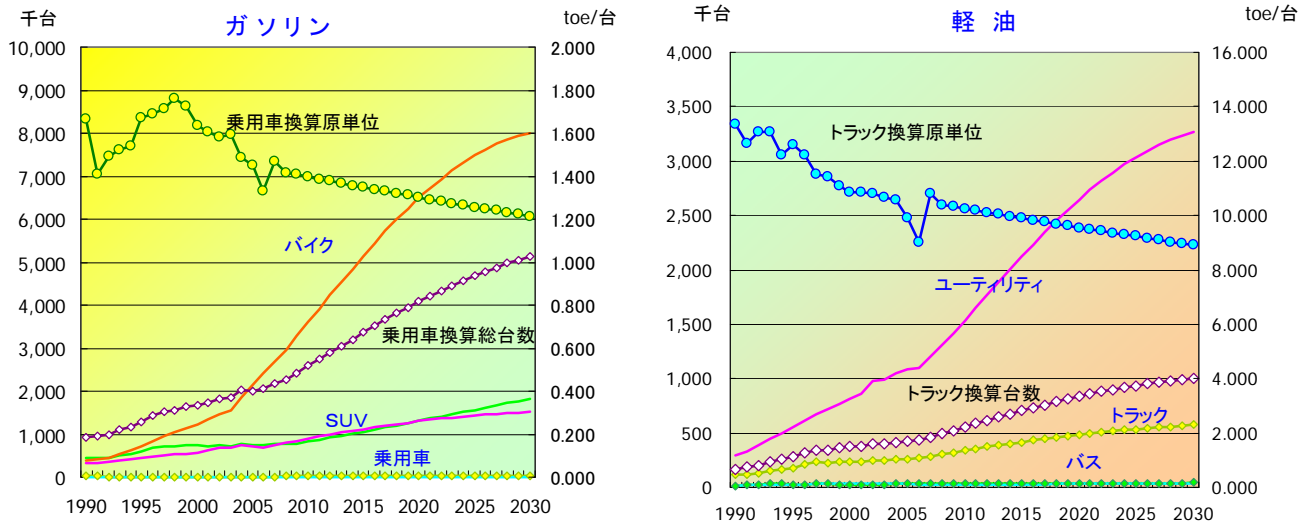


図 2.3-3 自動車保有台数と燃料需要の見通し

ガソリン車では今後も乗用車とワゴン車などの UV が中心になると見込まれる。現在両車種あわせての保有台数は約 150 万台だが、2020 年には 260 万台、2030 年には 330 万台を超えるだろう。また、モーターバイクがかなりの速度で普及する可能性がある。今回は、現在 1,000 人当たり 30.4 台の普及率が倍の 65 台になると見込んだ。それでも 1,000 人当たり普及台数が 300 台に近いタイなどに較べれば、それほど高い水準ではない。

ディーゼル車の分野で大きな伸びが見込まれるのはユーティリティ車である。一方、日本では小型トラックが大型トラックの 1.74 倍、ガソリン仕様の軽トラックは 3.83 倍あるが、今のところフィリピンでは小型トラック増加の兆候はみられない。ジブニーやトライシクルがこのような小口配送を引き受けているようだが、今後の小型トラックの動向には十分留意する必要がある。

バイオ燃料は、2006 年バイオ燃料法の導入目標にしたがい、次のように想定した。

- ①エタノールは 2009 年より 5%、2011 年より 10%導入される
- ②バイオディーゼルは 2007 年には既に 1%導入済みとされているが、この比率は 2009 年より 2%に引き上げられる。

ガス体燃料の導入については CNG、LPG の導入が主にタクシーなどガソリンエンジン分野で進むものと見た。CNG は既に一部のバスでも導入されているが、の量は僅かにとどまると見込まれる。

上記のような想定に基づく自動車用燃料の需要見通しを表 2.3-3 に示す。2020 年においてもバイオ燃料や新燃料の比率は 6%強に過ぎない。現行計画の実現可能性やさらなる上積み of 得失については経済性、安全保障、環境などの面から検討を進めることが望まれる。

表 2.3-2 車種別燃料別消費原単位

	乗用車	UV	トラック	バス	バイク
	ℓ	ℓ	ℓ	ℓ	ℓ
ガソリン	1460	1725	2677	3650	270
軽油	1186	1356	12191	11771	***
換算率					
ガソリン	100.0	118.2	183.4	250.0	18.5
軽油	9.7	11.1	100.0	96.6	2.2

(出所)国土交通省「自動車輸送統計調査」

表 2.3-3 油種別自動車用燃料需要見通し

	CNG	LPG	ガソリン	エタノール	軽油	Bio Diesel	自動車用合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	0	1	2923	1	4168	0	7094
2010	5	72	3362	181	5594	114	9329
2020	31	106	4669	531	7797	160	13294
2030	101	124	5463	622	8647	178	15136
2005->30	***	20.5%	2.5%	27.6%	3.0%	***	3.1%
Compisitic	%	%	%	%	%	%	%
2005	0.0	0.0	41.2	0.0	58.8	0.0	100.0
2010	0.1	0.8	36.0	1.9	60.0	1.2	100.0
2020	0.2	0.8	35.1	4.0	58.7	1.2	100.0
2030	0.7	0.8	36.1	4.1	57.1	1.2	100.0

2.3.4 その他の輸送用燃料

自動車用以外の燃料需要は輸送用燃料の約1/4を占める。多くの島嶼からなるフィリピンでは船舶用燃料と航空用燃料の需要が大きい。一方、鉄道はマニラ地域にごく限られた路線があるだけで、燃料消費もごく僅かである。

表 2.3-4 その他輸送用燃料の需要見通し

	航空燃料	船用軽油	船用重油	鉄道	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	1003	354	482	13	1851
2010	1245	258	1191	10	2703
2020	1828	500	1643	12	3983
2030	2494	845	2075	13	5428
2007->30	3.7%	3.5%	6.0%	0.1%	4.4%

図 2.3-6 に示すように船舶用燃料統計は大きな変動を示している。特に長距離航路の大型船で使用される重油の変動幅が大きい。これはその時々内外の市場動向次第で燃料を補給する港を選ぶことが出来るからであろう。また、船舶への燃料供給は必ずしも固定地点で行われず、補給船で比較的フレキシブルに供給することができる。そのため、実需数量の把握の点でも課題を抱えているといえる。それに引き換え、燃料の補給場所が空港と決まっている航空用燃料の動きは比較的安定している。

予測期間中の需要増加率は概ね 3%程度であるが、鉄道など公共交通機関の拡充がどのように進むかによって自動車燃料需要などにも影響が及ぶと考えられるので、交通運輸政策との総合的な連携の上で需要動向を把握することが望まれる。

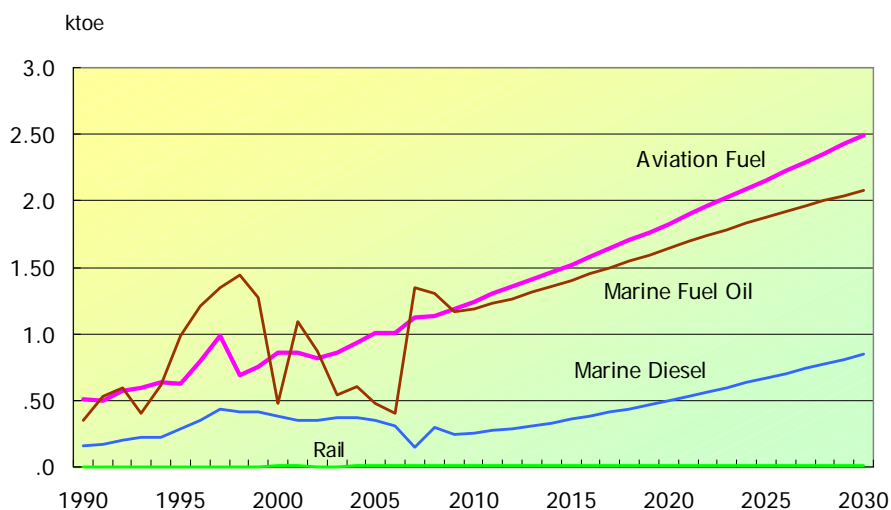


図 2.3-4 船舶、航空、鉄道用燃料需要見通し

2.4 エネルギー別需要

2.4.1 電力需要

大型製造業の少ないフィリピンでは、最大の電力消費部門は家計部門で、これに製造業と商業サービス業が続いている。鉄道路線がほとんどないので、運輸業での電力消費は、動力用は僅か

表 2.4-1 セクター別電力需要見通し

	農業	エネルギー多消費産業	一般製造業	運輸	商業	家庭	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	42.2	688.7	636.7	7.8	1129.6	1378.7	3883.7
2010	49.5	763.2	786.4	9.8	1482.1	1725.4	4816.4
2020	72.2	1012.1	1317.7	11.7	2528.0	2818.2	7759.9
2030	92.6	1260.3	1893.6	13.4	3713.4	3976.7	10950.0
05-30	3.2%	2.4%	4.5%	2.2%	4.9%	4.3%	4.2%
Compositio	%	%	%	%	%	%	%
2005	1.1	17.7	16.4	0.2	29.1	35.5	100.0
2010	1.0	15.8	16.3	0.2	30.8	35.8	100.0
2020	0.9	13.0	17.0	0.2	32.6	36.3	100.0
2030	0.8	11.5	17.3	0.1	33.9	36.3	100.0

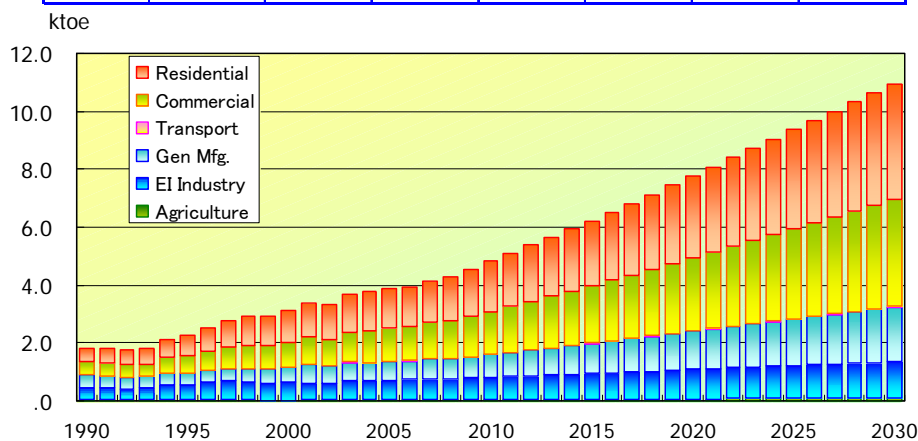


図 2.4-1 セクター別電力需要見通し

で、ほとんどが事務所や事業所などでの業務用である。これらの部門で使用される業務用電気設備や家電製品などの省エネルギー技術の進歩は著しく、今後の需要動向については一層掘り下げた分析を行うことが望まれる。

2.4.2 石炭需要

電力用以外の石炭消費は、エネルギー多消費分野ではセメント産業のみで、これに加えて一般産業でごく少量が使用されている。大型製造業のないフィリピンでは今後もこの傾向が続くだろう。したがって、一般分野での石炭消費量はセメント生産量に連動して変化するものと想定した。

表 2.4-2 セクター別石炭需要見通し

	農業	エネルギー多消費産業	一般製造業	運輸	商業	家庭	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	0.0	1031.2	25.3	0.0	0.0	0.0	1056.5
2010	0.0	1353.0	31.2	0.0	0.0	0.0	1384.3
2020	0.0	1953.9	47.2	0.0	0.0	0.0	2001.2
2030	0.0	2590.7	62.4	0.0	0.0	0.0	2653.1
05-30	***	3.8%	3.7%	***	***	***	3.8%
Compositio	%	%	%	%	%	%	%
2005	0.0	97.6	2.4	0.0	0.0	0.0	100.0
2010	0.0	97.7	2.3	0.0	0.0	0.0	100.0
2020	0.0	97.6	2.4	0.0	0.0	0.0	100.0
2030	0.0	97.6	2.4	0.0	0.0	0.0	100.0

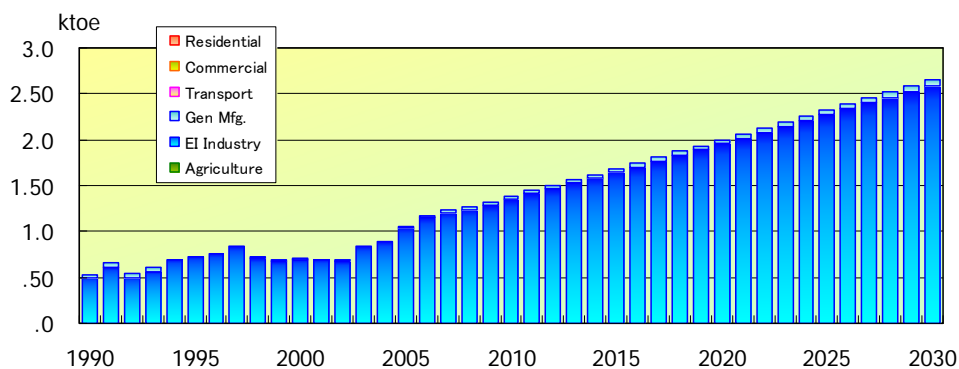


図 2.4-2 セクター別石炭需要見通し

2.4.3 ガス需要

天然ガスは現在ほとんどが発電用に使用されている。その他少量のガスが、マランパヤガス田からのパイプラインの揚げ地であるバタンガスにおいて他分野で使用されている。LPG は商業、サービス業などの業務用と家庭用の分野で普及が進んでおり、今後もこの趨勢が続くと見込まれる。このほか輸送部門でも CNG や LPG が少しずつ使用され始めている。

クリーンで使い勝手の良いガス体エネルギーは今後も一定のペースで普及が進むと見込まれる。運輸部門では CNG バスや LPG 自動車の導入が計画されているほか、大都市圏でガスグリッドが構成されればオフィスビル、大型商業施設や病院、中規模工場などでのコジェネレーション普及の可能性は十分あるといえよう。

フィリピンは島嶼で構成され、マニラ周辺以外では地方レベルでの需要が分散し、小規模なので、輸送やハンドリングの面では LPG が使いやすいクリーン燃料といえる。地方都市では簡易ガスグ

リッドによる都市ガス供給展開の可能性もあると思われる。それに対しフィリピン国内や国際市場におけるLPGや天然ガス市場の供給動向には読みづらい点もある。そのような状況のなかでガス体エネルギー市場をどのように展開していくか、供給オプションの検討とあわせて、検討を進めるべきであろう。

表 2.4-3 セクター別ガス体エネルギー需要見通し

	天然ガス			LPG						合計
	一般製造業	運輸	合計	6種製造業	一般製造業	運輸	商業	家計	合計	
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	12.2	0.0	12.2	45.7	23.6	1.2	219.3	773.7	1,063.5	1075.7
2010	77.4	5.1	82.4	39.5	54.7	72.3	507.3	882.4	1,556.2	1638.7
2020	77.4	31.0	108.4	88.8	227.1	106.3	963.5	1523.0	2,908.5	3016.9
2030	77.4	100.8	178.1	156.8	463.5	124.5	1,389.3	2186.5	4,320.6	4498.8
05-30	7.7%	***	11.3%	5.1%	***	20.5%	7.7%	***	5.8%	5.9%
構成比	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
2005	1.1	0.0	1.1	4.2	2.2	0.1	20.4	71.9	98.9	100.0
2010	4.7	0.3	5.0	2.4	3.3	4.4	31.0	53.8	95.0	100.0
2020	2.6	1.0	3.6	2.9	7.5	3.5	31.9	50.5	96.4	100.0
2030	1.7	2.2	4.0	3.5	10.3	2.8	30.9	48.6	96.0	100.0

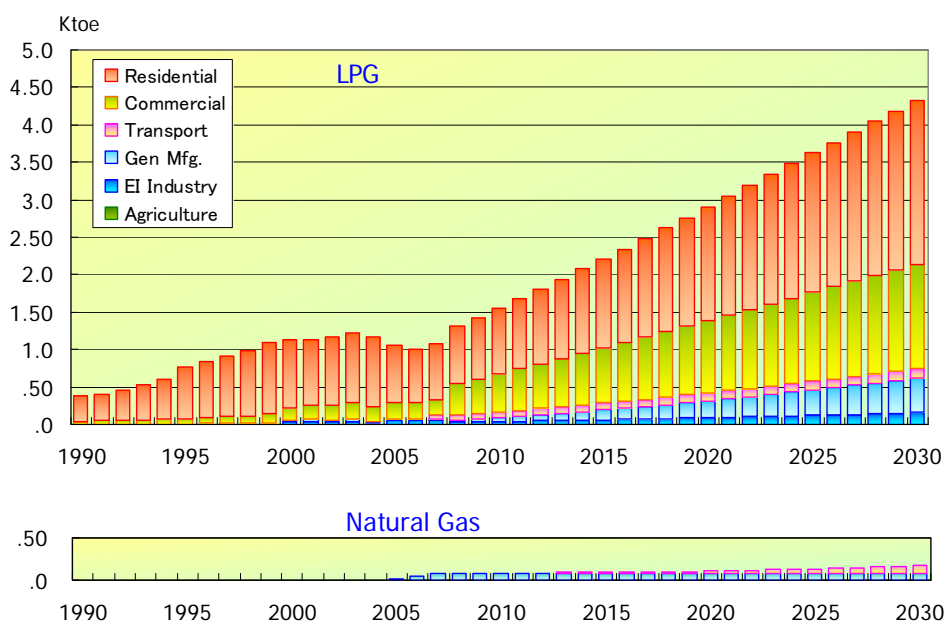


図 2.4-3 セクター別ガス需要見通し

2.4.4 石油製品需要

フィリピンではLPGを除く石油製品需要の約8割が輸送用に使用されている。これまで業務用や家庭用の分野で炊事や照明に使用されてきた灯油は電気やLPGへの転換が進んできており、今後もこの傾向は続くだろう。フィリピンの石油需要は、輸送用燃料に特化する傾向が一層強まると予想される。

石油製品の油種構成では重油がやや減少し、ジェット燃料が増加して全般的に軽質化が進む。しかし、バイオ燃料の普及が進みガソリンや軽油の構成比も低下傾向にあるので、軽質化がそれほど激しく進むわけではない。

表 2.4-4 セクター別石油製品(LPGを除く)需要見通し

	農業	6種製造業	一般製造業	運輸	商業	家計	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	270.6	887.9	732.5	8,930.5	311.4	252.7	11,385.6
2010	204.8	914.8	530.3	11,944.9	197.5	155.0	13,947.4
2020	264.7	1,256	696.7	17,127.8	146.3	92.8	19,584.6
2030	309.8	1,583	782.3	20,324.5	115.7	55.6	23,171.0
05-30	0.5%	2.3%	0.3%	3.3%	-3.9%	-5.9%	2.9%
Composition	%	%	%	%	%	%	%
2005	2.4	7.8	6.4	78.4	2.7	2.2	100.0
2010	1.5	6.6	3.8	85.6	1.4	1.1	100.0
2020	1.4	6.4	3.6	87.5	0.7	0.5	100.0
2030	1.3	6.8	3.4	87.7	0.5	0.2	100.0

