

第2章 2025年までのエネルギー需給見通し

第2章では、本調査のために構築した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用いてさまざまケーススタディを行い、異なる社会経済発展シナリオの下で予想されるエネルギー展望の違いとそのインプリケーション、エネルギー安定供給を実現するための各種のエネルギー政策の効果、環境への影響度などを検証し、国家エネルギーマスタープラン策定のための基礎的な分析を行う。

2.1 長期エネルギー需給見通しの作成手順

以下では、これらの分析を進めるにあたって、世界のエネルギー情勢、原油価格動向やベトナムの抱える課題などについての基本的な理解、分析ツールの構成、主要な前提条件、基本シナリオの設定やケーススタディの方向などについて説明する。

2.1.1 国際エネルギー情勢と政策課題

世界経済は堅調に推移しているが、十分なエネルギー供給の確保と環境保護を両立させつつ成長トレンドを持続できるかどうかには多くの疑問が提出されている。例えば、IEAは2006年版世界エネルギー見通しを、「現代世界はエネルギーにまつわる二つの脅威に直面している。すなわち、手の届く価格での安定した十分なエネルギーの供給確保は難しくなり、エネルギーの使いすぎによる環境破壊を惹起している。」と書き出している。

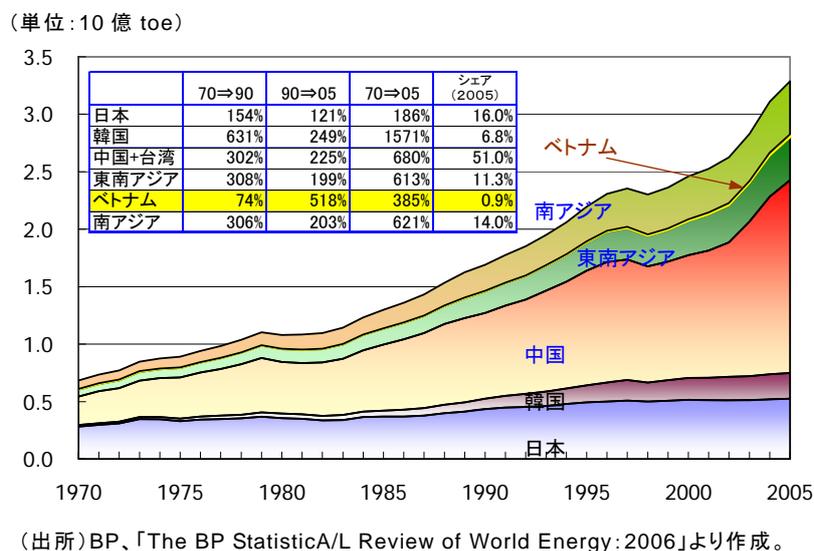


図 2.1-1 アジアのエネルギー需要の推移

このような見通しのベースとなっている最近の動向をみると、世界経済の牽引車となったアジアでは中国、インド、東南アジア諸国などでエネルギー需要が大幅に増加している。2000年からの5年間に世界のエネルギー消費が14%増加する間、アジアのエネルギー需要は25%増加し、なかでも中国では60%を超える増加を記録した。さらに、国産原油の増産が限界に達した中国の原油輸入は年を追うごとに増加し、2005年には韓国を抜いて

1.27 億トンに達した。ベトナムのエネルギー消費も 1990 年代以降年平均 11%を超える大幅な増加を示し、最近では増加速度がむしろ加速している。ただし、エネルギー需要の絶対量は東アジアの中でわずかに 0.9%を占めるに過ぎない。エネルギー問題はベトナムにとり大きな課題だが、同時に、世界の潮流の中で考えてゆくべきことが一目瞭然である。

世界では、いまや石油ピーク論と地球温暖化対策がエネルギー政策の重要課題となっている。しかし、いまだ経済発展の度合いが低く、一人当たりエネルギー消費も先進国の 1/10 以下のレベルにあるベトナムでは、今後の国土建設に多くのエネルギーを必要とし、また、国民所得の向上とともに一人当たりエネルギー消費は確実に増加する。一方で、エネルギー消費の増加に対する風当たりが国際的に強まるのは避けられない。国連気候変動条約は地球温暖化問題について全ての参加国が「共通だが差異のある責任を果たす」ことを謳っているが、これをどのように受け止め、どのように国家建設を進めていくかはベトナムにとって大きな課題である。

1986 年にドイモイ（経済改革）計画を開始して以来、ベトナム経済は驚異的な成長軌道に乗り、エネルギー消費も大幅な増加を続けてきた。国内のエネルギー資源開発を着実に進め、トータルバランスとしてはエネルギー自給を実現してきた。しかし、現在でもエネルギー需要、特に電力需要は十分に満たされているとはいえず、今後もかなりの速度で増加する可能性が高い。一方、国内のエネルギー生産は次第に頭打ちに向かう結果、ベトナムはエネルギーの純輸出国から純輸入国に転じる。このことは、ベトナムのエネルギー問題が一国内の問題から国際的な荒波を受ける課題へと変化することを示唆している。

それでは、エネルギー需給の国際化を控え、どのような点に留意してエネルギー政策を展開すべきであろうか。今日、エネルギー問題は世界的な関心事項となっているが、エネルギー計画の策定において着目される点は以下のように整理できよう。

- ①社会発展の保証と経済、エネルギー、環境（3E）の調和
- ②エネルギー分野における 3S（安全保障、持続可能性、市場安定性）の強化
- ③エネルギーの合理的使用・省エネルギー

2.1.2 経済動向と省エネルギー

今後のエネルギー需要動向を検討する上では、経済発展動向と省エネルギーの可能性とが極めて大きなインパクトをもつと考えられる。本調査では以下のような考え方を基本とする。

ベトナムの長期経済動向に関する直近の公的な見通しとしては「社会経済発展計画 2006～2010」がある。また、長期展望では 2005 年に作成された「2050 年までのエネルギー発展計画研究のための経済発展の予測」が第 6 次電力開発計画の経済発展シナリオとして使用されており、準公式のものといえる。これらの見通しは年率 8%を超える高い経済成長が今後も続くと見込んでいる。

ベトナムにおける最近の外国直接投資（FDI）の急増は、同国が発展準備の初期段階を抜け出し、テイクオフに向けての第二段階に入ってきたことを示している。経済のグローバル化と市場化がベトナムへの FDI の流入を加速している。WTO 加盟による周辺国や日本などアジアの先進国、欧米市場などとの結びつきの強化、経済の一体化の進展は、ベトナム経済の成長をさらに加速する可能性が高いといえる。また、近隣諸国からの

産業の移転は労働集約産業で既にかなり進行してきたが、農業部門はいまだ GDP の 20.9%、労働力人口の 56.9%（2005 年）をしめており、今後もかなり長期にわたり製造業やサービス業に労働力を供給し続けるであろう。

このような視点にたてば、ベトナムが今後も 8%を超える高度成長を続けるとみるのは妥当で、本調査では現行の社会発展計画および EDF2050 における経済発展見通しをリファレンスケースとして採用する。

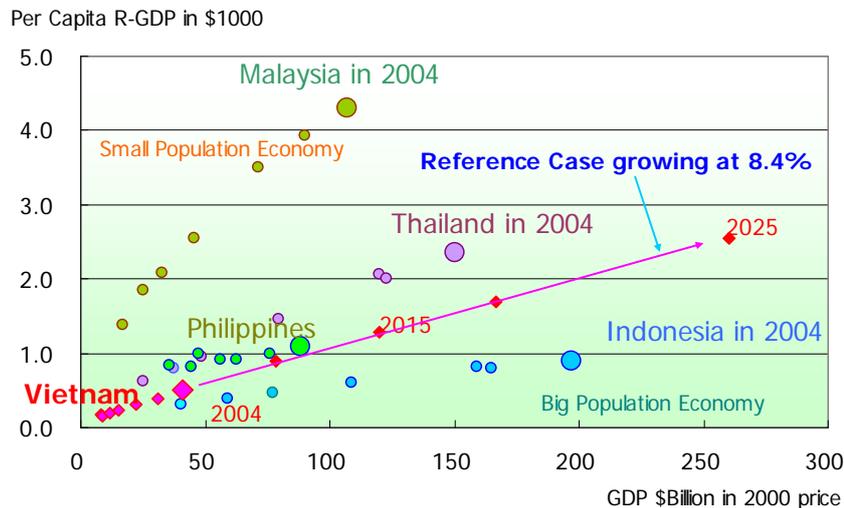


図 2.1-2 ベトナムの経済成長と ASEAN

さらなる高成長の可能性については、ベトナムの GDP が「2025 年にはタイに追いつく」というドリームケースでは、成長率は 10.5%ということになる。この場合もベトナムのほうがタイより人口が多いので、一人当たり GDP はタイの 73%（3,705 ドル）にとどまる。近隣国との格差が経済成長のドライバーだと考えれば、高成長ケースでは「ドリームケースとリファレンスケースの中間の 9.5%」くらいの経済成長もありうると思っても良いだろう。

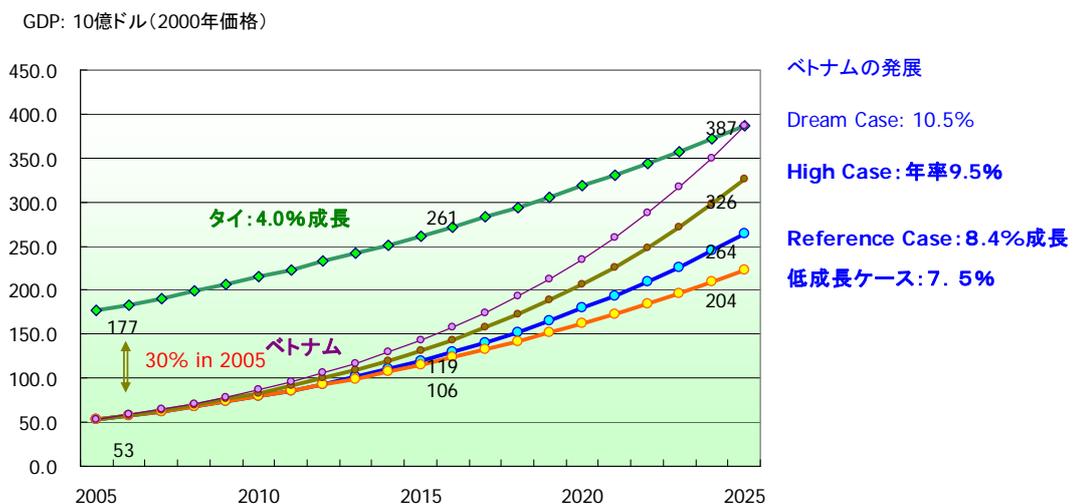


図 2.1-3 ASEAN に追いつくベトナム

そこで、経済成長にともなうエネルギー需要の増加は避けられないが、それによって生じるエネルギー安全保障と環境問題を緩和する手段として、エネルギー使用の合理化と省エネルギー（Energy Efficiency and Conservation: EEC）は極めて重要である。省エネルギーはいわば「マイナスの需要」を創出する手段であり、また、その効果は大油田の発見にも匹敵する。

年率1%程度の省エネルギーは自然のトレンドとして実現されると見込まれるが、さらなる省エネの推進を図るには国を挙げての取り組みの強化が必要である。また、経済構造の変化が果たす役割も大きい。ベトナムの場合、今後20年間で経済は5倍にも拡大するわけだから、将来どのような経済社会を建設するかというグランドデザインのなかで省エネルギーを的確に位置づけていくことが大切である。

2.1.3 原油価格シナリオの考え方

原油価格については、IEAの見通しなどを参考に、「リファレンスシナリオ」としては、2007年10月までのIEA諸国の平均輸入価格（65ドル/バレル）を基準とし、2025年まで実質横ばいというシナリオを設定する。さらに「高価格シナリオ」、「超高価格シナリオ」、原油価格が低落する「低価格シナリオ」の4シナリオを設定する。

国内エネルギー価格は、国際エネルギー市場価格にリンクすると想定した。現在、石油以外の国産エネルギー価格は、国際水準の1/2~1/3程度となっている。そのことはエネルギーの効率的利用を阻害し、浪費に導く原因となっている。また、国内資源開発を推進し、技術や資金を導入するうえでも逆効果である。今回調査では、国内エネルギー価格は、2015年に国際エネルギー市場価格に達するものと想定する。

(単位:ドル/バレル)

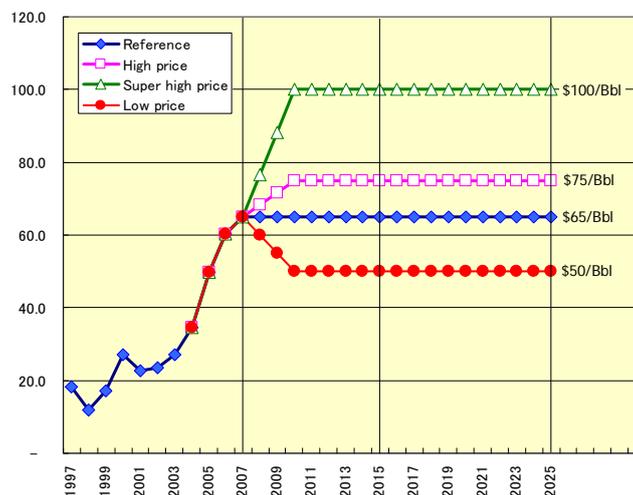
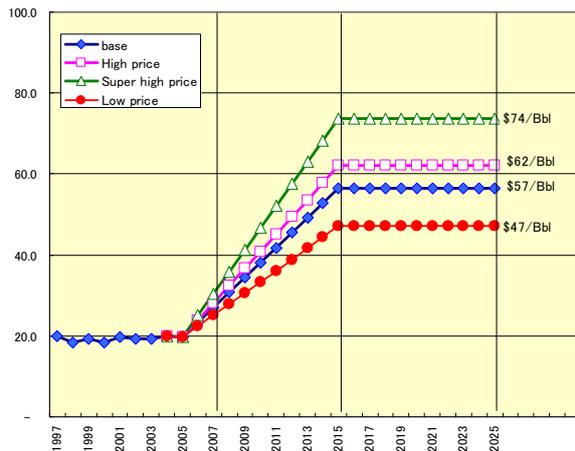


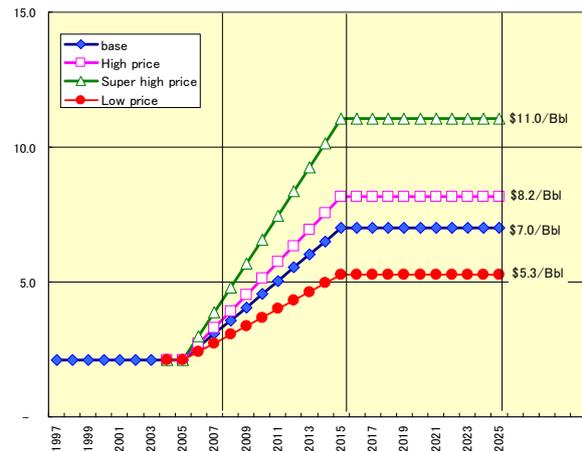
図 2.1-4 世界の平均輸入価格(FOB)の実績とケース設定

(単位:ドル/トン)



(電力用石炭)

(単位:ドル/MMbtu)



(電力用随伴ガス価格)

図 2.1-5 ケース別国内エネルギー価格の推移

2.2 長期エネルギー需給モデルの構成

分析に使用するツールは、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つで構成されている。このうちエネルギーデータベースはIEAの手法を基準に設計した。データベースはモデルとは独立に運用され、データは必要に応じ需給モデルに転記して使用する。

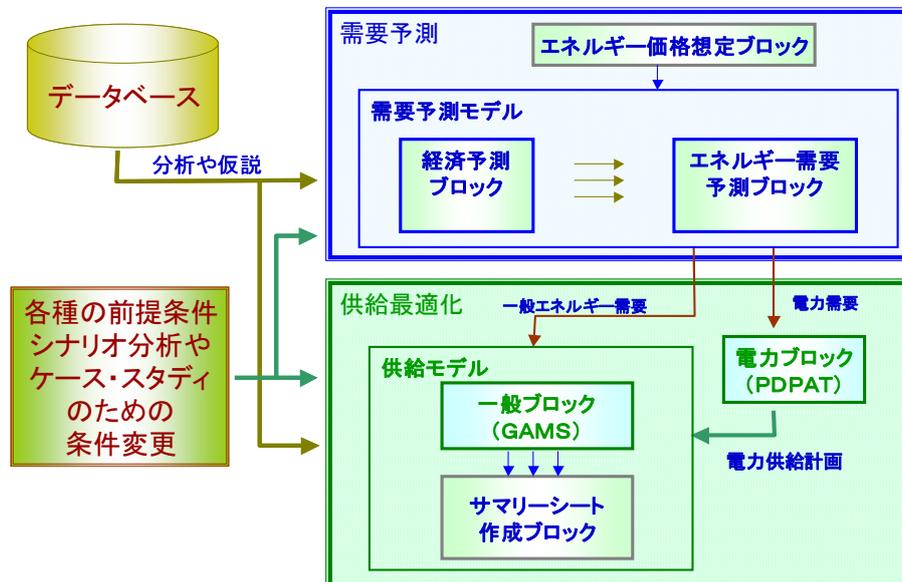


図 2.2-1 エネルギー需給モデルの構成

需給モデルは、操作性の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。モデルではベトナム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、極力簡略化を計っている。

需要予測モデルと供給最適化モデルはさらに次のように細分化されている。需要予測ブロックでは、価格動向を扱うサブモデルを設け、世界の価格動向を与件としてベトナム国内のエネルギー価格を算定する。その結果は需要予測モデルに転写して使用する。需要モデルは経済ブロックと需要予測ブロックで構成されるが、モデルそのものは一体であり、主要な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。

供給ブロックは電力ブロックと一般ブロックで構成され、以下の手順で最適化計算が行われる。

- ①需要予測モデルで得られた電力需要を対象に、電力需給分析モデル「PDPAT」を用いて発電所タイプ別（石炭、重油、ガス、原子力等）の発電量と燃料消費量を決定する。
- ②電力以外の一般ブロックでは、今回開発したエネルギー需給最適化モデル（以下「需給モデル」）によりエネルギーの最適供給パターンを求める。
- ③最終的にこれらの解を集計して一次エネルギー供給を求める。集計結果はエクセルのサマリーシートにアウトプットされ、ケースの比較検討が容易に可能である。

作業手順としては、価格に関する前提条件を変更するときは1ケースにつき①価格モデル→②需要予測モデル→③電力開発モデル→④供給最適化モデルの四つのモデルを動かすことになる。需要予測に関する前提条件を変更した場合は②以下の3つのモデルを、電力需給の条件を変更する場合は③以下の2つのモデルを、一般ブロックのエネルギー供給条件を変更するときは最後の④のモデルを動かすことになる。ケーススタディの手順はやや輻輳するが、各ブロックを分けることでモデルの操作性向上を図っている。

2.2.1 シナリオ設定とケーススタディ

本調査での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国家エネルギーマスタープラン策定の基本方向を示すものであり、リファレンスケースの設定は最も重要な作業である。今回の調査では、最初に現在のトレンドを延長したBAUケースを検討した。「ベトナム経済は今後20年間にわたり8.4%の高度成長を続ける一方、世界のエネルギー価格は概ね現在の横ばい程度で推移する」というシナリオを想定し、将来のエネルギー需給バランスを計算した。その結果は次のように要約される。

- ①今後20年間、最終エネルギー需要は年平均8.6%で増加を続け、2025年には2005年の5.2倍に達する。
- ②国内のエネルギー資源量は限られており、今後新規大型発見がない限り、エネルギーの国内生産量は2015年頃には頭打ち傾向が顕著になる。
- ③この結果、ベトナムのエネルギー自給率は今後急速に悪化に向かう。2015年までにベトナムはエネルギーの純輸入国に転じ、2025年には輸入依存率が50%近くに到達する。

一人当たりエネルギー消費と一人当たりGDPの関係で見た場合、ベトナムのエネルギー消費はASEAN諸国のトレンドをかなり上回っている。世界のエネルギー需給がタイト化に向かい、ベトナムのエネルギー供給も輸入依存に転じるという趨勢の中で、エネルギー問題が成長の制約となるのを避けるためには、このようなストレスを可能な限り緩和する必要がある。

石油換算 百万トン

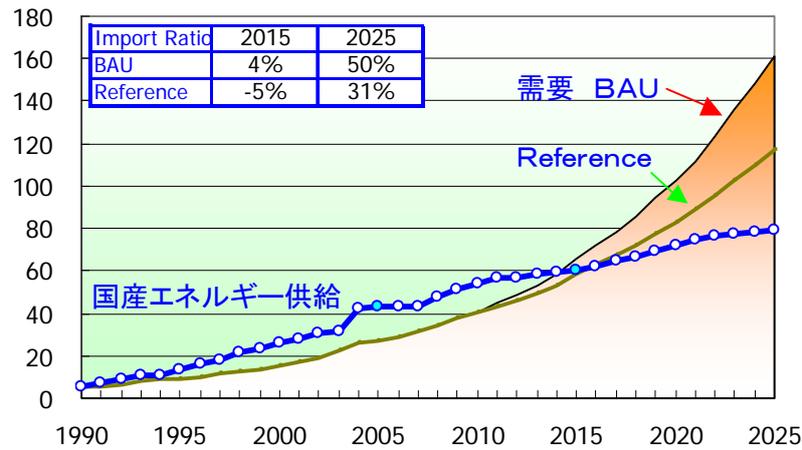


図 2.2-2 BAU ケースとリファレンスケース

上記のような予備的検討の結果、本調査では、BAU ケースよりも省エネルギー努力を強化し、一次エネルギー供給合計で 2015 年では約 10%、2025 年では 25-30% 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。このほか、図 2.2 - 3 に示すように、経済成長率やエネルギー価格の変化、供給サイドの条件変化についてさまざまなケーススタディを行った。

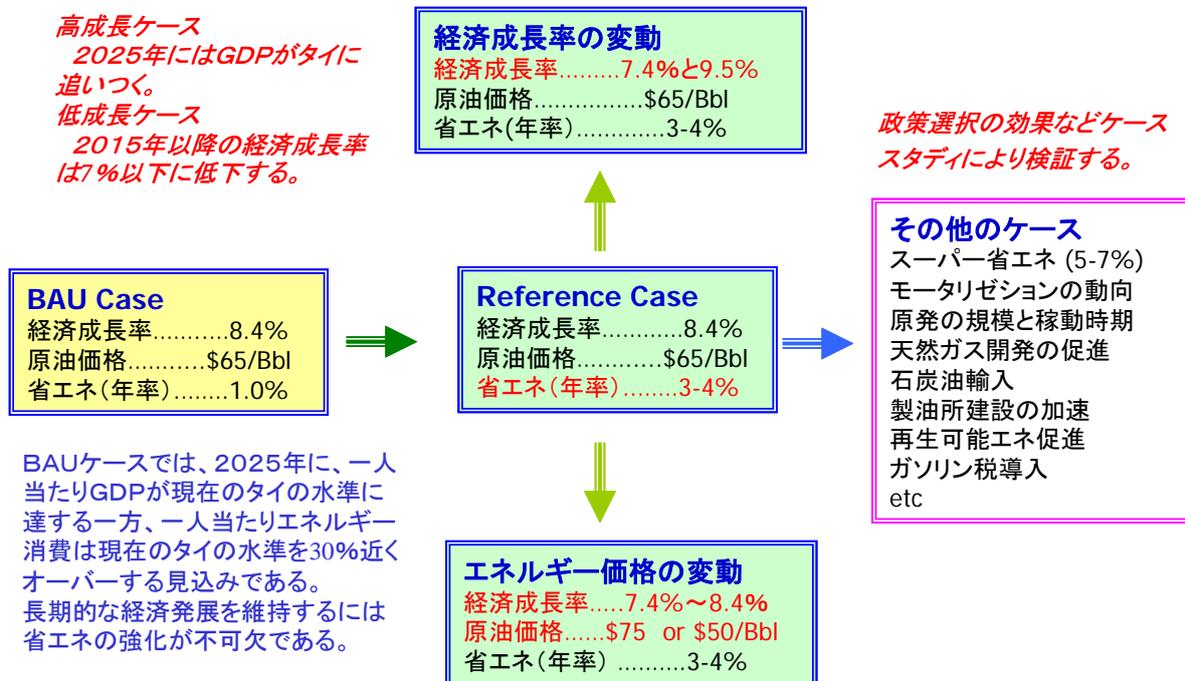


図 2.2-3 ケースの設定

2.3 エネルギー需要予測

本節ではリファレンスケースを出発点とし、需要動向の変化に関するケース、すなわち高経済成長シナリオ（参考として低成長シナリオ）、エネルギー高価格シナリオ（参考として低価格シナリオ）、スーパー省エネルギーシナリオについて、ケース設定と需要動向の試算結果を説明する

2.3.1 標準的なシナリオと前提条件

ベトナムの中長期経済動向については、現行の経済社会発展計画および EDF2050 の見方を踏襲し、リファレンスケースとして 2020 年までの経済成長率を年率 8.5% と見込み、それ以降は 8.0% へとやや低下するものと想定する。

