

第7章 電力セクター改革と財務分析

第7章 電力セクター改革と財務分析

7.1 電力セクター改革

7.1.1 電力セクター改革の最新動向

(1) セクター改革の目的

セクター改革そのものは政策目的ではなく、政策手段であることは論を待たない。

その上位目的として、民間資本の導入による将来の電源への投資促進、また、EVN の経営効率化による将来の開発投資のための資金の確保がある。また、地方電化などの非採算部門の効率化による赤字幅の縮小によって、EVN の財務力を向上させる。これらにより、非商業的な電源や送配電系統への投資が促進され、将来の債務返済が軽減されることになる。

さらに、究極目的として、上記の上位目的の達成による電力の安定供給が存在する。また、セクター改革の外部環境として、ベトナム経済全体の市場化、国営企業改革の進行、社会経済的圧力があり、改革の流れは複雑化している。政府による電力セクター政策主要アジェンダと上位目標との相関図を以下に示す。

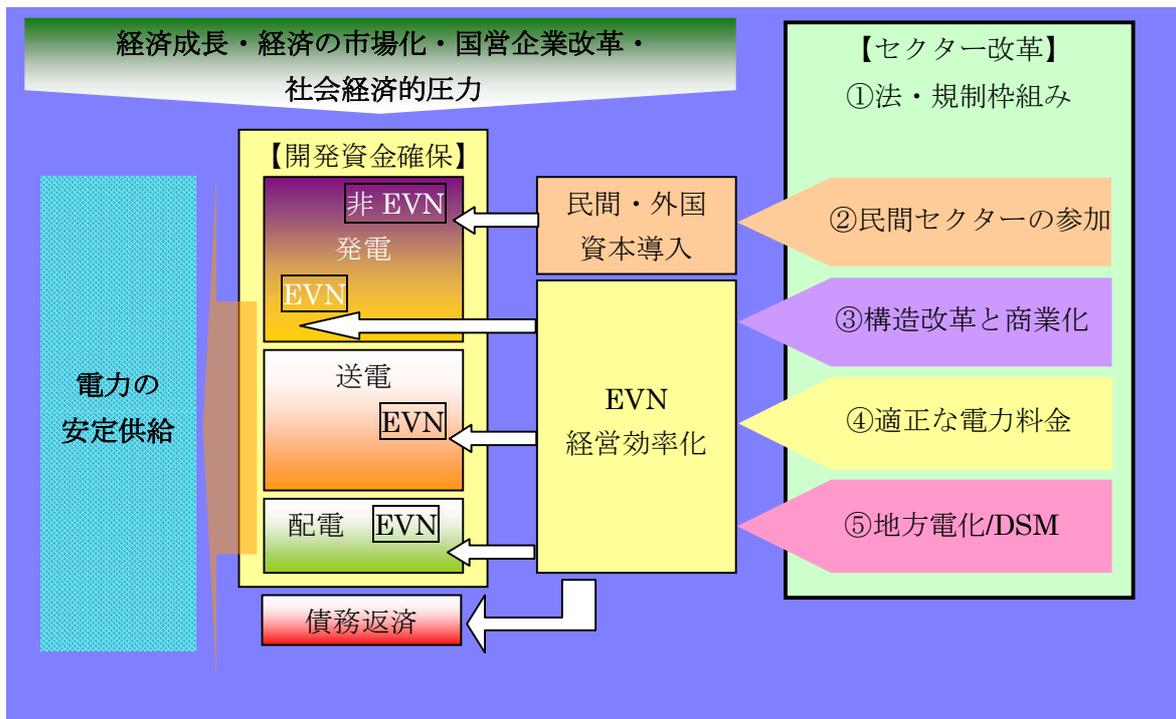


図 7-1-1 セクター改革の目的

(2) 電力開発戦略に関する首相決定 (176/2004/QD-TTg)

2004年10月5日、2004-10年までの電力セクター開発戦略を承認する首相決定がなされた。ベトナムにおける競争電力市場の段階的発展のための具体的な整備条件が盛り込まれている。首相決定の主な内容を以下に示す。