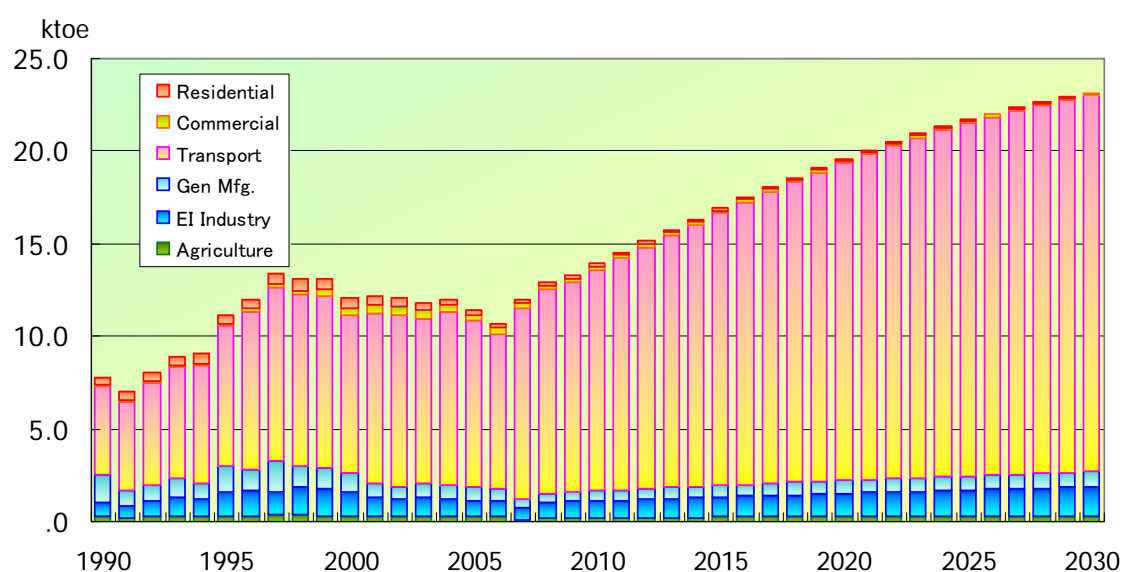


図 2.4-4 セクター別石油製品(除くLPG)需要見通し

表 2.4-5 石油製品油種別需要見通し

	航空燃料	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	合計	LPG
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2007	3.8	2,789.5	2.0	1,124.6	199.8	5,375.5	28.3	2,452.9	11,976.3	1,073.8
2010	4.3	3,362.2	180.8	1,240.4	176.5	6,445.5	114.2	2,423.5	13,947.4	1,556.2
2020	4.3	4,668.7	531.3	1,823.5	118.5	9,121.8	159.6	3,156.8	19,584.6	2,908.5
2030	4.3	5,462.6	622.4	2,489.7	84.1	10,534.9	178.2	3,794.7	23,171.0	4,320.6
2005->30	0.6%	3.0%	28.4%	3.5%	-3.7%	3.0%	***	1.9%	2.9%	6.2%
構成比	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
2007	0.0	23.3	0.0	9.4	1.7	44.9	0.2	20.5	100.0	9.0
2010	0.0	24.1	1.3	8.9	1.3	46.2	0.8	17.4	100.0	11.2
2020	0.0	23.8	2.7	9.3	0.6	46.6	0.8	16.1	100.0	14.9
2030	0.0	23.6	2.7	10.7	0.4	45.5	0.8	16.4	100.0	18.6
(除くバイオフェューエル)										
2007	0.0	23.4		9.4	1.7	45.0		20.5	100.0	9.0
2010	0.0	24.6		9.1	1.3	47.2		17.8	100.0	11.4
2020	0.0	24.7		9.7	0.6	48.3		16.7	100.0	15.4
2030	0.0	24.4		11.1	0.4	47.1		17.0	100.0	19.3

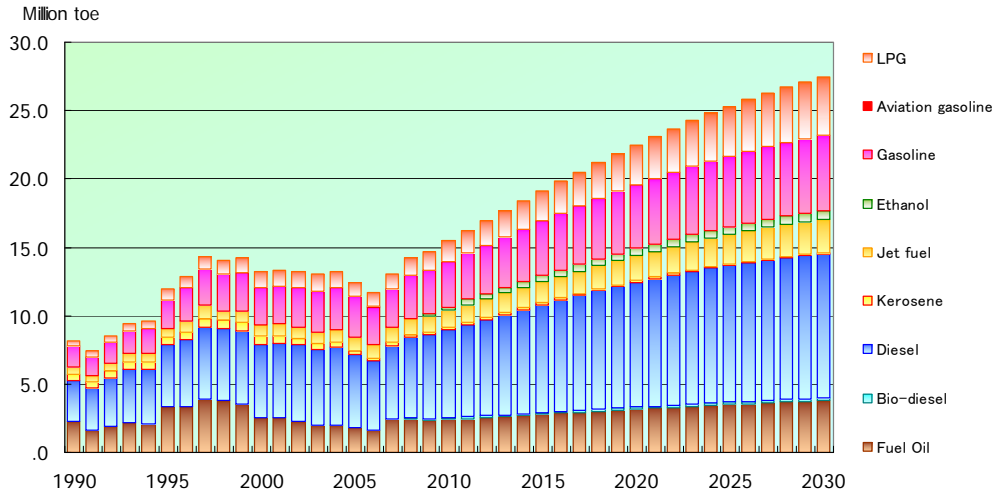


図 2.4-5 石油製品油種別需要動向見通し

2.4.5 バイオマスエネルギー需要

バイオマスエネルギーは電気や LPG などの近代的、健康的エネルギーへの転換が進むだろう。一方、バイオ燃料の原料として砂糖やココナツの生産が増加し、バガスやココナツ残滓が産業分野で有効活用されるだろう。しかし、全般的にはバイオマスの利用は逡減傾向にある。

表 2.4-6 セクター別バイオマスエネルギー需要見通し

	エネルギー多消費産業					一般製造業	商業	家庭	非商業エネルギー合計
	農業	合計	バガス	ココナツ残滓	その他				
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2005	0.0	1201.7	711.2	299.3	191.2	10.0	298.2	4256.5	5766.3
2010	0.0	1681.4	1053.3	386.2	241.9	247.8	282.7	3688.6	5900.6
2020	0.0	2790.2	1752.6	637.9	399.7	412.4	184.5	2407.5	5794.6
2030	0.0	4028.8	2513.8	931.4	583.5	591.5	82.8	1080.4	5783.5
2005 ->	***	5.0%	5.2%	4.6%	4.6%	17.7%	-5.0%	-5.3%	0.0%

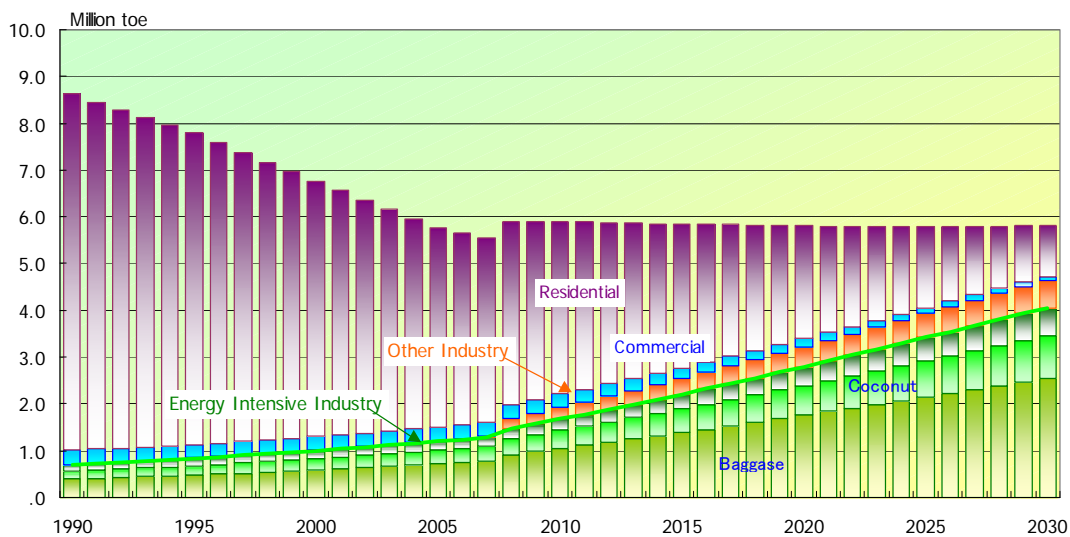


図 2.4-6 セクター別バイオマスエネルギー需要見通し

第3章 長期エネルギー需給見通し

3.1 長期エネルギー需給見通しとインプリケーション

3.1.1 一次エネルギー供給の動向

図 3.1-1 にリファレンスケースにおける一次エネルギーの供給動向を示す。国内石炭の生産は着実に増加する一方、埋蔵量に制限のある天然ガスの生産は 2019 年以降減少する。そこで、2020 年からは LNG の輸入を見込んでいる。石炭輸入は階段状に増加するが、大規模石炭火力の建設にあわせて輸入が段階的に増加するからである。

ここでの試算結果では原油輸入はほぼ一定で、2008 年以降石油製品の輸入が直線的に増加している。これは国内石油精製能力の増強を見込んでいないためで、精製設備は 2007 年以降フル稼働状態となり、石油製品需要の増加のほとんどを輸入に頼ることによる。現在、外資系石油会社はフィリピン国内での投資におよび腰で精製設備の新增設計画は浮上していない。

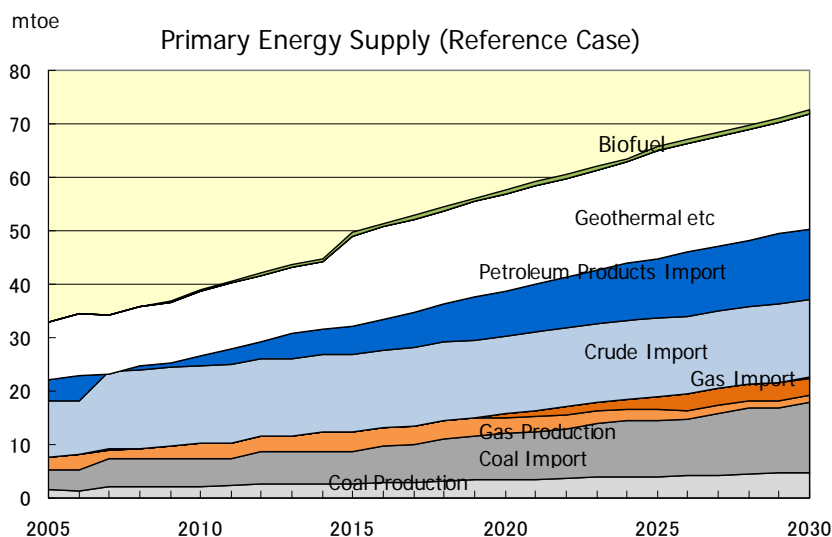


図 3.1-1 一次エネルギー供給.

一次エネルギー供給における 5 年毎のエネルギー構成比の変化を示す。2030 年に至る 25 年間、エネルギー需要増加分の 90%以上は化石燃料である石炭と石油、ガスで占められる。

表 3.1-1 一次エネルギー供給の構成比(%)

	Coal	Gas	Oil	Geothermal etc	Biofuel
	%	%	%	%	%
2005	16.0	7.6	44.0	32.4	0.0
2010	19.0	7.2	42.2	30.9	0.8
2015	17.5	7.3	39.7	34.3	1.2
2020	20.9	6.5	39.9	31.5	1.2
2025	22.2	6.8	39.2	30.7	1.2
2030	24.7	6.2	38.3	29.7	1.1

3.1.2 電源構成の推移

フィリピンでは地熱や水力などの再生可能エネルギーによる電源開発に力が注がれてはいるが、ポテンシャルには制約があり、今後の電力需要の伸びの相当部分が化石燃料により供給される見通しである。なかでも石炭供給量の約99%、天然ガス供給量の約97%が発電用に消費されており、発電用以外に使用される石炭や天然ガスは極めて限られている。

石油製品のうち発電用に利用されているのは軽油と重油である。島嶼などでのオフグリッド電源を除けば、これらの石油系燃料を使用する発電所は一般的にかなり古く、熱効率が悪く燃料費も高いので、基本的にピーク電源と位置づけられている。

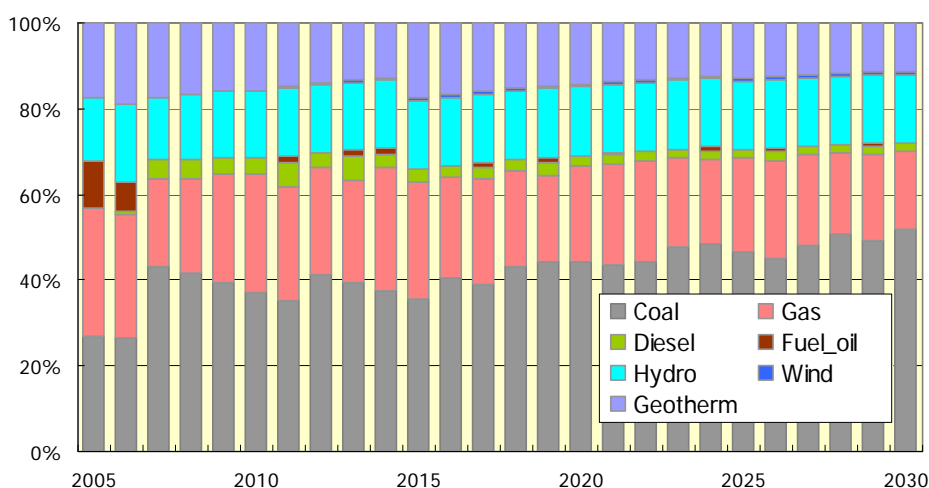


図 3.1-2 電源構成の推移

表 3.1-2 電源構成の推移(%)

	Coal	Gas	Diesel	Fuel Oil	Nuclear	Hydro	RNE	Geotherm.
	%	%	%	%	%	%	%	%
2005	27.0	30.0	0.0	10.7	0.0	14.8	0.0	17.5
2010	37.2	27.5	3.8	0.0	0.0	15.5	0.3	15.7
2015	35.7	27.3	2.9	0.0	0.0	16.0	0.5	17.6
2020	44.5	22.2	2.3	0.0	0.0	16.0	0.6	14.3
2025	46.7	21.7	2.0	0.0	0.0	16.0	0.7	12.9
2030	51.8	18.4	1.8	0.0	0.0	15.9	0.7	11.4

3.2 エネルギー源別需給動向

3.2.1 原油の需給バランス

図 3.2-1 に原油需給バランスを示す。ここでは、石油備蓄用の原油輸入も輸入の中に含まれている。リファレンスケースでは石油製品需給について、需要の増大にもかかわらず精製設備の処理能力を一定としているので、製油所のフル稼働の状態が継続し、製品輸入が一本調子で増加するという奇異な結果になっている。

石油備蓄は2006年からスタートし、LPGは需要の7日分、その他の石油製品は15日分に

相当する原油を備蓄すると仮定している。本モデルでは石油備蓄は積み増しを行うのみで、取り崩しは見込んでいない。

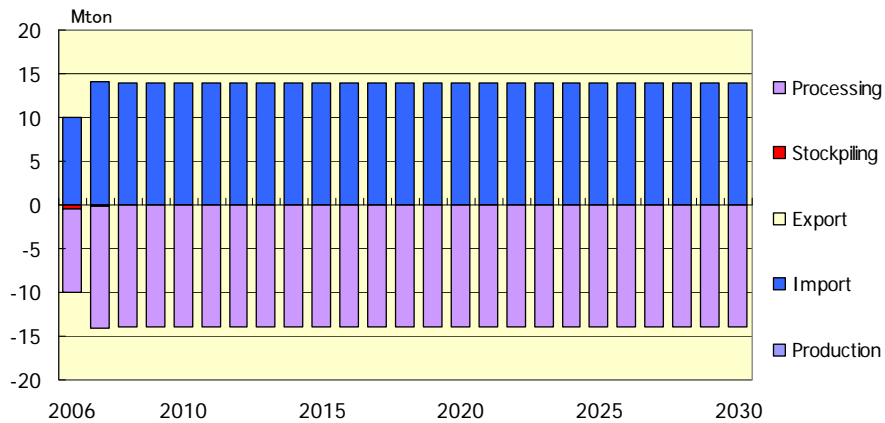


図 3.2-1 原油バランス

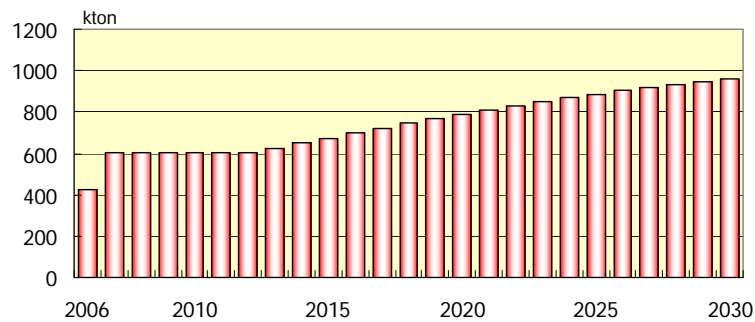


図 3.2-2 石油備蓄量の推移

3.2.2 石炭の需給バランス

石炭はほとんどが発電用に使われている。他のエネルギーに対する価格優位性が強く働き、今後の火力発電増設では石炭火力が主流となると見込まれる。国内炭の性状の制約から国内炭比率は全体の 20%以下でなければならないとの制約があるので、需要増加とともに輸入炭の供給量が大きく増加する。

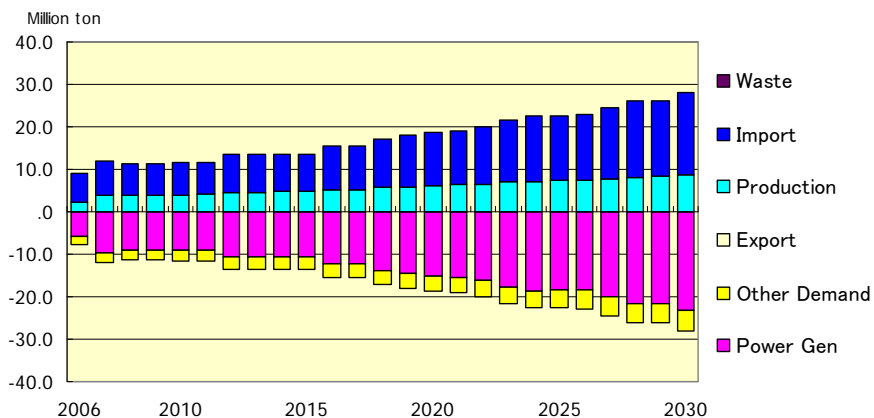


図 3.2-3 石炭バランス

3.2.3 天然ガスの需給バランス

リファレンスケースではマランパヤガス田からの国内生産が 2019 年以降漸減し、2020 年から LNG の輸入が開始されるものとした。今後国内で天然ガス田が新規に発見されない限り、マランパヤガス田が枯渇に向かうのは時間の問題で、運転中のガス火力などの燃料をどのように調達するのか、真剣に検討すべき時期に来ている。LNG は世界的に増産傾向にあるとはいえ、調達には長い準備期間を要するので、この問題は早期に検討を進めることが肝要である。

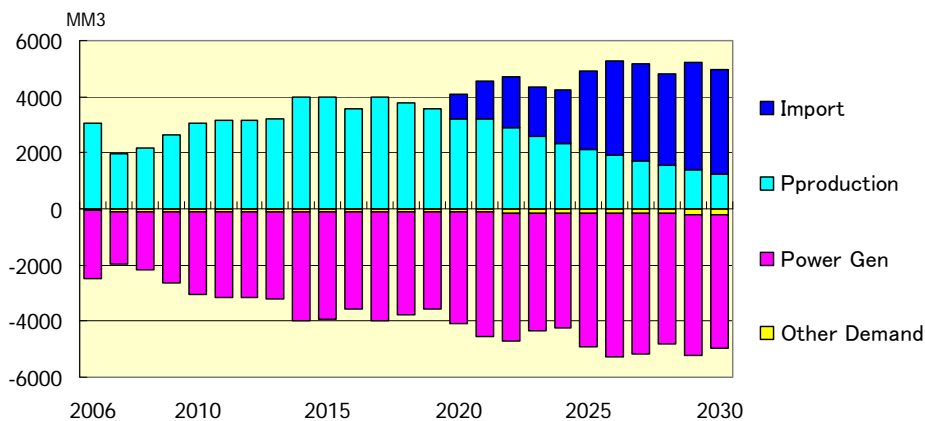


図 3.2-4 天然ガスバランス

3.2.4 LPG の需給バランス

LPG 国際市場の供給能力への懸念から、輸入可能量の目安を 200 万トンとして、需要がこれを超える場合には LPG 代替燃料が輸入されるものと想定した。モデル上は LPG 代替として灯油が輸入されると想定し、LPG 代替燃料の輸入所要量を区分して示した。現実にはこの時期までには天然ガスを利用できるように供給導管等のインフラ整備を進め、発電以外の用途でも民生、商業、工業などの部門で天然ガス（都市ガス）の浸透を図るべきと思われる。