表 2.3-1 中長期経済見通し

		2006-2020	2020-2025
エネルギーマスタープラン（今回想定）	BAU ケース	8.50%	8.00%
		2011-2020	2021-2030
EDF2050 の経済見通し	高成長ケース	8.50%	8.00%
	標準ケース	7.20%	7.00%

（注）個々の経済変数の推定値は第 12 章に掲載。

その他の主要前提は下表のとおりである。

表 2.3-2 人口伸び率の見通し

変数	単位	2010/2005	2015/2010	2020/2015	2025/2020
人口	%	1.1	1.1	1.1	0.8

（出所）人口の伸びは EDF2050 より

表 2.3-3 ベトナムドンの対米ドルレートの見通し

	2005	2010	2015	2020	2025
VND/US\$	15,916	16,856	17,947	19,609	21,168

（出所）EDF2050 より

表 2.3-4 主要エネルギー価格の想定（リファレンスケース）

Products	Unit	2005	2010	2015	2020	2025
IEA world export price	US\$/bbl	50	65	65	65	65
Crude oil export price of Vietnam	US\$/bbl	54	70	70	70	70
Coal FOB	\$/ton	20	38	57	57	57
Asian LNG CIF	\$/MMBTU	6.4	7.5	7.5	7.5	7.5
Natural Gas (Domestic price)	\$/MMBTU	3.3	5.1	7.0	7.0	7.0
Gasoline retail price	Dong/liter	8,933	11,885	13,010	13,820	14,257
Kerosene retail price	Dong/liter	6,300	11,266	12,348	13,126	13,547
Diesel retail price	Dong/liter	6,500	10,897	11,943	12,696	13,102
Fuel oil price in Vietnam	Dong/liter	4,633	6,761	7,410	7,877	8,129
LPG price in Vietnam	Dong/kg	13,800	20,484	22,451	23,866	24,630
Electricity for Agriculture use	Dn/KWh	660	1,012	1,118	1,236	1,365
Electricity for Residential use	Dn/KWh	695	1,065	1,177	1,301	1,437
Electricity for Industry use	Dn/KWh	829	1,271	1,405	1,553	1,716
Electricity for Commercial use	Dn/KWh	1,359	2,083	2,302	2,544	2,811

2.3.2 需要動向の変化を引き起こす主なファクター

需要動向の変化について注目すべき点は①経済成長率の変化、②エネルギー価格の変化、③省エネルギーの進捗度、④自動車の普及などである。

①GDP総額が20年後の2025年にはタイに追いつくのをドリームケース(2025年までの平均経済成長率は10.5%)とすれば、BAUケースとドリームケースの間あたりが高成長ケースの上限かと想定される。その場合、2025年までの経済成長率は9.5%程度となる。また、リファレンスケースより成長率が1%低いケースを低成長ケースとして検討する。

表 2.3-5 ケース別経済成長率

Years	High Case	Reference Case	Low Case
2005	8.4	8.4	8.4
2006	8.5	8.5	8.5
2007	8.5	8.5	8.5
2008	9.5	8.5	8.5
2009	9.5	8.5	8.5
05-10	8.9	8.5	8.5
10-15	9.5	8.5	7.8
15-20	9.5	8.5	7.0
20-25	9.5	8.0	6.5
05-25	9.4	8.4	7.4

②エネルギー価格の動向については、「世界の原油価格が2005年実質価格で1バレル75ドル程度に高騰する」ケースを「高価格ケース」と想定する。石油製品や天然ガスの価格もほぼ原油価格に連動して上昇する。ただし石炭は世界的に広く豊富に賦存しているので、需要増に応じて供給増も進み、価格上昇は原油の1/2程度にとどまるものとみる。

③省エネルギーの推進が現状程度のまま推移した場合(BAUケース)と、主要産業が努力を強化し政府も省エネルギー対策を強力に推進する場合(リファレンスケース)の2ケースを想定する。省エネルギーの実現については、実際に効果が現れるまでのタイムラグを考慮し、2010年から2025年間の期間を下記のように3段階に分けて想定した。

ステップ1：準備、試験実施期間

ステップ2：セクター別の適用と部分実施期間

ステップ3：全面実施期間

④ベトナムでは、庶民の足として二輪車(バイク)が定着している。2005年のバイクの保有台数は1,907万台とほぼ一家に一台の普及率で、売れ行きも引続き好調である。しかし、四輪以上の自動車保有台数は57.7万台で、このうち乗用車は19.5万台にすぎない。しかし、所得水準の向上とともに、他のアジア諸国と同様、乗用車の普及が急速に進む可能性がある。そうすると、ガソリンや軽油の消費が急速に拡大する可能性がある。

2.3.3 リファレンスケースにおける需要動向

今後のベトナムでは、一般産業部門、商業・サービス部門、家庭部門などでのエネルギー近代化が進み、これらの部門では非商業用エネルギーが減少に向かう一方、LPGや電力の伸びが大きい。交通部門では自動車用燃料のガソリンや軽油の伸びが大きい。しかし、モーターバイクの普及が頭打ちになり、四輪自動車の普及はやや遅れているので、ガソリン需要の伸びはそれほど大きくない。貨物輸送では自動車のウェイトが増大し、軽油の需要拡

大が速い速度で進展するものと思われる。

BAU ケースでは省エネルギー率 1%を設定し、省エネルギーを強化するリファレンスケースでは年率 3%を想定した。現行の極めて高い弾性値は、2025 年には周辺諸国のように比較的安定した弾性値 1.2 にまで低下する。しかし、一人当たり電力需要は周辺諸国と比べると際だって高い。これまでのエネルギー供給は電力に大きく依存しており、今後もあまり変化しないと想定している。当面の電力不足は深刻だが、高いエネルギー原単位と電力偏重の傾向が今後も続くかどうかは慎重に検討する必要がある。

リファレンスケースの最終エネルギー需要は BAU ケースに対し 2015 年で 9%、2025 年で 23%の減少となる。また、2025 年の GDP 弾性値は 0.9 で、通常各国で見られる値に近いものとなる。

表 2.3-6 リファレンスケースのエネルギー需要見通し

		2005	2010	2015	2020	2025	25/05
Power demand (TWh)	Reference Case	46	86	132	203	293	9.8
	BAU Case	46	87	148	252	400	11.6
	Gap%	0%	-2%	-11%	-19%	-27%	
	Elasticity	2.0	1.6	1.1	1.1	0.9	
Final energy demand (MTOE)	Reference Case	23	33	47	67	91	7.2
	BAU Case	23	34	51	80	118	8.6
	Gap%	0%	-2%	-9%	-16%	-23%	
	Elasticity	1.6	1.0	0.8	0.9	0.9	

(注) 最終エネルギー需要には、転換部門(石油精製や発電所など)で消費される化石燃料や非商業エネルギーは含まない。

セクター別需要動向(リファレンスケース)

1) 農業部門

農業部門の最終需要は 2005 年の 395KTOE (含む電力) から 2015 年 830KTOE、2025 年

(単位:KTOE)

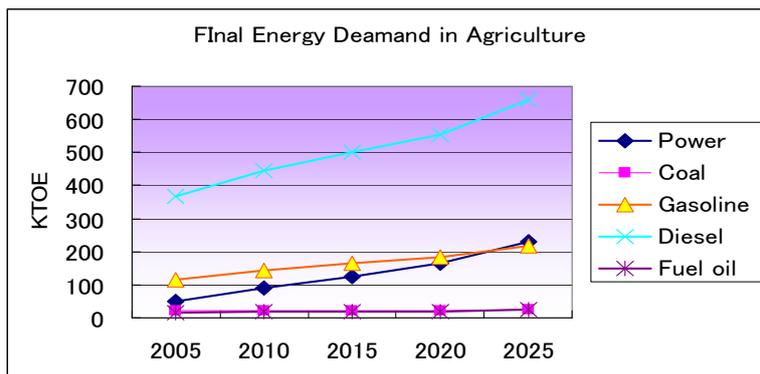


図 2.3-1 農業部門の最終エネルギー需要

1,159KTOE に増加し、2005～2025 年の平均伸び率は年率 3.6%である。エネルギー別の平均増加率は石炭 0.9%、石油製品(ガソリン、軽油、重油)3.0%、ガス 0%、電力 8.0%で、電力の伸びが大きい。

2) 軽工業部門

軽工業部門は今後のベトナム経済を牽引する主力部門で、セクター別でも最大の需要の伸びを示す。エネルギー需要は2005年の8,800KTOE（含む電力、非商業エネルギー）から2015年は17,600KTOE、2025年には39,800KTOEに増加する。セクターGDPに対する需要弾性値は0.52と低い値を見込んでいる。2005～2025年の平均増加率は7.9%となる。

軽工業部門で特筆すべきはLPGで、直近の5年間（2001～2006年）は年率38%と急激に伸びている。これは1999年からの現象で、軽工業の成長に合わせて多くの工場で利用されている。現在のトレンドが継続すれば軽工業部門での需要は2015年には現在の5倍、2025年には16倍にも達する。LPGの国内供給は限られているので、大半は輸入に頼ることになる。しかし、国際市場でのLPG供給は不安定で価格変動も激しい。LPGの供給増加には限界があり、他の石油製品や石炭などの代替供給手段とのベストミックスを検討することが必要である。

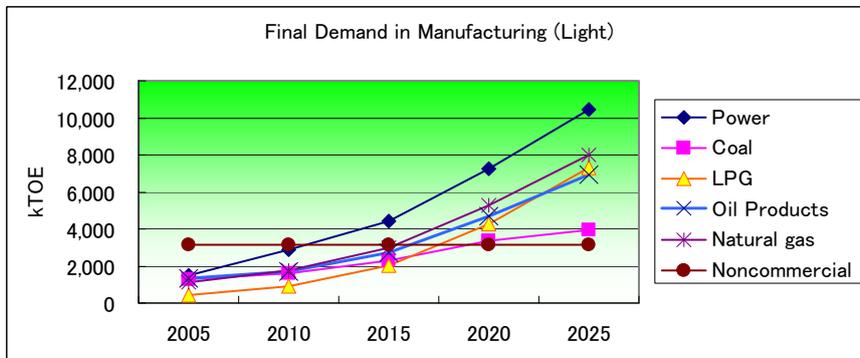


図 2.3-2 軽工業部門の最終エネルギー需要

3) 重工業部門

重工業部門のエネルギー需要は、2005年の4,900KTOE（含む電力）から、2015年には9,000KTOE、2025年には13,300KTOEに増加する。省エネルギー型経済構造の構築を目指すベトナムでは重工業部門の発展は比較的穏やかなレベルに止まる。2005～2025年の増加率は年率5.1%となる。エネルギー別では石炭4.9%、石油製品5.1%、ガス4.8%、電力7.1%

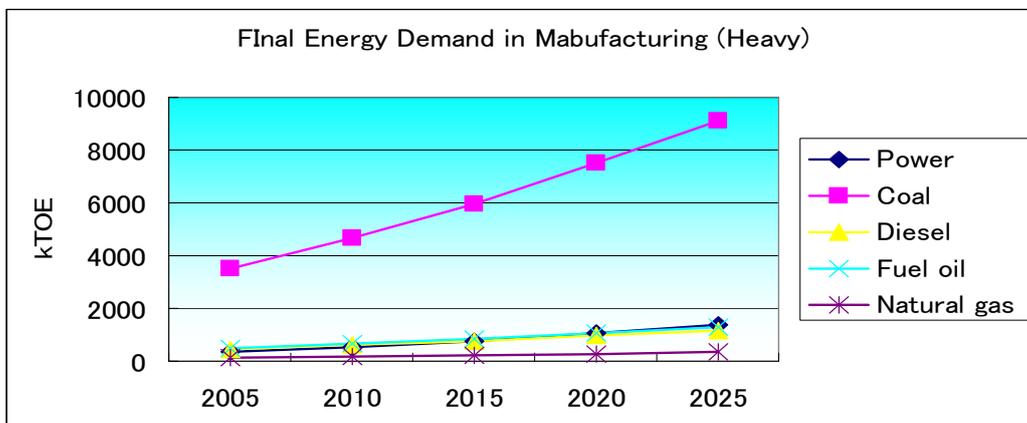


図 2.3-3 重工業部門の最終エネルギー需要

で電力の伸びが高い。軽工業と同様、天然ガスの需要は今後のインフラ整備次第でさらに高くなる可能性がある。

4) 運輸部門

現在、ベトナム市民の交通機関としてはモーターバイクが普及しており、貨物輸送ではトラックと鉄道、船舶による輸送が中心である。しかし、鉄道は狭軌のうえ単線で効率が悪く、現状では多くを期待できない。現在（2006年）4人に1台（総数約2,000万台）と普及しているバイクは、将来3人に1台程度（3,300万台）で頭打ちになるものと思われる。一方、乗用車は2010年頃より増加の歩を早め、2025年には現在の23倍の300万台程度に達する可能性がある。交通部門の最終エネルギー需要は2005年の3,900KTOE（含む電力）から2015年には12,900KTOE、2025年には13,900KTOEに増加しよう。

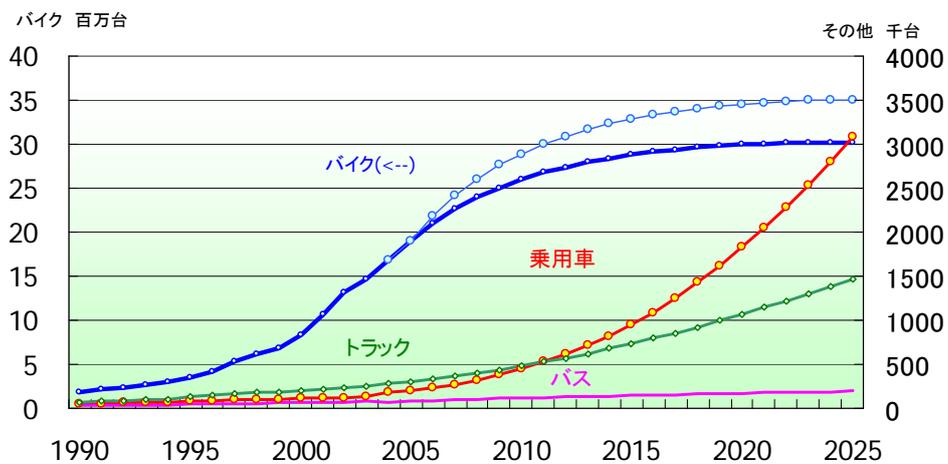


図 2.3-4 バイクおよび自動車の普及動向

輸送用燃料の2005～2025年の平均増加率は年率5.9%、エネルギー別ではガソリン4.8%、軽油6.7%、ジェット燃料6.5%、重油4.7%で、軽油の伸びが大きい。ガソリン需要は四輪車の普及とモーターバイクの頭打ちとが相殺され、需要全体の伸びは穏やかなものとなる。

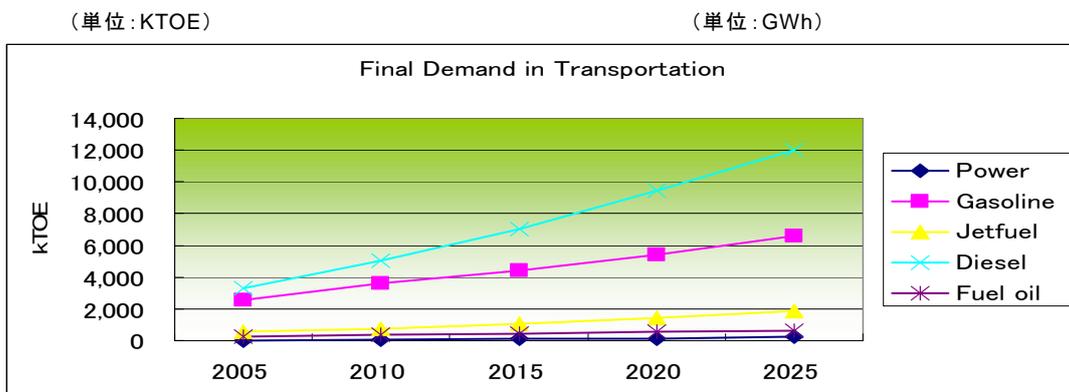


図 2.3-5 交通部門の最終需要

しかし、四輪自動車の普及は2025年以降に加速すると見込まれるので、その兆候に十分注意する必要がある。一方、軽油需要は経済活動を支える主要物資として堅調な増加を

続ける見通しである。また、地下鉄の建設などにより、交通部門向けの電力需要が増えると思われる。

5)商業・業務部門

商業部門の最終エネルギー需要は2005年の1,300KTOE（含む電力）から2015年には2,400KTOE、2025年には3,900KTOEに増加する。20年間の平均増加率は5.5%となる。エネルギー別では、石炭1.9%、LPG5.7%、石油製品(灯油、軽油、重油)3.57%、電力11.2%で、電力の伸びが大きい。

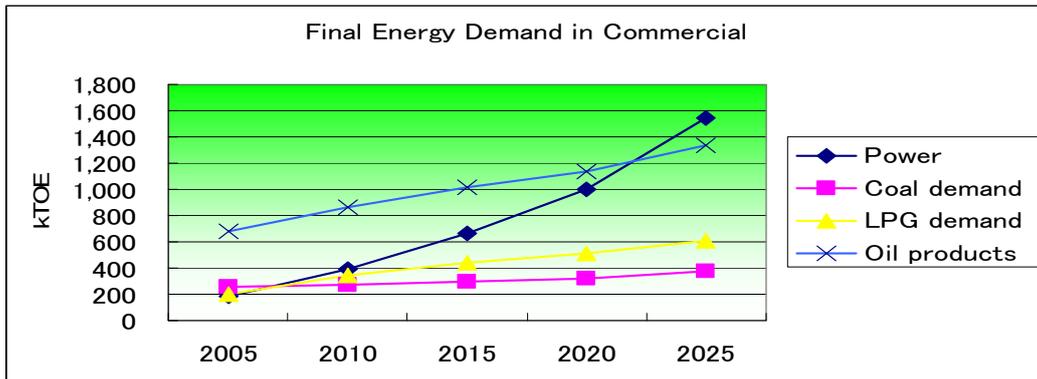
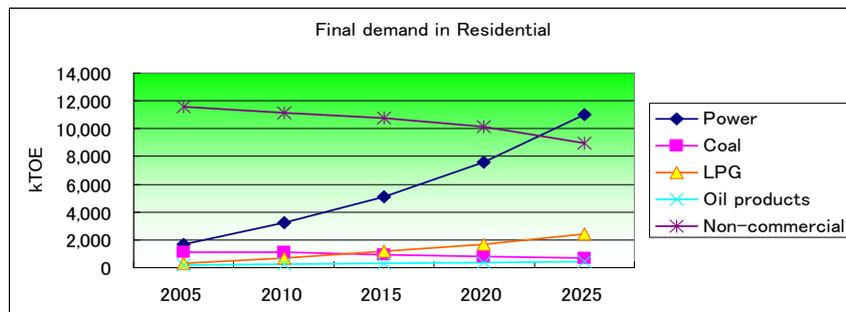


図 2.3-6 商業部門の最終需要

商業部門の特徴は、電力以外では、LPGの伸びが過去5年間（2001年-2006年間）で16%と著しく、次いで電力需要の伸びは12%以上である。一方、重油・灯油の需要はこの5年間減少しており、これらの需要がLPGに代替されていることが分かる。軽工業部門と同様に商業部門でもクリーンで扱い易いLPG型燃料の伸びが大きいと思われるが、これらの燃料をどのように供給するかを検討を進める必要がある。

6)家計部門

家計部門の最終エネルギー需要は2005年の1万4,900KTOE（含む電力）から2015年には1万8,400KTOE、2025年には23,700KTOEに増加する。20年間の平均増加率は2.3%となる。エネルギー別伸び率では、石炭マイナス2.5%、LPG10.4%、石油製品(灯油、軽油、



(注)電力は右メモリ、電力以外は左メモリ。

図 2.3-7 家庭部門の最終需要

重油)3.8%、電力 9.8%、非商業エネルギーマイナス 1.3%である。

家庭部門の特徴は、電力と石油製品（LPG が中心）の伸び率が高いということで、好調な GDP に支えられて、都市勤務者の増加、生活水準の上昇などにより、電力（冷蔵庫やエアコン）や LPG（厨房用）の需要が上昇している。一方、地方人口の減少や都市部の厨房形態の変化により、薪などの非商業エネルギーや石炭燃料の需要は低下するものと思われる。

石油製品需要

1)LPG の国内需要

LPG は、製造業・商業・家庭部門で消費されている。天然ガスの利用が明確でない状況では、LPG 需要は特段に増加しよう。全体では 12.6% 増であるが、今後は、製造業部門（軽工業）15.3%、家庭部門で 10.4%、また商業部門でも 5.7% の需要増となる。2005 年で 1,000 k toe の需要が 2025 年には 10,000ktoe ほどになり、供給の可否が問題になる。LPG 供給にはいずれ制約が生じ、「国産＋輸入」による供給可能量を超える需要は他の燃料により供給されることになろう。

表 2.3-7 石油製品の需要見通し

Products	2005	2010	2015	2020	2025	2005	2015	2025	15/05	25/15
LPG	963	1,971	3,641	4,342	4,418	8.3	16.1	10.1	14.2	2.0
LPG Substituted	0	0	0	2,133	5,937	0.0	0.0	13.6		
Gasoline	2,687	3,697	4,516	5,491	6,657	23.2	19.9	15.2	5.3	4.0
Kerosene	332	342	373	423	511	2.9	1.6	1.2	1.2	3.2
Jetfuel	534	736	1,031	1,415	1,872	4.6	4.5	4.3	6.8	6.2
Diesel	5,162	7,456	10,294	14,089	18,301	44.5	45.4	41.8	7.1	5.9
for General	5,149	7,456	10,294	14,089	18,301	44.4	45.4	41.8	7.2	5.9
for Power	13	0	0	0	0	0.1	0.0	0.0		
Fuel oil	2,214	2,096	2,807	4,329	6,090	19.1	12.4	13.9	2.4	8.1
for General	1,616	2,020	2,742	3,939	5,295	13.9	12.1	12.1	5.4	6.8
for Power	598	76	65	390	795	5.2	0.3	1.8	-19.9	28.5
Total Oil demand	11,598	16,298	22,662	32,223	43,786	100.0	100.0	100.0	6.9	6.8

2)ガソリンの国内需要

ガソリンは、バイクや乗用車で消費されるが、ベトナムでは小型船舶でも使用されている。セクター別では小型船舶用は「農業・漁業部門」、バイク・乗用車は「交通部門」に分類されるが、後者が圧倒的である。全体の伸びも 4.6% とバイク・乗用車の伸び 4.7% とほぼ同じである。ガソリン需要は、2005 年の 2,700ktoe から 2025 年には 2.5 倍になり、その 97% はバイク・乗用車用である。

3)灯油の国内需要

ジェット燃料油を含めた灯油類は、航空機・製造業（軽工業）・商業・家庭で利用されている。このうち、ジェット燃料は、これからの国際化・国内経済の活性化などを背景に 20 年間平均で 6.5% の伸びを示す。また、製造業部門でも灯油は活発に消費され、同期間 6.8% の消費増が期待される。一方、商業や家庭部門では灯油は電力や LPG に代替され、それぞれ 1.6%、2.3% の伸びに留まる。全体では、2025 年には 2005 年の 2.8 倍に増加すると予想される。

4)軽油の国内需要

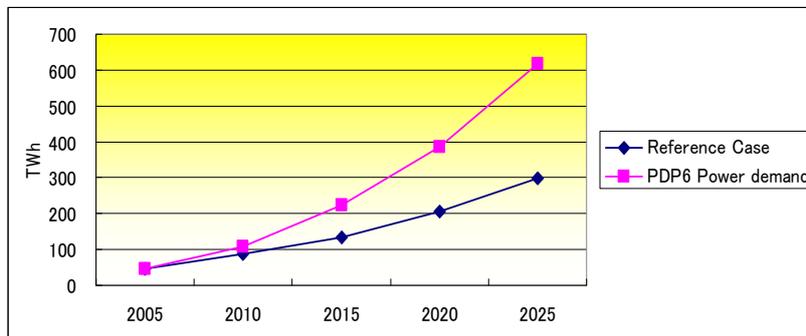
軽油は、交通部門・製造業・農業・商業・家庭部門などで幅広く使われ、交通部門と製造業部門での消費が大きい。製造業の消費には自家用貨物車両の燃料も多く含まれ、これらも交通用と考えれば、軽油は大半が交通・運搬車両用に使われていると言える。発電用の利用は減少傾向にあり、地方の独立系統での利用に留まると思われる。今後は、製造業用と交通用燃料の需要が大きく、2005～2025年の平均伸び率はそれぞれ8.0%、6.5%になると予測される。家庭用、商業用軽油の需要も堅調で、それぞれ5.9%、4.3%の伸びになる。全体としては、2005年の5,100ktoeから2025年には3.6倍の18,000ktoeに増加すると予想される。