電力開発戦略に関する首相決定																						
開発視野																						
<ul style="list-style-type: none"> ➤ 社会経済開発のための電力需要を満たすための開発（国家エネルギーセキュリティ、世界経済への統合、地方電化） ➤ 電力品質の向上 ➤ 1次エネルギーの有効活用、先進技術の導入、環境負荷低減 ➤ 原子力発電導入の検討（絶対的安全を前提とした） ➤ 再生可能エネルギー開発とリサーチの推進 ➤ 段階的な国内市場への競争導入（多目的水力と原子力は国家管理） ➤ 投資を呼び込む電力料金設定（社会経済要素と市場要素の分離） ➤ 品質、安全、効率を保証するための送配電システムの近代化とそれを可能とする国家・地方給電機能の統合 																						
開発の目的																						
<ul style="list-style-type: none"> ➤ 発電量目標 <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th style="width: 33%;">2005年</th> <th style="width: 33%;">2010年</th> <th style="width: 33%;">2020年</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>530億 kWh</td> <td>880-930億 kWh</td> <td>2,010-2,500億 kWh</td> </tr> </tbody> </table> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 地方における電化率向上 <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th style="width: 25%;"></th> <th style="width: 25%;">2004年</th> <th style="width: 25%;">2010年</th> <th style="width: 25%;">2020年</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>世帯電化率</td> <td>88%</td> <td>90%</td> <td>100%</td> </tr> </tbody> </table> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 持続的な財務バランスの維持 ➤ セクター開発における投資形態の多様化とラオス、カンボジア、中国からの電力輸入という選択肢の準備 ➤ セクター開発の深化に見合うセクター従事者のスキル向上 ➤ 製品/サービス多様化（ファイナンス・産業・貿易・サービス・コンサル複合体の形成） ➤ 環境汚染のマネジメントと改善 				2005年	2010年	2020年	530億 kWh	880-930億 kWh	2,010-2,500億 kWh		2004年	2010年	2020年	世帯電化率	88%	90%	100%					
2005年	2010年	2020年																				
530億 kWh	880-930億 kWh	2,010-2,500億 kWh																				
	2004年	2010年	2020年																			
世帯電化率	88%	90%	100%																			
開発戦略																						
<ul style="list-style-type: none"> ➤ 電源開発 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 水力開発の優先（小規模水力における投資形態の多様化） 目標：2020年までに13,000MW—15,000MW水力電源開発 ◇ 火力電源の適切な開発 <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th rowspan="2"></th> <th style="width: 25%;">2010年</th> <th colspan="2" style="width: 50%;">2011-20年</th> </tr> <tr> <th>発電容量</th> <th>基本ケース 追加容量</th> <th>ハイケース 追加容量</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>石炭火力</td> <td>4,400MW</td> <td>4,500-5,500MW</td> <td>8,000-10,000MW</td> </tr> <tr> <td>ガス火力</td> <td>7,000MW</td> <td>3,500MW</td> <td>7,000MW</td> </tr> <tr> <td>原子力</td> <td>—</td> <td colspan="2">2,000MW(2015以降)</td> </tr> </tbody> </table> <ul style="list-style-type: none"> ◇ 電力輸入：ラオスから2,000MW（調印済）、カンボジア、中国からも輸入を検討 ◇ 安価な再生可能エネルギーの開発 <ul style="list-style-type: none"> ➤ 送配電ネットワーク開発 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 電源開発と送配電ネットワーク開発の同時進行 ◇ 信頼度向上のための220kV・500kV系統の急速な整備、送電ロス低減（経済融通を達成するため）、110kV系統の開発（直接供給） ◇ 中圧系統の電圧統一の検証（35kV⇒22kV、機動的な延伸のため）と集中的な配電網リハビリ（配電ロス低減、事故停電減少、信頼度向上） ➤ 山間僻地電化政策 					2010年	2011-20年		発電容量	基本ケース 追加容量	ハイケース 追加容量	石炭火力	4,400MW	4,500-5,500MW	8,000-10,000MW	ガス火力	7,000MW	3,500MW	7,000MW	原子力	—	2,000MW(2015以降)	
	2010年	2011-20年																				
	発電容量	基本ケース 追加容量	ハイケース 追加容量																			
石炭火力	4,400MW	4,500-5,500MW	8,000-10,000MW																			
ガス火力	7,000MW	3,500MW	7,000MW																			
原子力	—	2,000MW(2015以降)																				