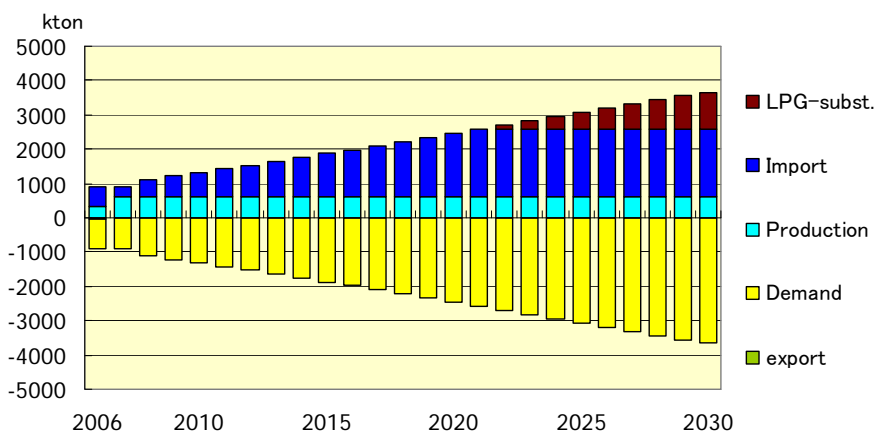


図 3.2-5 LPG バランス

3.2.5 電力の需給バランス

電力用燃料では化石燃料が主体で、なかでも石炭の伸びが大きい。モデルでは石炭火力が石油やガスに較べて経済性の点で有利との条件を織り込んでいるので、電力需要の増加にともなう新

設火力電源としては、石炭火力が選択されている。ただし、電源の選択においては経済性に加えエネルギー安全保障、エネルギー構造の近代化、地球環境問題などの観点からも、検討を行うことが必要である。

再生可能エネルギーによる電力は地熱発電と水力発電がほとんどで、現在フィリピンで確認されている計画を織り込んだ。風力発電の導入も計上されてはいるが、その発電量はごくわずかである。

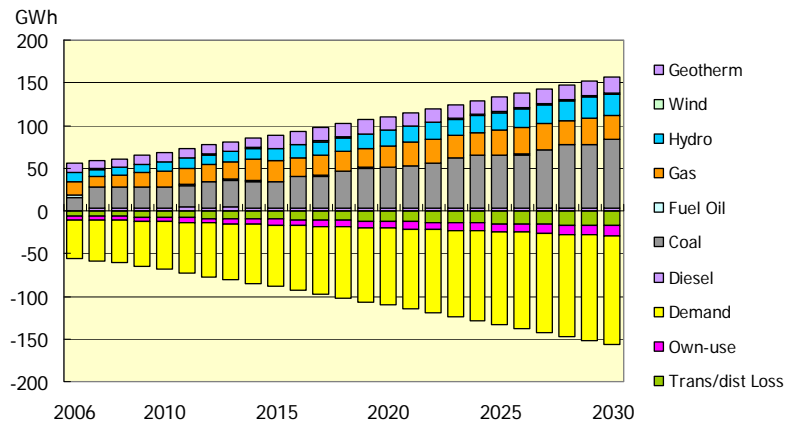


図 3.2-6 電力バランス

3.2.6 その他の指標

(1) CO₂ 排出量

一人当たり CO₂ 排出量はエネルギー消費の増加を反映して上昇傾向にあるが、GDP1,000 ドル当たりの CO₂ 排出量はやや減少傾向にある。また、一次エネルギー供給量 1 トン当たりの CO₂ 排出量はほぼ横ばいである。

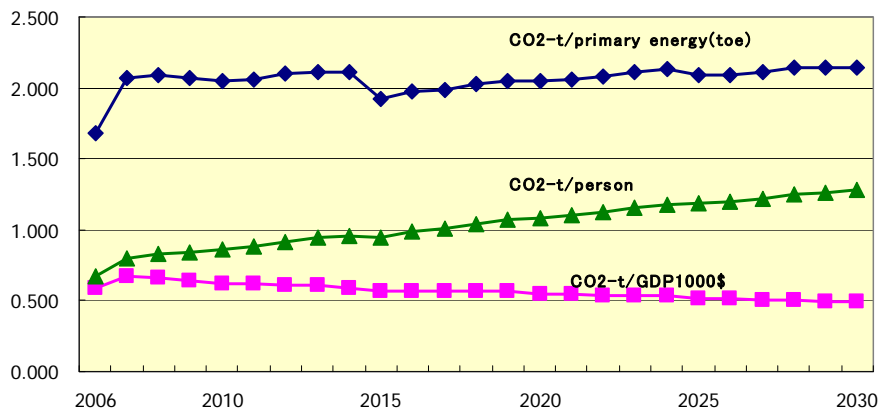


図 3.2-7 原単位別 CO₂ 排出量の推移

フィリピンの場合、エネルギー多消費型製造業が少なく、経済全体としてのエネルギー原単位や CO₂ 原単位を引き下げる方向に作用している。一方、所得の増加、生活水準の向上にともなって一人当たりのエネルギー消費や CO₂ 排出量が増加する。国民生活水準の向上は社会的な要請だ

が、同時に、オフィスや家庭でのエネルギー効率改善が大きな課題である。

一次エネルギー供給量当たりの CO₂ 排出量はほぼ横ばいである。これは電力需要の増加を石炭火力の増設によって賄うため、エネルギー構造における CO₂ 排出構造が将来ともあまり変化しないことによる。今後バイオ燃料や原子力、LNG などの利用が増加すれば、この指標は低下に向かうであろう。

(2) エネルギーコスト

一人当たりのエネルギーコストは 2008 年の年間 7,000 ペソが 2030 年では実質価格で年間 1 万 6,000 ペソへと 2 倍以上に増加する。このことから省エネによりコストを下げることは国民経済の観点からも重要である。さらに一次エネルギー石油換算 1 トン当たりのエネルギーコスト（実質価格）はエネルギー価格の上昇により 1 万 8,000 ペソから 2 万 7,000 ペソに増加し、現在の約 1.5 倍となる。なお、これらのエネルギーコストにはエネルギー供給設備への投資額が含まれていないので、実際のエネルギーコストはこの数値よりさらに大きくなる。

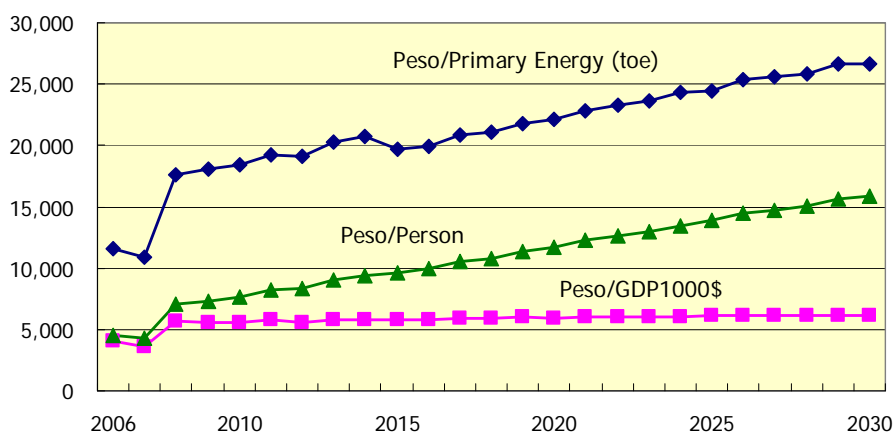


図 3.2-8 原単位別エネルギーコストの推移

3.3 各種需要シナリオとエネルギー需給動向

3.3.1 ケース別一次エネルギー供給の推移

12 ケースを 2030 年の一次エネルギー供給所要量の大きい順に並べると、次の通りとなる。

高成長 > BAU > 低価格 > 自動車需要大 > E85 > E20 > リファレンス >
高価格 > 超高価格 > 省エネ > 低成長 > 超省エネ。

また、需要量の大きさを基準とすると、ほぼ次の 4 つのグループに分けることができる。

- ① 高度成長グループ（高成長、BAU）
- ② リファレンスグループ（低価格、自動車需要大、リファレンス、E20、E85、高価格、超高価格）
- ③ 省エネグループ
- ④ 低成長グループ（低成長、超省エネルギー）

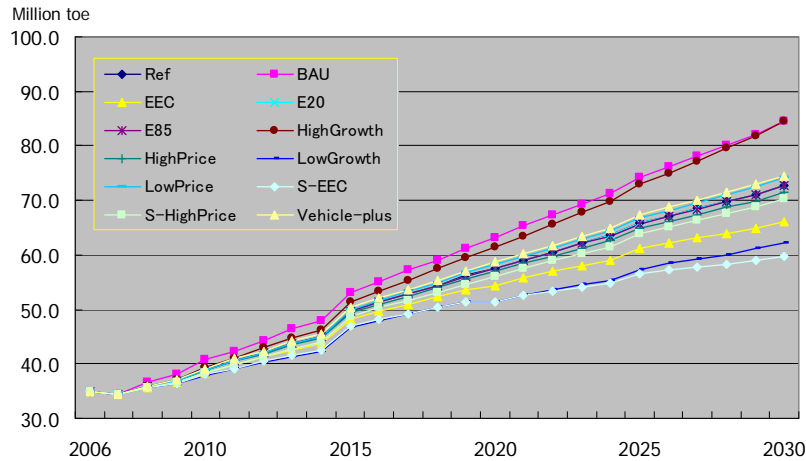


図 3.3-1 ケース別一次エネルギー供給の推移

上記のようなグループ分けをしてみると、価格の影響は、経済成長率、省エネ率より小さい。また、高成長ケースと BAU ケースは同一グループにあり、1%の経済成長率と 0.5%の省エネ率の効果がほぼ等しいことを示している。全ケースとも 2015 年のみ上昇の度合いが大きいのは、この年に地熱発電の増強が行われ、その熱効率が 10%で計算されているために、需要に較べて一次エネルギー供給が急上昇することを示す結果となっている。地熱発電の熱効率は IEA の基準によっているが、今後検討する必要があるであろう。

3.3.2 石炭の供給動向

高成長ケースで石炭供給が階段状に上昇している。これは石炭需要が供給力の上限まで生産しているためである。各年とも石炭の供給可能量のほぼ全量を消費している。リファレンスケースや省エネ（EEC）ケースでは石炭需要の伸びが滑らかで、電源開発をもう少しスローダウンしてもよさそうである。開発速度の調整は、一段掘り下げた需給解析によって検討することが望ましいだろう。

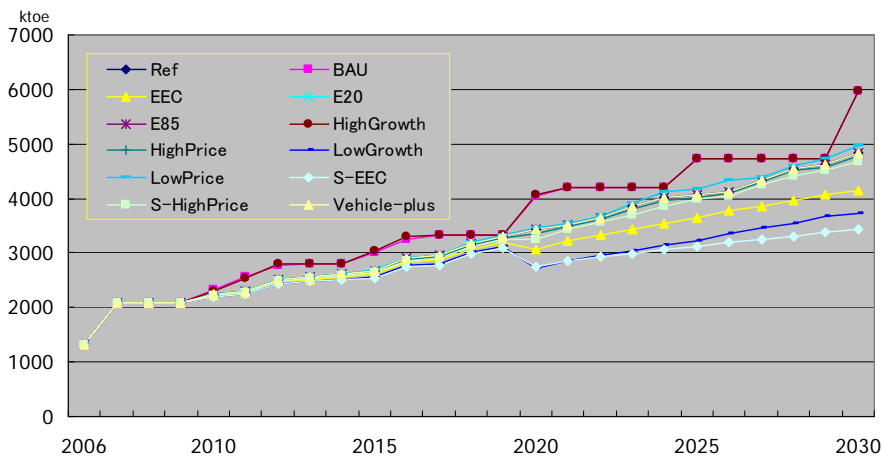


図 3.3-2 ケース別石炭の生産量の推移

3.3.3 天然ガスの供給動向

2019年までは天然ガスの最大可能生産量の範囲で天然ガスの最適供給量を計算している。この間、BAU ケースなど電力需要が非常に強いケースを除き、石炭火力に供給余力があるときは石炭火力が選択され、ガス火力の稼働がバッファとして変動する。ただし、現実には天然ガス引取り契約上の「Take or Pay」条項のため、天然ガス火力の方が固定的に運用されている。2020年以降は国産天然ガスの生産減退が始まるので、供給量も減少し、ガス田の操業も難しくなることを考慮して生産可能量をフル生産するという条件をモデルに与えている。低成長ケースやスーパー EEC ケースでも生産量は生産可能量と同じ扱いである。

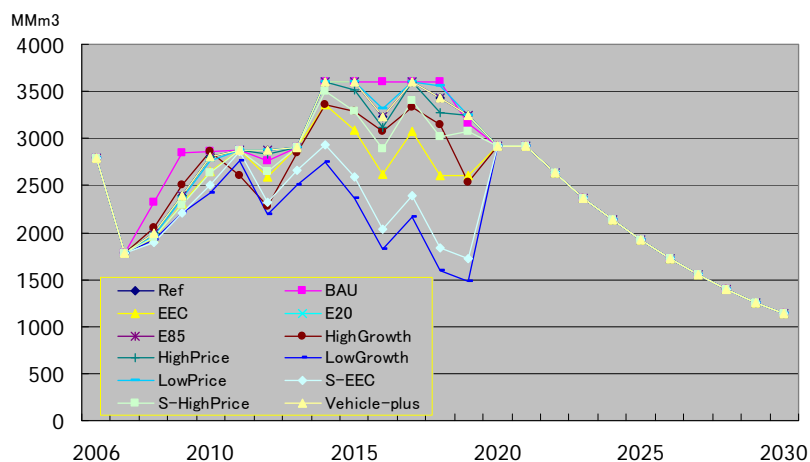


図 3.3-3 ケース別ガスの生産量の推移

3.3.4 CO₂排出量の動向

表 3.3-1 に 2030 年の CO₂ 排出量とリファレンスケースを 1 としたときの各ケースの相対 CO₂ 排出量を示す。表では各ケースを排出量の小さい順に示している。省エネは CO₂ 削減に対して効果が大きいことがみてとれる。

表 3.3-1 2030 年時点の CO₂ 排出量

ケース名	CO ₂ 排出量(Mton)	相対量
	Million CO ₂ -ton	%
超省エネ	113.09	72.40
低成長	119.88	76.74
省エネ	134.40	86.04
バイオエタノール85%	137.68	88.14
再生可能エネ倍増	148.76	95.23
バイオエタノール20%	149.32	95.59
エネルギー超高価格	149.42	95.65
エネルギー高価格	152.96	97.92
リファレンス	156.21	100.00
低価格	160.74	102.90
自動車需要拡大	161.39	103.32
高成長	194.40	124.45
BAU	195.13	124.92

3.3.5 バイオ燃料の供給増加ケース

リファレンスケースでは、2030年のバイオエタノール供給量はガソリンの10%、バイオディーゼル供給量は自動車用軽油の2%を見込んでいるが、バイオ燃料供給を増強するケースとしてはE20とB20（バイオエタノールとバイオディーゼルのいずれもそれぞれガソリンと軽油の20%）とするケースと、バイオエタノールをガソリンの85%まで増やすという野心的なE85ケースという2ケースを検討した。

図に見られるように、リファレンスケースではバイオディーゼルのみを2%しか見込んでいないこと、軽油の需要はガソリン需要よりかなり大きいことから、軽油へのインパクトがやや大きく出ている。

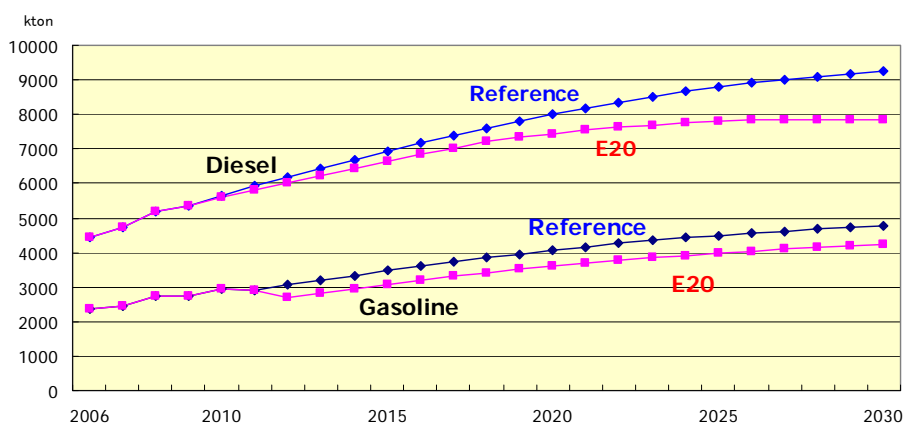


図 3.3-4 E20/B20 ケースのガソリンと軽油需要 (E20)

E20/B20 ケースではバイオ燃料の比率がかなり高くはなっているものの、全体として一次エネルギー供給の増加の太宗を化石エネルギーが担わなければならない事情は変わらない。一方バイオエタノールの導入を野心的に進める「E85/B20 ケース」では、ガソリン需要の85%が、非石油系となるため石油供給の油種バランスにかなり深刻な影響がでると推測される。一次エネルギー供給全体から見ればバイオ燃料導入の効果はそれほど大きくはないとはいえ、その分だけガソリンとディーゼルの輸入が減少する点や、CO₂ 排出量も減少する点はエネルギー安全保障や地球温暖化問題の観点からは見逃せない効果である。

表 3.3-2 一次エネルギー供給の比率 (E20)

	Coal	Gas	Oil	NRE	Biofuel
	%	%	%	%	%
2005	16.0	7.6	44.0	32.4	0.0
2010	19.0	7.2	42.1	30.9	0.9
2015	17.5	7.2	38.2	34.3	2.7
2020	20.9	6.4	37.9	31.5	3.2
2025	22.0	6.6	37.1	30.5	3.7
2030	24.3	6.0	36.3	29.3	4.1

表 3.3-3 は CO₂ の減少を、石炭またはガスの減少によって行った場合の、石炭とガスの減少必要量を示している。これによると 2030 年では E20 ケースではリファレンスケースに対して 678 万トンの CO₂ 減少となっているが、もし石炭火力発電で同量の CO₂ を減少させようとする 250

万トンの石炭減少、ガス火力発電所であれば3.2MMm³のガスの減少が必要となる。

表 3.3-3 CO₂ 排出量の減少率と削減を可能とする石炭・ガス削減量

	CO2 Emission		Reduction ratio	Equivalent	
	Reference	E20		Coal	Gas
	mton	mton	%	ktoe	MMm ³
2010	79.64	79.46	0.2	66	84
2015	95.64	93.35	2.4	845	1,071
2020	118.02	114.49	3.0	1,303	1,650
2025	137.16	131.97	3.8	1,916	2,426
2030	156.21	149.42	4.3	2,506	3,174

3.3.6 省エネルギーの影響(リファレンスケースとEEC ケースの結果比較)