5)重油の国内需要

重油は製造業・電力部門・交通部門・商業・農業・家庭部門で幅広く使われている。特に製造業と電力部門の需要は大きく2005年では製造業54%、電力部門での消費が28%で、次いで交通部門が12%となっている。商業・農業・家庭部門の消費は合計でも7%と小さい。この傾向は2025年でも同じで構成比は製造業65%・電力22%・交通部門9%という見込みである。伸び率は、2005～2025年平均で製造業6.7%、交通部門4.7%、電力部門4.3%で、製造業の高い伸びに比例して重油の消費も拡大するものと思われる。

電力需要

第6次電源開発計画（PDP6）のBaseケースで採用された経済見通しはリファレンスケースの経済見通しと同じだが、両者の電力需要は下図のようにかなり隔たっている。



(出所)PDP6のBaseケースより作成。

図 2.3-8 リファレンスケースとPDP6における電力需要の比較

PDP6の電力需要見通しは周辺国の電力需要動向に照らしてかなり過大である。これはベトナムでは水力比率が高く、また、石油製品や都市ガスなどの供給体制が不十分であったため、水力からの安い電力供給に過度に依存してきたからと思われる。この状態が今後も続けば、周辺国より高い電力依存が続くことになる。しかし、低廉な水力資源には限りがあるので、いずれ電力料金の上昇が始まって電力への過剰依存体制は解消し、一人当たり電力消費量も周辺諸国（2005年で2,000～3,000kWh/人）と同程度の電力需要量に向かうだろう。それに伴い、都市ガスや工業部門での天然ガス普及がある程度進展することになるだろう。

2.3.4 各種シナリオの下での需要見通し

高成長ケースは、リファレンスケースの8.4%に対して9.5%というかなり高めの経済成長率を設定したケースである。リファレンスケースとの最終エネルギー需要の差は2015年で9%、2025年では34%になる。高成長ケースでは2008～2025年の平均経済成長がリファレンスケースより相当に高く、工業部門、商業部門、家庭部門のすべてにおいてエネルギー需要が極めて旺盛になる。

表 2.3-8 高成長ケースとリファレンスケース

		2005	2010	2015	2020	2025	25/05
Power demand (TWh)	High Growth Case	46	89	145	237	389	11.3
	Reference Case	46	86	132	203	293	9.8
	Gap(%)	0%	3%	9%	16%	33%	
	Elasticity	2.0	1.6	1.1	1.1	1.1	
Final energy demand (MTOE)	High Growth Case	23	34	51	78	121	8.8
	Reference Case	23	33	47	67	91	7.2
	Gap(%)	0%	3%	9%	17%	34%	
	Elasticity	1.7	1.0	0.9	0.9	1.0	

高成長と逆に低成長ケースを設定して、電力と最終エネルギー需要を計算すると以下の表の通りである。最終エネルギー需要は、2015年では、低成長ケースでは、リファレンスケースより17%需要が低く、2025年では41%も低い。また、電力では2015年では19%低く2025年では44%ほど低い。低成長ケースが出現する確率は低いエネルギー供給政策の下限值としての目安になるものと思われる。この場合は、エネルギー部門への過剰投資を控え、効率的なエネルギーシステムの構築を目指すことが必要である。

表 2.3-9 低成長ケースとリファレンスケース

		2005	2010	2015	2020	2025	25/05
Power demand (TWh)	Low Growth	46	86	126	176	233	8.5
	Reference	46	86	132	203	293	9.8
	Gap(%)	0%	-4%	-19%	-35%	-44%	
	Elasticity	2.0	1.6	0.9	0.8	0.9	
Final energy demand (MTOE)	Low Growth	23	33	44	57	71	5.9
	Reference	23	33	47	67	91	7.2
	Gap(%)	0%	-3%	-17%	-33%	-41%	
	Elasticity	1.7	1.0	0.6	0.6	0.7	

高価格ケースでは、リファレンスケースと比較して「エネルギー価格の上昇があり、エネルギーコストの上昇により産業活動が停滞し、経済成長率が0.5%ほど減少する」と考えたときのケースを試算する。

表 2.3-10 高価格ケースとリファレンスケース

		2005	2010	2015	2020	2025	25/05
Power demand (TWh)	High Price Case	46	83	124	186	261	9.1
	Reference Case	46	86	132	203	293	9.8
	Gap(%)	0%	-3%	-6%	-9%	-11%	
	Elasticity	2.0	1.6	1.1	1.0	0.9	
Final energy demand (MTOE)	High Price Case	23	32	44	61	80	6.5
	Reference Case	23	33	47	67	91	7.2
	Gap(%)	0%	-4%	-6%	-9%	-12%	
	Elasticity	1.7	0.9	0.8	0.8	0.8	

(注)最終エネルギー需要には、転換部門(石油精製や発電所など)で消費される化石燃料や非商業エネルギーは含まない。

2.3.5 需要分析のインプリケーション

工業部門と家庭部門でのエネルギー需要拡大

最終エネルギー需要の伸びは、工業部門で 8.1%、家庭部門では 7.2%で、ベトナム全体のエネルギー需要の伸び 7.2%を底上げしている。リファレンスケースでは工業部門・家庭部門ともに BAU ケースより 2%多い省エネルギーを期待しているが、これらが達成されたとしても工業部門や家庭部門の需要の伸びは高率である。今後の世界およびベトナムでのエネルギー供給状態を考えると、政府は真剣に省エネルギーに取り組む必要がある。

LPG 需要の急激な拡大

今後、工業部門・商業・家庭部門では LPG 需要が大幅に拡大するものと予想される。しかし、LPG は、ベトナム国内でも、国際的にも供給量が限られており、リファレンスケースのまま需要が推移(2005~2025 年間、年率 12%の上昇)すれば供給不足をきたすのは必定である。多くの国では工業部門・商業・家庭部門の燃料として LPG 以外に天然ガスの供給が行われている。ただし、天然ガスパイプラインの建設には多くの時間と資金が必要である。ベトナムでは、早期にこれらの将来設計を実施し、国土に適した多様なガス配送システムの創設を検討する必要がある。

自動車の普及とガソリン・軽油の需要拡大

ベトナムではモーターバイクの利用が普及し、市民の重要な交通手段となっている。国策により自動車の普及は抑えられているが、税制上有利なトヨタの「INOVA」(7人乗り)などは最近急激に普及し始めている。1500~2000cc の乗用車はモーターバイクの 10 倍ほどの燃費がかかるが、今後は乗用車の普及とともにガソリンや軽油の需要が拡大すると予想される。

自動車普及の上昇が始まれば、道路が狭く入り組んでいるハノイやホーチミンなどの大都市では、近い将来、深刻な交通渋滞が起こると懸念される。車の渋滞が燃費の悪化とともに近隣住民の健康被害をもたらすことは、日本の経験などからも予想される。合理的な交通システムの構築とガソリンや軽油の品質向上は、自動車燃料の安定供給とともに重要な課題である。

2.4 エネルギー供給の検討

以下では需要見通しの変化や供給条件の変動により、エネルギー需給がどのように変動するかを検討する。供給面では、インパクトが大きいと思われる原子力発電、天然ガス、第2、第3製油所の繰上げ稼働、再生可能エネルギー供給量の増大、CO₂排出量の規制などについて検討する。

2.4.1 エネルギー供給分析における前提条件

1) 電力セクター

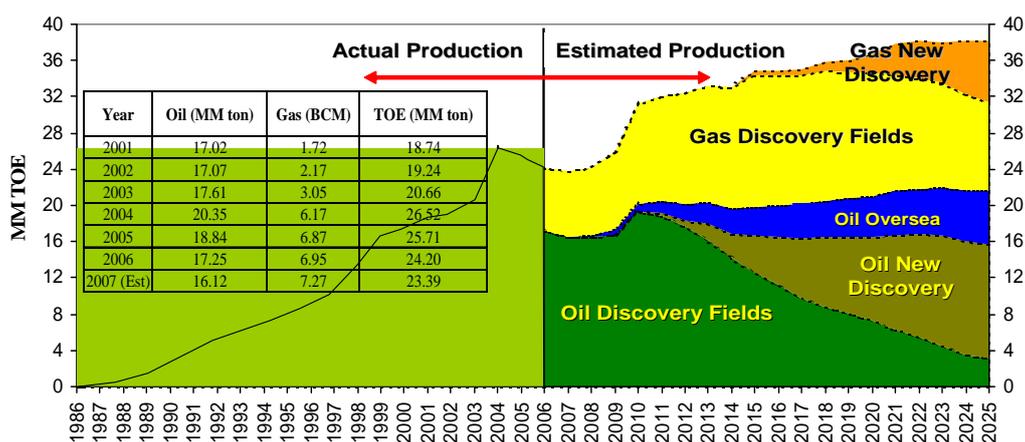
電源開発計画は、電力開発戦略に沿ってエネルギー研究所（IE）が作成した電源開発計画を基本とする。原子力発電については2020年に1号機が運開し、2025年までに発電能力が4,000MWに達するものとする。

2) 石炭セクター

国内生産はVINACOMINが発表した「石炭セクターの持続的開発戦略2007年」の見通しを基礎とし、2025年には最大生産能力が6,750万トンに達するものとする。国内炭のうち高品位炭は価格メリットがあれば輸出されるものとし、国内需要の増加に対する供給不足分は輸入されるものとする。

3) 石油・天然ガスセクター

石油と天然ガスの生産見通しは、2007年9月に発表された商工省とIEAとの共同スタディの見通しを採用する。原油生産は2010年頃までは現状よりやや微減で推移し、その後は新規発見が加わることで2015年から2020年にかけては32万バレル/日、2025年には30万バレル/日と、30万バレル/日台の生産を維持する。その実現のためにはかなりの探鉱努力が必要となる。一方、天然ガスでは未開発ガス田が戦力化し、生産量は現在の70億立米/年から2015年には倍の150億立米、2025年には160億立米に達すると見込んでいる。



(出所) Tran Huu Truong Son, Ministry of Industry and Trade, Vietnam, "VIETNAM OIL SECURITY POLICIES", Oil Security and National Emergency Preparedness, IEA, Bangkok: 17-18 September 2007

図 2.4-1 商工省による石油・ガス生産の実績と生産見通し

下流部門では 2009 年から Dung Quat に建設中の第 1 製油所が稼働する。当初は 100% 国産原油で賄うが、2020 年からは設計上の高硫黄原油処理可能量 Max である 15% が輸入原油に切り替わるものとする。2015 年には第 2 製油所が稼働し、稼働当初から処理量の 50% は輸入原油を使用する計画である。このほか、2010 年からは石油備蓄が開始され、備蓄は輸入原油で行う。

4) 再生可能エネルギー

電力供給については I E の計画を採用し、石油代替燃料については、2025 年までにガソリン需要の 30% をガソホル E5 にて代替、バイオディーゼルについては、2025 年までにディーゼル需要の 10% をバイオディーゼル B5 にて代替すると見込んだ。

2.4.2 リファレンスケースのエネルギー需給バランス

リファレンスケースにおける主要セクターの需給バランスは下記のとおりである。

1) 原油需給

2005 年から 4 年間はまだ製油所がないので、原油の生産はすべて輸出に回される。但し原油に関しては、2025 年時点でも純輸出国である。2009 年から第 1 製油所が稼働し、当初からフル運転である。2010 年からは石油備蓄が始まり、段階的に増加する。2015 年には第 2 製油所が稼働し、当初からフル運転となる。第 2 製油所の処理量の 50% は輸入で賄われる。2020 年からは第 1 製油所でも処理原油の 15% が輸入に切り替わり、原油輸入量が増加する。なお、石油備蓄は国内石油消費量を基準に、2010 年には 30 日分、2020 年には 60 日分、2025 年には 90 日分を備蓄する。それ以外の年で毎年少しずつ増えているのは、備蓄数量の基準となる石油製品需要が増加しているからである。

(単位 kton)

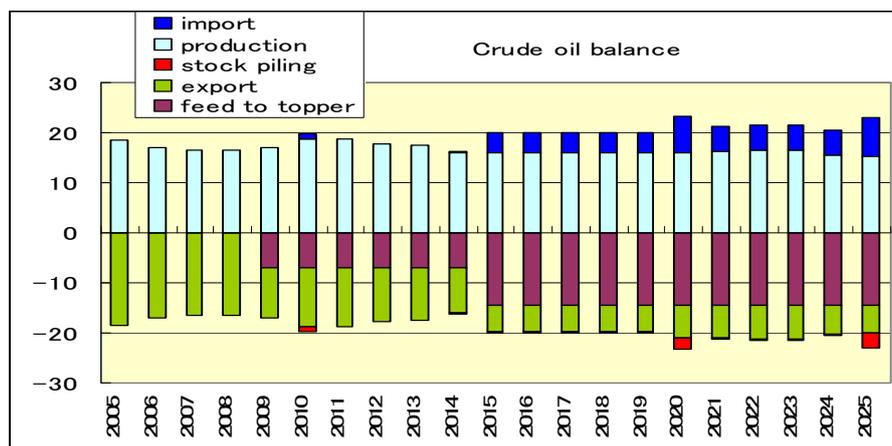


図 2.4-2 原油需給バランス

2) LPG 需給

国産 LPG は製油所とガス処理施設で生産され、残りは輸入により供給される。しかしながら、国際市場における LPG の供給は必ずしも潤沢ではない。

モデルでは、ガス処理施設での生産に加え、製油所からは最大約 110 万トン／年が生産

され、近隣 ASEAN 諸国なみに最大 200 万トン／年の輸入が可能と想定している。一方、需要量は年を追って増大し、国内生産と輸入だけでは需要を満たしきれない。ここでは、その差分を LPG 代替エネルギー（LPG substitute）とし、仮に灯油を輸入して供給するように計上している。産業用および民生用が主体となる LPG の潜在需要を今後どのように供給してゆくか、一段と掘り下げた検討を行う必要がある。もし、天然ガスの供給体制を整えることが出来れば、需要側のニーズからすれば都市ガスによる代替が一番ふさわしい。

(単位：Mton)

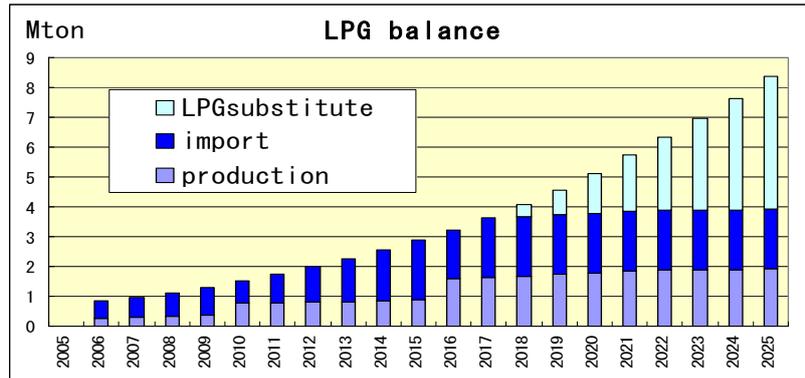


図 2.4-3 LPG 需給バランス

3) 石炭需給

国内炭生産量は 2006 年以降 2025 年の 6,750 万トンまで順調に伸びるため、発電向けならびに一般需要家向けの需要を十分満たし、かつ数量は減るものの高品位炭や低品位炭を輸出に振り向ける余力もある。石炭の輸入増は輸入炭専焼石炭火力発電所向けがほとんどであるため 2015 年以降徐々に増加するが、2025 年でも 1,400 万トン程度で十分間に合う。

(単位：Mton)

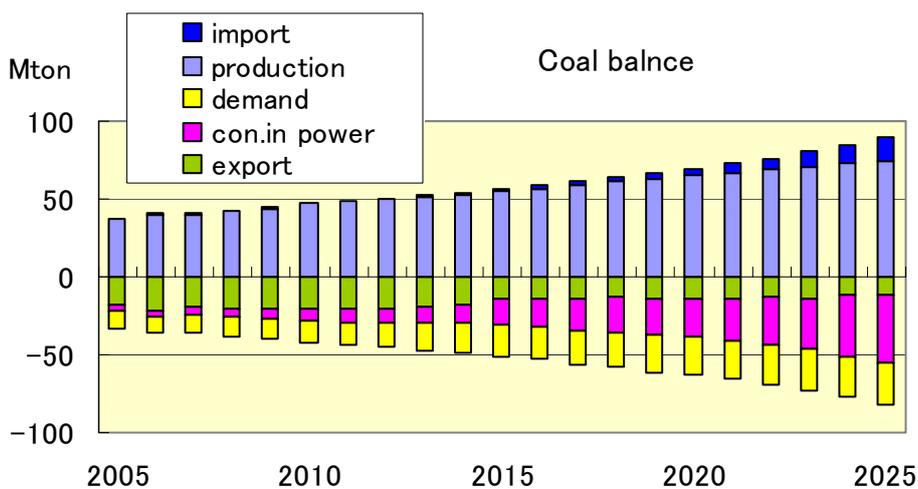


図 2.4-4 石炭需給バランス

4) 天然ガス需給

国内の天然ガス生産は現在の確認埋蔵量を基に推計された値である。発電所、一般需
要家の利用が着実に増加すると見込まれ、2021年からは輸入が必要となる。なお、LPG
供給の不足分を天然ガスで補う場合、天然ガスの輸入開始時期はもかなり早まることにな
る。

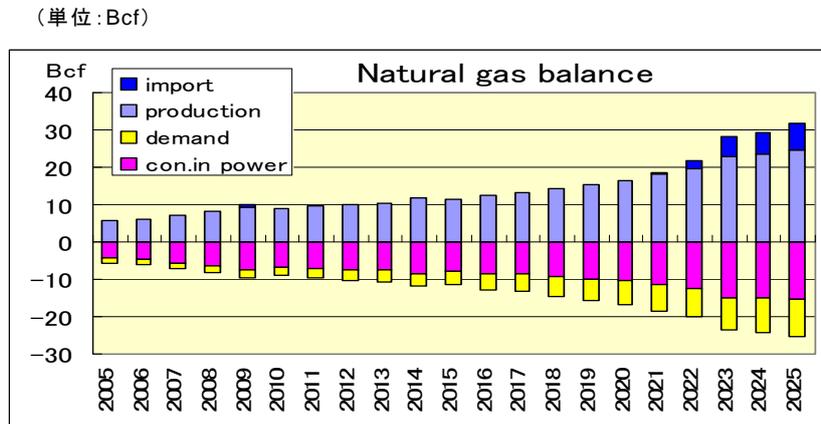


図 2.4-5 天然ガス需給バランス

5) 電力需給

燃料需給バランスは、PDPAT による推定値である。資源や立地等の制約があるため、
原子力、水力、再生可能エネルギーによる発電の自由度は少ない。その結果、比較的自
由度のある石炭（国産、輸入）や天然ガスによる発電の割合が大きくなり、常に全体の 50%
を超える。2020年からは原子力発電所の稼働を見込んでいる。2025年の発電用燃料を多
い順にみると、天然ガス、国内炭、水力、輸入炭、輸入電力、原子力、再生可能エネルギ
ー、重油の順となっている。

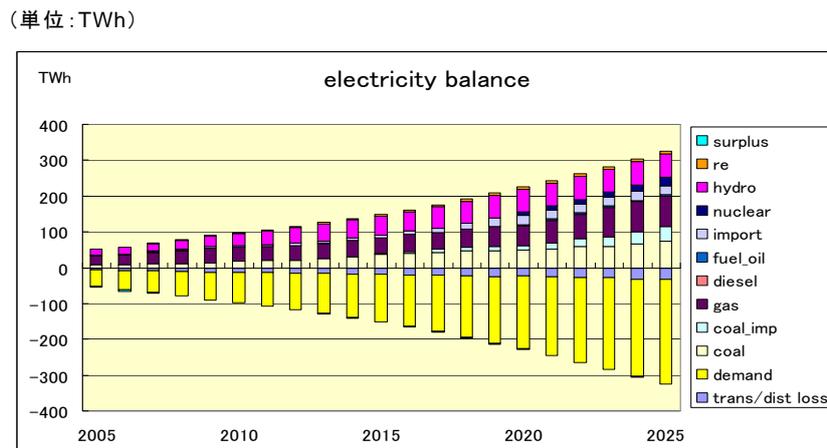


図 2.4-6 電力バランス

6) CO₂ 排出量

CO₂の排出量は、これまでにベトナム側で予測している数字とほぼ一致している。今後のエネルギー需要増加の大宗は、石炭、石油、天然ガスなどの化石燃料により供給することになる。

(単位: MtonCO₂)

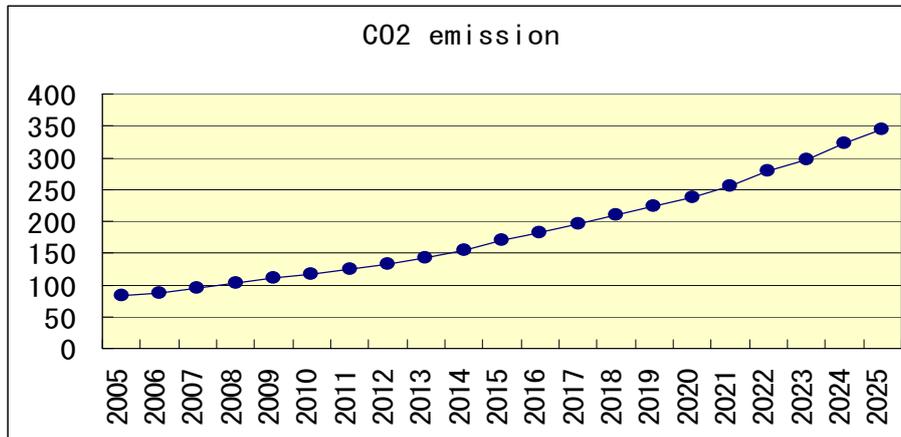


図 2.4-7 CO₂ 排出量

2.4.3 主要ケースにおけるエネルギー供給パターン

主要6ケース（リファレンス、BAU、高成長、低成長、高価格、低価格）の差は、エネルギーの輸入量と輸入比率の差に最も顕著に表れている。これは、経済成長やエネルギー価格の見方によって需要動向がかなり異なるのに対し、国産エネルギーの増産には限りがあるためである。

リファレンスケースでは、ベトナムは石油備蓄分を別としても2017年にはエネルギーの純輸入国に転じる。その時期は一番早い高成長ケースでは2015年、低成長ケースでは最も遅く2020年となる。いずれのケースにおいても早晩エネルギー輸出国から輸入国に転じる訳で今後どのように対処してゆくかがエネルギー分野における最大の課題である。なお、各エネルギー供給セクターへのインパクトについては報告書本体の分析を参照されたい。

(単位: Mtoe)

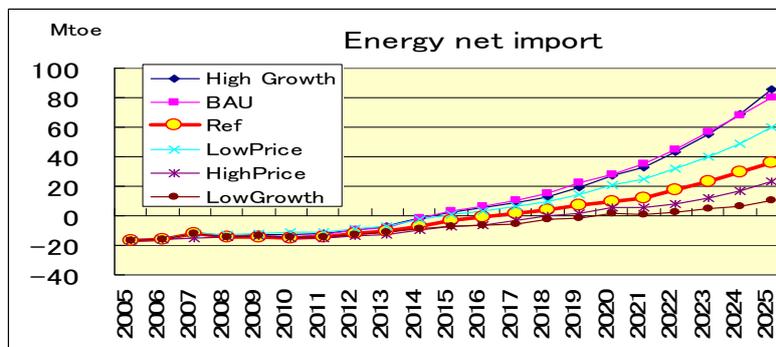


図 2.4-8 エネルギー輸入量

(単位:Mtoe)

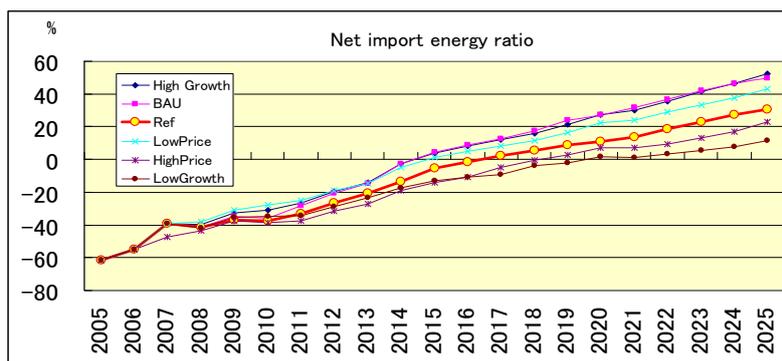


図 2.4-9 エネルギー輸入比率

2.4.4 各種の条件変化とエネルギー供給

1) 省エネルギー

省エネルギー効果を BAU ケースとリファレンスケースで比較すると、上位 3 位はいずれも発電用の国内炭と輸入炭である。すなわち省エネの進展により電力需要が削減され、「国産+輸入」石炭を燃料とする発電量の減少、燃料使用量の減少、結果として輸入石炭の減少が起きる。石炭の次にはLPGの需要が29.4%減少し、LPG代替エネルギーの輸入が42.2%(4位)の減少となっている。天然ガスの場合には需要量の減少が、35.9%(5位)の輸入減少につながっている。