<ul style="list-style-type: none"> ◇ 産業化・農業近代化のための地方電化推進 ◇ 遠隔地、辺境地、遠島における再生可能エネルギー開発 ◇ 地方電化における開発とマネジメントの多様化促進 ◇ 電気料金の抑制（政府によるプライスカップ） ➤ ファイナンスと資本調達戦略 <ul style="list-style-type: none"> ◇ EVN の資本調達に適したメカニズム ◇ EVN の負債返済負担軽減のための BOT, JV, BOO プロジェクトの推進 ◇ 電力セクター開発資金の市中からの調達メカニズムの開発 ◇ 国際銀行や融資機関との関係強化（EVN による国際商業銀行からの借り入れ実現） ◇ 株式上場（国内外）による開発資金調達に関するスタディの実施 ◇ 電力料金制度改革（料金改定スケジュールの承認と顧客グループ間の交差補助の低減） ➤ 科学技術開発、テレコム・IT 技術開発、電気機械技術開発、エンジニアリング・コンサルティング能力開発、建設・据付技術開発 ➤ 人材育成 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 計画に則った職員、作業員、トレーナーの育成 ◇ 電力カレッジの強化、電力セクター共通の深い専門教育 ➤ 電力市場の開発戦略：段階的な市場開発（政府による送電部門の独占、発電・配電部門の規制、短期的 EVN 内部市場、法的枠組みの発展と電力市場の独立）

(3) 電力法 (Law 28/2004/QH11) の成立

2004 年 12 月 3 日、電力法が国会を通過した。部分的な政府関与の下での、公正な競争、公共性、公平性を原則とした電力市場の創設のための電力事業規制の基本的な方向性が規定されている。規制当局（以下 RA）が設立され、MOI による電力セクターにおける諸事業の規制枠組みの構築と規制行政の実施の支援にあたることとなっている。2001 年 12 月に提出されて以降、法案は 20 数次にわたる度重なる修正を加えられ、以下のような構成となった。電力法は、2005 年 7 月 1 日に施行された。

表 7-1-1 電力法の構成

章	条	タイトル	章	条	タイトル
1 章	総則			13 条	省エネルギーの奨励と促進のための政策および方策
	1 条	目的		14 条	発電における省エネルギー
	2 条	適用範囲		15 条	送電および配電における省エネ
	3 条	用語の定義		16 条	電気の経済化
	4 条	国の電力開発政策		4 章	電力市場
	5 条	電気事業における国際協力	1 節	電力市場の原則、対象者、形態および内容	
	6 条	広報および電気に関する教育の条項		17 条	原則
7 条	電気事業および電気使用における禁止行為	18 条		電力市場の設立	
2 章	電力開発計画および投資			19 条	電力市場の対象者
	8 条	電力開発計画		20 条	電力市場における売買
	9 条	電力開発計画の作成、承認、発行	21 条	電力市場における取引行為規制	
	10 条	電力開発計画の作成のための予算	2 節	相対契約による電力の供給と電力の売買	
	11 条	電力開発投資		22 条	相対電力売買契約
12 条	電力設備のための土地の使用	23 条		電気料金の支払い	
3 章	発送配電、電気使用における省エネルギー			24 条	電気の計量