EEC ケースはリファレンスケースに較べて省エネが年 0.5%から 1.0%へと進んだケースで、その結果をリファレンスケースと比較すると以下のとおりである。

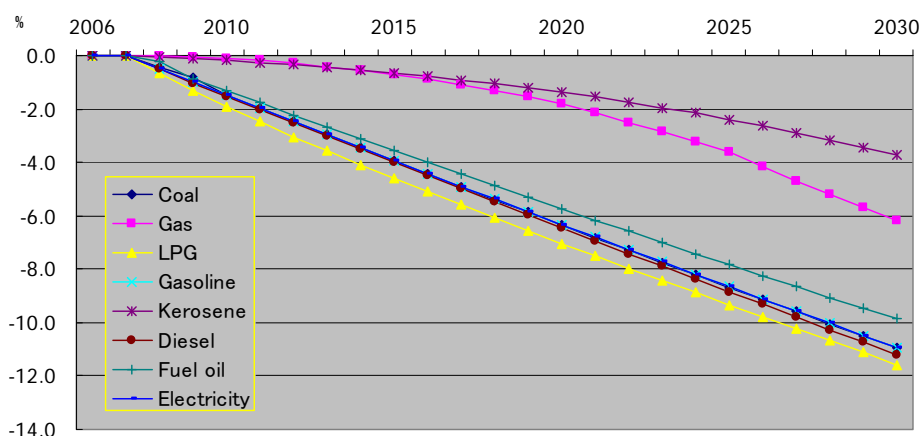


図 3.3-5 EEC ケースにおけるエネルギー需要減少率 (対 REF)

発電用燃料を除く一般最終エネルギー需要のリファレンスケースに対する減少率で見ると、減少率が高いのはLPG、軽油、石炭、ガソリン、電力、重油、灯油、ガスの順である。電力分野では需要減の大半は石炭火力の減少として表れ、さらに天然ガス火力にも影響が及んでいる。

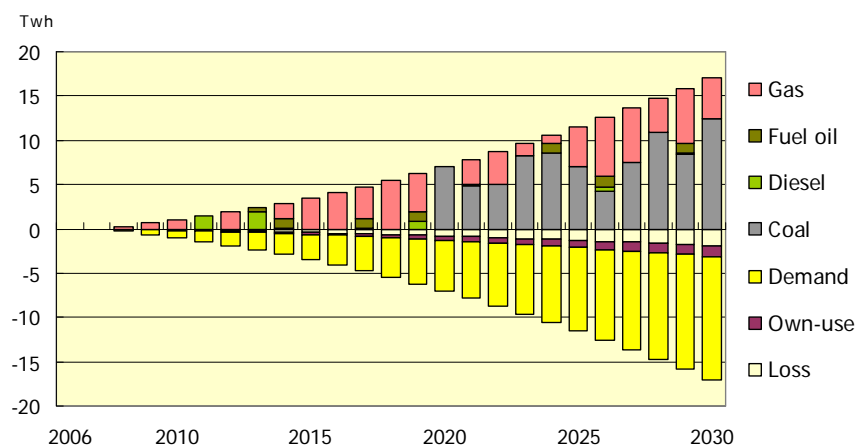


図 3.3-6 EEC ケースとリファレンスケースの発電量の差

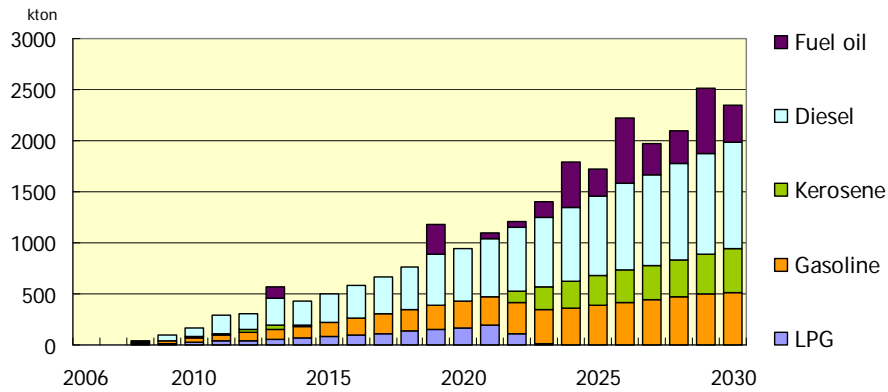


図 3.3-7 EEC ケースとリファレンスケースの石油製品輸入の差

電源開発計画のバランス調整のためにリファレンスケースでは一時的な稼働が見込まれる石油火力の稼働も調整される様子がみられるが、この点は石油製品輸入量の差にもっとも端的に表れている。

3.4 各種の供給シナリオとエネルギー需給動向

3.4.1 原子力発電導入ケース

エネルギー供給の多様化と CO₂ 排出削減を同時に達成する有力な手段として、原子力を導入するケースでは、バターン半島に 100 万 kW の原子力発電所が新設されるものと想定した。また、稼働開始時期は余裕を見て 2025 年と想定した。

2025 年に原子力発電所が稼働開始し、80%稼働で運転された場合、リファレンスケースに比して発電用化石燃料の消費構成がどのように変化するかを示したのが図 3.4-1 である。原子力発電による電力供給の増大は、まずディーゼル発電の運転最小化、重油発電の停止、さらにガス発電の大幅な減少でほぼバランスさせることになり、残った調整分を石炭で埋める状況となっている。一次エネルギー供給の構成比を見ると、今回前提とした設備容量では、原子力の占める割合は 2.4% にしかすぎないものの、原子力が加わったことにより、1 次エネルギー供給の構成では天然ガスが 1%、輸入炭が 0.7%、国内炭が 0.1%、それぞれ減少している。

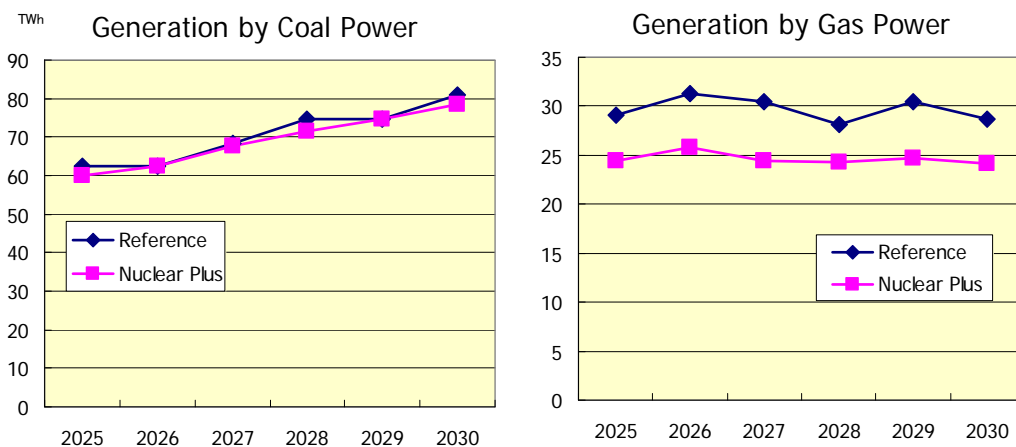


図 3.4-1 石炭発電およびガス火力発電の変化

表 3.4-1 一次エネルギー供給構成比(原子力発電導入ケース:2030年)

ケース	国内炭	輸入炭	石油	再生可能エネルギー	天然ガス	水力・地熱	原子力	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
リファレンス	4,825	13,143	27,841	899	4,509	21,544	0	72,762
原子力導入	4,749	12,682	27,841	899	3,786	21,544	1,826	73,327
増減	-76	-461	0	0	-723	0	1826	566
構成比	%	%	%	%	%	%	%	%
リファレンス	6.6	18.1	38.3	1.2	6.2	29.6	0.0	100.0
原子力導入	6.5	17.4	38.0	1.2	5.2	29.4	2.5	100.0
増減	-0.1	-0.7	-0.3	0.0	-1.0	-0.2	2.5	0.0

3.4.2 LNG 導入ケース

マランパヤガス田の生産減退を補うため、2020年より年間150万トンずつ2段階に分けてLNGが段階的に導入されると想定した。LNGの輸入量は、数年がかりで年間300万トンに達するものとする。また、2025年からは前項で検討した100万kWの原子力発電が加わり、ベース電源として稼働しているものとする。

図 3.4-3 に、本ケースにおける石炭、ガスによる発電量の推移を示す。2025年以降、顕著に石炭発電が減少し、2030年ではリファレンスケースに比して83億3,000kWhの差異が生じることとなる。

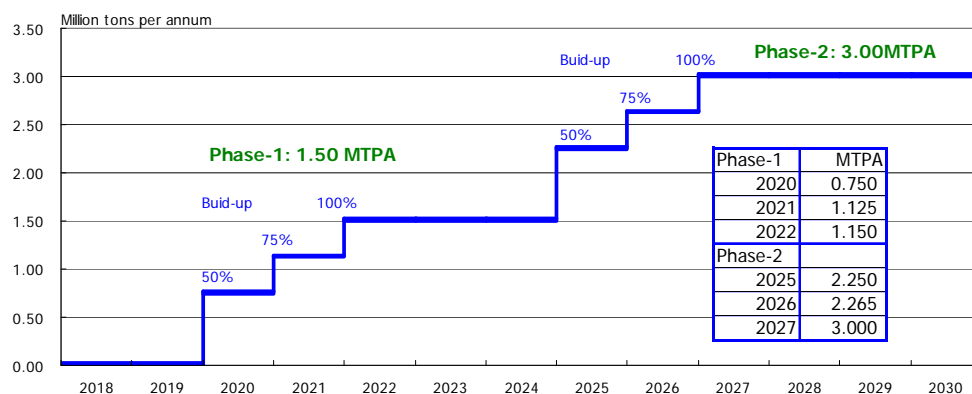


図 3.4-2 LNG の導入スケジュール

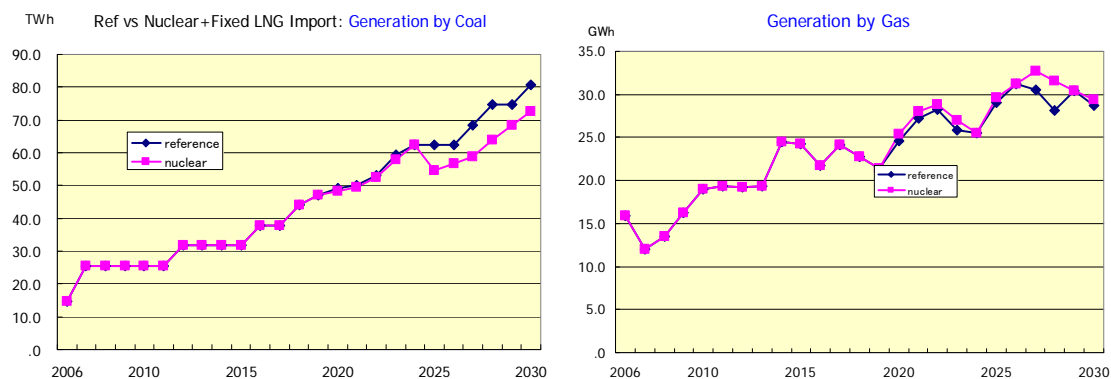


図 3.4-3 石炭火力発電およびガス火力発電の推移(GWh)

本ケースにおける 2030 年の一次エネルギー供給について、リファレンスケースとの比較を図 3.4-4 および、表 3.4-2 に示す。原子力がすでに 2.4%導入されていることに加えて LNG も導入されることにより、リファレンスケースに較べると輸入炭が 2.2%、国内炭が 0.4%と、かなりの量減少することになる。

このケースにおける CO₂ の排出量は、リファレンスケースに対して 4.3%減の 1 億 4,944 万トンとなり、原子力と LNG の導入によってかなりの量の CO₂ 排出量削減が図られることになる。

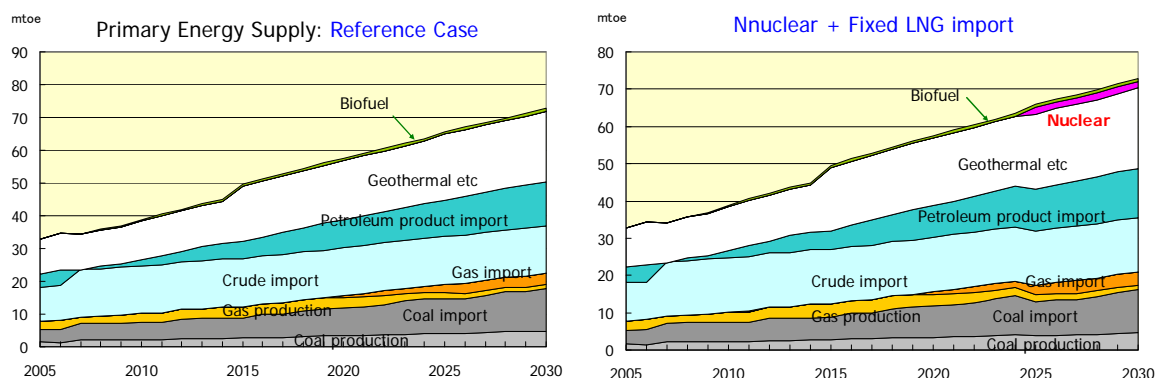


図 3.4-4 一次エネルギー供給の比較(REF、LNG)

表 3.4-2 一次エネルギー供給構成比(LNG 導入ケース:2030 年)

ケース	国内炭	輸入炭	石油	再生可能エネルギー	国産天然ガス	輸入 LNG	水力・地熱	原子力	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
リファレンス	4,825	13,143	27,841	899	1,132	3,377	21,544	0	72,762
LNG導入	4,582	11,672	27,841	899	1,132	3,500	21,544	1,826	72,996
増減	-243	-1471	0	0	0	123	0	1826	234
構成比	%	%	%	%	%	%	%	%	%
リファレンス	6.6	18.1	38.3	1.2	1.6	4.6	29.6	0.0	100.0
LNG導入	6.3	16.0	38.1	1.2	1.6	4.8	29.5	2.5	100.0
増減	-0.4	-2.1	-0.1	0.0	0.0	0.2	-0.1	2.5	0.0

3.4.3 再生可能エネルギー導入促進ケース

再生可能エネルギーである地熱、水力、風力発電については、DOE が 2030 年までの導入計画（目標値）設定している（表 3.4-3）。リファレンスケースでは、これに準じて現実的な設備の状況などを加味した地熱、水力、風力による発電量を考慮している。

表 3.4-3 DOE の電力開発計画(再生可能エネルギー)

	2008-2010	2011-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
	MW	MW	MW	MW	MW
Geothermal	90	680	40	190	90
Hydro	3100				
Wind	415				

本ケースでは、2016年以降、地熱については計画されている増加分の2倍、水力については3割増、風力についても2倍が計上できるものとして、再生可能エネルギー由来の電源の導入が大幅に増加するものとした。

図 3.4-5 に、本ケースにおける石炭および天然ガスによる発電量の推移を示す。2020年以降、石炭火力、ガス火力による発電は双方ともに減少し、2030年ではリファレンスケースに比して石炭では63億3,000万 kWh、ガスでは45億7,000万 kWhの差異が生じることとなる。

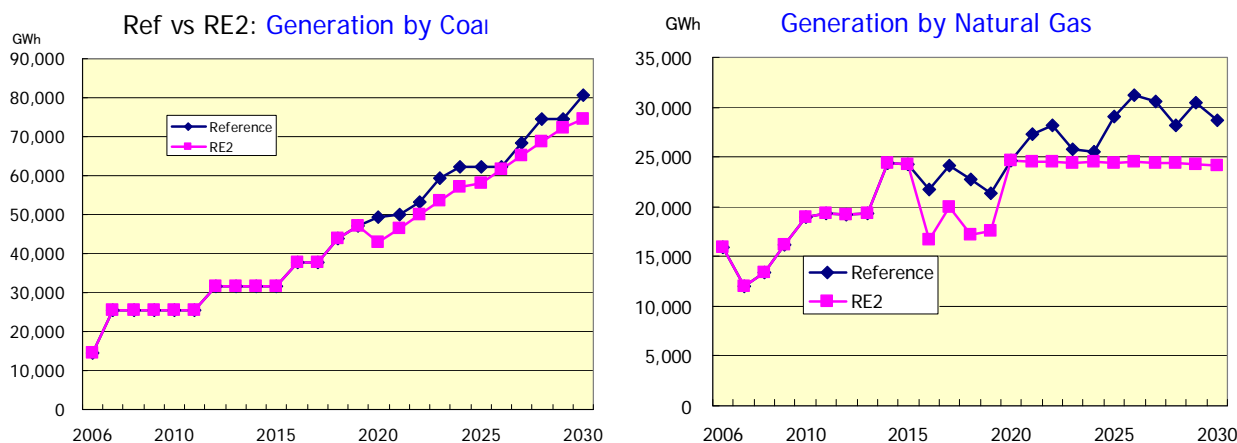


図 3.4-5 石炭火力発電およびガス火力発電の推移 (GWh)

表 3.4-4 一次エネルギー供給構成比 (再生可能エネ導入増進ケース: 2030年)

ケース	国内炭	輸入炭	石油	再生可能エネルギー	天然ガス	水力・地熱	原子力	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
リファレンス	4,825	13,143	27,841	899	4,509	21,544	0	72,762
再生可能エネ増進	4,627	11,945	27,841	961	3,786	28,364	0	77,523
増減	-198	-1198	0	61	-723	6820	0	4762
構成比	%	%	%	%	%	%	%	%
リファレンス	6.6	18.1	38.3	1.2	6.2	29.6	0.0	100.0
再生可能エネ増進	6.0	15.4	35.9	1.2	4.9	36.6	0.0	100.0
増減	-0.7	-2.7	-2.4	0.0	-1.3	7.0	0.0	0.0

また、CO₂ 排出量を見てみると、上述の化石燃料の消費が大幅に減少した結果として、リファレンスケースの1億5,621万トンに対して4.8%減の、1億4,876万トンとなり、原子力に加え再生可能エネルギーを導入することによって、さらにCO₂の排出量削減が図られることになる。

3.4.4 石油精製能力増強ケース

リファレンスケースでは国内石油精製能力の増強を見込んでいないため、「2020年に既設の約10万BDの精製能力を廃棄し、新設の20万BD分に置き換える」というスクラップ&ビルドを行うとの想定で「石油精製能力増強ケース」を検討した。

このケースでは2030年には輸入すべき石油製品の割合がリファレンスケースの20.1%から12.9%に減少し、処理用原油の輸入が19.6%から26.7%に増加する。この輸出入の配分が異なるのみで、石炭、ガス、再生可能エネルギーの供給と、CO₂の排出量には影響が無い。た

だし、2030年の石油製品輸入量は原油処理量の48%にも達しており、ここで想定した程度の能力増強では不十分で、さらに10万BD程度の追加の精製能力増強が必要なが見えて取れる。

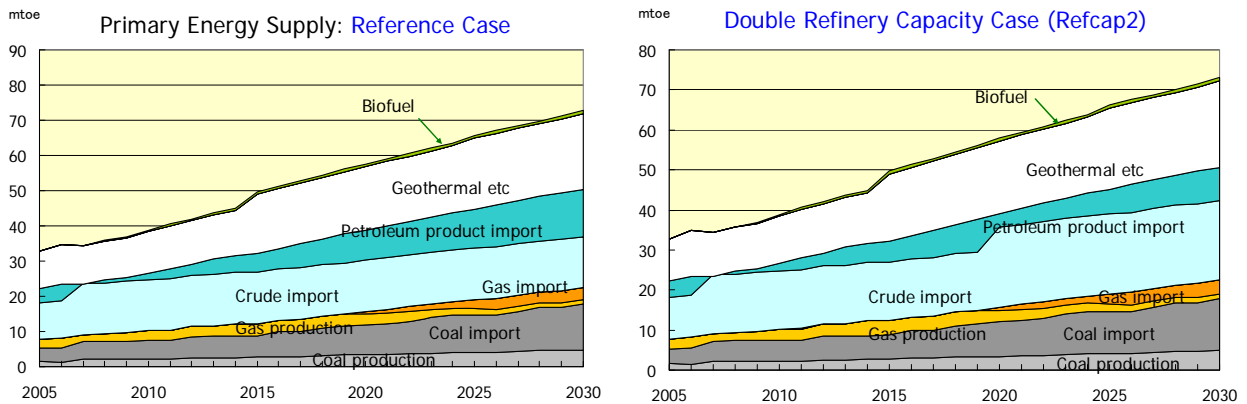


図 3.4-6 一次エネルギー供給の比較(REF、精製能力増強)