表 2.4-1 省エネルギー効果の順位

order	year	energy	term	unit	REF	BAU	差異	比率対BAU
1	2025	石炭	輸入	kton	14,226	53,026	-38,800	-73.2
2	2025	電力	輸入炭燃料	GWh	41,461	125,696	-84,235	-67.0
3	2025	石炭	電力用	kton	43,716	85,785	-42,069	-49.0
4	2025	LPG	LPG代替	kton	5,259	9,099	-3,841	-42.2
5	2025	天然ガス	輸入	MMm3	6,911	10,781	-3,869	-35.9
6	2025	ナフサ	ガソリンへ合流	kton	1,260	1,944	-684	-35.2
7	2025	CO2	排出量	Mton	345	508	-163	-32.1
25	2025	原油	輸入	kton	7,805	8,537	-732	-8.6
26	2025	天然ガス	電力用	MMm3	15,512	15,472	40	0.3
27	2025	電力	天然ガス燃料	GWh	85,186	84,889	298	0.4
28	2025	石炭	輸出	kton	13,203	5,250	7,953	151.5
29	2025	ナフサ	輸出	kton	844	160	684	427.3

2) 経済成長率

高成長ケースでは電力需要の増加→石炭火力発電の燃料増加→輸入石炭の増加→石炭需要の増加という事象がみられる。これに次いで天然ガスの輸入増加、LPG代替燃料の輸入増加が上位に入っている。成長率1%の影響は、省エネ推進の影響の度合いに匹敵するか若干小さい。

表 2.4-2 高成長率の影響の度合いの順位

順位	年	エネルギー	項目	単位	高成長	REF	差異	上昇率(対REF%)
1	2025	石炭	輸入	kton	48,300	14,226	34,074	239.5
2	2025	電力	輸入炭燃料	GWh	109,213	41,461	67,752	163.4
3	2025	天然ガス	輸入	MMm3	12,385	6,911	5,474	79.2
4	2025	ナフサ	ガソリンへ合流	kton	2,104	1,260	844	67.0
5	2025	石炭	電力向け	kton	80,412	43,716	36,697	83.9
6	2025	LPG	LPG代替品	kton	9,302	5,259	4,044	76.9
9	2025	CO2	排出量	Mton	507	345	162	46.9
31	2025	石炭	輸出	kton	5,250	13,203	-7,953	-60.2
32	2025	ナフサ	輸出	kton	0	844	-844	-100.0

表 2.4-3 低成長の影響の度合いの順位

順位	エネルギー	項目	単位	高価格	REF	差異	比率(対REF%)
1	ナフサ	ガソリン評価	kton	701	1,260	-559	-44.4
2	電力	輸入石炭燃料	GWh	25,838	41,461	-15,623	-37.7
3	石炭	輸入	kton	8,920	14,226	-5,306	-37.3
4	天然ガス	輸入	MMm3	4,663	6,911	-2,248	-32.5
5	石炭	電力向け	kton	31,892	43,716	-11,824	-27.0
6	LPG	LPG代替	kton	3,974	5,259	-1,284	-24.4
7	電力	国内炭	GWh	56,884	73,138	-16,254	-22.2
30	ナフサ	輸出	kton	1,403	844	559	66.2
31	石炭	輸出	kton	23,133	13,203	9,931	75.2

3) エネルギー価格

高価格ケースでは需要が減少し、供給にマイナスの影響が生じる。一位はナフサがガソリンへ合流する減少である。ガソリンに回るナフサが減って輸出に回っている。また、輸入石炭による電力発電の減少、従って輸入石炭の減少につながっている。さらに天然ガスの需要減、電力向けの国内炭の減少があり、発電用国内炭の減少は石炭の輸出増につながっている。低価格ケースでは、電力向けの国内炭、輸入炭の減少が目立つ程度で、リファレンスケースと比べて需要にほとんど変化がないことから、供給パターン面でもリファレンスケースとの差は小さい。

表 2.4-4 エネルギー高価格の影響の度合いの順位

順位	年	エネルギー	項目	単位	低成長	REF	差異	比率(対REF%)
1	2025	天然ガス	輸入	MMm3	480	6,911	-6,432	-93.1
2	2025	ナフサ	ガソリンへ合流	kton	420	1,260	-840	-66.7
3	2025	電力	輸入石炭	GWh	16,270	41,461	-25,191	-60.8
4	2025	石炭	輸入	kton	5,686	14,226	-8,540	-60.0
5	2025	LPG	LPG代替	kton	2,947	5,259	-2,311	-43.9
6	2025	石炭	電力向け	kton	27,239	43,716	-16,477	-37.7
7	2025	diesel	輸入	kton	8,598	12,958	-4,360	-33.6
9	2025	CO2	排出量	Mton	252	345	-94	-27.1
30	2025	LN	輸出	kton	1,684	844	840	99.5
31	2025	coal	輸出	kton	26,724	13,203	13,521	102.4

表 2.4-5 エネルギー低価格の影響の度合いの順位

順位	エネルギー	項目	単位	低価格	REF	差異	比率(対REF%)
1	石炭	輸入	kton	31,241	14,226	17,015	119.6
2	電力	輸入炭燃料	GWh	82,178	41,461	40,716	98.2
3	石炭	電力向け	kton	63,790	43,716	20,074	45.9
4	LPG	LPG代替	kton	7,301	5,259	2,043	38.8
5	CO2	排出量	Mton	429	345	84	24.3
35	石炭	輸出	kton	5,250	13,203	-7,953	-60.2

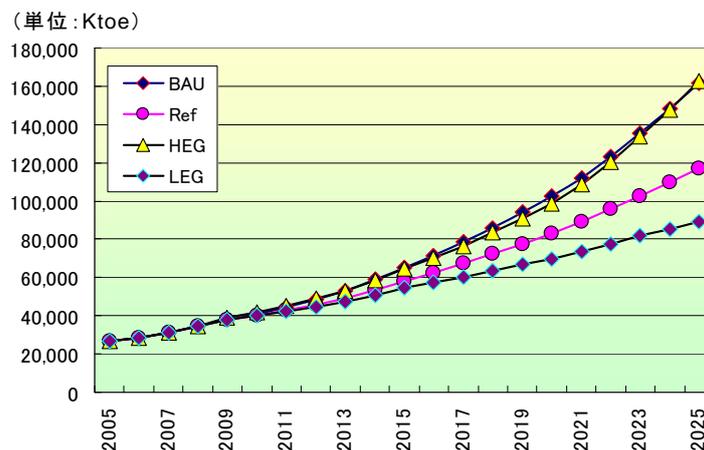
2.4.5 長期エネルギー需給における課題

世界の各国では、いまや 3E（経済発展、エネルギー供給、保護環境）の調和、3S（安全保障、持続可能性、市場安定性）の強化がエネルギー政策上の共通の課題となっている。世界経済とのリンケージがますます強まるなか、ベトナムもこれらの政策課題を避けて通ることはできない。端的に言えば、持続的発展を継続する上で欠くことができないのが省エネルギーの推進とエネルギー安定供給システムである。

課題その 1: エネルギーの合理的使用と省エネルギーの推進:

BAU ケースでは一次エネルギー供給は 2005 年の 2,817 万 toe から 2025 年には 1 億 6,138 万 toe へ、約 6 倍増加する。

ベトナムはエネルギー純輸入国に転じ、2025 年には輸入依存度が 50%にも達する。リファレンスケースでは、BAU ケースよりも年平均 2~3%程度省エネルギー努力を強化し、需要の抑制に努めることとしている。その結果 2025 年の一次エネルギー供給は 1 億 1,706 万 toe へ約 27%の減少し、輸入エネルギー依存度も 30%程度に引き下げることが可能となる。



(注)BAU: 現状維持ケース (Business As Usual)、Ref: リファレンスケース、HEG: 高経済成長ケース、LEG: 低経済成長ケース

図 2.4-10 ケース別エネルギー需要の推計結果比較

一方、現在のベトナム経済は非常に好調なので、経済成長率が 9.5%へ約 1 ポイント増加するケースでは、一次エネルギー供給所要量は BAU ケースとほぼ同水準になる。エネルギーの輸入依存度も 50%を超え、エネルギー安全保障上の問題が発生する。20 年間にわたる経済成長率 1 ポイントの変化と省エネルギー率年 2~3%の改善の効果は、一次エネルギー供給所要量に対してほぼ相殺する。逆に、経済成長率が 1 ポイント程度悪化し、年平均 7.4%に低下したケースでは、2025 年の一次エネルギー供給は 8,917 万 toe となる。1 ポイントの経済成長率の低下は、リファレンスケースに比べて一次エネルギー供給を 24%減少させる。また、輸入エネルギー依存度は 11%となり、大幅な改善が図られる。高成長ケースは国民生活の向上に資するという意味では望ましい選択だが、必要となるエネルギー量は膨大で、エネルギー安全保障上大きな課題が生じることが懸念される。低成長ケースへのスローダウンが望ましいという選択もあろう。3E や 3S という政策目標を実現するう

えでは自然のトレンドを超えた省エネルギーの実現が必要で、リファレンスケースで設定した目標はなんとしても達成しなければならない。

課題その2:信頼度の高い効率的なエネルギー供給システムの建設

エネルギー供給構造は、経済成長が高まるにつれて石油のシェアが後退し、石炭のシェアが拡大する。天然ガスは概ねシェアを維持している。水力発電のシェアは一時的に増大するが、資源制約もあり、徐々に減退に向かう。原子力や再生可能エネルギーは重要ではあるが、エネルギー供給に占めるシェアは2025年時点ではまだ小さい。このような動向は供給側におけるエネルギー資源制約（石炭は比較的豊富、石油は制限制約がある、ガスは開発の可能性がある）を反映するとともに、需要側の制約にも影響を受けている。なかでも石炭供給が一番大きく変化しているのは、需要変化に対して電力需要がまず反応し、その対応で石炭火力が影響を受けるためである。

(単位:CO₂換算 Mton)

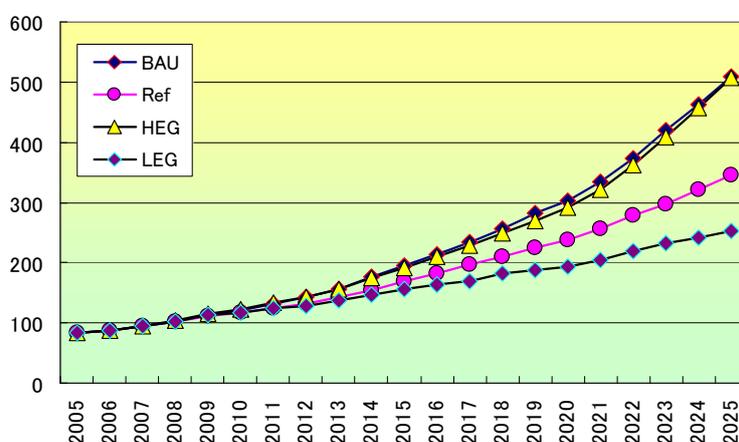


図 2.4-11 ケース別 CO₂ 排出量の比較

他方地球環境問題の視点から見ると、BAU および高成長ケースでは CO₂ の排出量が現状の CO₂ 換算 8,700 万トンから 2025 年には約 5 億トンへ、約 6 倍も増加する。それに対して低成長ケースでは約半分の 2 億 5,000 万トン（約 3 倍）である。リファレンスケースでは、ほぼ中間の 3 億 4,500 万トン（4.2 倍）程度となる。地球環境問題の視点からは、リファレンスケース程度に CO₂ 排出量をとどめることが穏当な政策といえよう。

課題その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

2015 年頃を境にベトナムがエネルギーの純輸入国へ転換するのは必然で、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が課題となる。エネルギーセクターは規模の経済が強く働く分野であり、石油や石炭の分野では国際レベルの輸入システムを構築することが求められる。また、世界市場への依存が増すことにより、国際市場の荒波に耐えられるエネルギー供給企業の育成と、石油の国家備蓄など緊急時対応態勢の強化が必要とされよう。

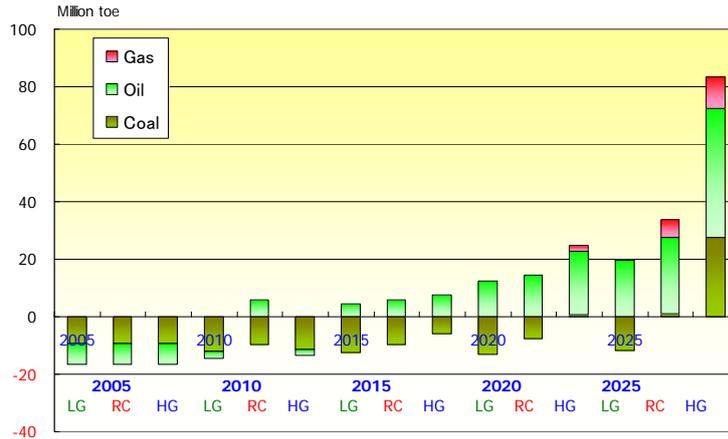


図 2.4-12 エネルギーの純輸入

課題その 4: エネルギーセクター改革とエネルギー市場の近代化

エネルギー節約やエネルギー供給システムの強化は、経済原則に則って市場機能を活用して実現することが望ましい。経済規模が格段に巨大化し、かつ国際経済社会との結びつきが密となった現代社会では、市場機能の活用がさまざまな経済目標を達成する最強の手段である。ただし、1990年代には多くの国で市場の失敗が経験された。市場経済化を効果的に進めるには、そのルールについて適切な市場設計を行うことが必要である。

長期エネルギー需給見通しおよび供給最適化検討により示唆されるさまざまな課題を解決するためには、エネルギー政策の基本的方向を確認した上で、省エネルギー、エネルギー供給、市場化などに関し具体的なロードマップとアクションプランを策定し、実行に移すことが必要である。

2.5 戦略的環境アセスメント

2.5.1 戦略的環境アセスメント適用の背景

善意に基づく人間の活動は、政策立案であれ、計画策定であれ、開発事業であれ、便益を社会や環境にもたらすことを目指している。しかし、それらは副次的に不利益ももたらす可能性もある。このような負の影響を避けながら有効な開発や計画を進めるために、物理的な改変や汚染物質の生成などに関係する計画事業を行う時には、「環境社会配慮」を同時に進めるのが今や世界の常識である。

その手法としては環境影響評価（EIA）が良く知られているが、本調査のような広範な対象を扱う計画行為や、開発計画の上流部での配慮活動は得意としていない。このような EIA の弱点とマクロレベルでの様々な環境悪化に直面した 1990 年代半ば以降、戦略的環境アセスメント（SEA）という新しい手法が急速に研究されてきた。ベトナムも開発途上国としてはいち早く、SEA の実施義務を法制化した国となった（新環境保護法、2006 年 7 月施行）。しかし、今回のような一国全体のエネルギーマスタープランに適用する戦略的環境アセスメント（SEA）の手法が確立しているわけではなく、ベトナムでは初めての試みである。

2.5.2 環境社会影響の指標と集約

環境社会影響は、エネルギーマスタープランで想定されるそれぞれのケースについて、エネルギーのサブセクターごとに、以下に示す共通指標を使用して評定し、各代替案の比較評価に適用する。

各代替案（BAU ケースやリファレンスケースなどのシナリオ、供給条件の変化などのケーススタディなど）に対して想定される環境社会影響の規模は、下の式（共通指標と指標の重み付けおよび代替案ごとの影響緩和策の難易度の組合せ）に基づく評価作業によって導く。

表 2.5-1 エネルギーの各サブセクターに共通する指標

① 温室効果ガス排出総量の規模（オーダー） ② 大気汚染負荷（SO _x , NO _x , ダスト等） ③ 水環境と水資源への負荷（水消費、水質汚濁、表流水・沿岸海水への障害等） ④ 森林資源への負荷（森林減少、災害防止機能の低下） ⑤ 開発区域の不均衡、社会的弱者への負荷 ⑥ 居住生活圏の潜在的改変・改変圧力（移転問題、土地の占有と改変等）
--

（注）負荷 = 計画事業による潜在的な負の影響
 （出所）調査団資料、インセプションレポート、2006 年 12 月

$$ESI = \sum_{i=1}^n Vi * Wi * Mi$$

$$Wi = \sum_{j=1}^4 Wij \quad Mi = \sum_{k=1}^3 Mik$$

ESI: 代替案により生じる可能性のある環境社会影響の規模
 Vi: 各代替案に対応して指標 i に与えられる値（序数）
 Wi: 指標 i に与えられる重み
 Mi: 各代替案での指標 i に関する緩和策の難易度
 n: 指標の数（6 指標に設定）

ここで使用する重みと緩和策（ミティゲーション）の判定の要点を以下に示す。

(指標の)重み	緩和策の難易度
<ul style="list-style-type: none"> 影響の及ぶ距離（空間的な指標） 影響持続時間（時間的な指標） 影響の不可逆性（原状回復の難しさ） 該当分野での潜在影響の深さ （問題事象が発生する確率） 	<ul style="list-style-type: none"> 技術的難易度 （負の影響を回避・軽減するための有効な手段をとるための） 経済的難易度 （必要な対策にかかる費用の大きさに関する） 社会的政治的難易度 （必要な方策を実現する、対策を取る上で、横たわる社会的政治的な障害から見た）

2.5.3 各サブセクターの評価指標

今回想定した基本6ケース（BAU、リファレンス、高成長、低成長、高価格、低価格）について、経済指標とエネルギー需給の変化、CO₂排出量などを最適化モデルで計算した結果⁷に基づき、各指標⁸について6ケースの環境社会影響量を相対比較した。それにより与えられた数値に、重み付け（WiとMi）を行い、すべての指標について積算し、3つの下部セクター（石油・ガス、石炭、電力⁹）について6ケースの総合影響指数を求めた。

基本6ケースの総環境社会影響評価

総環境社会影響に用いる指数は、ESI指数値（Range）というが、理論的に可能なESI指数値は、0から8100の間にある。理論上の最大値8,100という指数は、6つの全指標で、重み指数（Wi：影響の及ぶ距離、影響持続時間、原状回復の難しさと、影響の出現確率）とミティゲーション難易度（Mi：影響のミティゲーションの難しさ）がすべて最大5の場合であり、実際にはあり得ないほどの破壊的な環境影響をもたらされた社会を意味する。

全指標でWiとMiが中間値である3の場合、どの指標でも現実的には実社会で相当の環境社会負荷がかかっている場合を意味し、決して見過ごせない数値である。

一般に、全ケース平均のシナリオで（Vi=3.5）、WiとMiが2である場合に相当するESI値756程度の環境社会負荷が社会にかかった場合に、その社会に環境社会面での悪影響が目に見えて顕在化し始めるのではないかと推察される。

基本6ケースについて、総合的な環境社会影響を評価した結果を比較してみると、エネルギー全セクターのトータルでは、BAUケースで最大指数5,079を示した。経済成長率が9.5%になると仮定した高成長ケースは、リファレンスケースを元に省エネ率を年率3-4%と仮定した結果、BAUケースに近いが、BAUよりわずかに少ない指数5,068を示した（表2.5-2を参照）。

下部セクターで見ると、全ケースの最大指数は、電力セクターの現状推移BAUケースと高成長HGケースで、それぞれ1,963と1,964だった。石炭セクターでは、BAUケースで最大の1,705となり、石油ガスセクターでは、HGケースで最大の1,442となった。

1964という数値は、6ケース比較で2番目か3番目に環境負荷の大きいシナリオで、重み指数とミティゲーション難易度がすべて3であった場合にほぼ匹敵する（表2.5-3を参照）。一方、全ケースで最小の影響は、エネルギーセクター全体では、低成長LGケースの1,839で、下部セクターでは石炭のLGケース299であった。

表 2.5-2 基本6ケースの環境社会影響の指数(総ESI)

Sub Sector \ Case	BAU Case	Reference Case	High Growth	Low Growth	High Price Case	Low Price Case
	BAU	R	HG	LG	HP	LP
Oil and Gas	1410	893	1442	439	725	1211
Coal	1705	915	1663	299	618	1292
Electric Power	1963	1510	1964	1101	848	1209
Total of all energy sectors	5079	3318	5068	1839	2191	3712

⁷ 付属資料に、各シナリオの結果を整理したワークシートを添付する。

⁸ 6つの大指標（G、A、W、F、S、T）とそれぞれの下位指標群がある。

⁹ 電力セクター評価には、再生可能エネルギー分野の評価も含めた。

表 2.5-3 ESI 指数値のとりうる範囲 (Range)

0 < ESI の可能値 ≤ 8100 = 6*6*15*15 = (6指標)*(Max Vi)*(Max Wi)*(Max Mi)			
4320 = 6*5*12*12	1944 = 6*4*9*9	1701 = 6*3.5*9*9	756 = 6*3.5*6*6

指標別に見る影響

6つの指標別に環境社会影響の予測結果を見ると、石油・ガス、石炭、電力セクターともに、地球温暖化に関する G 指標の貢献度が最も高い指数を示す結果となった（表 2.5-4 を参照）。それぞれ、639、418、649 の最大値が G 指標（温室効果ガス総排出量）で表れている。これは、Wi（影響の及ぶ距離、影響持続時間、原状回復の難しさと、影響の出現確率）で見た指標の重み付けと、Mi（影響のミティゲーションの難しさ）で見た指標の重み付けが、G 指標ではともに高い数値となったことによる。

一方、環境社会影響の少ない指数は、下部セクターでばらつきが見られた。石油・ガスセクターでは、F 指標（森林・生態資源への負荷）が各代替ケースとも低い指数（影響が少ない）となったが、最低指数は W 指標（水環境負荷）における低成長ケース LG に表れた。石炭セクターでは、S 指標（社会的公正・公平）が、各代替ケースとともに影響の少なさを示したが、最低指数は F 指標（森林・生態資源への負荷）における低成長ケース LG に表れた。電力セクターでは、各代替ケースを通じて低い影響を示す指標はなく、最低指数は、W 指標と F 指標の高価格ケース HP に見られた。

表 2.5-4 下部セクターの指標別 Vi、Wi、Mi 値と ESI 値

Oil & Gas Sector Vi,Wi,Mi Value for respective indicators

	Vi						Wi	Mi
	BAU	R	HG	LG	HP	LP		
G	5.8	3.4	6.0	1.0	2.1	4.7	10.6	10.1
A	5.8	3.2	6.0	1.0	3.0	5.1	7.8	9.2
W	5.1	3.1	5.2	1.8	2.6	4.3	3.3	7.1
F	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	1.7	9.0
S	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.7	8.0
T	4.2	3.3	4.3	2.7	3.1	3.9	2.7	8.5

Oil & Gas Sector ESI for respective indicators

	ESI					
	BAU	R	HG	LG	HP	LP
G	620.7	363.0	639.0	106.5	223.7	503.1
A	415.4	225.1	424.7	71.0	210.3	360.2
W	120.3	72.8	122.3	41.8	61.8	100.6
F	54.6	54.6	54.6	54.6	54.6	54.6
S	104.4	104.4	104.4	104.4	104.4	104.4
T	94.8	73.6	97.0	60.9	70.2	87.7

Coal Sector Vi,Wi,Mi Value for respective indicators

	Vi						Wi	Mi
	BAU	R	HG	LG	HP	LP		
G	6.0	3.2	5.9	1.0	1.8	4.6	7.2	9.8
A	6.0	3.2	5.9	1.0	2.7	4.9	7.3	7.1
W	6.0	3.2	5.8	1.0	2.1	4.4	6.4	7.3
F	6.0	3.2	5.8	1.0	2.1	4.4	4.1	9.0
S	5.6	3.2	5.4	1.4	2.4	4.2	3.8	7.9
T	6.0	3.2	5.8	1.0	2.1	4.4	6.1	8.4

Coal Sector ESI for respective indicators

	ESI					
	BAU	R	HG	LG	HP	LP
G	418.3	223.9	413.3	69.7	122.2	319.0
A	310.3	166.6	302.8	51.7	137.2	252.7
W	281.6	148.8	272.7	46.9	100.1	206.3
F	219.6	116.0	212.7	36.6	78.0	160.9
S	166.9	96.4	162.2	42.3	70.5	126.9
T	308.8	163.1	299.1	51.5	109.7	226.2

Electric Power Sector Vi,Wi,Mi Value for respective indicators

	Vi						Wi	Mi
	BAU	R	HG	LG	HP	LP		
G	5.9	3.5	6.0	1.0	2.1	4.8	10.7	10.1
A	5.5	4.1	5.5	2.9	1.5	2.2	7.7	8.1
W	4.8	4.1	4.7	3.6	2.3	2.5	6.1	8.3
F	5.4	4.7	5.3	4.1	1.6	1.8	5.9	9.5
S	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	5.2	8.6
T	4.4	4.0	4.3	3.8	2.6	2.7	6.1	10.2

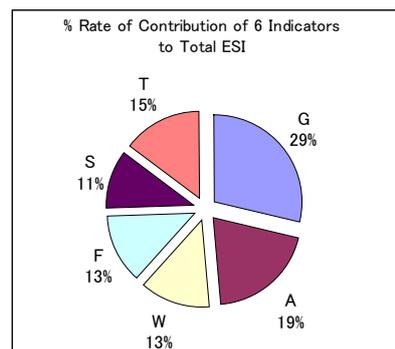
Electric Power Sector ESI for respective indicators