章	条	タイトル	章	条	タイトル
	25 条	計量器の検査		49 条	電力設備その他の建設工事における協力義務
	26 条	電力品質の保証		50 条	高圧電線の安全保護離隔
	27 条	電力供給の中断および脱落		51 条	送電線の安全保護
	28 条	外国事業者との電力の売買		52 条	地下ケーブルの安全保護
3 節	電気料金			53 条	変電所の安全保護
	29 条	電気料金政策		54 条	発電における安全
	30 条	電気料金の設定および調整の原則		55 条	送電および配電における安全
	31 条	電気料金		56 条	全国電力系統接続における安全
5 章	電気事業許可			57 条	生産目的の電気使用における安全
	32 条	電気事業許認可、修正のための条件および対象者、		58 条	日常活動のための電気使用における安全
	33 条	電気事業許認可、修正申請書類		59 条	直接的に保護を目的とした電気の使用
	34 条	電気事業許可が免除される場合	8 章	地方、山岳、島嶼地域における電気	
	35 条	電気事業許可の内容		60 条	地方、山岳、島嶼地域における電力開発政策
	36 条	電気事業許認可、修正の有効期間		61 条	電力開発投資
	37 条	電気事業許可の取消		62 条	小売供給料金
	38 条	電気事業許可の認可、修正、取消についての裁判		63 条	灌漑目的の料金の支払いについての合意
				64 条	地方、山岳、島嶼地域における電気的安全
6 章	電気事業者および需要家の権利・義務		9 章	電気事業、電気使用における国の管理	
	39 条	発電事業者の権利および義務		65 条	電気事業および電気使用における国の管理義務
	40 条	送電事業者の権利および義務		66 条	電気事業規制
	41 条	配電事業者の権利および義務		67 条	電気事業監査
	42 条	全国給電指令所の権利および義務	10 章	実施条項	
	43 条	卸供給事業者の権利および義務		68 条	電気事業を行う組織および個人への規制
	44 条	小売供給事業者の権利および義務		69 条	実施期日
	45 条	電力特別コンサルタントの権利および義務		70 条	実施ガイダンス
	46 条	需要家の権利および義務			
	47 条	大口需要家の権利および義務			
7 章	電力設備および工作物の保護と電気的安全				
	48 条	電力設備および工作物の保護義務と電気的安全			

(4) 競争法の成立 (Law No. 28/2004/QH11)

電力法と同日、市場競争を制限する行為、不公正な競争行為、競争に関する紛争解決などを定義した競争法が国会を通過した。同法の施行により、同種の取引における、事業者により異なる取引条件の提示は、市場支配的地位を利用した競争制限的行為として認定される。電力事業も、電力法（事業法）による規制に加え、競争法による行為制約の中での経営が求められることになる。競争法も、電力法と同日の 2005 年 7 月 1 日に施行される。執行機関は商業省（MoT）競争管理部と競争評議会、競争法の構成を以下に示す。

表 7-1-2 競争法の構成

項目	タイトル
第1章	総則（第1条～第7条）
第2章	競争制限的行為（第8条～第38条）
第3章	不公正な競争行為（第39条～第48条）
第4章	競争管理部及び競争評議会（第49条～第55条）
第5章	審査と違反事件処理（第56条～第121条）
第6章	実施規定（第122条～第123条）

(5) EVN の 2005 年リストラクチャリング計画の承認に関する首相決定（Decision 12/2005/QĐ-TTg）

2005年1月、2005年次におけるEVNの組織改変計画に関する首相決定がなされた。電力セクター改革というよりは、国営企業（SOE）改革の一環でなされた決定という意味合いが強い。しかし、現在4社ある送電会社の統合プランの策定等、電力セクター改革の流れを後押しする項目も散見される。首相決定内容は以下の通り。

EVN の 2005 年リストラクチャリング計画に関する首相決定

2005年次 EVN リストラクチャリングプロジェクト

- 株式公開を行うユニット（EVN が半数以上を保有）
 - Thac Mo HPP
 - Uong Bi TPP
 - Ninh Binh TPP
 - Ba Ria TPP
 - Da Nhim – Ham Thuan – Da Mi HPP
 - Thac Ba HPP
 - Pha Lai TPP
- 株式化して 100%を EVN が株式保有を続けるユニット（1人株主有限会社：OMLC）
 - Thu Duc TPP
 - Phu My TPP
- 株式公開を行い EVN が半数以上の株式を放出するユニット
 - Power Construction Company (PC1 傘下)
 - Glass Insulator Enterprise (PC1 傘下)
 - Electro-Mechanical Enterprise (PC3 傘下)
 - Transport Enterprise (PC3 傘下)
 - Power Engineering Center (HPC 傘下)
 - Electrical Equipment Repair Workshop（Hai Phong PC 傘下）

EVN の責任で行う事項

- 上記事項を予定通り行う
- 第1四半期中にベトナムパワーグループ構想を策定し首相に提出する
- パワーテレコム会社を新モデルの企業形態（Parent Company-Daughter Company）に移行する計画を策定する
- 第4四半期までに4つの送電会社を統合する計画を首相に提出する
- 年内にパワーファイナンス会社設立プロジェクトを策定し首相に提出する