表 3.4-5 一次エネルギー供給構成比(2030年)

ケース	石炭	原油処理	石油製品 輸入	再生可能 エネルギー	天然ガス	水力・地熱	原子力	合計
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
リファレンス	17,968	14,621	13,220	899	4,509	21,544	0	72,762
石油精製拡張	17,968	19,914	8,308	899	4,509	21,544	0	73,142
増減	0	5293	-4912	0	0	0	0	381
構成比	%	%	%	%	%	%	%	%
リファレンス	24.7	20.1	18.2	1.2	6.2	29.6	0.0	100.0
石油精製拡張	24.6	27.2	11.4	1.2	6.2	29.5	0.0	100.0
増減	-0.1	7.1	-6.8	0.0	0.0	-0.2	0.0	0.0

次に石油精製能力増強ケースにおけるガソリンと軽油の需給バランスをリファレンスケースと比較する。リファレンスケースでは精製能力の増強がないためガソリン、軽油双方ともに輸入量は年を追うごとに単調増加を示しているが、精製能力を増強させた場合、ガソリンの場合では製品輸入量が238.5万TOEから147.6万TOEへ、軽油では453.9万TOEから279.7万TOEへと、それぞれ4割程度減少することになる。それでもなお総供給量に占

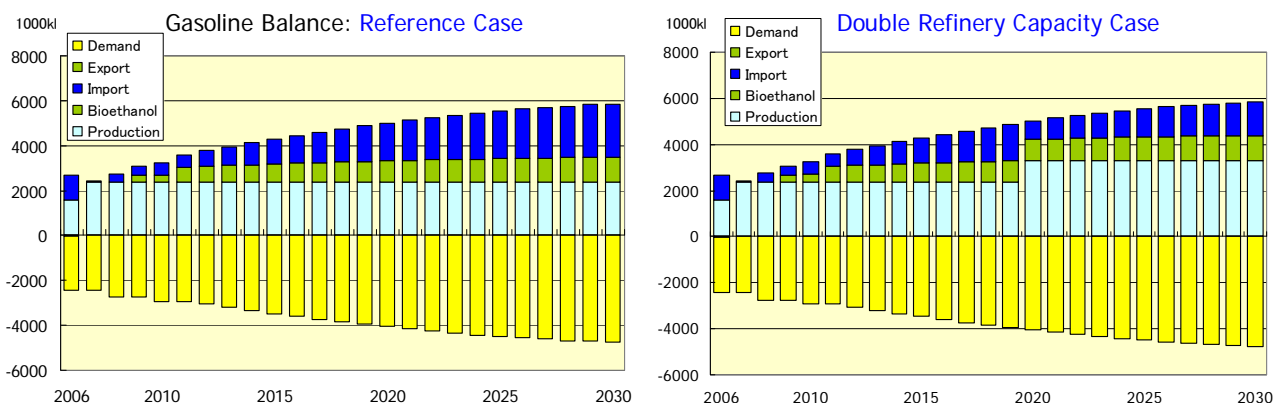


図 3.4-7 ガソリンバランスの比較(REF、精製能力増強)

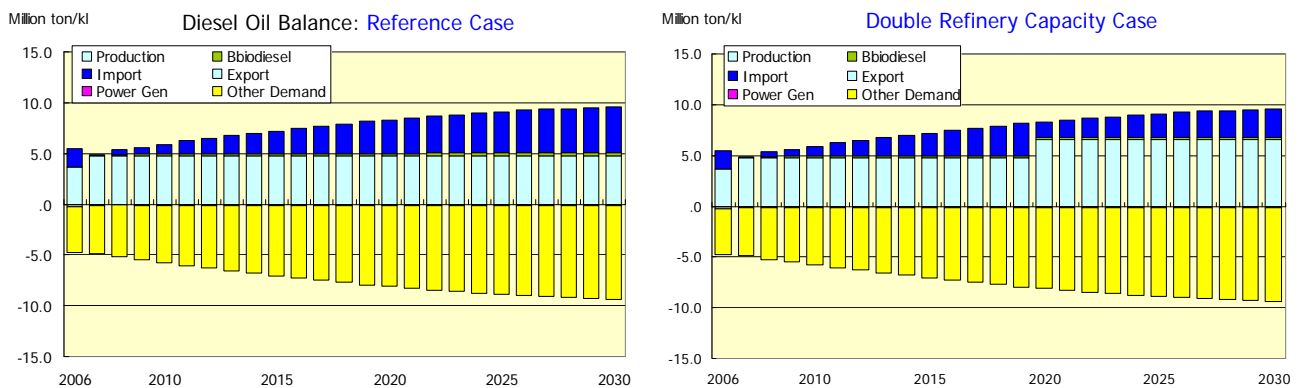


図 3.4-8 軽油バランスの比較(REF、精製能力増強)

める製品輸入の比率はかなり高いので、上述のようにさらなる精製能力の増強が検討課題となるといえよう。

さらに、リファレンスケースに対してバイオ燃料の供給を増やし、石油精製能力も拡張するケースでの石油製品の生産量と輸出入量を比較した。ここでは DOE の提案によりガソリンにしめるバイオエタノールの比率を 85%へと極端に上げるケースを想定した。

バイオエタノールの供給増により、ガソリンでは 272.4 万 TOE の生産量の 70%に相当する 192.5 万 TOE が国内の需要を上回る生産として輸出される結果となっている。その一方で、軽油については 548.6 万 TOE の生産量の 67%に相当する 365.8 万 TOE が依然不足し、輸入が必要で、両者の間に異常な不均衡がみられる。石油製品が連産品であることを考えた場合この結果は極めて不自然である。野心的なバイオ燃料導入を計画する際には、石油精製におけるガソリンと軽油の生産バランスも考慮にいたした検討を進める必要があることをこの試算結果は示している。

表 3.4-6 バイオ燃料導入のガソリン輸入量への影響 (2030 年)

	Production			Import			Export		
	Reference	E85	Ref.Cap	Reference	E85	Ref.Cap	Reference	E85	Ref.Cap
	ktoe			ktoe			ktoe		
LPG	795.3	795.3	1255.2	2360.0	2360.0	2360.0	0.0	0.0	0.0
Gasoline	2723.9	2723.9	3768.9	2743.0	0.0	1698.0	0.0	1924.8	0.0
Bio Ethanol	622.4	5290.2	622.4	-	-	-	-	-	-
Kerosene	0.0	0.0	0.0	1249.5	1249.5	789.6	0.0	0.0	0.0
Jet Fuel	1399.5	1399.5	1665.7	1090.2	1090.2	824.0	0.0	0.0	0.0
Diesel	5486.2	5486.2	7472.2	5261.3	3657.5	3275.2	0.0	0.0	0.0
Bio Diesel	178.2	1782.4	178.2	-	-	-	-	-	-
Fuel Oil	3858.7	3858.7	5013.4	602.1	602.3	0.0	0.0	0.0	552.5
FG	260.0	260.0	440.5	-	-	-	-	-	-

第4章 長期エネルギー計画の目標と課題

4.1 長期需給見通しとエネルギー基本政策の方向

4.1.1 高度成長の継続とエネルギー需要の増加

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」と想定した結果、フィリピンは今後 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 4.1-1 部門別最終エネルギーの需要見通し(リファレンスケース)

	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、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余りないこともあって、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ると予想される。

表 4.1-2 エネルギー源別最終需要見通し(リファレンスケース)

	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

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、当面は薪炭からLPGへの転換が主体となる。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。

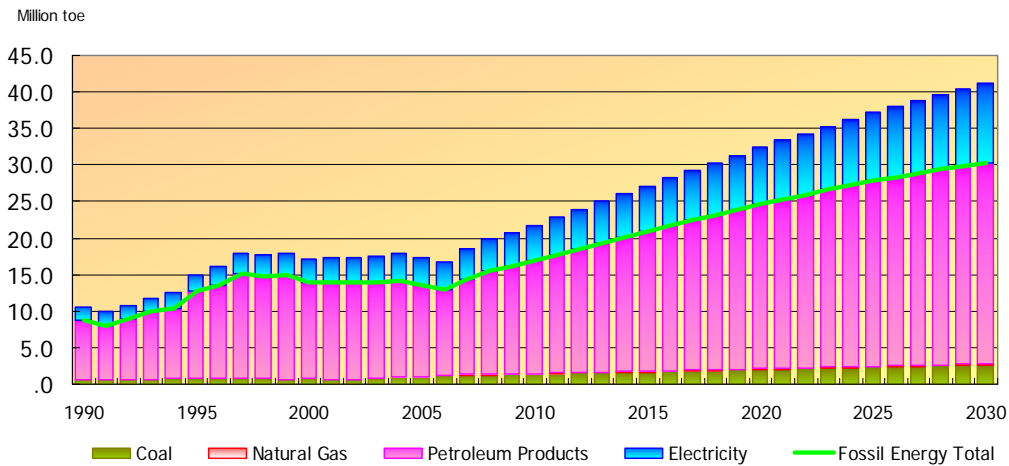


図 4.1-1 エネルギー別最終消費動向(リファレンスケース)

4.1.2 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、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。

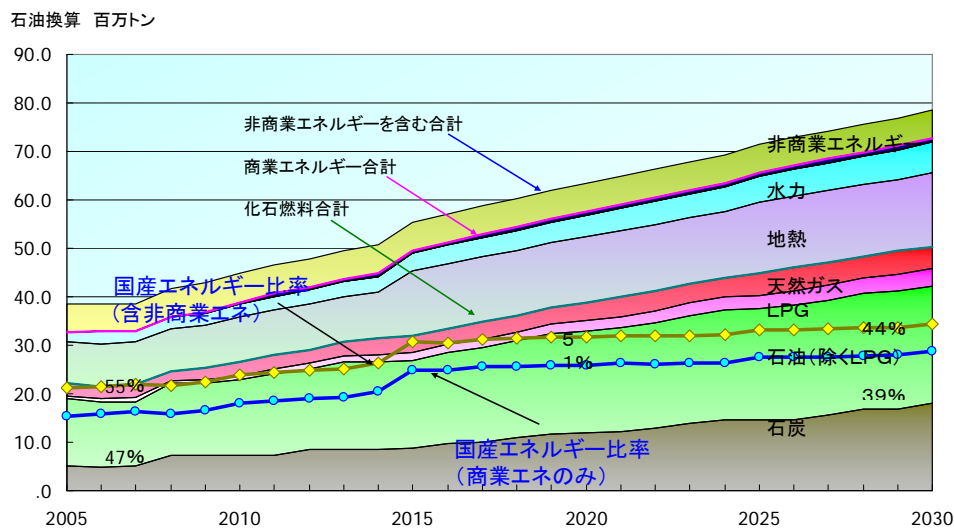


図 4.1-2 フィリピンのエネルギー供給構造(リファレンスケース)

表 4.1-3 フィリピンのエネルギー供給構造(リファレンスケース)

	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	***	***	***

このように、フィリピンのエネルギー供給構造は今後大きく変化することはないと考えられる。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、非商業エネルギーを含めた場合には52.9%から43.5%へ、非商業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4.1-4である。国産エネルギーは優先的に使用すると考えがあるので、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。さらに、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。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てすむ。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上での効果はなお大きいといえる。

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、供給確保、インフラ整備や市場開拓などにおける政府のイニシアティブのありかたを検討する必要がある。また、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が、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。

表 4.1-4 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 4.1-5 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

4.1.3 エネルギー政策の基本方向

エネルギー安全保障の確保と地球温暖化問題への対処というエネルギーを巡る双子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の量を少なくする。
- ②輸入エネルギー、化石エネルギーの消費量を抑える
- ③化石エネルギーの確保における安全保障を強化する

さまざまな対策をとっても、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である。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命題となろう。

4.2 エネルギーの効率的利用と省エネルギー

フィリピンでは、輸入エネルギーへの依存度が高く、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る。持続的発展を実現するうえで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について最終エネルギー需要を比較すると、現在のトレンドをベースとする BAU ケースと、各需要セクターで年率 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。また、エネルギーの輸入依存度にも大きな差が生じる。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。

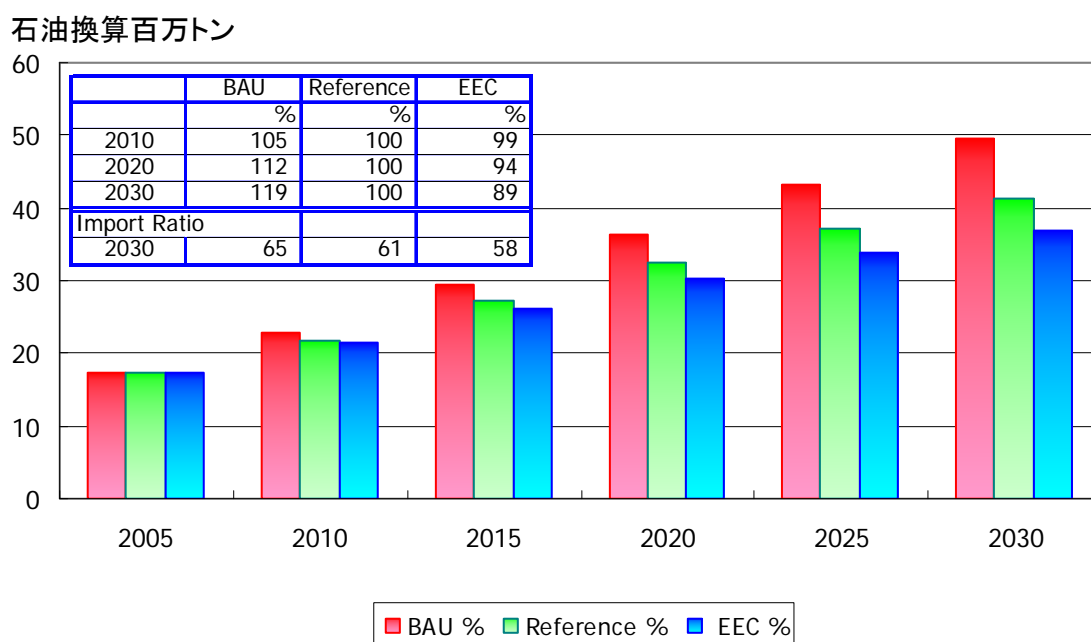


図 4.2-1 最終エネルギー消費の見通し

なお、フィリピンでは、経済規模が今後 20 年間で 3.4 倍に拡大し、新しい工場やビルが次々と生まれる。つまり、既存の工場やビルの比率は 2030 年には 1/3 以下になる。したがって、適切なエネルギー需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。

4.3 エネルギー供給を巡るさまざまな課題

4.3.1 石油精製能力

フィリピンでは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から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。しかし、国内の石油製品需要は着実に増加する見込みで、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 4.3-1 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。

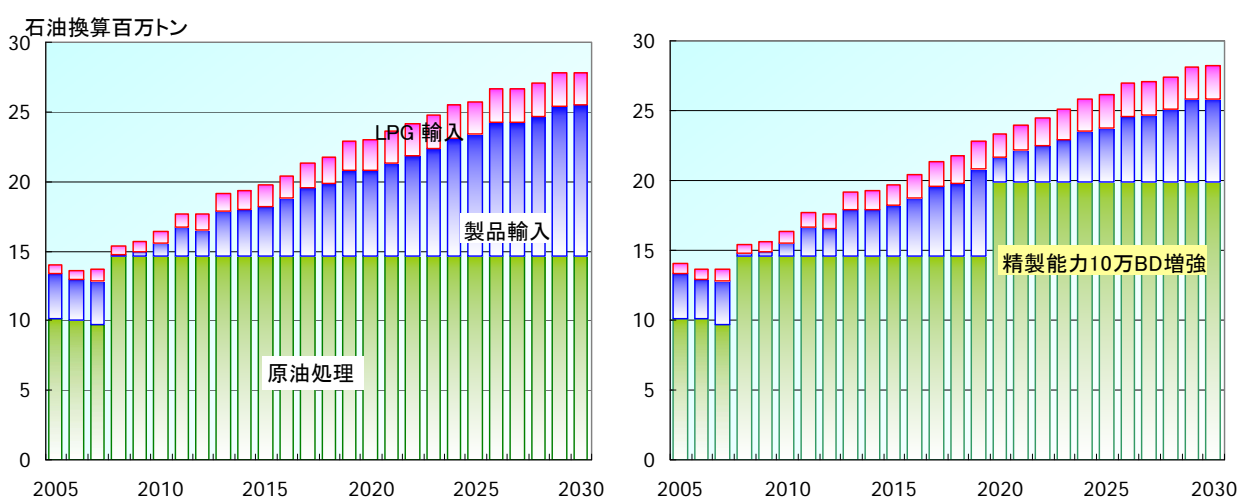


図 4.3-1 国内石油精製能力の増強

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あまりに高いと、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。

4.3.2 天然ガス・LPG の需給

天然ガスでは、主力のマランパヤガス田が 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。今後の試掘成功に期待するといった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。国際 LPG 市場はきわめて需給変動の激しい市場なので、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 4.3-2 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 万トンは累積グラフで、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。

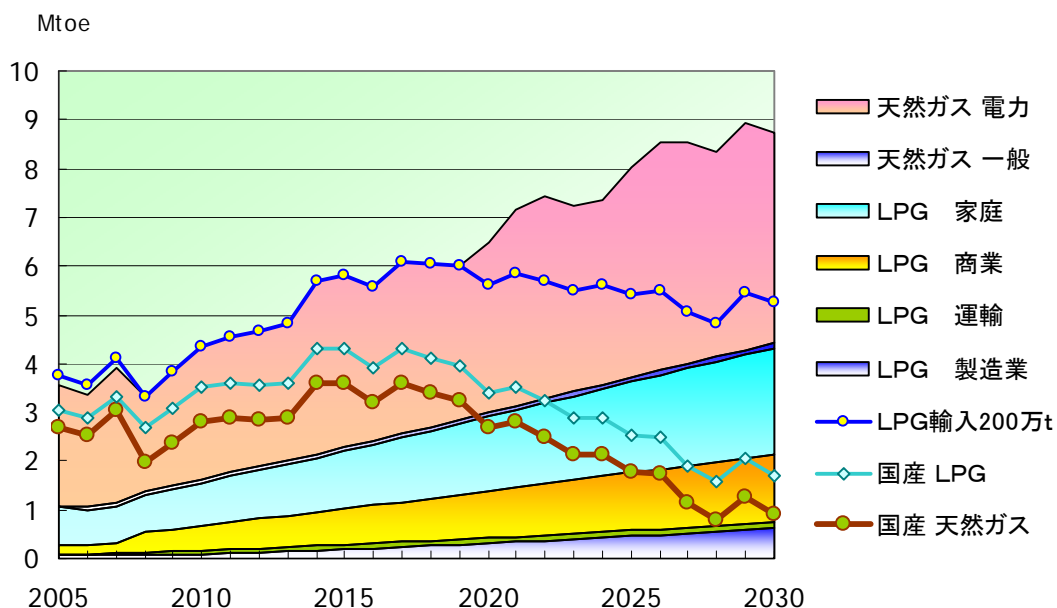


図 4.3-2 天然ガス・LPG の需給

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。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、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、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。

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。これは日本や中国など 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。国際市場での LPG 価格は相対的に緩和の方向に向かっており、需給も安定化の方向に向かっている。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。このような点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。