	ESI					
	BAU	R	HG	LG	HP	LP
G	640.2	376.0	649.4	108.2	228.0	517.6
A	347.8	254.7	344.4	180.2	91.2	137.9
W	240.1	206.3	238.3	182.7	113.7	127.5
F	302.5	261.8	300.1	233.0	91.5	98.7
S	158.6	158.6	158.6	158.6	158.6	158.6
T	273.9	252.8	272.7	238.0	164.9	168.6

代替案比較の基礎となるリファレンスケースに絞って結果を観察した場合、G指標が3つの下部セクターとも高い影響指数を示しており、エネルギーセクター全体では29%、約3割の影響に貢献する評価となった（表2.5-5を参照）。エネルギーセクター全体での影響は、G指標に続いて、水環境負荷のW指標の19%（約2割）、その次に、居住生活圏の改変圧力やリスク増大要因に関するT指標の15%が大きい。

表 2.5-5 リファレンス(R)ケースで見た6つの指標の影響貢献度

Rケース、サブセクター別の6指標のESI指数					Rケース、サブセクター別 総ESI指数への6指標の相対的貢献率(%)				
	Oil and Gas	Coal	Electric Power	Total Energy	%)	Oil and Gas	Coal	Electric Power	Total Energy
G	363.0	223.9	376.0	962.8	G	40.6	24.5	24.9	29.0
A	225.1	166.6	254.7	646.4	A	25.2	18.2	16.9	19.5
W	72.8	148.8	206.3	427.9	W	8.2	16.3	13.7	12.9
F	54.6	116.0	261.8	432.4	F	6.1	12.7	17.3	13.0
S	104.4	96.4	158.6	359.3	S	11.7	10.5	10.5	10.8
T	73.6	163.1	252.8	489.5	T	8.2	17.8	16.7	14.8
					Total	100.0	100.0	100.0	100.0



セクター全体に占める、3つの下部セクターの影響貢献度

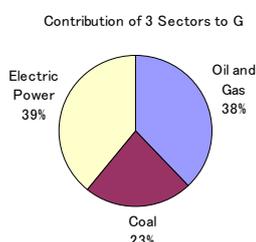
次に、6つの各指標に関して、セクター全体に占める各下部セクターの影響貢献度を見してみる。G指標（地球温暖化要因）では、電力セクターの貢献が最大だが、石油・ガスセクターも同等の大きさである。同じ傾向は、A指標（大気環境への負荷要因）についても見られるが、石炭セクターの貢献が少し増える。W指標（水環境への負荷要因）では、電力セクターの貢献度が半分近くに達し、次に石炭セクターによる負荷が続く。更に、W指標と同じ傾向がF指標（森林・生態資源への負荷要因）でも見られるが、F指標では電力セクターの影響度は更に高く、エネルギーセクター全体の6割を占めるという評価結果になった。更に同じ傾向はT指標（居住生活圏の改変圧力やリスク増大要因）にも見られ、電力セクターによる影響が5割超を占める。S指標（社会的公正・公平への負の要因）では電力、石油・ガス、石炭の順位で、社会的影響が大きいという結果が見られた。

上記のように、さまざまなファクターのなかではエネルギー消費増大のインパクトが最大である。また、エネルギー別では電力セクターのインパクトが最大で石炭セクターがこれに次いでいるが、後者の活動レベルが高いという場合、それは電力需要の高さに起因し

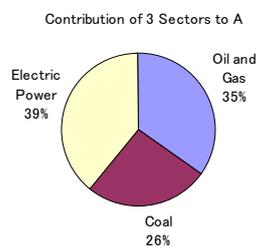
表 2.5-6 セクター全体に占める3つの下部セクターの影響の割合(%)

	Oil and Gas	Coal	Electric Power	Total Energy
G	37.7	23.3	39.0	100.0
A	34.8	25.8	39.4	100.0
W	17.0	34.8	48.2	100.0
F	12.6	26.8	60.5	100.0
S	29.0	26.8	44.1	100.0
T	15.0	33.3	51.6	100.0
Total	26.9	27.6	45.5	100.0

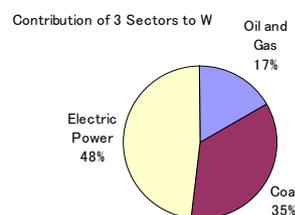
G 指標



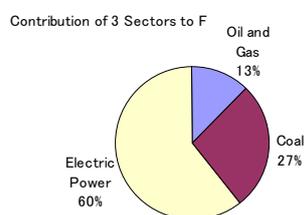
A 指標



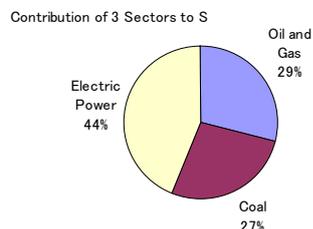
W 指標



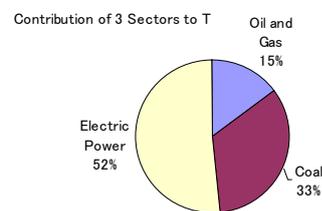
F 指標



S 指標



T 指標



している。このような観察結果から、環境へのインパクトという観点からは、エネルギー政策の中で省エネルギーと非化石エネルギーによる発電の推進を真剣に検討すべきであるといえよう。

2.5.4 計画がもたらす主要な環境社会影響の緩和策

上記の分析をベースに環境社会影響の緩和策を検討しよう。ここでは国家エネルギーマスタープランの標準ケースと想定したリファレンスケースを軸として、それぞれの指標について対応が必要な活動について列記すると以下の通りである。

1) G 指標 (地球温暖化要因) に対する対策

3セクター共通で、①相当量の CO₂ を排出する活動や②相当量のメタンや亜酸化窒素、その他の温室効果ガスを排出する活動に対する対策。

2) A 指標 (大気環境への負荷要因) に対する対策

3セクター共通で、SO_x や NO_x、煤塵、ダスト (ニッケルやバナジウムなどの重金属を含む)、炭化水素類、硫化水素などの大気汚染物質を排出する活動に対する対策が必要。

また電力セクターに関しては、運用段階で大気中への排気ガスの放射線レベルを監視する必要のある原子力発電所計画に対する対策。

3) W 指標(水環境への負荷要因)に対する対策

電力セクターで、①水力発電計画におけるダム湖や貯水池の建設に対する対策や、②運用段階で、施設排水の放射線レベルを監視する必要のある原子力発電所計画に対する対策。

4) F 指標(森林・生態資源への負荷要因)に対する対策

- ・石炭セクターで、原生林、熱帯自然林などを広範に切り開く大規模施設建設に対する対策。
- ・電力セクター（再生可能エネルギーを含む）で、①ベトナムの法律や国際条約で指定された自然保護区や絶滅危惧種の生息地、あるいは珊瑚礁、マングローブ、干潟など生態学的に重要な生物の生息地に位置する開発計画に対する対策および②運用段階で、施設周辺環境の放射線レベルを監視する必要のある原子力発電所計画に対する対策。

5) S 指標(社会的公正・公平への負の要因)に対する対策

電力セクターで原子力発電計画に対する国際原子力機関（IAEA）など国際社会や機関の理解の取り付け。

6) T 指標(居住生活圏の改変圧力やリスク増大要因)に対する対策

- ・石炭セクターで、①世界遺産など、重要な文化（考古、歴史、文化、宗教）遺産または自然遺産に近接する大規模開発計画に対する対策や②有名な景勝地、貴重な景観地に位置する、もしくは深刻な影響を及ぼす大規模施設の計画に対する対策が必要。さらに石炭セクターで、③埋立て、森林の再生、鉱山廃水処理などの適切な環境保護対策や環境回復措置の必要な鉱山閉鎖後の跡地に対する対策および④土捨て場、排石場、鉱さい処分池の斜面崩壊や土砂流出などに関連する災害に脆弱そうな炭鉱開発の候補地に対する対策。
- ・電力セクター（再生可能エネルギーを含む）で、①廃棄物の適切な処理と廃棄処分ができる土地とシステムを確保することを考慮した計画地選定に対する対策。②原子力発電の利用計画がもつべき施設運用時の安全確保のための技術的裏付けのための対策として、例えば、必要な制度（法規、安全基準、指針）、組織・人材の育成、同分野で、過去に世界中で発生した事故に関する知見の集積等に関する対策。③原子力発電所建設候補地の選定に関しては、地質、水文、地形等の適切かつ十分な調査および核燃料の陸揚げ港、貯蔵所、移送経路の確保に関する対策。④核燃料廃棄物の最終処分場、処分費用、移送と一時的保管所など、処分プロセスの周到な計画。施設寿命経過後の発電所の最終閉鎖に関する発電所計画段階での検討。

国家エネルギーマスタープランの実行過程では、これまでに議論したような環境ファクターの挙動をモニターし、監査することが必要である。このためには、まず、エネルギーに関連する環境ファクター管理システムのコンセプトを固める必要がある。その上でデータベースを構築し、環境ファクターの評価・分析を行うモニターおよび監査システムを構築する。これらの活動の総合的な管理を行うためには、エネルギー政策全般や主要エネ

ルギープロジェクトに関する環境社会配慮の状況を定期的にチェックし、全国レベルおよび地域レベルでのエネルギー・環境委員会でレビューをおこなう多層的なシステムを構築することが望まれる。

第3章 国家エネルギーマスタープラン

3.1 国家エネルギーマスタープランの目指すべき方向と目標

3.1.1 社会経済発展の目標

近年ベトナム経済は年率8%を越える高い経済成長を続け、一人当たりGDPは2006年に724ドルに達したが、ASEAN諸国の中ではまだ後発集団に属している。現行の社会経済発展計画では実質成長率8.5%を掲げ、これを2010年に1,100ドルに引き上げることを目標にしている。本計画では、ASEAN内の先行国や中国などとの経済格差がFDIを呼び、高度成長のドライバーとなっている点に着目し、「2020年頃までは現在のトレンドである年率8.5%の経済成長が続き、その後は8.0%へとやや減速する」ともと想定する。この結果、2006年～2015年までのフェーズ-1期間の経済成長率は8.5%、2016年～2025年のフェーズ-2期間の経済成長率は8.2%となり全期間を通じての経済成長率は8.4%となる。

この結果、ベトナムは2015年には一人当たりGDPで現在のフィリピンに追いつき、GDP総額では現在のフィリピンを越える。さらに、2025年には一人当たりGDPで現在のタイに追いつき、GDP総額では2020年頃に現在のタイを越える。2025年の経済規模は実質価格で2005年の5倍、名目価格では16倍にも達することになる。このように急速な発展を遂げるベトナムのエネルギー像を論じるにあたっては、過去のトレンドを追うのではなく、どのような産業構造やライフスタイルを目標とするのかについてグランドデザインを設定することが重要である。本計画では、ベトナムは省エネルギー型、付加価値重視型の経済構造を目指すものと想定したが、それは具体的にどのような社会なのか、また、どのようにしてそこに到達するのかについて具体的な計画を設定することが必要である。

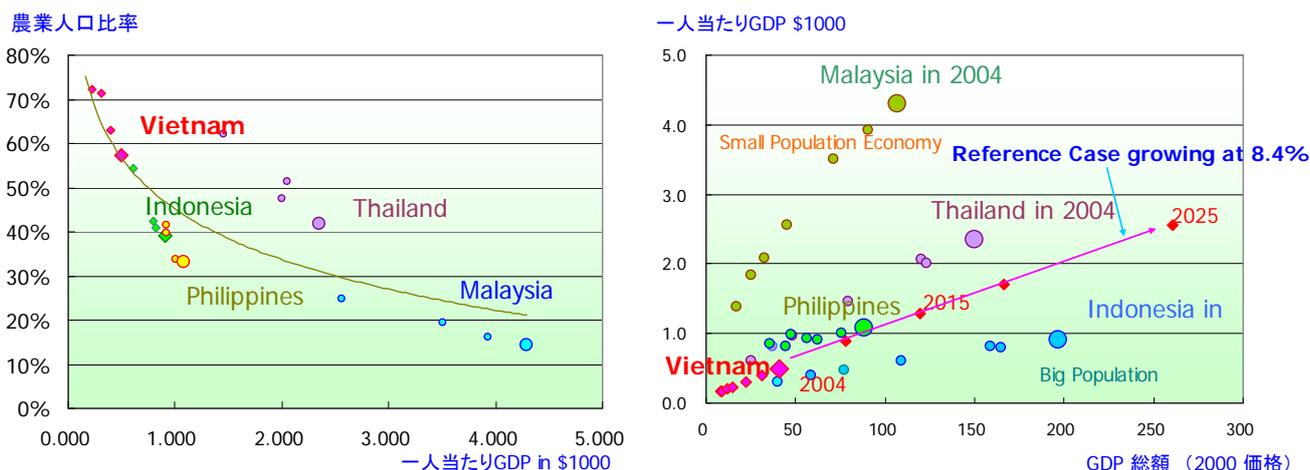


図 3.1-1 ベトナムの経済成長の見通し

3.1.2 エネルギー需要は着実に増加する

ベトナムのエネルギー需要は経済成長とともに確実に増加し、現在のトレンドをベースとするBAUケースでは、最終エネルギー消費は2005年の石油換算2260万トンから2025

年には1億1,820万トンに達する。世界のエネルギー需給はタイト化に向かっており、そのような環境の中で持続的発展を実現するためには、エネルギー需要の増加が足かせとならないような発展戦略を講じる必要がある。そこで、BAUケースに対し、各需要セクターで年率2-3%の省エネルギーを強化し、需要抑制を図るケースを国家エネルギーマスタープランの基準ケース（リファレンスケース）とする。この場合でも最終エネルギー需要は2025年には現在の4倍にも達する。できれば、さらなるスーパー省エネルギーが実現できることが望ましい。

エネルギー源別にみると、近代化の進展とともに電気と石油がエネルギー需要の中心となり、クリーン燃料で使い勝手の良い天然ガスの需要も増加する。石炭は家庭用の分野では減退傾向を辿るが、産業用では着実に増加する。現在エネルギー需要の約1/3を占めている非商業エネルギーは、絶対量は余り減らないが比率は急速に低下し、2025年には全体の1割程度となろう。

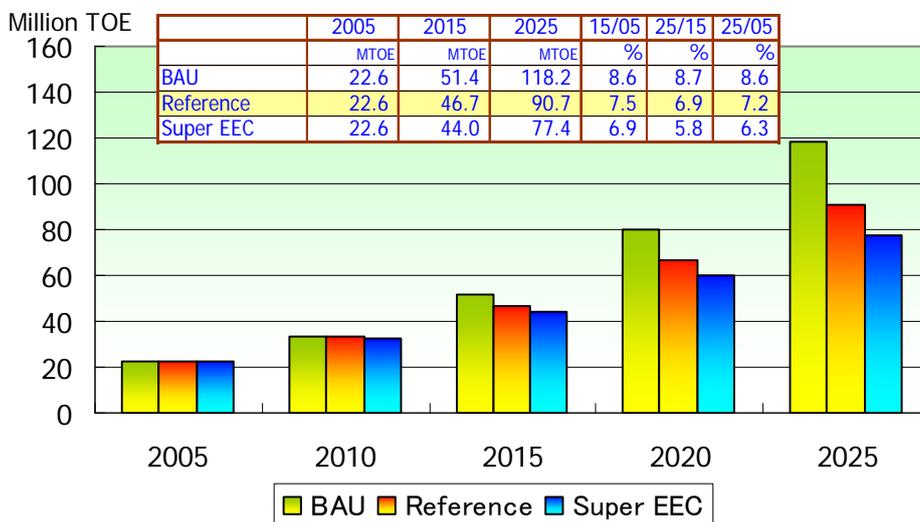


図 3.1-2 最終エネルギー需要の見通し

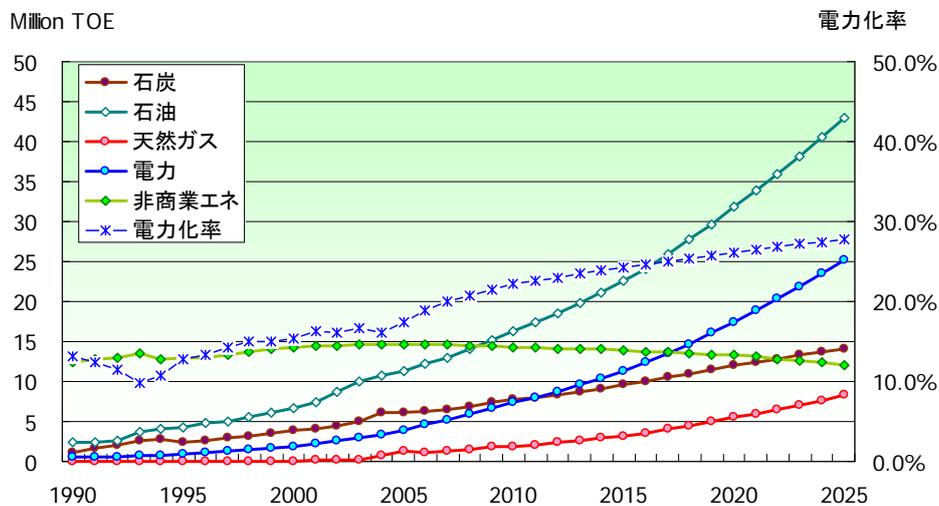


図 3.1-3 エネルギー別最終需要の見通し

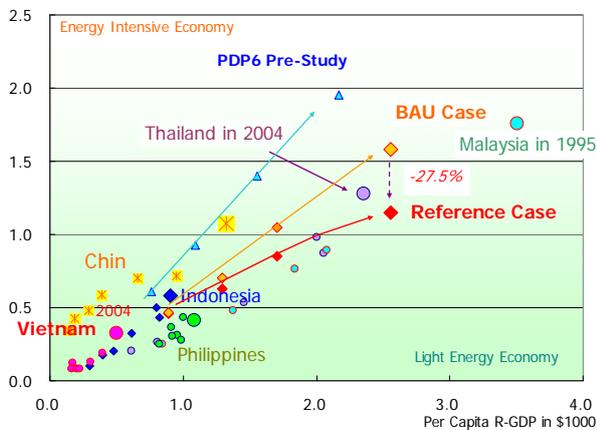
表 3.1-1 ベトナムの最終エネルギー需要見通し

	2005	2010	2015	2020	2025	15/05	25/15	25/05
	MTOE	MTOE	MTOE	MTOE	MTOE	%	%	%
石炭	6.1	7.7	9.6	12.0	14.1	4.5	4.0	4.2
石油(含むLPG)	11.3	16.2	22.6	31.8	43.0	7.2	6.6	6.9
天然ガス	1.3	1.9	3.2	5.5	8.3	9.8	10.0	9.9
電力	3.9	7.4	11.4	17.5	25.2	11.2	8.3	9.8
商業エネルギー計	22.6	33.2	46.7	66.9	90.7	7.5	6.9	7.2
非商業エネルギー	14.7	14.3	13.9	13.3	12.1	-0.6	-1.4	-1.0
合計	37.3	47.5	60.6	80.2	102.8	5.0	5.4	5.2
	%	%	%	%	%	%	%	%
石炭	27.1	23.2	20.4	18.0	15.5	-2.8	-2.7	-2.7
石油(含むLPG)	49.9	48.9	48.4	47.6	47.4	-0.3	-0.2	-0.3
天然ガス	5.6	5.8	6.9	8.3	9.2	2.1	3.0	2.6
電力	17.4	22.2	24.3	26.2	27.8	3.4	1.4	2.4
商業エネルギー計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	0.0	0.0	0.0
非商業エネルギー	65.0	43.1	29.8	19.9	13.4	-7.5	-7.7	-7.6
電力化率	17.4%	22.2%	24.3%	26.2%	27.8%	3.4	1.4	2.4

上記のエネルギー需要見通しを ASEAN 諸国のトレンドと比較すると、エネルギー総量では ASEAN 諸国のトレンドをやや下回る。ただし、電力需要の見通しは従来の見通しよりかなり抑え目ではあるが、ASEAN 諸国のトレンドを相当上回っている。ベトナムでは豊富な水力発電をベースにこれまで比較的安価な電力が供給されたきた。一方、石油製品や都市ガスなどの他の近代的エネルギーの供給体制は立ち遅れていた。その結果もたらされた高水準の電力使用をどのように改善していくかが、エネルギー需要面での課題である。

電力需要以外の分野では、エネルギー寡消費型の一般産業や民生部門での燃料需要の増加が大きい。このような一般産業ではエネルギー原単位が低いとはいえ、エネルギー需要の伸びは全セクターの中で最も高く、ほぼ年率 10%に達すると見込まれる。そして、エネルギーが主原材料ではないこれらの産業では、クリーンで使い勝手の良い電気やガスが選好されよう。その際、ともすれば省エネルギーが忘れられがちになる。これらの分野でのエネルギー需要動向を予測し、適切な供給計画を策定する上では、具体的にどのような産業に重点をおいて発展していくかという「産業構造のグランドデザイン」を構築することが重要である。

Per Capita Energy Consumption in TOE



Per Capita Power Generation in 1000 KWH

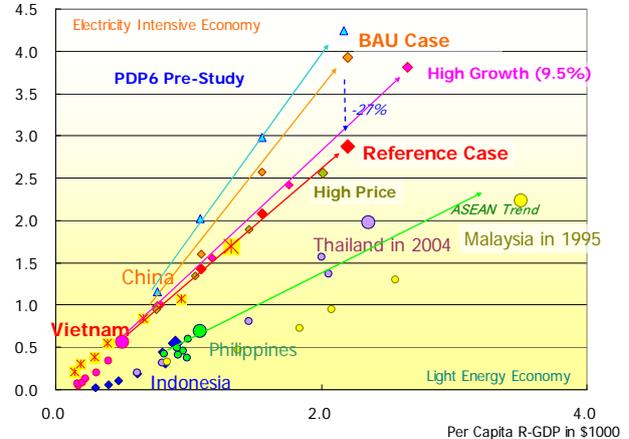


図 3.1-4 エネルギー需要の国際比較

表 3.1-2 部門別最終エネルギー需要の見通し(リファレンスケース)

	2005	2010	2015	2020	2025	05-15	15-25	05-25
	千トン	千トン	千トン	千トン	千トン	%	%	%
最終エネルギー需要(非商業エネを除く)	22,590	33,199	46,717	66,880	90,655	7.5	6.9	7.2
農業	570	716	830	946	1,159	3.8	3.4	3.6
鉱工業	10,549	15,540	23,038	35,705	49,957	8.1	8.0	8.1
素材産業	5,626	8,903	14,452	24,822	36,661	9.9	9.8	9.8
その他	4,922	6,638	8,586	10,883	13,296	5.7	4.5	5.1
運輸	6,687	9,592	12,708	16,549	20,781	6.6	5.0	5.8
商業	1,322	1,874	2,410	2,974	3,868	6.2	4.8	5.5
民生・公共部門	3,462	5,477	7,731	10,706	14,890	8.4	6.8	7.6
構成比	%	%	%	%	%			
農業	2.5	2.2	1.8	1.4	1.3			
鉱工業	46.7	46.8	49.3	53.4	55.1			
素材産業	24.9	26.8	30.9	37.1	40.4			
その他	21.8	20.0	18.4	16.3	14.7			
運輸	29.6	28.9	27.2	24.7	22.9			
商業	5.9	5.6	5.2	4.4	4.3			
民生・公共部門	15.3	16.5	16.5	16.0	16.4			
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0			

3.1.3 2015年過ぎにはエネルギー純輸入国に

国内一次エネルギー供給（非商業エネルギーを除く）は、2005年の石油換算2,817万トンから2015年の5,820万トンへと2.1倍に増加し、その後はさらに倍増して2025年には1億1,700万トンに達する。そして、石炭、石油、ガスなどの化石燃料が供給増加の太宗を担うことになる。このようなエネルギー供給の増加が簡単に行えるわけではないが、なかでもベトナムが直面する大きな構造変化はエネルギー輸出国から輸入国へのシフトである。