MOI の責任で行う事項

- MOF、MPI と協働して、年内に、コスト反映を実現する電気料金調整メカニズム、僻地電力料金、電力公益基金の設立に関する提案を首相に行う

(6) 電力法施行（2005年7月）に向けた取り組み**1) 電力法施行に関する政令**

2005年7月の電力法施行を前に、電力セクター規制の詳細設計と電力法個別条項実施のためのガイドラインを規定する政令案が、MOIで起案されている。電力法関連の政令は1通のみで、電力料金制度、グリッドコード、地方電化基金などの個別事項は、MOIと電力法施行と同時に設立される規制当局（RA）により、検討・実施される。政令は以下に示すとおり35条から構成されている。本政令は、6月中に首相の承認を経て交付される予定。

表 7-1-3 電力法施行に関する政令

条目	タイトル	条目	タイトル
第1条	適用範囲	第20条	電力事業ライセンスの内容
第2条	大規模・主要発電所の建設と運用	第21条	電力事業ライセンスの有効期間
第3条	発電所建設における責任	第22条	電力事業ライセンスの修正・補足
第4条	需要側方策（DSM）	第23条	事業ライセンス修正・補足に関する申請と手続き
第5条	電力需要マネジメントにおける責任	第24条	事業ライセンスの剥奪
第6条	送配電における効率化	第25条	顧客敷地への立ち入り
第7条	住居用電力需給契約	第26条	電力機器・作業における安全規定
第8条	契約違反	第27条	発送配電における安全
第9条	電力品質保証	第28条	安全遵守における組織・個人の責任
第10条	電力計量	第29条	電気安全管理の責任
第11条	検針	第30条	電気設備の系統接続に関する諸条件
第12条	計量器の取り扱い	第31条	電力事業へのサポート
第13条	クレームにもとづく計量器の検査	第32条	電力事業ライセンスの個人・組織への交付（地方電化）
第14条	支払い条件	第33条	電力事業と電気使用における国家の関与
第15条	小売価格	第34条	発行
第16条	小売料金フレームに関する公聴活動	第35条	実施における責任
第17条	小売料金フレームに関する意思決定に要する標準日数		
第18条	小売料金の公表		
第19条	オペレーションライセンス交付のための諸条件		

2) 規制局（RA）設立の首相決定（Decision 285/2005/ND-CP）

2005年10月19日付けで規制局の設立に関する首相決定が公布され、MOI内部にRAが発足した。現在、職員数は30名で、規制詳細設計作業と規制業務を開始した。首相決定の内容は以下のとおりである。

表 7-1-4 規制力(RA)設立の首相決定

条目	タイトル	条目	タイトル
第1条	設立、地位と役割	3項	関連規則の公布
第2条	職務と権限	4項	DSM、省エネ推進資金援助様式の評価、ならびに新規電源投資者の選定結果の評価
1項	電力開発マスタープランの策定		
2項	電力小売料金の設定		

条目	タイトル	条目	タイトル
5 項	電気事業許可の供与、変更、取り消しの評価	13 項	人材の育成
6 項	電力市場ルール、PPA 等の実施に対する監督	14 項	年次活動報告の作成
7 項	電力料金、取引価格に関する項目の実施	15 項	国家予算、収入の管理
8 項	電力需給管理に関する義務の実施	16 項	事業者の処分の提案、停止
9 項	競争活動の規制、電力市場の義務、法制度の策定	17 項	関連国家機関との協調
10 項	電力市場設立と発展に関するプロジェクトの形成	18 項	事業者への事業活動内容の報告の要請
11 項	GMS, ASEAN 各国との協力	19 項	組織の管理（機材、人材）
12 項	電力規制に関する新技術の調査および採用	20 項	その他大臣からの委託業務
		第 3 条	組織体制
		第 4 条	発行
		第 5 条	実施における責任

7.1.2 EVNのセクター・市場再編への対応

(1) 社内プール市場

MOI の指導によるところもあるが、EVN 自身では、将来の競争市場の出現に向けた自主的な取り組みと考えている。法的・会計的に EVN 本体から独立する発電ユニットに、プール市場感覚を植えつけるのが大きな目的とされている。