4.3.3 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 4.3-3 である。試算した原子力導入は規模が小さく、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。一方、CO₂ 排出量はかなり減少することが見て取れる。

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働くが、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。

2030年	一次エネルギー供給			構成比		
	Ref	N Fix L Free	L+N	Ref	N Fix L Free	L+N
	ktoe	ktoe	ktoe	%	%	%
石炭	17,968	17,431	16,254	22.9	22.0	20.6
天然ガス	4,509	3,786	4,632	5.7	4.8	5.9
石油	27,841	27,841	27,841	35.4	35.2	35.3
地熱	15,354	15,354	15,354	19.5	19.4	19.5
水力	6,189	6,189	6,189	7.9	7.8	7.9
原子力	-	1,826	1,826	0.0	2.3	2.3
再生可能エネルギー	899	899	899	1.1	1.1	1.1
非商業エネルギー	5,784	5,784	5,784	7.4	7.3	7.3
合計	78,545	79,110	78,780	100.0	100.0	100.0
CO ₂ (百万 CO ₂ -トン)	156	152	149	100.0	97.5	95.7

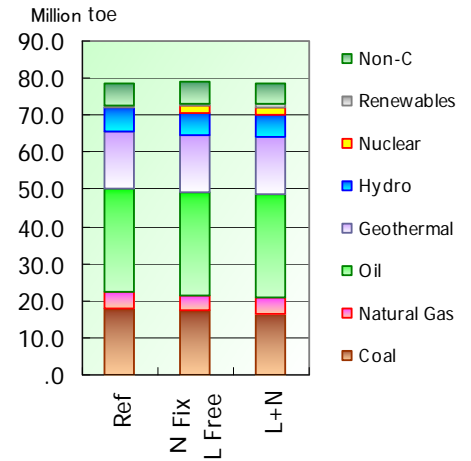


図 4.3-3 原子力の導入による一次エネルギー供給の変化

4.3.4 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を期待できるエネルギーである。そこで、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。

バイオ燃料の導入は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だが、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。

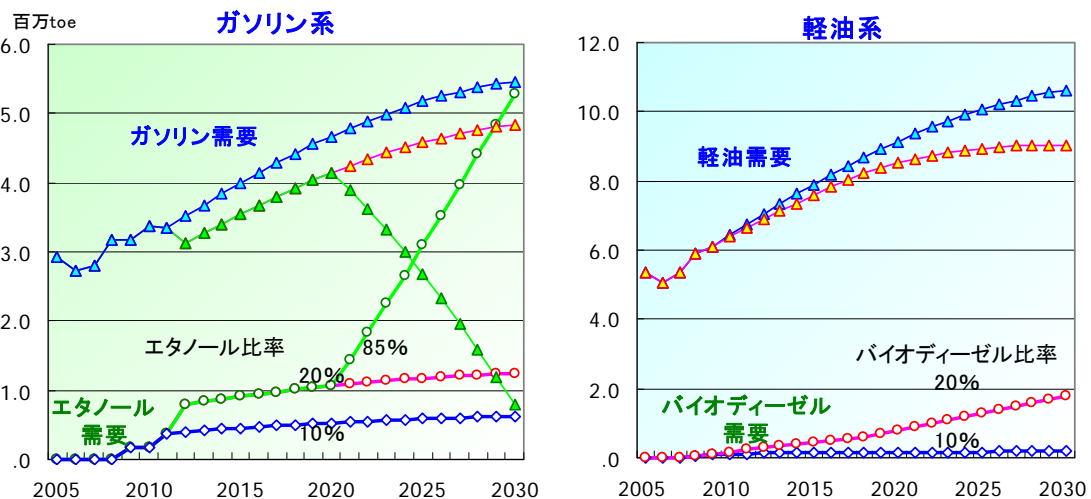


図 4.3-4 バイオ燃料の導入と石油製品需要

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ある。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。また、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ろう。

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。

4.4 エネルギー分野における課題と取り組み

フィリピンにおけるエネルギー分野の課題は次のように要約できよう。

- ①高騰するエネルギー価格
- ②石油製品中心のエネルギー構造
- ③国内エネルギー資源開発の停滞、減退と輸入の増加
- ④エネルギー消費の増大による環境負荷の増大
- ⑤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。

- ①エネルギーの合理的使用と省エネルギーの推進
- ②国内エネルギー供給の増強
- 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
- 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
- ⑤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。

(1) エネルギーの効率的利用と省エネルギーの推進

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、効率的な使用を徹底することが第一である。フィリピンの一次エネルギー消費は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ことが望まれる。

(2) 国内エネルギー供給の増強

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作業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なり、不確実性も高いことと比較すると、原子力や再生可能エネルギーの供給増加は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。

①原子力：

経済性と内外の政治状況の両面について判断する。建設には長いリードタイムと巨額の資金が必要なため、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たて、着実に実行することが求められる。

②再生可能エネルギー：

- ・バイオ燃料で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。また、国際機関の提供する基金や制度を活用する。なお、土地政策、農業行政が大きな鍵を握ることに十分留意すべきである。
- ・地熱や風力発電を大規模に系統電力に取り込むには、長期的な視点から電源およびグリッドの構成を検討し、導入計画を進めることが肝要である。

(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

輸入エネルギーへの依存が高まるなか、海外からエネルギーを調達するにあたっては、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。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。

- ①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。
- ②各エネルギーの市場特性を踏まえたエネルギー調達戦略を確立し、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。
- ③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。
- ④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として、石油を軸とした緊急時対応体制を整備する。その施策としては、国家石油備蓄や近隣諸国との製品規格の統一などがあげられる。

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。

(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

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。

- ①重要なエネルギーインフラ建設では政府所管プロジェクトと民間に委ねるプロジェクトを明

確にし、長期エネルギー計画でその位置づけや進捗スケジュールを確認する。

- ②長期的見地から効率的なシステムを構築するため、指針となる総合プランを提示する。
- ③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、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。

(5) 適正なエネルギー価格を実現する市場環境の整備

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実行力のあるエネルギー部門を確立することが必要である。そこでは市場原理を最大限活用すべきだが、欧米でもエネルギー市場自由化の過程で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。

- ①市場におけるルールの設定者としての政府の役割と、プレーヤーとしての民間の役割を明確に区分し、透明で公正な市場ルールを設定する。
- ②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、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事業実施能力において一定の基準を充たすことが条件である。
- ③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。

上記の点についてのより詳しい分析については、報告書本文第 9 章～第 12 章を参照されたい。

第5章 価格見直しによる追加的分析

2007年9月に本調査を開始して以来、一年余の間に世界はエネルギー価格の激変を経験した。WTI先物は2008年7月11日に史上最高の147ドルを記録したあと、9月15日のリーマンブラザーズ破綻をきっかけに一気に60ドルまで暴落した。11月はじめにはやや持ち直して、70ドル前後で推移している。

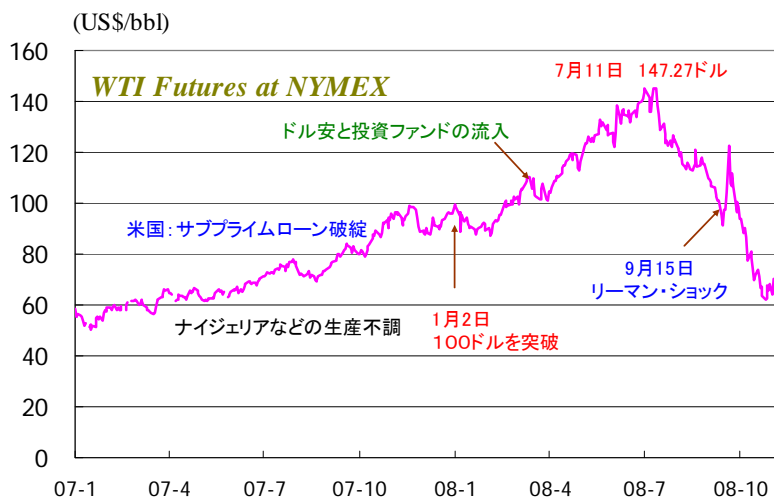


図 5.1-1 WTI 先物価格の推移

本調査では2008年5月に前提条件をセットしたため、原油価格の出発点を1バレル120ドルとし、今後さらに上昇が続くとの想定を採用した。しかし、最近の価格動向をみれば、「この想定はいささか過大で、より低い価格シナリオの下ではどんな見通しになるだろうか」と誰もが考えるだろう。そこで、1バレル70ドルを出発点とするケースを試算し、そのインプリケーションを検討しておきたい。2008年の平均原油価格は1バレル当たり100ドル程度となる見込みだが、2009年の価格については直近の70ドルという価格が基点になると考え、それ以降は、石油価格は2030

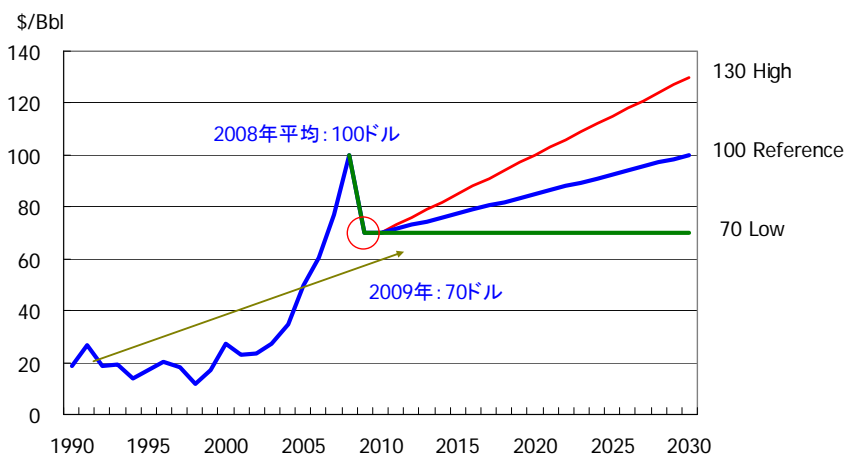


図 5.1-2 原油価格シナリオ

年には 100 ドルまで上昇するものと想定する。原油以外のエネルギー価格も、原油価格の動きに準じて変化するものとする。

また、金融危機のために世界経済が急減速する可能性が高まっており、フィリピンもこの影響を免れることは難しいだろう。そこで、2008～2010 年の経済成長率が当初見込みの 6.4%からその半分の 3.2%に低下し、2030 年までの予測期間全体でも 5%から 4%に低下するとしたケースを検討する。この場合、2015 年頃までは、経済規模が当初検討した低成長ケース（4%成長）を下回るが、2020 年頃までに概ね低成長ケースに追いつくことになる。

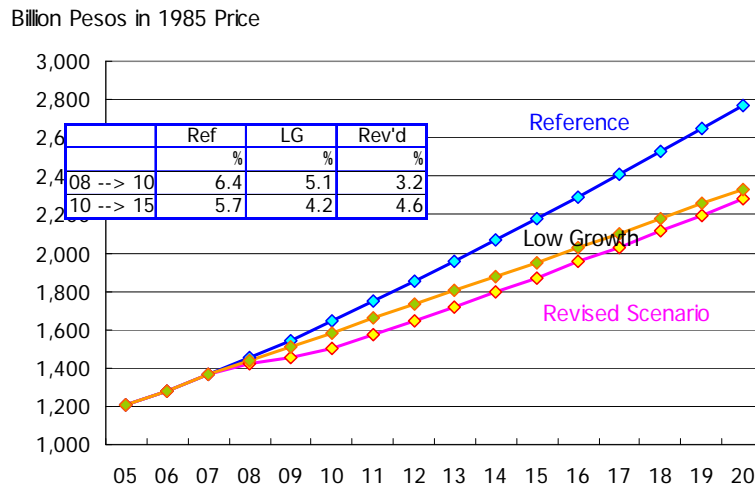


図 5.1-3 経済成長シナリオの見直し

図 5.1-4 に、①原油価格 120 ドルを出発点とするリファレンスケース、②原油価格 70 ドルを出発点とするケース、そして、③世界的なリセッションに伴いフィリピン経済もしばらく減速するケースの需要見通しを示す。また、エネルギー輸入量と輸入比率の見通しを表 5.1-1 に示す。

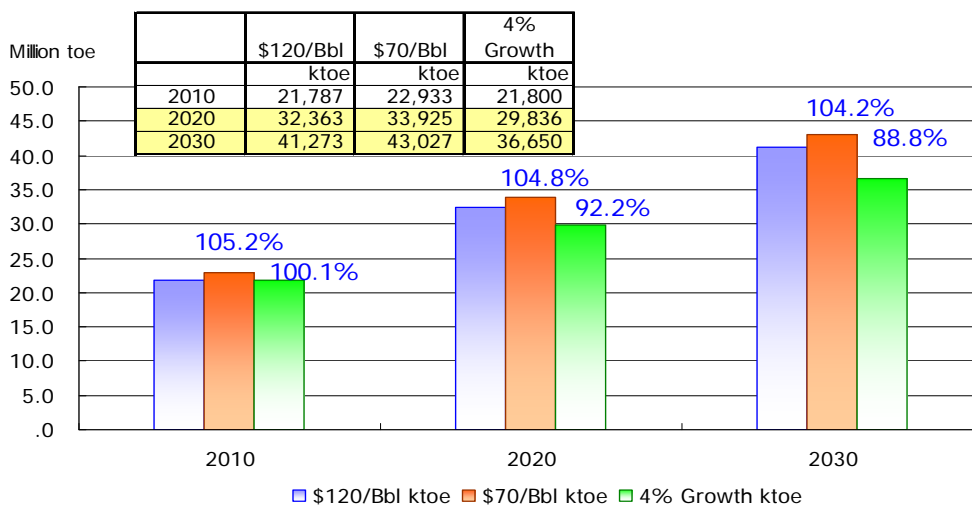


図 5.1-4 最終エネルギー需要の見通し

上記の試算から、価格シナリオをかなり大幅に変更したケースでも、エネルギー需要見通しの振れ幅は本報告書におけるさまざまな検討の範囲内³に収まっていることが見て取れる。原油価格の出発点が120ドルから70ドルに下がることにより、最終エネルギー需要はリファレンスケースに比べて4～5%増加する。一方、経済成長が減速することで、エネルギー価格が低めのシナリオのもとでも、長期的にはエネルギー需要の増加が抑えられる。価格はエネルギー政策を考える上で重要なファクターではあるが、経済動向や省エネ努力などのファクターが長期的にはより大きなインパクトを持つことが見て取れる。

表 5.1-1 エネルギー需給と輸入比率

ケース	経済 成長率	一次エネルギー需要		輸入量と輸入比率			
		2020	2030	2020		2030	
(当初見通し)	%	Mtoe	Mtoe	Mtoe	%	Mtoe	%
リファレンス	5.0	63.4	78.5	32.3	56.2	44.3	60.9
低成長	4.0	56.9	67.4	26.9	52.4	34.9	56.2
(見直しケース)							
価格	5.0	57.2	80.7	34.2	57.3	46.5	61.9
価格+成長率	4.0	54.2	71.4	29.5	54.5	38.6	58.3

³ 各ケースの2030年の最終エネルギー需要見通しは石油換算3,270万～4,967万トンである。

あとがき

本調査では、エネルギー需給分析を行うツールとしてエネルギーデータベース、エネルギー需要予測モデル、エネルギー需給最適化モデルを作成した。これらについて不断の改善を図るべきことは論を待たないが、そのための追加研究や改善のテーマは概ね次のように分類できよう。

カテゴリーー1：総合エネルギー計画に織り込むべき重要な要素や前提条件、シナリオとそれらの効果についてのさらなる検討

カテゴリーー2：セクター別のエネルギーの需要、供給に関するより詳しい分析。このような研究はセクタープランの重要な要素であるとともに、総合エネルギー計画の一翼を担うものでもある。

カテゴリーー3：セクタープランの裏付けとなるような、さまざまなテーマに関して深く掘り下げた研究

本調査の前提条件をセットした2008年5月以降、世界経済やエネルギーをめぐって環境の激変が起こったが、時間的にその検討を本報告書に盛り込むことができなかった。エネルギー価格については第5章に若干の追加検討結果を第5章に記したが、経済動向なども含め、カテゴリーー1の課題については更なる検討が必要であろう。また、カテゴリーー2やカテゴリーー3に分類される検討の充実は「次の段階の作業」と考えている。これらのテーマについては今後フィリピン側でさらなる検討が行われるものと期待するが、われわれもできるだけの支援を提供していきたい。

今後フィリピンの皆さんが自らの手でモデルを操り、政策評価の議論を進めていくと、この報告書に記した以上に色々な政策のあり方や組み立て方に気付くと思う。この報告書はそのような試みの出発点である。今回の調査で開発した手法を我が物に取り込み、改良して、長期エネルギー計画の向上に役立てていただくことを心から期待する。