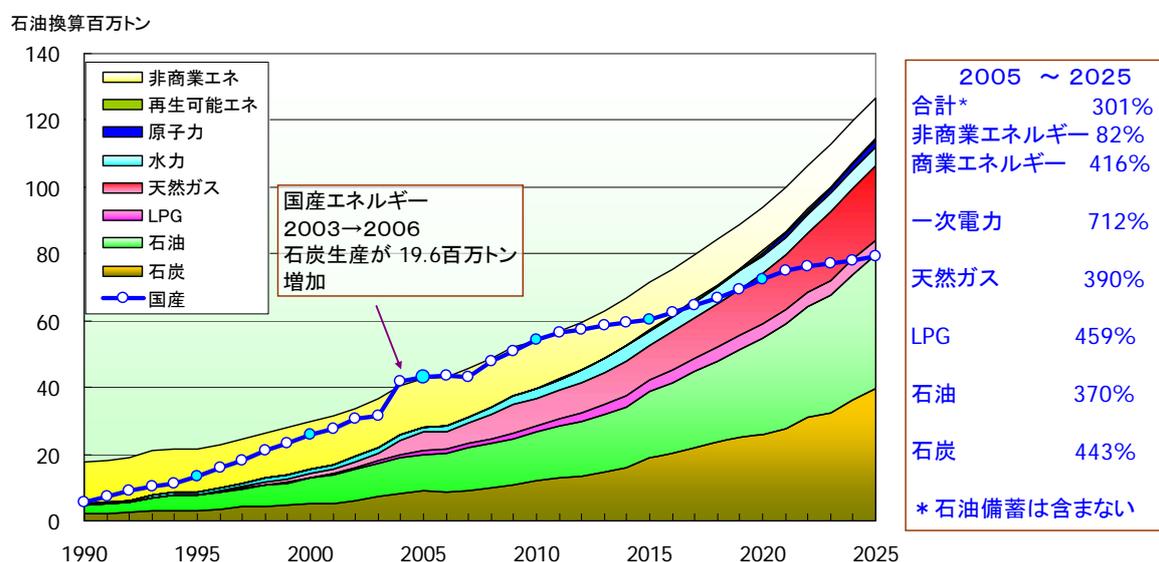


図 3.1-5 ベトナムの一次エネルギー供給見通し(リファレンスケース)

現在、ベトナムは石炭や原油を輸出するネットのエネルギー輸出国だが、今後はエネルギー需要の大幅増加に対し、エネルギー資源制約の面から、国産エネルギーの生産は次第に頭打ちに向かう。その結果、ベトナムは2015年頃を境にエネルギーの純輸入国に転じると見込まれる。

表 3.1-3 エネルギー別輸入依存度の推移

	2005	2010	2015	2020	2025
輸入量	MTOE	MTOE	MTOE	MTOE	MTOE
石炭	-9.2	-12.1	-9.5	-7.5	0.9
石油	-7.5	-3.5	5.7	14.6	26.8
天然ガス	0.0	0.0	0.0	0.0	6.2
電力	0.0	0.4	0.7	2.1	2.1
合計	-16.6	-15.1	-3.1	9.2	36.0
輸入比率	%	%	%	%	%
Reference	-58.8%	-37.6%	-5.3%	11.1%	30.8%
BAU	-58.8%	-35.9%	4.3%	27.3%	49.8%

ベトナムは、2015年すぎにはエネルギー純輸入国に転じ、国内需要の増加とともに輸入依存度が高まると予想される。BAU ケースではエネルギー輸入依存度が2025年に50%の大台に近づくことになる。これはエネルギー供給確保の観点からも、また、国家安全保障の観点からも由々しき問題である。そのため、今回計画ではまず省エネルギーを徹底し、2025年の輸入依存度を1/3程度に抑えることを最優先してリファレンスケースを設定した。しかし、それでも輸入依存が高まることには変わりはない。今後は輸入依存型エネルギー供給構造になるという事実を前提として長期エネルギー計画を立てることが肝要である。

表 3.1-4 ベトナムの一次エネルギー供給見通し(リファレンスケース)

	2005	2010	2015	2020	2025	15/05	25/15	25/05
	MTOE	MTOE	MTOE	MTOE	MTOE	%	%	%
石炭	8.9	12.1	18.8	26.0	39.6	7.7	7.7	7.7
石油	11.1	14.5	19.9	28.8	40.2	6.0	7.3	6.6
LPG	1.0	2.0	3.6	4.3	4.4	14.2	2.0	7.9
天然ガス	5.7	7.9	10.2	14.8	22.3	6.0	8.1	7.0
水力	1.4	3.0	4.5	5.5	5.5	12.4	2.0	7.1
再生可能エネ	0.1	0.2	0.4	0.7	0.9	20.2	8.3	14.1
原子力	0.0	0.0	0.0	0.9	2.1	***	***	***
合計	28.2	40.1	58.2	83.1	117.1	7.5	7.2	7.4
	%	%	%	%	%	%	%	%
石炭	31.7	30.3	32.3	31.3	33.8	0.6	1.5	2.1
石油	39.3	36.2	34.2	34.6	34.3	(5.2)	0.1	(5.0)
LPG	3.4	4.9	6.3	5.2	3.8	2.8	(2.5)	0.4
天然ガス	20.3	19.7	17.5	17.8	19.1	(2.8)	1.5	(1.3)
水力	5.0	7.4	7.7	6.6	4.7	2.8	(3.1)	(0.3)
再生可能エネ	0.2	0.5	0.7	0.8	0.8	0.5	0.1	0.5
原子力	0.0	0.0	0.1	1.1	1.8	0.1	1.7	1.8
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	***	***	***

3.1.4 エネルギー需給面での具体的課題

1) 電力需要と一次エネルギー供給

電力分野では、水力電源の意欲的な開発や原子力発電の導入を進めるものの、電力需要増加の過半を石炭や天然ガスを使用する火力発電が担うことになる。その結果、供給制約が比較的緩やかで安価に入手できる輸入炭の利用が今後大幅に伸びると見込まれる。このような発電用燃料を輸入するための設備や輸入システムの構築が必要とされる。

2) LPG の供給

民生部門や一般産業など広い範囲で LPG の利用が進み始めており、需要は 2015 年には現在の 4 倍、2025 年には 9 倍にも達しよう。LPG の国内供給は限られており、大半は輸入に頼ることになる。しかし、国際市場での LPG 供給は不安定で価格変動も激しい。LPG の供給増加にはある程度の限界があるという考え方にたち、①生活水準の近代化や健康改善面などで効果の大きい家庭用などの民生部門を優先する、②国産の天然ガスや輸入 LNG を利用する都市ガス網の建設を図る、③産業分野などでは灯油・軽油（日本でいう A 重油）など、石油製品や石炭などの代替供給手段とのベストミックスを検討することが必要である。

3) 石油中間溜分の供給

石油需要では、ガソリン需要は比較的穏やかなレベルで推移すると見込まれる。問題なのは LPG の不足分を汎用性が高い灯油もしくは軽油（日本では A 重油）で供給するとすれば、灯軽油合計の中間溜分需要は 2025 年には現在の 4.7 倍に達する。特に LPG の供給制約が表面化する可能性の高い 2015 年以降では急激な需要増加が起こる。この分野でのエネルギー需要の動向と供給方針についてはさらに踏み込んだ検討が必要である。

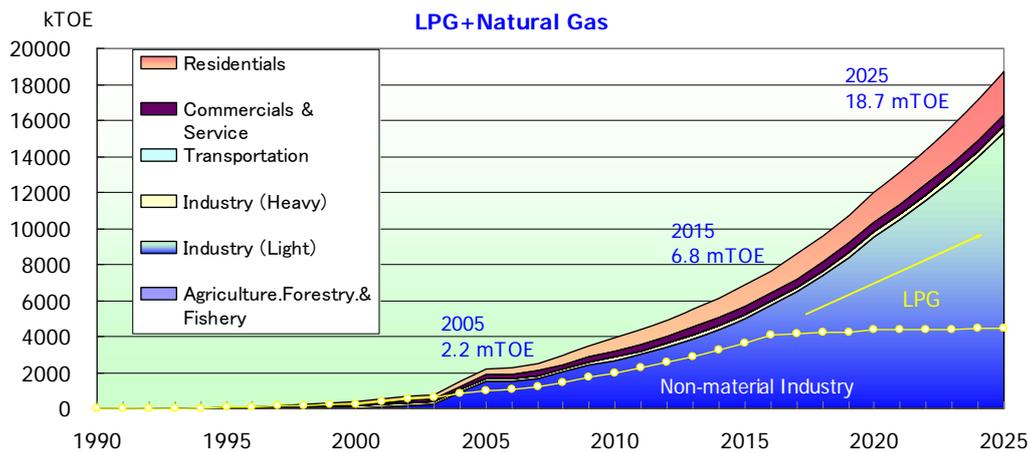


図 3.1-6 「LPG+天然ガス」の潜在需要と供給可能量

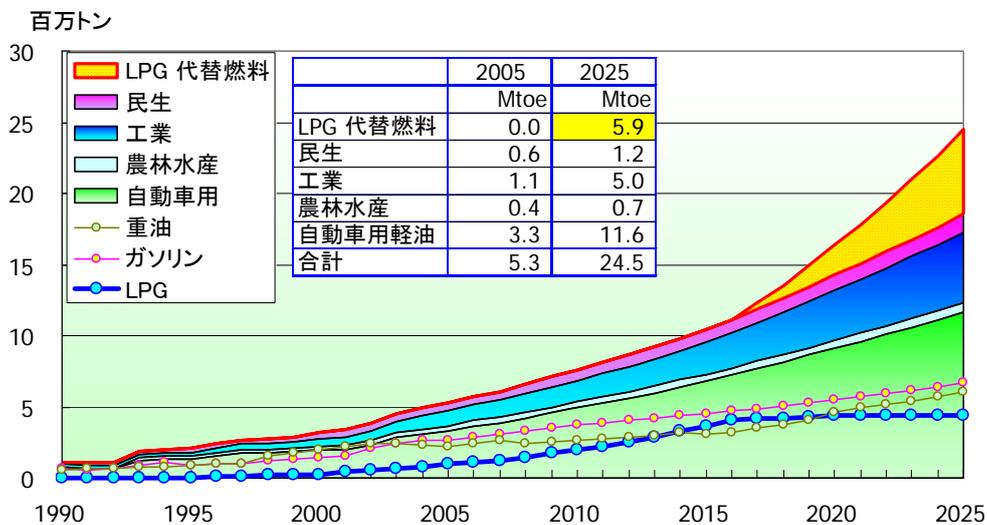


図 3.1-7 石油需要の見通し

3.1.5 エネルギー基本政策の骨子

今後の20年間を見通すと、ベトナムはエネルギー需要の大幅増加や輸入依存型供給構造への転換など未曾有の変化を経験することになる。このような変化に適応しつつ社会の持続的発展を実現するため、国家エネルギーマスタープランにおいては以下の5点をエネルギー政策の基本方針として推進する。

- ①エネルギーの合理的使用と省エネルギーの推進
- ②信頼度の高い効率的なエネルギー供給システムの建設
- 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エネルギーセクター改革とエネルギー市場の近代化
- ⑤エネルギー政策を実行するための資金の確保

3.2 主要なエネルギー政策のロードマップ

前項で掲げたエネルギー政策の基本目標を実現するための施策は以下の3つのカテゴリーに分類されよう。

- ①総合エネルギー政策実施のための施策
- ②エネルギーの効率的利用と省エネルギーを推進するための施策
- ③エネルギー市場の近代化とエネルギー産業政策

以下では、それぞれのカテゴリーごとに推進すべき重要な施策をとりあげ、その実施スケジュールの案をロードマップの形で提案するとともに、エネルギー分野における所要投資額の見込みを提示する。

3.2.1 総合エネルギー政策のロードマップ

エネルギーは経済のあらゆる分野で必要とされる基本的資源であり、エネルギー需給の安定は社会経済の発展にとって欠くことの出来ない重要な要素である。このため、飛躍的な経済成長とエネルギー需要の増加が見込まれるベトナムでは、以下のような対策を進め、一貫性のある総合エネルギー政策を推進する体制を構築することが必要である。

- ①エネルギー政策の立案を担当する体制を確立する
- ②エネルギー長期見通しを作成し、その検討をもとにエネルギー基本政策を策定する
- ③エネルギー政策を実行に移すために必要な法制や実施体制を整備する

また、エネルギー需給安定化対策では民間活力の活用も重要であるが、政府の施策としてエネルギー・インフラを建設したり、民間活動に補助金を支給したりするためには、資金的な裏付けがなくてはならない。そのような資金の源泉としては以下のようなものがあげられる。

- ①Sub-commercial な分野における ODA/PPP などの資金
- ②CDM などの国際的スキームに基づく資金
- ③国債発行などによる一般財源としての資金調達
- ④石油製品などエネルギーへの課税

上記のうち海外から得られる援助資金には色々な制約条件がある。これらの資金は供給制約と目的に応じて適切に利用すべきであるが、エネルギー・インフラの建設などには巨額

の資金が必要で、制約条件のあるこれらの資金のみで所要額を賄うことは難しい。現在このような資金は国債発行で賄われているが、先進各国で行われているようなエネルギー課税による資金調達も、社会の担税能力を考慮しつつ、検討していくべきであろう。

	Phase-1						Phase-2						
	→	→	2010	→	→	→ 15	→	→	→	2020	→	→	→ 25
1. 総合エネルギー政策の立案・実行体制の整備													
1) エネルギー政策担当体制の確立	→	→	○										
* 責任省庁と担当体制	→												
* 省庁連絡会議、諮問委員会	→					中間評価	見直し		中間評価	見直し		中間評価	見直し
2) エネルギーマスタープラン	→	→	◎		●	◎		●	◎		●	◎	
* エネルギー・データベースの構築	→												
* ドラフト作成体制の確立	→												
* 各省の関連計画の検討と集約	→												
* エネルギー基本政策の策定	→					見直し			見直し			見直し	
3) エネルギー法制の整備	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	
* エネルギー産業政策	→												
* 省エネルギー推進政策	→												
* 環境・交通等関連分野	→												
2. エネルギー政策実行のための資金調達													
1) 事業計画・規模・所用資金の想定	→	→	◎										
* エネルギー環境分野における政	→												
* 各省庁における事業計画検討と	→												
* 資金ソースの仕分けと調達計画	→												
2) 課税方式の検討													
* 各国における課税方式の調査	→	→	○										
* 課税方式の評価と選択	→												
* 必要な制度、設備の検討	→	→				第1段階							
3) 第1段階の実施			◎										
* 必要な法制の整備	→	→				中間評価						中間評価	
4) 評価と見直し							●					●	
* 経済的影響の評価	→	→											
* エネルギー・環境政策上のRequirementの見直し	→	→											
* 制度の評価と見直し	→	→							第2段階				
5) 第2段階への移行								→	◎				

図 3.2-1 ロードマップ-1: 総合エネルギー政策の構築

3.2.2 省エネルギー政策

本マスタープランでは、BAU ケースと比較して 2015 年では 10%、2025 年では 25% 以上の省エネルギー達成を目標とする。2025 年の目標は一次エネルギー供給量を石油換算 1 億 6,100 万トンから 1 億 1,700 万トンへと 4,400 万トンも引き下げるというものである。現在のベトナムの石油生産量が 1,700 万トン程度であることと比較すれば、この目標の達成は巨大油田の発見にも匹敵する事業である。省エネルギーは地道な努力の積み上げが次第に累積的効果を発揮するという特徴を持っており、日頃からのたゆまぬ努力が要求される分野である。以下ではその実現のためのロードマップを、計画立案の基礎となる省エネルギーデータベースの構築と省エネルギーを実現するための政府としての施策を分けて示す。

	Phase-1						Phase-2							
	→	→	2010	→	→	15	→	→	→	2020	→	→	→	25
1. エネルギーデータベースの構築														
1) エネルギーデータベース担当体制の確立 * 責任省庁と担当体制			◎			◎								◎
2) エネルギー消費構造の把握 * 部門別のエネルギー消費実態調査 * エネルギー消費実績の分析と集約			◎		●				●				●	
3) エネルギー消費原単位の管理・整備 * 部門別の消費原単位の集約 * 省エネルギー技術情報収集 * 省エネルギー対策の評価・目標設定			◎			◎				◎				◎
2. エネルギーの効率的利用と省エネルギー														
1) 法体制の整備 * 省エネルギー法の公表 * 実施機関の設立 * 実施事業計画の立案			◎						●					
2) 制度・プログラムの整備 * 各国における省エネルギー関連制度の調査 * 諸制度の評価と検討 * 必要な制度、推進プログラムの設定			◎						●					
3) 第一段階の実施 * 必要な法制の施行				◎										
4) 評価と見直し * 経済的影響の評価 * エネルギー・環境政策上のRequirementの見直し * 制度の評価と見直し														
5) 第2段階への移行														

図 3.2-2 ロードマップ-2: 省エネルギーの推進

3.2.3 市場の近代化とエネルギー産業政策

エネルギー需給の安定とエネルギー利用の効率化を目指し、国営企業中心の産業政策から市場機能を重視した産業政策への転換、エネルギー市場の創設と近代化を図る。そのためには、発展のグランドデザインを示すリーダーとして、また、規制当局としての政府の役割と、市場での活力あるプレーヤーとしての民間の役割を明確に認識し、課題を以下のようなカテゴリーに分けて対応を進めることが望まれる。

- 1) エネルギー分野において政府が実施すべき事業
- 2) エネルギーセクター改革とエネルギー市場の近代化：タイムスケジュール
- 3) エネルギー市場の効率化と価格政策：価格メカニズムを極力活用する

	Phase-1					Phase-2									
	→	→	2010	→	→	→	15	→	→	→	2020	→	→	→	25
1. エネルギー分野における政府事業															
1) 事業計画の策定			◎												
* 対象事業リストの作成	→														
* 事業計画の策定	→														
* 法制、支援策などの環境整備			→												
2) 第1次事業			→												
* 国内輸送インフラの拡充			→												
* エネルギー安全保障の強化			→												
3) 第2次事業															
* 国内輸送インフラの拡充															
* エネルギー安全保障の強化															
2. エネルギー部門改革と市場の近代化															
1) エネルギー部門改革															
* 公的事業体の役割と機能	→		◎												
* 民間企業の育成	→														
2) エネルギー市場の近代化															
* 基本方針の策定	→		◎	→											
* タイム・スケジュールの設定	→														
* 透明性のあるルール	→														
3. エネルギー市場の効率化と価格政策															
1) 国内価格の国際化															
* 税制・補助金等の再検討	→														
* 段階的値上げ(2段階)	→														
2) 非関税障壁などの排除															
* 石油製品関連規格等の変更															
* 輸出入の規制緩和等の検討															
4. 1 電力セクターにおける政府の役割															
1) 電力システム開発体制の確立															
2) 電力システム開発の実行管理															
3) 開発資金の提供															
4. 2 民営化と電力産業への参入自由化															
1) 自由化/規制対象事業ドメインの整理															
2) 公共事業体(EVN)の企業(株式)化															
4. 3 電力産業の効率化と価格政策															
1) 適正な電気料金設定															
2) ユニバーサルサービス															

図 3.2-3 ロードマップ-3:エネルギー市場の近代化とエネルギー産業政策

3.2.4 エネルギー分野における主要投資

本節では、石炭、電力、石油、再生可能エネルギーのエネルギー施設についてのおおよその投資金額と投資時期を検討した。投資金額はリファレンスケースに基づいて試算した。大規模施設を必要としない省エネルギーセンターやエネルギー統計整備についての必要資金は、検討対象から外している。また、エネルギー資源開発に必要な投資金額は、埋蔵量や生産計画が把握できている石炭セクターについて検討を行ったが、石油・ガスセクター

については、新たな石油・ガス田発見のための探鉱費用、新規石油・ガス田の位置や規模など不透明な要素が多いことから、ここでは検討対象から外した。

図 3.2-4 には不確定要素の大きい石油ガス部門の上流投資を含めていないが、年間探鉱投資額は 1~2 億ドル程度、油田やガス田の開発費は 1ヶ所あたり 5~20 億ドル程度と推定されるので、20 年間の総投資額は 50~100 億ドル程度であろう。

エネルギー部門における 20 年間の総投資額は 1100 億ドル超と推定されるが、その 9 割が電力部門での投資である。即ち、今後のエネルギー政策では電力部門の発展を合理的に進めることが最重要課題である。そして、そのための方策としては以下のような取り組みがあげられよう。

- ①都市ガスの導入やコージェネレーションの普及などにより、電力偏重のエネルギー需要構造の合理化を進める。

(単位:百万ドル)

	→ → 2010	→ → → 15	→ → → 2020	→ → → 25	合計
1. エネルギー資源開発(石炭)					7,150
* 生産能力拡張(含む輸送インフラ)	500万トン/年 石炭増産 1200	1,100万トン/年 石炭増産 2000	1,000万トン/年 石炭増産 1500	1,000万トン/年 石炭増産 1500	6,200
* 選炭設備建設	50	300	300	300	950
2. 発電関連施設					97,400
1) 石炭火力(国内炭)	2900	3600	1800	4300	12,600
2) 石炭火力(輸入炭)		700 運転開始 2015	1300	5400	7,400
3) ガス火力	1600	700	1000	3500	6,800
4) 原子力			5000 運転開始 2020	5000	10,000
5) 水力(含む輸入用の国外電源開発)	7000	6600	5700	開発終了	19,300
6) 揚水			600 初号機運転 2019	2700	3,300
7) 再生可能エネルギー(小水力、風力)	600	1200	700	800	3,300
8) 基幹送電線(含む輸入電力)	7200	8500	9200	9000	33,900
9) コールターミナル(含むLoading、Unloading設備)	100	350	350		800
3. 石油関連施設					12,190
1) 製油所建設・増設(含む受入れターミナル)		700万トン/年 #2製油所完成 5000	700万トン/年 #3製油所完成 5000		10,000
2) 石油備蓄基地(除く備蓄油)		170万kl原油タンク、30万kl製品タンク完成 430	60万kl原油タンク、230万kl製品タンク完成 880	260万kl製品タンク完成 880	2,190
4. 新エネルギー関連施設					75
1) バイオエタノールプラント	4	5	7	23	39
2) バイオディーゼルプラント	0	10	11	15	36
合計	20,654	29,395	33,348	33,418	116,815

(注)上記には石油上流部門の投資額を含まない。

図 3.2-4 ロードマップ-4: エネルギー分野における主要投資

②電源の最適配置を進め、基幹送電線の合理的な建設を進める。

一方、ここではバイオフェューエルなど再生可能エネルギー分野への投資を余り多く見込んでいない。意欲的な政府目標を達成するためにここに計上された額の5～10倍程度の額が必要となるとしてもそれほど大きな額ではない。エネルギー輸入依存度の抑制や環境対策上の効果を考えると、再生可能エネルギー分野の投資をシステマティックかつ強力で推進することも重要である。

3.3 エネルギー行動計画

3.3.1 省エネルギー行動計画

全国レベルで省エネルギー活動を展開するには、政府の努力に加え、非政府団体や企業などの行動主体を包含する総合行動計画の立案が必要である。現段階では実施体制の整備の遅れや要員不足に加え、省エネルギー活動を全国的に展開するシステムの構築など、いずれもまだ道半ばである。まず、取組体制の整備と省エネルギー計画立案のためのデータベースの構築が急務と考えられる。

一次エネルギー供給のなかでは電力と石油の合計が全体の3/4を占め、社会の近代化とともに電力比率はますます上昇するものと考えられるので、省エネは特に石油と電力の消費量に重点をおいて取り組むべきである。