現在、13 箇所ある EVN 直轄発電所（従属会計ユニット）のうち 8 つの発電所が社内プール市場に参加している。各発電所の参加状況を以下に示す。

表 7-1-5 EVN 発電所の社内プールへの参加状況

発電所名	電源種別	MW	将来の所有形態	参加	不参加理由
1 Hoa Binh	水力	1,920	EVN	×	大規模多目的水力のため
2 Thac Ba	水力	120	JSC	○	—
3 Tri An	水力	420	EVN	×	大規模多目的水力のため
4 Da Nhim – Ham Thuan – Da Mi	水力	635	JSC	○	—
5 Thac Mo	水力	150	JSC	○	—
6 Ialy	水力	720	EVN	×	大規模多目的水力のため
7 Pha Lai 1, 2	石炭	1,040	JSC	○	—
8 Uong Bi	石炭	105	JSC	○	—
9 Ninh Binh	石炭	100	JSC	○	—
10 Thu Duc	石油/ガス	165/126	JSC	×	高コストのため
11 Can Tho	石油/ガス	35/150	OMC	×	高コストのため
12 Ba Ria	石油/ガス	399	JSC	○	—
13 Phu My 1, 2-1, 4	石油/ガス	2,410	OMC	○	—

注) EVN : EVN 直轄ユニットとして残留, JSC : EVN が過半数の株式保有,
OMC : EVN が 100%株式保有

多目的水力については、PPA を結んでいない。高コスト火力については、固定費と可変費部分からなる短期限界費用ベースの PPA を締結している。

社内プール市場は Vietpool という名称が付けられている。豪州の TransGrid 社が EVN との直接契約により、社内市場の開発を支援している。Vietpool は、一日前市場で、市場参加者は取引前日の 10 時までに、決済ソフトウェアを介して 1 時間単位のタイムスロットごとの入札を行う。翌日の予測需要、入札前日に提出される市場不参加発電ユニットの運用スケジュール、各参加発電所からの入札結果をもとに、翌日の運用計画が策定され、同日の午後 3 時にウェブサイトで市場参加者に公表される。予測需要値まで、入札価格の安い順に給電指令がなされ、累積容量が予測値に届いた応札者の提示した金額が市場価格となる。

取引の対象となるのは、電力量のみで、容量は対象外。また、当日取引は行われず、実際の需給に合わせて発電所の出力調整が行われている。出力調整による計画と実際の運用の差分は、入札価格ではなく、市場価格にて決済される。

現在のところ、毎日参加発電所による入札は行われており、落札結果に基づいて翌日の運用計画が作成されているが、NLDC では独自の自動計算による運用計画を優先して給電を行っているため、市場として機能をしていないとのこと。2005 年 7 月からの本格運用に向け、NLDC との調整を行っている。

また、テイク・オア・ペイ契約でガス供給を受けている Phu My 発電所、小規模ながら灌漑などの電力以外の運用目的を有する水力発電所をどのように共通プール市場で競合させるかが大きな課題となっている。

さらに、参加発電所における市場感覚の向上が緊急の課題となっている。市場感覚の発電所に実コストを反映した価格で入札するインセンティブが働かないため、ある発電所は時間ごとのスロットに対し、24 時間固定価格での入札を繰り返しているという。

(2) 株式化と IPO

EVN では、政府の SOE 改革方針に沿って、内部ユニットの株式化を急速に進めている。株式化には 2 種類ある。1 つは、内部ユニットを株式化した上、100%の株式を EVN が保有するもので、株式化された組織は一人株主有限会社（以下 OMC）になる。もう 1 つは、株式化した上、株の一部を市場放出するもので、このプロセスにおいて株式化された組織は、結合株式会社（JSC）となる。JSC には、EVN が株式の過半数を保有するマジョリティ JSC とそうではないマイノリティ JSC の 2 種類に分類される。マジョリティ JSC の役員は EVN ボードにより指名される。通常、子会社には 3～5 名定員のボードが設置されるが、EVN の経営ボードにより 3 名が指名され、EVN が経営権を確保する。マイノリティ JSC については 1 名のみ指名する。

どの組織をどの形態で株式化をするかは、組織・人事・訓練（OPG）局の組織部門で企画立案を行い、Equitization & Security (E&S)局で個別組織の株式化を実行している。