2008年12月

調査団を代表して 兼清 賢介

Appendix 1

1.1 BAU Case

	Unit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Growth Rate (%)					
								05-10	10-15	15-20	20-25	25-30	05-30
<i>Economic Indicators</i>													
Population	Million	85.3	93.0	101.1	108.7	115.9	122.4	1.8	1.7	1.5	1.3	1.1	1.5
Real GDP in 1985 price	Billion PHP	1,210	1,647	2,177	2,772	3,413	4,079	6.3	5.7	5.0	4.3	3.6	5.0
RGDP per capita	PHP/person	14,198	17,708	21,536	25,491	29,456	33,332	4.5	4.0	3.4	2.9	2.5	3.5
<i>Energy Prices</i>													
Crude oil	Peso / litter	17.8	33.9	36.7	39.5	42.3	45.2	13.7	1.6	1.5	1.4	1.3	3.8
Coal	Peso / kg	2.0	3.2	3.6	4.1	4.5	4.9	9.9	2.4	2.3	2.1	1.8	3.7
Natural Gas	Peso / mmBtu	347	642	696	749	803	856	13.1	1.6	1.5	1.4	1.3	3.7
LPG	Peso / litter	19.1	30.8	33.9	37.0	40.0	43.1	10.0	1.9	1.8	1.6	1.5	3.3
Gasoline	Peso / litter	30.7	53.1	59.0	65.3	72.3	79.9	11.6	2.1	2.1	2.0	2.0	3.9
Kerosene	Peso / litter	29.5	52.8	58.6	64.9	71.8	79.3	12.3	2.1	2.1	2.0	2.0	4.0
Jet Fuel	Peso / litter	32.6	59.6	66.5	74.1	82.4	91.6	12.8	2.2	2.2	2.2	2.1	4.2
Diesel	Peso / litter	28.8	50.4	55.8	61.7	68.1	75.0	11.8	2.1	2.0	2.0	2.0	3.9
Fuel Oil	Peso / litter	18.9	38.2	41.7	45.3	49.1	53.0	15.1	1.8	1.7	1.6	1.5	4.2
Electricity (Average)	Peso / kWh	6.8	12.0	13.0	14.0	15.0	16.1	12.0	1.6	1.5	1.4	1.3	3.5
<i>Energy Indicators</i>													
TPE per capita	kgoe/person	384	438	525	582	640	690	2.7	3.7	2.1	1.9	1.5	2.4
TPE per GDP	toe/mil. PHP	27.0	24.7	24.4	22.8	21.7	20.7	-1.8	-0.3	-1.3	-1.0	-1.0	-1.1
Electricity per capita	kWh/person	530	636	781	936	1,094	1,251	3.7	4.2	3.7	3.2	2.7	3.5
Passenger Cars	1,000 units	788	862	1,094	1,346	1,605	1,857	1.8	4.9	4.2	3.6	3.0	3.5
Utility Vehicles	1,000 units	1,792	2,434	3,238	3,944	4,470	4,784	6.3	5.9	4.0	2.5	1.4	4.0
Trucks	1,000 units	267	358	437	505	558	595	6.0	4.1	2.9	2.0	1.3	3.3
Buses	1,000 units	31	31	32	34	35	37	-0.2	1.1	0.9	0.8	0.7	0.7
Motorcycles/Tricycles	1,000 units	2,158	3,610	5,134	6,497	7,479	8,010	10.8	7.3	4.8	2.9	1.4	5.4
CO2 Emission	CO ₂ -kton	64,452	85,090	106,750	136,670	165,150	195,130	5.7	4.6	5.1	3.9	3.4	4.5
<i>Total Primary Energy Supply</i>													
Coal	ktoe	38,498	46,510	58,665	68,601	79,236	89,245	3.9	4.8	3.2	2.9	2.4	3.4
Natural Gas	ktoe	5,190	7,458	9,975	14,688	18,789	23,903	7.5	6.0	8.0	5.0	4.9	6.3
Oil	ktoe	2,504	2,858	3,608	3,797	4,542	4,632	2.7	4.8	1.0	3.6	0.4	2.5
Geothermal	ktoe	14,430	18,096	21,841	25,829	29,728	33,288	4.6	3.8	3.4	2.9	2.3	3.4
Hydro	ktoe	8,516	9,327	13,426	13,667	14,812	15,354	1.8	7.6	0.4	1.6	0.7	2.4
Nuclear	ktoe	2,088	2,661	3,543	4,425	5,307	6,189	5.0	5.9	4.5	3.7	3.1	4.4
Renewables	ktoe	0	0	0	0	0	0						
Commercial Energy	ktoe	3	327	681	834	962	1,061	155.0	15.8	4.1	2.9	2.0	26.4
Non-commercial Energy	ktoe	32,731	40,727	53,074	63,241	74,141	84,428	4.5	5.4	3.6	3.2	2.6	3.9
Coal	%	5,766	5,783	5,591	5,360	5,095	4,818	0.1	-0.7	-0.8	-1.0	-1.1	-0.7
Natural Gas	%	13.5	16.0	17.0	21.4	23.7	26.8						
Oil	%	6.5	6.1	6.1	5.5	5.7	5.2						
Others	%	37.5	38.9	37.2	37.7	37.5	37.3						
Non-commercial Energy	%	27.6	26.5	30.1	27.6	26.6	25.3						
Final Demand (excl. Non-Con)	ktoe	15.0	12.4	9.5	7.8	6.4	5.4						
Agriculture	ktoe	17,401	22,931	29,531	36,445	43,253	49,668	5.7	5.2	4.3	3.5	2.8	4.3
Industry	ktoe	313	269	324	381	435	485	-3.0	3.8	3.3	2.7	2.2	1.8
Energy Intensive	ktoe	4,084	4,822	6,125	7,562	9,109	10,717	3.4	4.9	4.3	3.8	3.3	3.9
Other	ktoe	2,653	3,260	4,035	4,894	5,815	6,772	4.2	4.4	3.9	3.5	3.1	3.8
Commercial	ktoe	1,430	1,562	2,090	2,668	3,294	3,944	1.8	6.0	5.0	4.3	3.7	4.1
Residential	ktoe	1,660	2,312	3,145	4,107	5,163	6,278	6.9	6.3	5.5	4.7	4.0	5.5
Transport	ktoe	2,405	2,908	3,870	4,988	6,208	7,463	3.9	5.9	5.2	4.5	3.8	4.6
Energy Net Import	ktoe	8,939	12,619	16,066	19,408	22,338	24,724	7.1	4.9	3.9	2.9	2.1	4.2
Coal	ktoe	18,112	23,198	28,779	37,323	46,390	54,688	5.1	4.4	5.3	4.4	3.3	4.5
Natural Gas	ktoe	3,710	5,139	6,975	10,656	14,074	17,937	6.7	6.3	8.8	5.7	5.0	6.5
Oil	ktoe	0	0	0	875	2,625	3,500				24.6	5.9	
Energy Import Ratio	%	14,402	18,059	21,805	25,793	29,692	33,251	4.6	3.8	3.4	2.9	2.3	3.4
Coal	%	55.3	57.0	54.2	59.0	62.6	64.8						
Natural Gas	%	71.5	68.9	69.9	72.5	74.9	75.0						
Oil	%	0.0	0.0	0.0	23.0	57.8	75.6						
Oil	%	99.8	99.8	99.8	99.9	99.9	99.9						

1.2 Reference Case

	Unit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Growth Rate (%)					
								05-10	10-15	15-20	20-25	25-30	05-30
<i>Economic Indicators</i>													
Population	Million	85.3	93.0	101.1	108.7	115.9	122.4	1.8	1.7	1.5	1.3	1.1	1.5
Real GDP in 1985 price	Billion PHP	1,210	1,647	2,177	2,772	3,413	4,079	6.3	5.7	5.0	4.3	3.6	5.0
RGDP per capita	PHP/person	14,198	17,708	21,536	25,491	29,456	33,332	4.5	4.0	3.4	2.9	2.5	3.5
<i>Energy Prices</i>													
Crude oil	Peso / litter	17.8	33.9	36.7	39.5	42.3	45.2	13.7	1.6	1.5	1.4	1.3	3.8
Coal	Peso / kg	2.0	3.2	3.6	4.1	4.5	4.9	9.9	2.4	2.3	2.1	1.8	3.7
Natural Gas	Peso / mmBtu	347	642	696	749	803	856	13.1	1.6	1.5	1.4	1.3	3.7
LPG	Peso / litter	19.1	30.8	33.9	37.0	40.0	43.1	10.0	1.9	1.8	1.6	1.5	3.3
Gasoline	Peso / litter	30.7	53.1	59.0	65.3	72.3	79.9	11.6	2.1	2.1	2.0	2.0	3.9
Kerosene	Peso / litter	29.5	52.8	58.6	64.9	71.8	79.3	12.3	2.1	2.1	2.0	2.0	4.0
Jet Fuel	Peso / litter	32.6	59.6	66.5	74.1	82.4	91.6	12.8	2.2	2.2	2.2	2.1	4.2
Diesel	Peso / litter	28.8	50.4	55.8	61.7	68.1	75.0	11.8	2.1	2.0	2.0	2.0	3.9
Fuel Oil	Peso / litter	18.9	38.2	41.7	45.3	49.1	53.0	15.1	1.8	1.7	1.6	1.5	4.2
Electricity (Average)	Peso / kWh	6.8	12.0	13.0	14.0	15.0	16.1	12.0	1.6	1.5	1.4	1.3	3.5
<i>Energy Indicators</i>													
TPE per capita	kgoe/person	384	418	491	529	567	595	1.7	3.3	1.5	1.4	0.9	1.8
TPE per GDP	toe/mil. PHP	27.0	23.6	22.8	20.8	19.3	17.8	-2.7	-0.7	-1.8	-1.5	-1.5	-1.6
Electricity per capita	kWh/person	530	602	716	830	939	1,040	2.6	3.5	3.0	2.5	2.1	2.7
Passenger Cars	1,000 units	788	862	1,094	1,346	1,605	1,857	1.8	4.9	4.2	3.6	3.0	3.5
Utility Vehicles	1,000 units	1,792	2,434	3,238	3,944	4,470	4,784	6.3	5.9	4.0	2.5	1.4	4.0
Trucks	1,000 units	267	358	437	505	558	595	6.0	4.1	2.9	2.0	1.3	3.3
Buses	1,000 units	31	31	32	34	35	37	-0.2	1.1	0.9	0.8	0.7	0.7
Motorcycles/Tricycles	1,000 units	2,158	3,610	5,134	6,497	7,479	8,010	10.8	7.3	4.8	2.9	1.4	5.4
CO2 Emission	CO ₂ -kton	64,452	79,640	95,640	118,020	137,160	156,210	4.3	3.7	4.3	3.1	2.6	3.6
<i>Total Primary Energy Supply</i>													
Coal	ktoe	38,498	44,771	55,455	63,366	71,498	78,545	3.1	4.4	2.7	2.4	1.9	2.9
Natural Gas	ktoe	5,190	7,373	8,696	12,021	14,579	17,968	7.3	3.4	6.7	3.9	4.3	5.1
Oil	ktoe	2,504	2,797	3,600	3,716	4,448	4,509	2.2	5.2	0.6	3.7	0.3	2.4
Geothermal	ktoe	14,430	16,400	19,718	22,993	25,741	27,841	2.6	3.8	3.1	2.3	1.6	2.7
Hydro	ktoe	8,516	9,327	13,426	13,667	14,812	15,354	1.8	7.6	0.4	1.6	0.7	2.4
Nuclear	ktoe	2,088	2,661	3,543	4,425	5,307	6,189	5.0	5.9	4.5	3.7	3.1	4.4
Renewables	ktoe	0	0	0	0	0	0						
Commercial Energy	ktoe	3	312	630	749	839	899	152.7	15.1	3.5	2.3	1.4	25.6
Non-commercial Energy	ktoe	32,731	38,871	49,614	57,571	65,727	72,761	3.5	5.0	3.0	2.7	2.1	3.2
Coal	%	5,766	5,901	5,840	5,795	5,770	5,784	0.5	-0.2	-0.2	-0.1	0.0	0.0
Natural Gas	%	13.5	16.5	15.7	19.0	20.4	22.9						
Oil	%	6.5	6.2	6.5	5.9	6.2	5.7						
Others	%	37.5	36.6	35.6	36.3	36.0	35.4						
Non-commercial Energy	%	27.6	27.5	31.7	29.7	29.3	28.6						
Final Demand (excl. Non-Con)	ktoe	15.0	13.2	10.5	9.1	8.1	7.4						
Agriculture	ktoe	17,401	21,787	27,120	32,363	37,148	41,273	4.6	4.5	3.6	2.8	2.1	3.5
Industry	ktoe	313	254	297	337	373	402	-4.0	3.1	2.6	2.0	1.6	1.0
Energy Intensive	ktoe	4,084	4,551	5,590	6,677	7,785	8,870	2.2	4.2	3.6	3.1	2.6	3.2
Other	ktoe	2,653	3,071	3,674	4,311	4,957	5,591	3.0	3.7	3.2	2.8	2.4	3.0
Commercial	ktoe	1,430	1,480	1,916	2,366	2,828	3,279	0.7	5.3	4.3	3.6	3.0	3.4
Residential	ktoe	1,660	2,187	2,878	3,638	4,429	5,218	5.7	5.6	4.8	4.0	3.3	4.7
Transport	ktoe	2,405	2,763	3,556	4,434	5,342	6,219	2.8	5.2	4.5	3.8	3.1	3.9
Energy Net Import	ktoe	8,939	12,032	14,800	17,277	19,220	20,563	6.1	4.2	3.1	2.2	1.4	3.4
Coal	ktoe	18,112	21,502	25,700	32,349	38,751	44,324	3.5	3.6	4.7	3.7	2.7	3.6
Natural Gas	ktoe	3,710	5,139	6,019	8,599	10,515	13,143	6.7	3.2	7.4	4.1	4.6	5.2
Oil	ktoe	0	0	0	794	2,531	3,377				26.1	5.9	
Energy Import Ratio	%	14,402	16,363	19,682	22,957	25,705	27,804	2.6	3.8	3.1	2.3	1.6	2.7
Coal	%	55.3	55.3	51.8	56.2	59.0	60.9						
Natural Gas	%	71.5	69.7	69.2	71.5	72.1	73.1						
Oil	%	0.0	0.0	0.0	21.4	56.9	74.9						
	%	99.8	99.8	99.8	99.8	99.9	99.9						

1.3 Revised price Scenario Case

	Unit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Growth Rate (%)					
								05-10	10-15	15-20	20-25	25-30	05-30
<i>Economic Indicators</i>													
Population	Million	85.3	93.0	101.1	108.7	115.9	122.4	1.8	1.7	1.5	1.3	1.1	1.5
Real GDP in 1985 price	Billion PHP	1,210	1,647	2,177	2,772	3,413	4,079	6.3	5.7	5.0	4.3	3.6	5.0
RGDP per capita	PHP/person	14,198	17,708	21,536	25,491	29,456	33,332	4.5	4.0	3.4	2.9	2.5	3.5
<i>Energy Prices</i>													
Crude oil	Peso / liter	17.8	19.8	21.9	24.0	26.1	28.2	2.1	2.1	1.9	1.7	1.6	1.9
Coal	Peso / kg	2.0	3.2	3.6	4.1	4.5	4.9	9.9	2.4	2.3	2.1	1.8	3.7
Natural Gas	Peso / mmBtu	347	440	477	523	569	615	4.9	1.6	1.9	1.7	1.6	2.3
LPG	Peso / liter	19.1	18.5	21.6	24.6	27.7	30.8	-0.7	3.1	2.7	2.4	2.1	1.9
Gasoline	Peso / liter	30.7	39.0	44.2	49.8	56.0	62.9	4.9	2.5	2.4	2.4	2.3	2.9
Kerosene	Peso / liter	29.5	38.6	43.8	49.4	55.5	62.3	5.5	2.5	2.4	2.4	2.3	3.0
Jet Fuel	Peso / liter	32.6	45.5	51.7	58.6	66.2	74.7	6.9	2.6	2.5	2.5	2.4	3.4
Diesel	Peso / liter	28.8	36.3	41.0	46.2	51.8	58.1	4.7	2.5	2.4	2.3	2.3	2.8
Fuel Oil	Peso / liter	18.9	24.1	26.9	29.8	32.8	36.0	5.0	2.2	2.1	2.0	1.9	2.6
Electricity (Average)	Peso / kWh	6.8	8.2	9.0	9.9	10.8	11.7	3.8	1.9	1.9	1.7	1.6	2.2
<i>Energy Indicators</i>													
TPE per capita	kgoe/person	384	436	509	548	586	614	2.6	3.1	1.5	1.3	0.9	1.9
TPE per GDP	toe/mil. PHP	27.0	24.6	23.6	21.5	19.9	18.4	-1.9	-0.8	-1.9	-1.5	-1.5	-1.5
Electricity per capita	kWh/person	530	627	743	860	971	1,074	3.4	3.5	3.0	2.5	2.0	2.9
Passenger Cars	1,000 units	788	951	1,220	1,492	1,768	2,034	3.8	5.1	4.1	3.5	2.8	3.9
Utility Vehicles	1,000 units	1,792	2,434	3,238	3,944	4,470	4,784	6.3	5.9	4.0	2.5	1.4	4.0
Trucks	1,000 units	267	358	437	505	558	595	6.0	4.1	2.9	2.0	1.3	3.3
Buses	1,000 units	31	31	32	34	35	37	-0.2	1.1	0.9	0.8	0.7	0.7
Motorcycles/Tricycles	1,000 units	2,158	3,610	5,134	6,497	7,479	8,010	10.8	7.3	4.8	2.9	1.4	5.4
CO2 Emission	CO ₂ -kton	64,452	84,520	101,470	124,710	144,070	163,490	5.6	3.7	4.2	2.9	2.6	3.8
<i>Total Primary Energy Supply</i>													
Coal	ktoe	38,498	46,320	57,150	65,281	73,545	80,718	3.8	4.3	2.7	2.4	1.9	3.0
Natural Gas	ktoe	5,190	7,416	9,304	12,824	15,187	18,575	7.4	4.6	6.6	3.4	4.1	5.2
Oil	ktoe	2,504	2,858	3,608	3,729	4,542	4,632	2.7	4.8	0.7	4.0	0.4	2.5
Geothermal	ktoe	14,430	17,922	20,872	24,177	27,184	29,392	4.4	3.1	3.0	2.4	1.6	2.9
Hydro	ktoe	8,516	9,327	13,426	13,667	14,812	15,354	1.8	7.6	0.4	1.6	0.7	2.4
Nuclear	ktoe	2,088	2,661	3,543	4,425	5,307	6,189	5.0	5.9	4.5	3.7	3.1	4.4
Renewables	ktoe	0	0	0	0	0	0						
Commercial Energy	ktoe	3	329	666	789	881	942	155.3	15.2	3.4	2.2	1.3	25.8
Non-commercial Energy	ktoe	32,731	40,513	51,419	59,611	67,914	75,085	4.4	4.9	3.0	2.6	2.0	3.4
Coal	%	5,766	5,807	5,731	5,670	5,631	5,633	0.1	-0.3	-0.2	-0.1	0.0	-0.1
Natural Gas	%	13.5	16.0	16.3	19.6	20.6	23.0						
Oil	%	6.5	6.2	6.3	5.7	6.2	5.7						
Others	%	37.5	38.7	36.5	37.0	37.0	36.4						
Non-commercial Energy	%	27.6	26.6	30.9	28.9	28.6	27.9						
Final Demand (excl. Non-Con)	ktoe	15.0	12.5	10.0	8.7	7.7	7.0						
Agriculture	ktoe	17,401	22,933	28,528	33,925	38,825	43,027	5.7	4.5	3.5	2.7	2.1	3.7
Industry	ktoe	313	307	360	405	444	476	-0.3	3.2	2.4	1.9	1.4	1.7
Energy Intensive	ktoe	4,084	4,729	5,797	6,912	8,045	9,153	3.0	4.2	3.6	3.1	2.6	3.3
Other	ktoe	2,653	3,183	3,802	4,454	5,114	5,762	3.7	3.6	3.2	2.8	2.4	3.1
Commercial	ktoe	1,430	1,546	1,995	2,457	2,931	3,391	1.6	5.2	4.3	3.6	3.0	3.5
Residential	ktoe	1,660	2,291	3,005	3,788	4,601	5,409	6.7	5.6	4.7	4.0	3.3	4.8
Transport	ktoe	2,405	2,879	3,693	4,593	5,520	6,413	3.7	5.1	4.5	3.7	3.0	4.0
Energy Net Import	ktoe	8,939	12,727	15,673	18,228	20,216	21,576	7.3	4.3	3.1	2.1	1.3	3.6
Coal	ktoe	18,112	23,024	27,332	34,186	40,754	46,460	4.9	3.5	4.6	3.6	2.7	3.8
Natural Gas	ktoe	3,710	5,139	6,497	9,239	10,982	13,604	6.7	4.8	7.3	3.5	4.4	5.3
Oil	ktoe	0	0	0	807	2,625	3,500				26.6	5.9	
Energy Import Ratio	%	14,402	17,885	20,835	24,141	27,148	29,355	4.4	3.1	3.0	2.4	1.6	2.9
Coal	%	55.3	56.8	53.2	57.3	60.0	61.9						
Natural Gas	%	71.5	69.3	69.8	72.0	72.3	73.2						
Oil	%	0.0	0.0	0.0	21.6	57.8	75.6						
Oil	%	99.8	99.8	99.8	99.8	99.9	99.9						