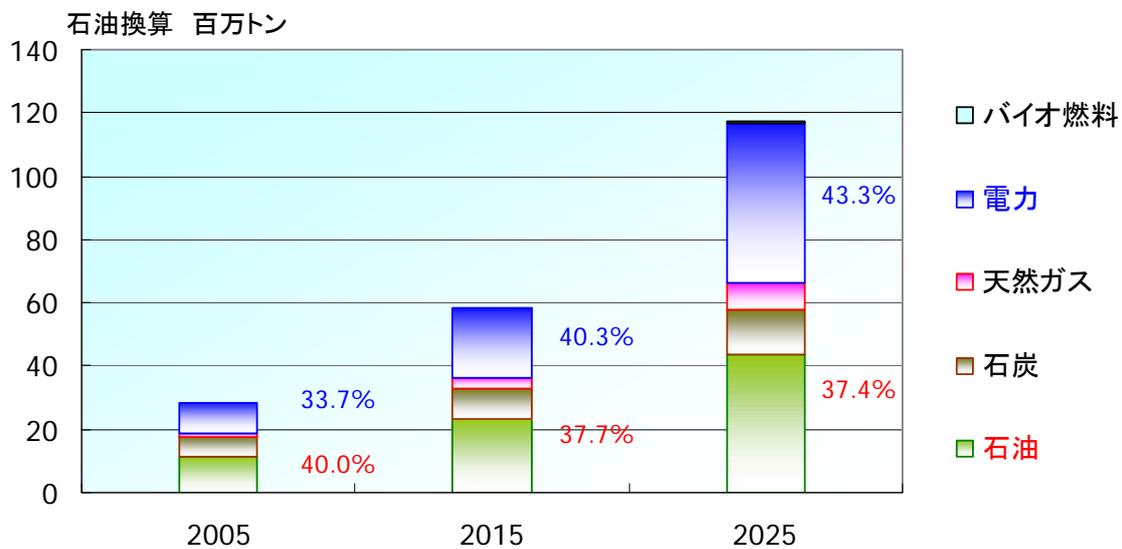


図 3.3-1 一次エネルギー供給：電力とその他エネルギー

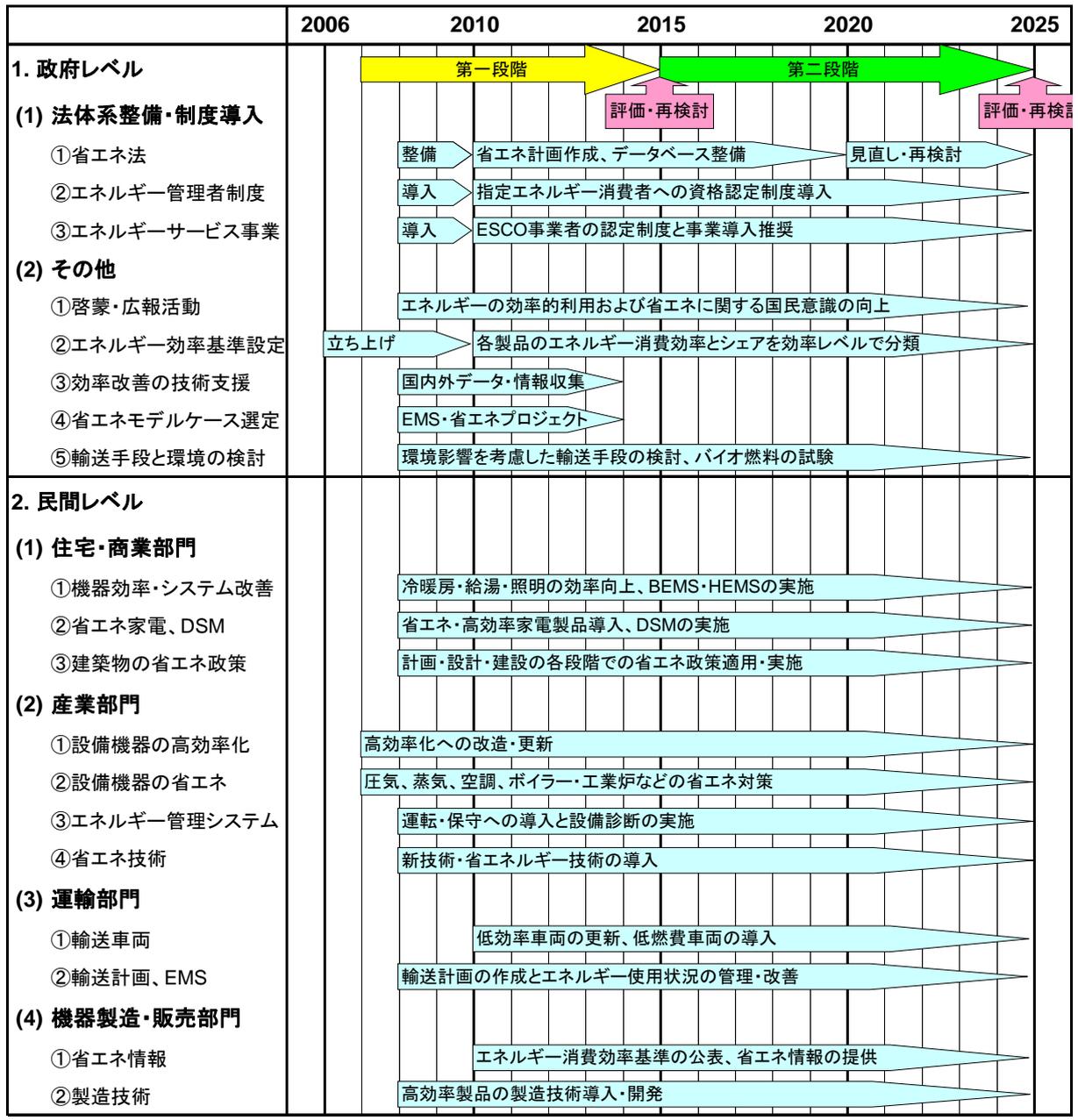


図 3.3-2 省エネルギーの主なアクションプラン

3.3.2 電力セクター

電力セクターでは、安定した電力供給確保のための長期計画の立案と実行が最も重要な課題である。そして、その効率的な実行を担保するために、産業の自由化と価格政策を的確に推進することが望まれる。

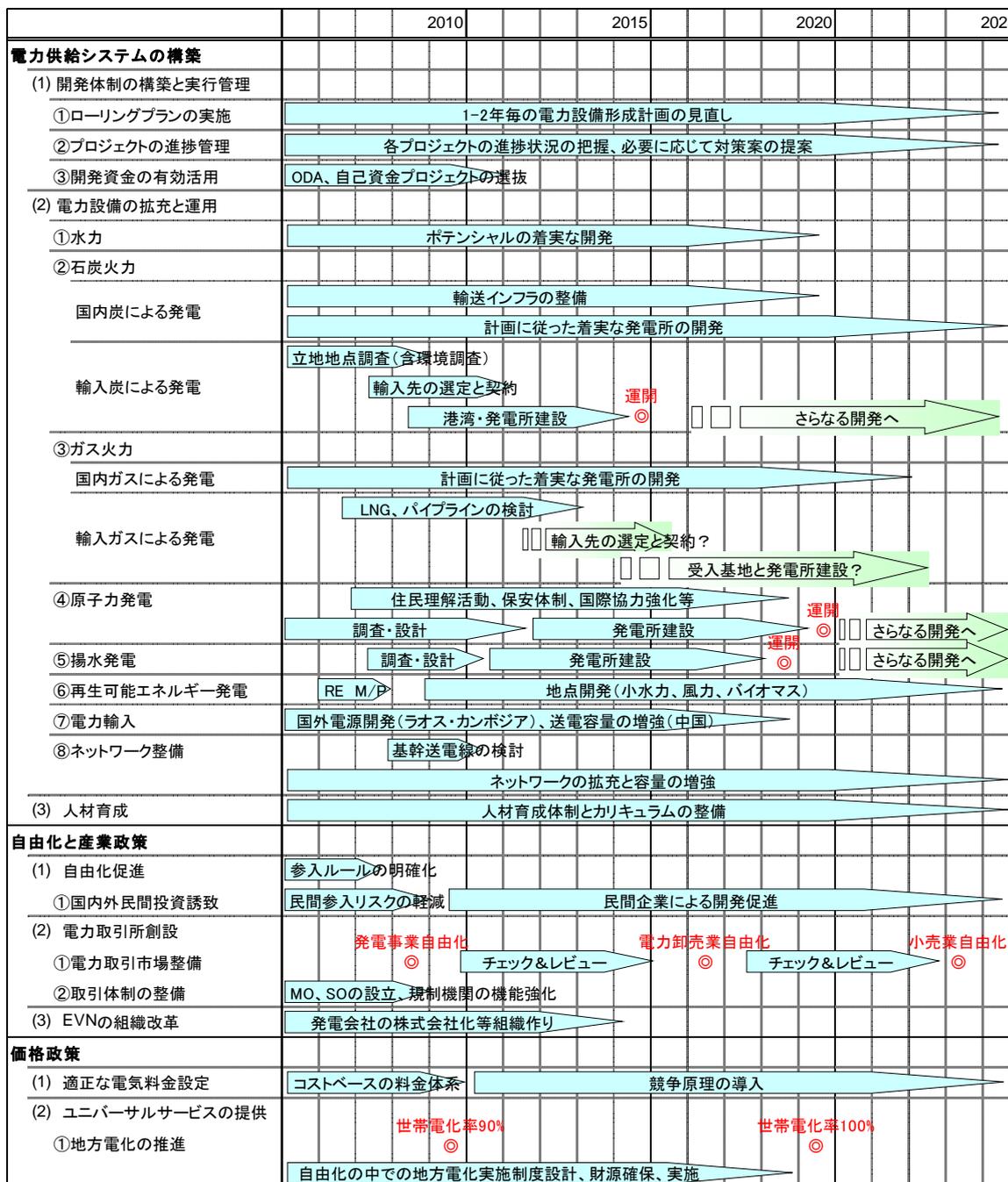


図 3.3-3 電力セクターにおける主要な行動計画

3.3.3 石炭セクター

ベトナムの石炭供給は、現在そのほとんどを国内炭で賄っているが、今後の国内における石炭需要増にともない、新たな石炭供給システムを構築する必要がある。その際には、以下のような点を十分考慮する必要がある。

まず、国内石炭資源のほとんどが北部 Quang Ninh 省に偏在しており、したがって生産も同地域に集中していること、石炭需要は北部を中心としつつも中部・南部に分散する方向にあること、さらに今後の供給は国内炭と輸入炭に二分されることである。

地域別には、北部は電力ならびに一般産業向け国内炭供給、中部は電力向け国内炭供給と輸入炭供給との併給、南部は主に電力向け輸入炭供給が基本となる。北部では既存の供給システムを最大限に活用し、中部・南部では輸入炭専焼石炭火力発電所の新設が予定されており、新たな石炭供給システムの構築が必須である。

	2006	2010	2015	2020	2025
供給体制					
(1) 国内炭供給					
①石炭埋蔵量		全国の石炭埋蔵量の詳細探査・評価による可採埋蔵量の拡大			
②石炭開発と輸出		国内需要に見合う石炭開発(生産能力7,000万トン)と高品位(PCI)炭の輸出継続			
③炭鉱保安		保安教育の充実と強化による保安向上ならびに生産性向上			
④環境保護		コールフロー全体での環境保護に配慮した国内炭供給計画の立案と実行			
(2) 海外炭供給					
①海外炭権益・石炭販売権		海外炭権益・石炭販売権の取得(輸入量の50%以上)			
②輸入炭中継基地建設		調査	南部第1期工事	南部第2期工事	
(3) CCT・省エネルギー					
①選炭		原炭全量の選炭処理実施			
②石炭バイオブリケット		バイオブリケットへの転換			
③次世代燃焼技術の検討		超超臨界圧、IGCCなどの調査・研究実施			
市場・産業政策					
①民間・外国企業の参入		石炭産業への民間・外国企業の段階的参入と権限付与			
②石炭会社の民営化		VINACOMIN傘下石炭会社の民営化と設備投資拡大			
③低利融資制度導入		海外炭権益取得や機器更新に対する低利融資			
④CCTセンター設立		調査研究・普及・人材育			
⑤省エネに対する啓蒙活動		石炭需要家への省エネに対する啓蒙活動			
石炭価格・課税政策					
①石炭価格の市場価格化		市場価格化と国際市場価格へのリンク			
②民間・外資減免措置		民間・外資への税の減免措置と最新技術・機器導入に対する免税措置			
③石炭輸出入税率の変更		国内炭・輸入炭の安定供給			

図 3.3-4 石炭セクターの行動計画

3.3.4 石油・天然ガスセクター

石油・天然ガスセクターでは、国内資源の探鉱強化と効率的な開発に加え、①石油・天然ガス供給システムの構築、②石油・天然ガス市場の規制緩和とエネルギー産業政策、③石油・天然ガス市場の効率化と価格政策の3分野が主要検討分野である。なかでも、天然ガス配送網の建設と石油製品規格の設定は最優先の実施を検討すべき重要課題である。

	Phase-1										Phase-2									
	7	→	→	10	→	→	→	→	15	→	→	→	→	20	→	→	→	→	25	
1. 石油天然ガス供給システムの構築																				
① 石油開発制度の見直し	行政と事業者の区分			◎	→	→	●	→	→	●	→	→	●	→	→	●	→	→	●	
② 製油所の拡充と設備高度化	設備高度化計画			○	→	→	☆	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	
③ 天然ガス網の建設	第1ステージ(南部)			◎	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	
④ 戦略石油備蓄・インフラ整備	第1次計画			○	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	
⑤ 輸入の安定確保	原油・石炭			☆	→	→	☆	→	→	☆	→	→	☆	→	→	☆	→	→	☆	
2. 市場の規制緩和と産業政策																				
① 国営事業の企業化	→	→	○	→	→	●	→	→	●	→	→	●	→	→	●	→	→	●	→	
② 政府事業部門の整備	第1ステージ			○	→	→	●	→	→	●	→	→	●	→	→	●	→	→	●	
③ 市場参入ルールの設定	→	→	○	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	→	
3. 市場の効率化と価格政策																				
① 国内価格の国際化	調査			○	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	
② 石油製品への課税	→	→	○	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	→	
③ 石油製品規格の設定	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	→	→	◎	→	

図 3.3-5 石油ガスセクターの行動計画

3.3.5 再生可能エネルギー

再生可能エネルギー分野のアクションプランは、電源開発、バイオ燃料でそれぞれ検討項目が異なるであろう。また、再生可能エネルギーの利用促進を図るため、国際的スキームを効果的に利用することについても、そのための手順をきちんと設定しておくことが望まれる。

	Phase-1										Phase-2									
	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Events & Targets																				
RE Power Development Plan (MW) (Prime Minister Decision No.110/2007/OD-TTα)	214	363	370	213	100	150	305	500	200	150	250	0	0	100	100	250	250	250	250	
Master Plan on Renewable Energy Resources	→																			
Renewable Energy Power Development Promotion																				
a) Detailed check of small hydro potential and Establishment of Development Plan	→				Revision				Revision				Revision							
b) Detailed check of wind potential and Establishment of Development Plan	→				Revision				Revision				Revision							
c) Countermeasures for Grid-Connected Wind Power	→				Review				Review				Review							
d) Grid- Connected Wind Power Pilot Plant	→				Review				Review				Review							
e) Establishment of Guideline for Grid-Connection and Standardized Power Purchase Agreement	→				Review				Review				Review							

図 3.3-6 再生可能エネルギー電源開発促進アクションプラン

	Phase-1										Phase-2									
	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Events & Targets																				
Bio-Fuels Development Plan (Development of Bio-Fuels in the Period up to 2015, Outlook to 2025 (draft))	E5/B5 8% Replacement			E5/B5 20% Replacement						E5/B5 100% Replacement										
Effective Use of Biomass Resources																				
(General)																				
a) Establishment of Master Plan for effective use of biomass resources					Revision					Revision					Revision					
b) Human resource development																				
(Production, Collection and Transportation)																				
c) Improvement of Production Efficiency of Agricultural Biomass	R&D			Installation						Dissemination										
d) Effective use of Non-Agricultural Biomass Resources	R&D			Installation						Dissemination										
e) Establishment of effective collection and transportation system suitable for each biomass characteristics	R&D			Installation						Dissemination										
(Energy Conversion)																				
f) Technology Development for Improvement of Energy Conversion Efficiency	R&D			Installation						Dissemination										
g) Technology Development and Equipment Installation of Bio-fuel blending	R&D/Installation			Dissemination																
h) Technology Introduction and Pilot Plant for mixed combustion	R&D						Installation						Dissemination							
(Distribution/Quality Control)																				
i) Establishment of Quality Standard of Bio-Fuel					Review					Review					Review					
j) Establishment and Pilot Project of Bio-Fuel Distribution System																				

図 3.3-7 バイオマス資源有効活用アクションプラン

	Phase-1										Phase-2									
	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Events & Targets																				
Electricity Market	Phase 1: Competitive Generation Power Market (Single Buyer Model)						Phase 2: Competitive Wholesale Power Market						Phase 3: Competitive Retail Power Market							
CDM	1st Commitment Period																			
Incentives for Renewable Energy Development																				
a) Introduction of RPS (Renewables Portfolio Standard)					Review					Review					Review					
b) Introduction of support scheme for renewable energy users (electricity, fuel, etc.)					Review					Review					Review					
c) CDM Facilitation	Review																			

図 3.3-8 再生可能エネルギー優遇策整備アクションプラン

3.3.6 データベースの構築

エネルギー需給を総合的に把握し政策立案を行うためにはエネルギーデータベースが不可欠である。現在ベトナムにはエネルギーデータを総合的に取りまとめる機関が存在しない。データベースの構築にあたっては、どのような目的のため、どのようなデータをどのように収集整理していくかを定義するとともに、データベースの構築と維持更新を推進する制度とこれを担当する組織を創設することが必要である。ベトナムにおける行政の現状に照らし、商工省と統計局が協力してそのような組織・制度を構築することが期待される。また、制度の構築にあたっては実効性、操作性や機密保持などに十分配慮することが必要である。

Org.	Item	2009				2010				2011				2012			
		1Q	2Q	3Q	4Q												
MOIT	Establish new organization in MOIT			■													
MOIT	Establish committee for energy statistics			■													
MOIT	Designated industries for questionnaire survey				■												
MOIT	Prepare questionnaire sheet			■	■												
GSO	Implement questionnaire survey					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
GSO	Prepare monthly report					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
MOTI	Sample survey for residential & Commercial						■	■				■	■			■	■
MOIT	Estimation of energy supply & demand									■	■	■	■	■	■	■	■
MOIT	Publish energy statistics											■	■	■	■	■	■
	Technical Assistance for energy estimation					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

図 3.3-9 エネルギー統計整備のアクションプラン

あとがき

本調査では全エネルギーセクターを網羅する総合モデルによりベトナムの長期エネルギー需給予測を行うことと、モデルによる検討をもとにベトナムの「国家エネルギーマスタープラン」の雛形を示すことを目指した。2年近くに及ぶ作業を振り返ってみると、一応当初の目的に沿った成果物を作成することが出来たと考えるが、内容については改善すべき点も多い。今後ベトナムの人たちの手でテストが繰り返され、改善が図られることを希望する。

2008年1月23日のワークショップではさまざまな質問やコメントが提出され、しっかりしたマスタープランを構築するためにさらなる検討、研究を行うべきとの意見が多く聞かれた。調査団も追加研究や改善は必要と感じており、そのテーマは概ね次のようなカテゴリーに分類できると考える。

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

時間の制約もあり、2007年10月以降に生じた世界経済やエネルギーをめぐる環境の変化、たとえば世界の金融不安、原油価格の高騰などの影響についての分析は、本報告書に盛り込むことができなかった。また、今回開発したモデルは国内や世界の情勢変化を取り込んで常にアップデートを行うことが必要である。この報告書を出発点として、これらの点について不断の検討を続けていただきたい。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、ベトナムの皆さんの手による「国家エネルギーマスタープラン」の構築が軌道にのる日が来ることを期待している。

2008年9月

調査団を代表して 兼清 賢介

Appendix1: Summary of Case Study

Appendix 1.1 Summary of Case Study

BAU Case

	Unit	2005	2010	2015	2020	2025	Growth Rate		
							05-15	15-25	05-25
							%	%	%
<i>Economic Indicators</i>									
Population	Million	83.10	87.76	92.69	97.90	101.88	1.1%	0.9%	1.0%
Real GDP in 2005 price	\$ Billion	52.50	78.94	118.71	178.49	262.26	8.5%	8.2%	8.4%
RGDP per capita	\$	632	900	1,281	1,823	2,574	7.3%	7.2%	7.3%
Material Industry Ratio	%	9.0	9.0	9.1	9.0	8.7			
<i>Energy Prices</i>									
Crude Oil ;FOB	\$/Bbl	50	65	65	65	65			
Coal; Steaming, FOB	\$/ton	20	38	57	57	57			
Asian LNG CIF	\$/MMBTU	6.4	7.5	7.5	7.5	7.5			
<i>Energy Indicators</i>									
TPE per capita	Toe	0.34	0.47	0.70	1.05	1.58	7.6%	8.4%	8.0%
TPE per GDP	Toe/\$1000	0.54	0.52	0.55	0.57	0.62	0.2%	1.1%	0.7%
Electricity per capita	kWh	549	995	1,599	2,569	3,926	11.3%	9.4%	10.3%
Motorbike	million unit	19	26	29	30	30	4.2%	0.5%	2.3%
Passenger Car	1000 unit	195	449	950	1,835	3,084	17.2%	12.5%	14.8%
CO2 Emission	Million CO2-t	87	120	195	303	508	8.4%	10.1%	9.2%
<i>Total Primary Energy Demand</i>									
Coal	kToe	28,172	40,880	65,277	102,419	161,383	8.8%	9.5%	9.1%
Oil (excl. Stockpiling)	kToe	8,935	12,420	23,030	35,196	69,155	9.9%	11.6%	10.8%
Gas	kToe	12,045	16,696	25,395	38,363	55,786	7.7%	8.2%	8.0%
Hydro	kToe	5,727	8,175	11,208	19,690	25,790	6.9%	8.7%	7.8%
Nuclear	kToe	1,396	2,976	4,502	5,477	5,477	12.4%	2.0%	7.1%
Renewables	kToe	0	0	0	883	2,113	---	---	---
Power Import	kToe	64	185	402	571	704	20.2%	5.8%	12.8%
Non-commercial Energy	kToe	6	418	688	2,134	2,135	61.6%	12.0%	34.5%
Coal	%	14,694	14,262	13,585	12,562	10,779	-0.8%	-2.3%	-1.5%
Oil	%	31.7	30.4	35.3	34.4	42.9			
Gas	%	42.8	40.8	38.9	37.5	34.6			
Fossil Fuel	%	20.3	20.0	17.2	19.2	16.0			
Others	%	94.8	91.2	91.4	91.0	93.4			
Non-commercial Energy	%	5.2	8.8	8.6	8.9	6.5			
Final Demand (excl. Non-Com)	kToe	52.2	34.9	20.8	12.3	6.7			
Agriculture	kToe	22,590	33,725	51,384	79,975	118,195	8.6%	8.7%	8.6%
Industry	kToe	570	716	830	946	1,159	3.8%	3.4%	3.6%
Light	kToe	10,549	15,852	25,834	43,949	67,532	9.4%	10.1%	9.7%
Heavy	kToe	5,626	9,151	16,743	31,859	52,029	11.5%	12.0%	11.8%
Transportation	kToe	4,922	6,701	9,091	12,090	15,503	6.3%	5.5%	5.9%
Others	kToe	6,687	9,660	13,285	18,029	23,645	7.1%	5.9%	6.5%
Electriciry (ex-PS)	GWh	4,784	7,498	11,434	17,051	25,859	9.1%	8.5%	8.8%
Gasoline	kToe	51,730	99,376	166,346	279,085	442,786	12.4%	10.3%	11.3%
Diesel Gas Oil	kToe	2,687	3,713	4,650	5,847	7,386	5.6%	4.7%	5.2%
Energy Import	kToe	5,314	7,550	11,099	16,215	22,525	7.6%	7.3%	7.5%
Coal	kToe	-16,564	-14,666	2,823	27,962	80,333			
Oil	kToe	-9,142	-11,785	-5,295	1,721	30,530			
Gas	kToe	-7,428	-3,299	7,430	19,723	37,966			
Electricity	kToe	0	0	0	4,384	9,703			
Energy Import Ratio	%	6	418	688	2,134	2,135			
Coal	%	-58.8	-35.9	4.3	27.3	49.8			
Oil	%	-32.5	-28.8	-8.1	1.7	18.9			
Gas	%	-26.4	-8.1	11.4	19.3	23.5			
Electricity	%	0.0	0.0	0.0	4.3	6.0			
Electricity	%	0.0	1.0	1.1	2.1	1.3			

Appendix 1.2 Summary of Case Study Reference Case

	Unit	2005	2010	2015	2020	2025	Growth Rate		
							05-15	15-25	05-25
							%	%	%
<i>Economic Indicators</i>									
Population	Million	83.10	87.76	92.69	97.90	101.88	1.1%	0.9%	1.0%
Real GDP in 2005 price	\$ Billion	52.50	78.94	118.71	178.49	262.26	8.5%	8.2%	8.4%
RGDP per capita	\$	632	900	1,281	1,823	2,574	7.3%	7.2%	7.3%
Material Industry Ratio	%	9.0	9.0	9.1	9.0	8.7			
<i>Energy Prices</i>									
Crude Oil ;FOB	\$/Bbl	50	65	65	65	65			
Coal; Steaming, FOB	\$/ton	20	38	57	57	57			
Asian LNG CIF	\$/MMBTU	6.4	7.5	7.5	7.5	7.5			
<i>Energy Indicators</i>									
TPE per capita	Toe	0.34	0.46	0.63	0.85	1.15	6.4%	6.2%	6.3%
TPE per GDP	Toe/\$1000	0.54	0.51	0.49	0.47	0.45	-0.9%	-0.9%	-0.9%
Electricity per capita	kWh	549	995	1,599	2,569	3,926	11.3%	9.4%	10.3%
Motorbike	million unit	19	26	29	30	30	4.2%	0.5%	2.3%
Passenger Car	1000 unit	195	449	950	1,835	3,084	17.2%	12.5%	14.8%
CO2 Emission	Million CO2-t	87	118	169	238	345	6.9%	7.4%	7.1%
<i>Total Primary Energy Demand</i>									
Coal	kToe	8,935	12,148	18,818	26,007	39,561	7.7%	7.7%	7.7%
Oil(excl. Stockpiling)	kToe	12,045	16,489	23,539	33,106	44,572	6.9%	6.6%	6.8%
Gas	kToe	5,727	7,919	10,215	14,780	22,307	6.0%	8.1%	7.0%
Hydro	kToe	1,396	2,976	4,502	5,477	5,477	12.4%	2.0%	7.1%
Nuclear	kToe	0	0	0	883	2,113	---	---	---
Renewables	kToe	64	185	402	571	704	20.2%	5.8%	12.8%
Power Import	kToe	6	418	688	2,134	2,135	61.6%	12.0%	34.5%
<i>Non-commercial Energy</i>									
Coal	%	31.7	30.3	32.3	31.3	33.8			
Oil	%	42.8	41.1	40.4	39.9	38.1			
Gas	%	20.3	19.7	17.5	17.8	19.1			
<i>Fossil Fuel</i>	%	94.8	91.1	90.3	89.0	90.9			
Others	%	5.2	8.9	9.6	10.9	8.9			
<i>Non-commercial Energy</i>	%	52.2	35.5	23.3	15.1	9.2			
<i>Final Demand (excl. Non-Com)</i>									
Agriculture	kToe	570	716	830	946	1,159	3.8%	3.4%	3.6%
Industry	kToe	10,549	15,852	25,834	43,949	67,532	9.4%	10.1%	9.7%
Light	kToe	5,626	9,151	16,743	31,859	52,029	11.5%	12.0%	11.8%
Heavy	kToe	4,922	6,701	9,091	12,090	15,503	6.3%	5.5%	5.9%
Transportation	kToe	6,687	9,660	13,285	18,029	23,645	7.1%	5.9%	6.5%
Others	kToe	4,784	7,498	11,434	17,051	25,859	9.1%	8.5%	8.8%
Electricity (ex-PS)	GWh	51,730	97,524	148,346	225,807	325,217	11.1%	8.2%	9.6%
Gasoline	kToe	2,687	3,697	4,516	5,491	6,657	5.3%	4.0%	4.6%
Diesel Gas Oil	kToe	5,314	7,456	10,294	14,089	18,301	6.8%	5.9%	6.4%
<i>Energy Import</i>									
Coal	kToe	-9,142	-12,057	-9,507	-7,468	936			
Oil	kToe	-7,428	-3,463	5,738	14,553	26,751			
Gas	kToe	0	0	0	0	6,220			
Electricity	kToe	6	418	688	2,134	2,135			
<i>Energy Import Ratio</i>									
Coal	%	-58.8	-37.6	-5.3	11.1	30.8			
Oil	%	-32.5	-30.0	-16.3	-9.0	0.8			
Gas	%	-26.4	-8.6	9.9	17.5	22.9			
Electricity	%	0.0	0.0	0.0	0.0	5.3			
Electricity	%	0.0	1.0	1.2	2.6	1.8			