これまで、15社が株式公開され、10億 VND の収益が上がった。これまでの株式公開実績を以下に示す。

表 7-1-6 EVN 関連企業株式公開実績

	年	Name of JSC	Equity share (%)		
			State	従業員	Other
1	1999	Electro-mechanical JSC, HCMC PC	42	Nil	58
2		Power Construction, Installation JSC, PC2	42	34	24
3	2002	Son Han Power JSC, PC3	30	35	35
4		Power Hotel JSC, PC3	30	11.9	58.1
5	2004	Construction, Installation, & Telecom JSC	30	11.9	58.1
6		Power Transportation & Services	51	46.39	2.61
7		Electric Engineering Material JSC	51	41	8
8		Hai Phong Construction & Installation JSC	28.83	71.17	Nil
9		Glass Insulator JSC	Nil	100	Nil
10	2005	Electro-mechanical Logistics JSC	51	46.1	2.9
11		Electro-mechanical JSC	51	44	5
12		Electrical Equipment Manufacturing JSC	51	45.29	3.71
13		Vinh Son – Song Hinh HPP JSC	60	5	35
14		Khanh Hoa Power JSC	51	36	13
15		Electro-mechanical Thu Duc JSC	N/A	N/A	N/A

EVN では、IPO の目的は、資金調達と経営効率化にあると考えている。株式公開する会社の株式は、通常 60%が EVN、5%が社員に割り当てられ、残りの 35%がハノイの証券取引所で売りに出される。IPO によって得られる資本の払込金額は、基金に組み込まれ、今後の電力開発に優先的に割り当てられる。しかし、IPO による総収入額は、100 億 VND (666,667USD) とそれほど多くなく、開発投資資金を賄えるほどのものではない。

株式化された JSC, OMC には、月次、毎四半期、年次レポートの提出の義務があり、経営効率化をモニタリングされている。2004 年に JSC 化、OMC 化した組織は、今のところ効率が上がっていると考えられている。

2005-06 年の JSC 化の予定は以下のとおりである。地域配電会社 (PC 1, 2, 3) の下には、プロビンシャル配電会社が約 60 あり、その半数を 2006 年までに、残りの半数を 2007 年中に株式公開する予定である。

表 7-1-7 2005:06 年の EVN 株式化計画(JSC)

	2005 (after June)	2006
発電所	<ul style="list-style-type: none"> • Pha Lai TPP • Thac Ba TPP • Thac Mo HPP • Uong Bi TPP • Ba Ria TPP • Ninh Binh TPP • Da Nhim - Ham Thuan - Da Mi HPP 	
配電会社	<ul style="list-style-type: none"> • PC Nam Dinh (PC1) • PC Thanh Hoa (PC1) • PC Thai Binh (PC1) • PC Hoa Binh (PC1) • PC Thai Nguyen (PC1) • PC Ha Tinh (PC1) • PC Kien Giang (PC2) • PC Tien Giang (PC2) • PC Tay Ninh (PC2) • PC Dong Thap (PC3) • PC Binh Dinh (PC3) • PC Gia Lai (PC3) • PC Quang Tri (PC3) 	<ul style="list-style-type: none"> • PC PC Bac Giang (PC 1) • PC Ha Nam (PC 1) • PC Hung Yen (PC 1) • PC Phu Tho (PC 1) • PC Vinh Phuc (PC 1) • PC Tuyen Quang (PC 1) • PC Yen Bai (PC 1) • PC An Giang (PC2) • PC Lam Dong (PC2) • PC Soc Trang (PC2) • PC Ben Tre (PC2) • PC Binh Thuan (PC2) • PC Ca Mau (PC2) • PC Quang Ngai (PC3) • PC Quang Binh (PC3) • PC Phu Yen (PC3)
関連会社	<ul style="list-style-type: none"> • Power Engineering Center (PC Hanoi) 	<ul style="list-style-type: none"> • PECC 1 • PECC 2 • PECC 3 • PECC 4 • IT Center • Power Engineering Center (PC 1) • Power Engineering Center (PC 2) • Power Engineering Center (PC 3) • PECC HCMC