1.4 Revised Price with Lower GDP

	Unit	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Growth Rate (%)					
								05-10	10-15	15-20	20-25	25-30	05-30
<i>Economic Indicators</i>													
Population	Million	85.3	93.0	101.1	108.7	115.9	122.4	1.8	1.7	1.5	1.3	1.1	1.5
Real GDP in 1985 price	Billion PHP	1,210	1,455	1,795	2,198	2,644	3,122	3.7	4.3	4.1	3.8	3.4	3.9
RGDP per capita	PHP/person	14,198	15,641	17,760	20,212	22,814	25,513	2.0	2.6	2.6	2.5	2.3	2.4
<i>Energy Prices</i>													
Crude oil	Peso / litter	17.8	19.8	21.9	24.0	26.1	28.2	2.1	2.1	1.9	1.7	1.6	1.9
Coal	Peso / kg	2.0	3.2	3.6	4.1	4.5	4.9	9.9	2.4	2.3	2.1	1.8	3.7
Natural Gas	Peso / mmBtu	347	440	477	523	569	615	4.9	1.6	1.9	1.7	1.6	2.3
LPG	Peso / litter	19.1	18.5	21.6	24.6	27.7	30.8	-0.7	3.1	2.7	2.4	2.1	1.9
Gasoline	Peso / litter	30.7	39.0	44.2	49.8	56.0	62.9	4.9	2.5	2.4	2.4	2.3	2.9
Kerosene	Peso / litter	29.5	38.6	43.8	49.4	55.5	62.3	5.5	2.5	2.4	2.4	2.3	3.0
Jet Fuel	Peso / litter	32.6	45.5	51.7	58.6	66.2	74.7	6.9	2.6	2.5	2.5	2.4	3.4
Diesel	Peso / litter	28.8	36.3	41.0	46.2	51.8	58.1	4.7	2.5	2.4	2.3	2.3	2.8
Fuel Oil	Peso / litter	18.9	24.1	26.9	29.8	32.8	36.0	5.0	2.2	2.1	2.0	1.9	2.6
Electricity (Average)	Peso / kWh	6.8	8.2	9.0	9.9	10.8	11.7	3.8	1.9	1.9	1.7	1.6	2.2
<i>Energy Indicators</i>													
TPE per capita	kgoe/person	384	418	474	491	517	533	1.7	2.6	0.7	1.1	0.6	1.3
TPE per GDP	toe/mil. PHP	27.0	26.7	26.7	24.3	22.7	20.9	-0.3	-0.0	-1.9	-1.4	-1.6	-1.0
Electricity per capita	kWh/person	530	595	671	750	827	898	2.4	2.4	2.3	2.0	1.7	2.1
Passenger Cars	1,000 units	788	862	1,015	1,190	1,373	1,557	1.8	3.3	3.2	2.9	2.5	2.8
Utility Vehicles	1,000 units	1,792	2,244	2,834	3,365	3,768	4,013	4.6	4.8	3.5	2.3	1.3	3.3
Trucks	1,000 units	267	355	421	477	519	548	5.9	3.5	2.5	1.7	1.1	2.9
Buses	1,000 units	31	31	32	34	35	37	-0.2	1.1	0.9	0.8	0.7	0.7
Motorcycles/Tricycles	1,000 units	2,158	3,622	4,979	6,163	7,016	7,497	10.9	6.6	4.4	2.6	1.3	5.1
CO2 Emission	CO ₂ -kton	64,452	79,880	91,690	103,680	118,570	131,340	4.4	2.8	2.5	2.7	2.1	2.9
<i>Total Primary Energy Supply</i>													
Coal	ktoe	38,498	44,637	53,584	58,912	65,337	70,519	3.0	3.7	1.9	2.1	1.5	2.5
Natural Gas	ktoe	5,190	7,273	8,495	9,317	11,650	13,824	7.0	3.2	1.9	4.6	3.5	4.0
Oil	ktoe	2,504	2,686	2,785	3,716	3,741	3,787	1.4	0.7	5.9	0.1	0.2	1.7
Geothermal	ktoe	14,430	16,562	19,040	21,537	23,642	25,243	2.8	2.8	2.5	1.9	1.3	2.3
Hydro	ktoe	8,516	9,327	13,426	13,667	14,812	15,354	1.8	7.6	0.4	1.6	0.7	2.4
Nuclear	ktoe	2,088	2,661	3,543	4,425	5,307	6,189	5.0	5.9	4.5	3.7	3.1	4.4
Renewables	ktoe	0	0	0	0	0	0	153.5	14.2	2.9	1.9	1.2	25.2
Commercial Energy	ktoe	3	317	617	713	785	833	3.5	4.3	2.2	2.3	1.7	2.8
Non-commercial Energy	ktoe	32,731	38,827	47,906	53,375	59,937	65,231	0.2	-0.5	-0.5	-0.5	-0.4	-0.3
<i>Non-commercial Energy</i>													
Coal	%	5,766	5,810	5,677	5,537	5,399	5,288	13.5	16.3	15.9	15.8	17.8	19.6
Natural Gas	%	6.5	6.0	5.2	6.3	5.7	5.4	27.6	27.6	32.8	31.9	32.0	31.7
Oil	%	37.5	37.1	35.5	36.6	36.2	35.8	15.0	13.0	10.6	9.4	8.3	7.5
Others	%	27.6	27.6	32.8	31.9	32.0	31.7	15.0	13.0	10.6	9.4	8.3	7.5
Non-commercial Energy	%	15.0	13.0	10.6	9.4	8.3	7.5						
<i>Final Demand (excl. Non-Con)</i>													
Agriculture	ktoe	17,401	21,800	25,839	29,836	33,485	36,650	4.6	3.5	2.9	2.3	1.8	3.0
Industry	ktoe	313	278	309	338	365	389	-2.3	2.1	1.8	1.5	1.3	0.9
Energy Intensive	ktoe	4,084	4,465	5,227	6,068	6,945	7,829	1.8	3.2	3.0	2.7	2.4	2.6
Other	ktoe	2,653	2,992	3,459	3,975	4,511	5,049	2.4	2.9	2.8	2.6	2.3	2.6
Commercial	ktoe	1,430	1,472	1,768	2,093	2,434	2,779	0.6	3.7	3.4	3.1	2.7	2.7
Residential	ktoe	1,660	1,998	2,440	2,954	3,506	4,077	3.8	4.1	3.9	3.5	3.1	3.7
Transport	ktoe	2,405	2,884	3,620	4,413	5,211	5,957	3.7	4.7	4.0	3.4	2.7	3.7
Energy Net Import	ktoe	8,939	12,175	14,242	16,063	17,458	18,398	6.4	3.2	2.4	1.7	1.1	2.9
<i>Energy Net Import</i>													
Coal	ktoe	18,112	21,664	25,022	28,821	33,746	37,821	3.6	2.9	2.9	3.2	2.3	3.0
Natural Gas	ktoe	3,710	5,139	6,019	6,527	8,317	9,960	6.7	3.2	1.6	5.0	3.7	4.0
Oil	ktoe	0	0	0	794	1,824	2,655				18.1	7.8	
Energy Import Ratio	%	14,402	16,525	19,003	21,500	23,605	25,207	2.8	2.8	2.5	1.9	1.3	2.3
<i>Energy Import Ratio</i>													
Coal	%	55.3	55.8	52.2	54.0	56.3	58.0	71.5	70.7	70.8	70.1	71.4	72.0
Natural Gas	%	0.0	0.0	0.0	21.4	48.8	70.1	0.0	0.0	0.0	21.4	48.8	70.1
Oil	%	99.8	99.8	99.8	99.8	99.8	99.9	99.8	99.8	99.8	99.8	99.8	99.9

Appendix 2

2.1 Overall energy Outlook: Reference Case

Reference Case											
Reference Summary sheet											
TERM 1	TERM 2	TERM 3	Unit	2005	2010	2020	2030	05 -> 10	25 -> 30	05 -> 30	
Economic Indicators	Population		Million	85.26	93.00	108.73	122.37	1.8	1.1	1.5	
	GDP at 1985 price on PHP base		Billion PHP	1,210.5	1,646.8	2,771.6	4,078.8	6.3	3.6	5.0	
	GDP per capita on 1985 PHP base		PHP/person	14,198	17,708	25,491	33,332	4.5	2.5	3.5	
Energy Indicators	TPE per capita		kgoe/person	383.9	418.0	529.5	594.6	1.7	0.9	1.8	
	TPE per GDP		TOE/million PHP	27.0	23.6	20.8	17.8	-2.7	-1.5	-1.6	
	Electricity per capita		kWh / person	530	602	830	1,040	2.6	2.1	2.7	
	Vehicle number	Total		1000Unit	5,036	7,295	12,326	15,283	7.7	1.6	4.5
		Passenger Cars		1000Unit	788	862	1,346	1,857	1.8	3.0	3.5
		Utility Vehicles		1000Unit	1,792	2,434	3,944	4,784	6.3	1.4	4.0
		Trucks		1000Unit	267	358	505	595	6.0	1.3	3.3
		Buses		1000Unit	31	31	34	37	-0.2	0.7	0.7
		Motorcycles/Tricycles		1000Unit	2,158	3,610	6,497	8,010	10.8	1.4	5.4
		Total No. of vehicle per person		unit/1000psn	59.1	78.4	113.4	124.9	5.8	0.5	3.0
		Passenger Cars		unit/1000psn	9.2	9.3	12.4	15.2	0.0	1.8	2.0
		Utility Vehicles		unit/1000psn	21.0	26.2	36.3	39.1	4.5	0.3	2.5
		Trucks		unit/1000psn	3.1	3.8	4.6	4.9	4.2	0.2	1.8
		Buses		unit/1000psn	0.4	0.3	0.3	0.3	-1.9	-0.3	-0.8
		Motorcycles/Tricycles		unit/1000psn	25.3	38.8	59.8	65.5	8.9	0.3	3.9
CO2 Emission			CO2-kton	64,452	79,640	118,020	156,210	4.3	2.6	3.6	
Total Primary Energy		Commercial Total		kTOE	32,731	38,871	57,571	72,761	3	2.1	3.2
Domestic Requirement excluding Stockpiling	Coal		kTOE	5,190	7,373	12,021	17,968	7.3	4.3	5.1	
	Natural Gas		kTOE	2,504	2,797	3,716	4,509	2.2	0.3	2.4	
	Oil		kTOE	14,430	16,400	22,993	27,841	2.6	1.6	2.7	
	Crude Oil Processing		kTOE	10,493	14,621	14,621	14,621	6.9	0.0	1.3	
	Petroleum Products Import		kTOE	3,937	1,778	8,372	13,220	-14.7	3.5	5.0	
	Fossil total		kTOE	22,124	26,570	38,730	50,318	3.7	2.4	3.3	
	Fossil ratio		%	67.6	68.4	67.3	69.2	0.2	0.3	0.1	
	Geothermal		kTOE	8,516	9,327	13,667	15,354	1.8	0.7	2.4	
	Hydro		kTOE	2,088	2,661	4,425	6,189	5.0	3.1	4.4	
	Nuclear		kTOE	0	0	0	0				
	Renewables		kTOE	3	312	749	899	152.7	1.4	25.6	
	Non-Commercials		kTOE	5,766	5,901	5,795	5,784	0.5	0.0	0.0	
	Total		kTOE	38,498	44,771	63,366	78,545	3.1	1.9	2.9	
	Final Energy Demand	Total		kTOE	17,401	21,787	32,363	41,273	4.6	2.1	3.5
Agriculture			kTOE	313	254	337	402	-4.0	1.6	1.0	
Industry (Energy Incentive)			kTOE	2,653	3,071	4,311	5,591	3.0	2.4	3.0	
Industry (Other)			kTOE	1,430	1,480	2,366	3,279	0.7	3.0	3.4	
Commercial			kTOE	1,660	2,187	3,638	5,218	5.7	3.3	4.7	
Residential			kTOE	2,405	2,763	4,434	6,219	2.8	3.1	3.9	
Transport		kTOE	8,939	12,032	17,277	20,563	6.1	1.4	3.4		
Energy Net Import	Total		kTOE	18,112	21,502	32,349	44,324	3.5	2.7	3.6	
	Coal		kTOE	3,710	5,139	8,599	13,143	6.7	4.6	5.2	
	Natural Gas		kTOE	0	0	794	3,377		5.9		
	Oil		kTOE	14,402	16,363	22,957	27,804	2.6	1.6	2.7	
Import Ratio (excl. oil stockpiling)	Total		%	55	55	56	61	0.0	0.7	0.4	
	Coal		%	71.5	69.7	71.5	73.1	-0.5	0.3	0.1	
	Natural Gas		%	0.0	0.0	21.4	74.9		5.6		
	Oil		%	99.8	99.8	99.8	99.9	0.0	0.0	0.0	

Note: Sample sheets are attached to illustrate items included in the summary sheets. As only sample years are shown here because of space constraints, estimation is made for all the years from 2005 through 2030. Please refer to annual figures, if necessary, developed on the Excel spread sheet on computer screen.

2.2 Oil and Gas Sector Outlook: Reference Case

Reference		Oil and Gas Sector									
TERM 1	TERM 2	TERM 3	Unit	2005	2010	2020	2030	05 -> 10	25 -> 30	05 -> 30	
Oil & Gas sector	Primary Energy Supply	Total	kTOE	16,376	19,050	26,958	32,793	3.1	1.4	2.8	
		Natural gas	kTOE	2,504	2,797	3,716	4,509	2.2	0.3	2.4	
	Final demand	kTOE	12	82	108	178	46.5	6.1	11.3		
	For electricity	kTOE	2,492	2,715	3,608	4,331	1.7	0.1	2.2		
	including Biofuel	Petroleum Products Total	kTOE	13,872	16,252	23,242	28,284	3.2	1.6	2.9	
		LPG	kTOE	1,063	1,556	2,909	3,155	7.9	0.3	4.4	
		LPG substitute	kTOE	0	0	0	1,165		17.6		
	including Bio-ethanol	Gasoline	kTOE	2,928	3,547	5,204	6,089	3.9	1.1	3.0	
		Ethanol	kTOE	1	181	531	622	164.5	1.1	27.6	
		Gasoline	kTOE	2,926	3,366	4,673	5,467	2.8	1.1	2.5	
		Jet fuel	kTOE	1,000	1,240	1,824	2,490	4.4	3.0	3.7	
		Kerosene	kTOE	285	177	118	84	-9.1	-3.2	-4.8	
	including Bio-diesel	Diesel	kTOE	5,582	6,681	9,403	10,839	3.7	1.0	2.7	
		Final demand	kTOE	5,377	6,560	9,281	10,713	4.1	1.0	2.8	
		Bio-Diesel	kTOE	0	114	160	178		0.6		
		Diesel	kTOE	5,377	6,445	9,122	10,535	3.7	1.0	2.7	
		For electricity	kTOE	205	121	121	126	-9.9	0.4	-1.9	
		Fuel oil	kTOE	3,014	3,051	3,784	4,461	0.2	1.5	1.6	
		Final demand	kTOE	1,796	2,424	3,157	3,795	6.2	1.6	3.0	
		For electricity	kTOE	1,218	627	627	666	-12.4	0.6	-2.4	
		Crude oil	Production (crude oil)	kTOE	28	37	37	37	5.6	0.0	1.1
			Production (condensate)	kTOE	582	687	718	278	3.4	-10.0	-2.9
			Import	kTOE	10,465	14,584	14,584	14,584	6.9	0.0	1.3
			Export	kTOE	0	0	0	0			
			Processing	kTOE	10,116	14,621	14,621	14,621	7.6	0.0	1.5
			Net Balance (export)	kTOE	582	687	718	278	3.4	-10.0	-2.9
		Natural gas	Production	kTOE	2,701	2,797	2,922	1,132	0.7	-10.0	-3.4
			Import	kTOE	0	0	794	3,377		5.9	
			Export	kTOE	0	0	0	0			
			Consumption	kTOE	2,504	2,797	3,716	4,509		2.2	0.3
			Net Balance (export)	kTOE	197	0	0	0	-109.4	-235.9	-164.8
		Oil & Gas product net imp	Total	kTOE	13,819	15,676	23,032	30,903	2.6	2.2	3.3
			Natural gas	kTOE	0	0	794	3,377		5.9	
			Crude oil	kTOE	10,465	14,584	14,584	14,584	6.9	0.0	1.3
			Condensate	kTOE	-582	-687	-718	-278	3.4	-10.0	-2.9
			LPG	kTOE	695	846	2,198	2,360	4.0	0.0	5.0
			LPG substitute	kTOE	0	0	0	1,165		17.6	
			Gasoline	kTOE	1,150	643	1,949	2,743	-11.0	2.3	3.5
			Jet fuel	kTOE	259	0	424	1,090	-100.0	7.7	5.9
			Kerosene	kTOE	94	17	118	84	-28.7	-3.2	-0.5
		Diesel	kTOE	2,024	1,081	3,757	5,175	-11.8	2.1	3.8	
		Fuel oil	kTOE	-286	-808	-74	602	23.1	15.6	-203.0	

2.3 Electric Power Sector Outlook: Reference Case

Reference		Electric Power Sector									
TERM 1	TERM 2	TERM 3	Unit	2005	2010	2020	2030	05 -> 10	25 -> 30	05 -> 30	
Electric Power Sector	Power Generation	Average	GWh	56,477	68,877	110,795	156,099	4.0	3.2	4.2	
		Electricity Tariff	PHP/kWh	6.8	12.0	14.0	16.1	12.0	1.3	3.5	
		Residential	PHP/kWh	7.0	12.8	14.8	16.8	12.8	1.2	3.6	
		Commercial	PHP/kWh	7.2	12.3	14.4	16.5	11.4	1.3	3.4	
		Industrial	PHP/kWh	6.2	11.2	13.1	14.9	12.5	1.3	3.6	
		Electricity per capita	kWh/person	662	741	1,019	1,276	2.3	2.0	2.7	
		Sectoral Demand	Total	GWh	45,159	56,005	90,232	127,325	4.4	3.2	4.2
	Agriculture		GWh	491	576	840	1,077	3.2	2.2	3.2	
			Industry (Energy Incentive)	GWh	8,008	8,874	11,769	14,655	2.1	2.0	2.4
			Industry (Other)	GWh	7,404	9,144	15,322	22,019	4.3	3.4	4.5
			Commercial	GWh	13,134	17,234	29,395	43,179	5.6	3.6	4.9
			Residential	GWh	16,031	20,063	32,770	46,240	4.6	3.1	4.3
			Transport	GWh	91	114	136	156	4.5	1.3	2.2
		Power Supply	Total	GWh	56,568	68,877	110,795	156,099	4.0	3.2	4.1
			Coal	GWh	15,257	25,613	49,281	80,801	10.9	5.3	6.9
			Natural Gas	GWh	16,951	18,941	24,587	28,675	2.2	-0.2	2.1
			Oil	GWh	6,051	2,586	2,586	2,761	-15.6	0.6	-3.1
			Geothermal	GWh	9,902	10,846	15,892	17,854	1.8	0.7	2.4
			Hydro	GWh	8,387	10,689	17,773	24,858	5.0	3.1	4.4
			Nuclear	GWh	0	0	0	0			
			Renewables	GWh	19	201	676	1,150	60.4	4.7	17.8
		Power Capacity	Total	MW		15,903	22,503	31,353			3.3
			Coal	MW		4,177	8,177	13,177			5.3
			Natural Gas	MW		2,763	4,263	5,763			1.8
			Oil	MW		3,602	3,602	3,152			-3.2
			Geothermal	MW		1,978	2,478	3,078			2.8
			Hydro	MW		3,357	3,957	5,757			3.9
			Nuclear	MW		0	0	0			
			Renewables	MW		26	26	426			27.6

2.4 Coal and Renewable Energy Outlook: Reference Case

Reference Coal & Renewable Energy Sector				2005	2010	2020	2030	05 -> 10	25 -> 30	05 -> 30
TERM 1	TERM 2	TERM 3	Unit							
Coal sector	Demand	Total	kTOE	5,190	7,373	12,021	17,968	7.3	4.3	5.1
		General	kTOE	1,056	1,384	2,001	2,653	5.6	2.7	3.8
		For electricity	kTOE	4,134	5,988	10,020	15,315	7.7	4.6	5.4
		Export	kTOE	0	0	0	0			
	Supply	Total	kTOE	5,230	7,373	12,021	17,968	7.1	4.3	5.1
		Production	kTOE	1,520	2,234	3,422	4,825	8.0	3.5	4.7
		Import	kTOE	3,710	5,139	8,599	13,143	6.7	4.6	5.2
Reference Non-commercial Energy Sector										
Non-commercial	Supply & Demand	Total	kTOE	5,766	5,901	5,795	5,784	0.5	0.0	0.0
		Rice hull	kTOE	48	55	82	113	2.8	3.1	3.5
		Charcoal	kTOE	677	644	420	189	-1.0	-8.9	-5.0
		Fuel wood	kTOE	3,669	3,220	2,291	1,345	-2.6	-5.7	-3.9
		Bagasse	kTOE	711	1,301	2,165	3,105	12.8	3.3	6.1
		Agriculture waste	kTOE	646	674	826	1,016	0.9	2.1	1.8
		Animal waste	kTOE	15	6	11	16	-15.5	3.6	0.1