Appendix 2: Sample of Summary Report Sheets

2.1 Overall energy Outlook: Reference Case

reference	Summary sheet								Growth Rate				
	TERM 1	TERM 2	TERM 3	Unit	2005	2010	2015	2020	2025	10/05	15/10	20/15	25/20
Economic Indicators	Exchange rate			VND/US\$	15,959	16,856	17,947	19,610	21,168	1.1	1.3	1.8	1.5
	Population			Million	83	88	93	98	102	1.1	1.1	1.1	0.8
	GDP at current price on US \$ base			Million US\$	52,502	100,022	189,032	348,122	634,122	13.8	13.6	13.0	12.7
	GDP at 2005 price on US \$ base			Million US\$	52,502	78,944	118,705	178,492	262,263	8.5	8.5	8.5	8.0
	GDP at 2005 price on VND base			Trillion VND	838	1,260	1,894	2,848	4,185	8.5	8.5	8.5	8.0
	GDP per capita on 2005 US\$ base			US\$/person	632	900	1,281	1,823	2,574	7.3	7.3	7.3	7.1
	Material Industry at 2005 price			Trillion VND	76	114	173	256	362	8.5	8.8	8.1	7.2
Material Industry Ratio			%	9.0	9.0	9.1	9.0	8.7	0.0	0.2	-0.3	-0.7	
Energy Indicators	World Energy Price	IEA Crude Oil FOB		\$/Bbl	49.9	65.0	65.0	65.0	65.0	5.4	0.0	0.0	0.0
	World Energy Price	Coal FOB		\$/ton	19.7	38.1	56.5	56.5	56.5	14.1	8.2	0.0	0.0
	World Energy Price	Asian LNG CIF		\$/MMBTU	6.4	7.5	7.5	7.5	7.5	3.2	0.0	0.0	0.0
	TPE per capita			TOE / person	0.3	0.5	0.6	0.8	1.1	6.2	6.5	6.7	6.8
	TPE per GDP			TOE/\$1000	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	-1.1	-0.7	-0.6	-0.5
	Electricity per capita			kWh / person	549	995	1,599	2,569	3,926	12.6	9.9	10.0	8.9
	Vehicle number	Motorbike		1000Unit	19,073	25,985	28,801	29,941	30,141	6.4	2.1	0.8	0.1
		Car		1000Unit	195	449	950	1,835	3,084	18.2	16.2	14.1	10.9
		Motorbike per person		unit/1000psn	229.5	296.1	310.7	305.8	295.8	5.2	1.0	-0.3	-0.7
		Car per person		unit/1000psn	2.3	5.1	10.2	18.7	30.3	16.9	14.9	12.8	10.1
	Energy Efficiency Factor	Industry (Light)		%	100	94	88	83	79	-1.2	-1.3	-1.2	-1.1
		Industry (Heavy)		%	100	93	83	74	67	-1.4	-2.3	-2.2	-2.1
		Commercial		%	100	97	90	84	78	-0.7	-1.4	-1.4	-1.4
	Residential		%	100	98	92	87	82	-0.4	-1.2	-1.2	-1.2	
CO2 Emission			CO2-Mton	87	118	169	238	345	6.3	7.5	7.0	7.7	
			SO2-Kton	239	337	607	841	1114	7.1	12.5	6.8	5.8	
Total Primary Energy	Commercial Total		kTOE	28,172	40,145	58,212	83,052	117,060	7	7.7	7.4	7.1	
Domestic Requirement	Coal		kTOE	8,935	12,148	18,818	26,007	39,561	6.3	9.1	6.7	8.8	
excluding Stockpiling	Oil(incl.LPG)		kTOE	12,045	16,489	23,539	33,106	44,572	6.5	7.4	7.1	6.1	
	Gas		kTOE	5,727	7,919	10,215	14,780	22,307	6.7	5.2	7.7	8.6	
	Fossil total		kTOE	26,707	36,556	52,572	73,893	106,439	6.5	7.5	7.0	7.6	
	Fossil rate		%	94.8	91.1	90.3	89.0	90.9	-0.8	-0.2	-0.3	0.4	
	Hydro		kTOE	1,396	2,976	4,502	5,477	5,477	16.3	8.6	4.0	0.0	
	Nuclear		kTOE	0	0	0	883	2,113	0.0	0.0	0.0	19.1	
	Renewable EP		kTOE	64	185	402	571	704	23.8	16.7	7.3	4.3	
	Import		kTOE	6	418	688	2,134	2,135	136.2	10.5	25.4	0.0	
	EP Total		kTOE	1,465	3,579	5,592	9,065	10,429	19.6	9.3	10.1	2.8	
	Bio Fuel		kTOE	0	9	48	94	191	0.0	39.2	14.2	15.3	
	Non-Commercials		kTOE	14,694	14,262	13,585	12,562	10,779	-0.6	-1.0	-1.6	-3.0	
	Total		kTOE	42,866	54,407	71,797	95,614	127,839	-0.6	-0.6	-0.9	-1.9	
Final Energy Demand	Total		kTOE	22,590	33,725	51,384	79,975	118,195	8.3	8.8	9.3	8.1	
	Agriculture		kTOE	570	716	830	946	1,159	4.6	3.0	2.6	4.2	
	Industry (Light)		kTOE	5,626	9,151	16,743	31,859	52,029	10.2	12.8	13.7	10.3	
	Industry (Heavy)		kTOE	4,922	6,701	9,091	12,090	15,503	6.4	6.3	5.9	5.1	
	Transportation		kTOE	6,687	9,660	13,285	18,029	23,645	7.6	6.6	6.3	5.6	
	Commercial		kTOE	1,322	1,913	2,724	3,723	5,362	7.7	7.3	6.4	7.6	
	Residential		kTOE	3,341	5,434	8,508	13,058	20,142	10.2	9.4	8.9	9.1	
	Others		kTOE	120	152	203	270	355	4.8	5.9	5.9	5.6	
Energy Net Import	Total		kTOE	-16,564	-15,102	-3,082	9,219	36,042	0.0	0.0	0.0	31.3	
	Coal		kTOE	-9,142	-12,057	-9,507	-7,468	936	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Oil		kTOE	-7,428	-3,463	5,738	14,553	26,751	0.0	0.0	20.5	12.9	
	Gas		kTOE	0	0	0	0	6,220	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Electricity		kTOE	6	418	688	2,134	2,135	136.2	10.5	25.4	0.0	
	(Electricity)		GWh	66	4,858	7,997	24,815	24,830	136.3	10.5	25.4	0.0	
Import Ratio	Total		%	-58.8	-37.6	-5.3	11.1	30.8	0.0	0.0	0.0	22.6	
(excl. oil stockpiling)	Coal		%	-32.5	-30.0	-16.3	-9.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Oil		%	-26.4	-8.6	9.9	17.5	22.9	0.0	0.0	12.2	5.5	
	Gas		%	0.0	0.0	0.0	0.0	5.3	0.0	0.0	0.0	0.0	
	Electricity		%	0.0	1.0	1.2	2.6	1.8	120.1	2.6	16.8	-6.6	

Note: Sample sheets are attached to illustrate items included in the summary sheets, while estimation is made for all the years from 2005 through 2025. Please refer to annual figures, if necessary, developed on the Excel spreadsheet on computer screen.

2.2 Oil and Gas Sector Outlook: Reference Case

reference Oil and Gas Sector									G R O W T H R A				
TERM 1	TERM 2	TERM 3	Unit	2005	2010	2015	2020	2025	10/05	15/10	20/15	25/20	
Economic Indicators	Population		Million	83	88	93	98	102	1.1	1.1	1.1	0.8	
	GDP at current price on US \$ base		Million US\$	52,502	100,022	189,032	348,122	634,122	13.8	13.6	13.0	12.7	
	GDP at 2005 price on US \$ base		Million US\$	52,502	78,944	118,705	178,492	262,263	8.5	8.5	8.5	8.0	
	GDP at 2005 price on VND base		Trillion VND	838	1,260	1,894	2,848	4,185	8.5	8.5	8.5	8.0	
	GDP per capita on 2005 US\$ base		US\$/person	632	900	1,281	1,823	2,574	7.3	7.3	7.3	7.1	
	Real Private consumption per capita		US\$/person	76	114	173	256	362	8.5	8.8	8.1	7.2	
	Material Industry Ratio		%	9.0	9.0	9.1	9.0	8.7	0.0	0.2	-0.3	-0.7	
Energy Indicators	World Energy Price	IEA Crude Oil FOB	\$/Bbl	49.9	65.0	65.0	65.0	65.0	5.4	0.0	0.0	0.0	
	World Energy Price	Coal FOB	\$/ton	19.7	38.1	56.5	56.5	56.5	14.1	8.2	0.0	0.0	
	World Energy Price	Asian LNG CIF	\$/MMBTU	6.4	7.5	7.5	7.5	7.5	3.2	0.0	0.0	0.0	
	TPE per capita		TOE / person	0.3	0.5	0.6	0.8	1.1	6.2	6.5	6.2	6.3	
	TPE per GDP		TOE/\$1000	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	-1.1	-0.7	-1.0	-0.8	
		Vehicle fuel per capita	Do : Car & Bus per Capita	Liter/Unit/Year	3197	3150	3135	3126	3121	-0.3	-0.1	-0.1	0.0
			Gasoline : Car per capita	Liter/Unit/Year	1866	1805	1788	1777	1771	-0.7	-0.2	-0.1	-0.1
			Do : Truck per capita	Liter/Unit/Year	8745	8447	8369	8318	8291	-0.7	-0.2	-0.1	-0.1
			Gasoline : Bike per capita	Liter/Unit/Year	174	173	172	172	171	-0.2	-0.1	0.0	0.0
		Vehicle number	Motorbike	1000Unit	19,073	25,985	28,801	29,941	30,141	6.4	2.1	0.8	0.1
			Passenger Car	1000Unit	195	449	950	1,835	3,084	18.2	16.2	14.1	10.9
		Tax on Oil products	Gasoline										
			DO										
			FO										
		LPG											
Oil sector	Final oil demand	Total	kTOE	12,045	16,298	22,662	32,223	43,786	6.2	6.8	7.3	6.3	
		LPG	kTOE	963	1,971	3,641	4,342	4,418	15.4	13.1	3.6	0.3	
		LPG substitute	kTOE	0	0	0	2,133	5,937	0.0	0.0	0.0	22.7	
		including Bio-Fuel	Gasoline	kTOE	2,687	3,697	4,516	5,491	6,657	6.6	4.1	4.0	3.9
			Kerosene	kTOE	332	342	373	423	511	0.6	1.8	2.6	3.8
			Jet fuel	kTOE	534	736	1,031	1,415	1,872	6.6	7.0	6.5	5.8
		including Bio-Fuel	Diesel	kTOE	5,314	7,456	10,294	14,089	18,301	7.0	6.7	6.5	5.4
			General	kTOE	5,149	7,456	10,294	14,089	18,301	7.7	6.7	6.5	5.4
			EP	kTOE	165	0	0	0	0	-100.0	0.0	0.0	0.0
			Fuel oil	kTOE	2,215	2,096	2,807	4,329	6,090	-1.1	6.0	9.1	7.1
			General	kTOE	1,616	2,020	2,742	3,939	5,295	4.6	6.3	7.5	6.1
			EP	kTOE	599	76	65	390	795	-33.8	-3.1	43.1	15.3
		Crude oil	Production	kTOE	18,530	18,649	16,120	16,120	15,172	0.1	-2.9	0.0	-1.2
			(included condensate)	kTOE	613	848	1,094	1,582	1,722	6.7	5.2	7.7	1.7
			Import	kTOE	0	1,208	3,813	7,043	7,805	0.0	25.8	13.1	2.1
			Processing	kTOE	0	6,950	14,396	14,396	14,396	0.0	15.7	0.0	0.0
			StockPiling	kTOE	0	1,208	90	2,277	3,039	0.0	-40.5	90.9	5.9
			Export	kTOE	18,530	11,699	5,447	6,490	5,542	-8.8	-14.2	3.6	-3.1
			Net Balance	kTOE	18,530	10,492	1,635	-553	-2,263	-10.8	-31.1	-180.5	0.0
		Oil product net import	Total	kTOE	11,102	8,236	7,462	16,277	27,528	-5.8	-2.0	16.9	11.1
			LPG	kTOE	633	1,103	1,849	2,258	2,258	11.7	10.9	4.1	0.0
			LPG substitute	kTOE	0	0	0	2,133	5,937	0.0	0.0	0.0	22.7
			Light Naptha	kTOE	0	-90	-1,578	-1,853	-886	0.0	0.0	0.0	0.0
		Gasoline	kTOE	2,074	0	-889	0	0	-100.0	0.0	0.0	0.0	
		Kerosene	kTOE	332	342	373	423	511	0.6	1.8	2.6	3.8	
		Jet fuel	kTOE	534	294	245	630	1,087	-11.3	-3.5	20.8	11.5	
		Diesel	kTOE	5,314	4,738	5,298	8,979	13,152	-2.3	2.3	11.1	7.9	
		Fuel oil	kTOE	2,215	1,849	2,164	3,707	5,468	-3.6	3.2	11.4	8.1	
Gas sector	Demand	Total	kTOE	5,727	7,919	10,215	14,780	22,307	6.7	5.2	7.7	8.6	
		Power consumption	kTOE	4,473	6,003	7,011	9,246	13,961	6.1	3.2	5.7	8.6	
		Others	kTOE	1,254	1,916	3,204	5,534	8,346	8.8	10.8	11.6	8.6	
		Supply	Total	kTOE	5,727	7,919	10,215	14,780	22,307	6.7	5.2	7.7	8.6
		Production	kTOE	5,727	7,919	10,215	14,780	16,087	6.7	5.2	7.7	1.7	
		Import	kTOE	0	0	0	0	6,220	0.0	0.0	0.0	0.0	
LPG Sector	Potential Demand		kTOE	963	1,971	3,641	6,475	10,355	15.4	12.2	10.4	9.8	
	Supply	Supply Total	kTOE	963	1,971	3,641	4,342	4,418	15.4	5.6	0.7	0.3	
		Production	kTOE	330	868	1,792	2,084	2,159	21.4	15.6	3.1	0.7	
		Gas Field	kTOE	330	456	588	851	926	6.7	5.2	7.7	1.7	

2.3 Electric Power Sector Outlook: Reference Case

reference	Electric Power Sector				G R O W T H					R A			
	TERM 1	TERM 2	TERM 3	Unit	2005	2010	2015	2020	2025		10/05	15/10	20/15
Economic Indicators	Population			Million	83	88	93	98	102	1.1	1.1	1.1	0.8
	GDP at current price on US \$ base			Million US\$	52,502	100,022	189,032	348,122	634,122	13.8	13.6	13.0	12.7
	GDP at 2005 price on US \$ base			Million US\$	52,502	78,944	118,705	178,492	262,263	8.5	8.5	8.5	8.0
	GDP at 2005 price on VND base			Trillion VND	838	1,260	1,894	2,848	4,185	8.5	8.5	8.5	8.0
	GDP per capita on 2005 US\$ base			US\$/person	632	900	1,281	1,823	2,574	7.3	7.3	7.3	7.1
	Material Industry Ratio			%	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Energy Indicators	Power Generation			GWh	51,770	99,376	166,346	278,858	440,734	13.9	10.9	10.9	9.6
	Peak Demand	(estimated)		MW	8,443	16,206	27,128	45,476	71,874	13.9	10.9	10.9	9.6
	Electricity Tariff	Agriculture use		VND/kWh	660	1,012	1,118	1,236	1,365	8.9	2.0	2.0	2.0
		Residential use		VND/kWh	695	1,065	1,177	1,301	1,437	8.9	2.0	2.0	2.0
		Industry use		VND/kWh	829	1,271	1,405	1,553	1,716	8.9	2.0	2.0	2.0
		Commercial use		VND/kWh	1,359	2,083	2,302	2,544	2,811	8.9	2.0	2.0	2.0
	Electricity per capita			kWh/person	549	995	1,599	2,569	3,926	12.6	9.9	10.0	8.9
	Sectoral Demand	Total		GWh	45,603	87,350	148,207	251,541	400,003	13.9	11.2	11.2	9.7
		Agriculture		GWh	574	1,034	1,441	1,916	2,683	12.5	6.9	5.9	7.0
		Industry (Light)		GWh	17,248	34,465	58,057	105,871	168,840	14.8	11.0	12.8	9.8
		Industry (Heavy)		GWh	4,054	6,172	9,357	13,654	18,920	8.8	8.7	7.9	6.7
		Transportation		GWh	337	745	1,216	1,971	3,010	17.2	10.3	10.2	8.8
		Commercial		GWh	2,162	4,659	8,683	14,599	24,859	16.6	13.3	11.0	11.2
		Residential		GWh	19,831	38,512	67,099	110,387	177,562	14.2	11.7	10.5	10.0
		Others		GWh	1,397	1,764	2,355	3,144	4,129	4.8	5.9	5.9	5.6
	Power Supply	Total		GWh	51,730	97,524	148,346	225,807	325,217	13.5	8.8	8.8	7.6
		Domestic Coal		GWh	8,472	18,198	36,618	49,818	73,138	16.5	15.0	6.4	8.0
		Imported Coal		GWh	567	857	4,347	12,423	41,461	8.6	38.4	23.4	27.3
		Oil		GWh	2,174	269	230	2,149	4,162	-34.2	-3.0	56.3	14.1
		Natural Gas		GWh	23,480	36,582	42,128	56,007	85,186	9.3	2.9	5.9	8.7
		Hydro		GWh	16,230	34,604	52,351	63,689	63,691	16.3	8.6	4.0	0.0
		Nuclear		GWh	0	0	0	10,268	24,566	0.0	0.0	0.0	19.1
		Renewables		GWh	741	2,157	4,675	6,637	8,181	23.8	16.7	7.3	4.3
		Power Import		GWh	66	4,858	7,997	24,815	24,830	136.3	10.5	25.4	0.0
	Power Capacity	Total		MW	11,001	21,380	30,674	41,025	57,420	14.2	13.0	9.8	11.2
		Domestic Coal		MW	1,345	3,865	7,075	8,675	12,470	23.5	22.7	14.8	23.5
		Imported Coal		MW	150	150	750	1,950	6,750	0.0	0.0	0.0	0.0
		Oil		MW	871	946	524	1,184	1,184	1.7	-8.7	0.3	0.3
		Diesel		MW	341	131	0	0	0	-17.4	-8.2	-7.2	-6.2
		Natural Gas		MW	4,089	6,484	7,534	9,034	14,284	9.7	6.8	1.2	5.1
		Hydro		MW	4154	9,337	13,524	16,465	16,465	17.6	19.7	16.4	13.2
		Nuclear		MW	0	0	0	2,000	4,000	0.0	0.0	0.0	0.0
		Renewables		MW	50	467	1,267	1,717	2,267	56.3	21.8	19.9	15.1

2.4 Coal and Renewable Energy Outlook: Reference Case

reference	Coal & Renewable Energy Sector				G R O W T H					R A			
	TERM 1	TERM 2	TERM 3	Unit	2005	2010	2015	2020	2025		10/05	15/10	20/15
Economic Indicators	Population			Million	83	88	93	98	102	1.1	1.1	1.1	0.8
	GDP at current price on US \$ base			Million US\$	52,502	100,022	189,032	348,122	634,122	13.8	13.6	13.0	12.7
	GDP at 2005 price on US \$ base			Million US\$	52,502	78,944	118,705	178,492	262,263	8.5	8.5	8.5	8.0
	GDP at 2005 price on VND base			Trillion VND	838	1,260	1,894	2,848	4,185	8.5	8.5	8.5	8.0
	GDP per capita on 2005 US\$ base			US\$/person	632	900	1,281	1,823	2,574	7.3	7.3	7.3	7.1
	Material Industry Ratio			%	9.0	9.0	9.1	9.0	8.7	0.0	0.2	-0.3	-0.7
Energy Indicators	World Energy Price	IEA Crude Oil FOB		\$/Bbl	49.9	65.0	65.0	65.0	65.0	5.4	0.0	0.0	0.0
	World Energy Price	Coal FOB		\$/ton	19.7	38.1	56.5	56.5	56.5	14.1	8.2	0.0	0.0
	World Energy Price	Asian LNG CIF		\$/MMBTU	6.4	7.5	7.5	7.5	7.5	3.2	0.0	0.0	0.0
	TPE per capita			TOE / person	0.3	0.5	0.6	0.8	1.1	6.2	6.5	6.2	6.3
	TPE per GDP			TOE/\$1000	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	-1.1	-0.7	-1.0	-0.8
Coal sector	Demand	Total		1000ton	31,882	42,739	51,125	62,880	81,726	6.0	8.1	4.5	4.0
		Domestic use		1000ton	13,895	18,932	30,319	42,235	65,541	6.4	8.7	12.2	9.6
		Power		1000ton	5,042	8,027	16,555	24,645	43,716	9.7	15.2	15.5	16.6
		Domestic		1000ton	4,751	7,588	14,930	20,265	29,490	9.8	16.2	16.3	18.0
		Import		1000ton	291	439	1,625	4,380	14,226	8.6	3.2	4.3	-3.0
		other sectors		1000ton	8,853	10,905	13,764	17,591	21,825	4.3	4.8	10.4	6.0
		Export		1000ton	17,987	23,807	20,806	20,645	16,185	5.8	7.6	-1.6	-2.2
	Supply	Total		1000ton	31,882	42,739	51,125	62,880	81,726	6.0	3.6	4.2	5.4
		Production		1000ton	31,591	42,300	49,500	58,500	67,500	6.0	3.2	3.4	2.9
		High quality coal		1000ton	8,775	11,750	13,750	16,250	18,750	6.0	3.2	3.4	2.9
		Middle quality coal		1000ton	15,795	21,150	24,750	29,250	33,750	6.0	3.2	3.4	2.9
		Low quality coal		1000ton	7,020	9,400	11,000	13,000	15,000	6.0	3.2	3.4	2.9
		Import		1000ton	291	439	1,625	4,380	14,226	8.6	29.9	21.9	26.6
		Production		KTOE	18,077	24,205	28,325	33,475	38,625	6.0	3.2	3.4	2.9
Renewable	Power supply	Total		GWh	741	2,157	4,675	6,637	8,181	23.8	16.7	7.3	4.3
		Solar		GWh									
		Wind		GWh									
		Small Hydro		GWh									
		Biomass		GWh									
	Fuel Supply	Total		1000kl	0.0	33.6	89.1	176.3	448.8		21.5	14.6	20.5
		Bio-fuel(Ethanol)		1000kl	0.0	11.9	29.0	52.9	128.3		19.6	12.8	19.4
		Bio-fuel(Diesel)		1000kl	0.0	21.8	60.1	123.3	320.4		22.5	15.5	21.0
		ratio(Ethanol)		%	0.0	5.0	10.0	15.0	30.0		14.9	8.4	14.9
		ratio(Diesel)		%	0.0	0.0	5.0	7.5	10.0		0.0	8.4	
		Bio-fuel(Ethanol)		kTOE	0.0	9.2	22.6	41.2	99.9		19.6	12.8	19.4
		Bio-fuel(Diesel)		kTOE	0.0	0.0	25.7	52.8	91.5		0.0	15.5	11.6