出典) EVN

EVN が、地域配電会社の株式公開を急いでいる背景の一つとして、難航している料金値上げをスムーズに進めるための風土醸成を促す必要性があることが指摘されている。 これまでは、料金値上げに際し、EVN は独占事業体として、従来の低廉な小売電気料金を既得権益とする顧客からの反発を一手に受けていた。 しかし、多くの株主が、地方配電会社の経営に関心を持ち始めると、政策的に低く抑えられてきた小売料金に対して問題意識を持ち始め、ひいては引き上げに対して比較的寛容になり、理解が得られやすくなると EVN では考えているようである。

株式化においては、世銀の TA が実施されることになっていて、現在、コンサルタントの選定中である（2005 年 9 月より実施予定）。 TA の実施内容は、株式公開プロセスの改善、新 JSC のコーポレート・ガバナンス改善、社債発行・株式発行の支援である。

また、EVN にとって重要と思われる組織については、EVN が 100%の株式を保有する一人株主有限会社（OMC）化されることになっている。 2005 年には Phu My 発電

所（Phu My 1, 2-1, 4）と Thu Duc 発電所（石油火力）が OMC 化される。2006 年には、現在 4 社ある送電会社を統合して 1 社の OMC が誕生する。大都市に供給する配電会社 4 社（PC Hanoi, PC HCMC, PC Hai Phong, PC Dong Nai）についても 2006 年中に OMC 化される。

(3) リストラクチャリング

EVN は 2006 年中に持ち株会社形態になる。政府の方針で、経済主要セクターの国営企業（SOE）は、それぞれグループを形成し、経営を強化することで、収益力のある大企業グループとなることが求められている。

2005 年 7 月、首相に提出される予定の電力グループ設立に関する EVN 提案（2 次ドラフト）に添付されている新組織構想を以下に示す。過去の経緯から、EVN 提案がそのまま首相に承認されるとは限らない。

表 7-1-8 ベトナム電力コーポレーション構想

EVN ホールディング		
ー本社機能 ー多目的水力発電所（Hoa Binh, Ialy, Tri An） ーNLDC ーパワープロジェクトマネジメントボード ーエネルギー研究所（IE），訓練施設 ー電力病院		
OMC 株式シェア 100%	マジョリティ JSC 株式シェア 50%以上	マイノリティ JSC 株式シェア 50%以下
ーPC ホールディング （PC 1, 2, 3） ーOMC 配電会社 （PC Hanoi, PC HCMC, PC Hai Phong, PC Dong Nai） ーOMC 火力 （Phu My, Thu Duc, Cantho） ー統一送電会社 ーフィナンシャルカンパニー ー電力テレコムホールディング	ーJSC 火力 （Ninh Binh, Pha Laik, Uong Bi, Ba Ria, Hai Phong, Quang Ninh） ーJSC 水力（Thac Ba, Song Hinh-Vinh Son, Thac Mo, Da Nhim-Ham Tuan- Da Mi） ー電力コンサル会社（4 社） ーIT・JSC ー電力機器メーカー（3 社）	ー電力建設会社 JSC ー電力 JSC 銀行 ーSe San 3 AJSC ーHa Long セメント JSC ー他の JSC

構想によると、ホールディング親会社の下に、一人株主有限会社（OMC）、マジョリティ合弁会社（JSC）、マイノリティ JSC がぶら下がる形態を取る。地域配電会社（PC1,2,3）とテレコム会社それぞれの持ち株会社が OMC 化される。大都市配電会社については、それぞれが OMC 化される。火力発電所では、Phu My, Thu Duc, Can Tho 発電所がそれぞれ OMC 化、1 つに統合される送電会社についても当面 OMC となり EVN 傘下にとどまる。フィナンシャルカンパニーも OMC として新たに設立される。その他はエクイティ化され株式が公開される。

7.1.3 電力セクター改革上の課題と対策

(1) 電力セクターの使命

電力セクターの果たすべき最も重要な使命は、国内の経済発展のための安定かつ経済的な電力の供給である。電力セクター改革はこの目的を果たすための一つの手段である。図 7-1-2 に安定かつ経済的な電力供給をトップ事象とした目的と手段の系統図を示す。

セクター改革を進める場合、改革することによる効果を十分に考慮して実施することが重要である。

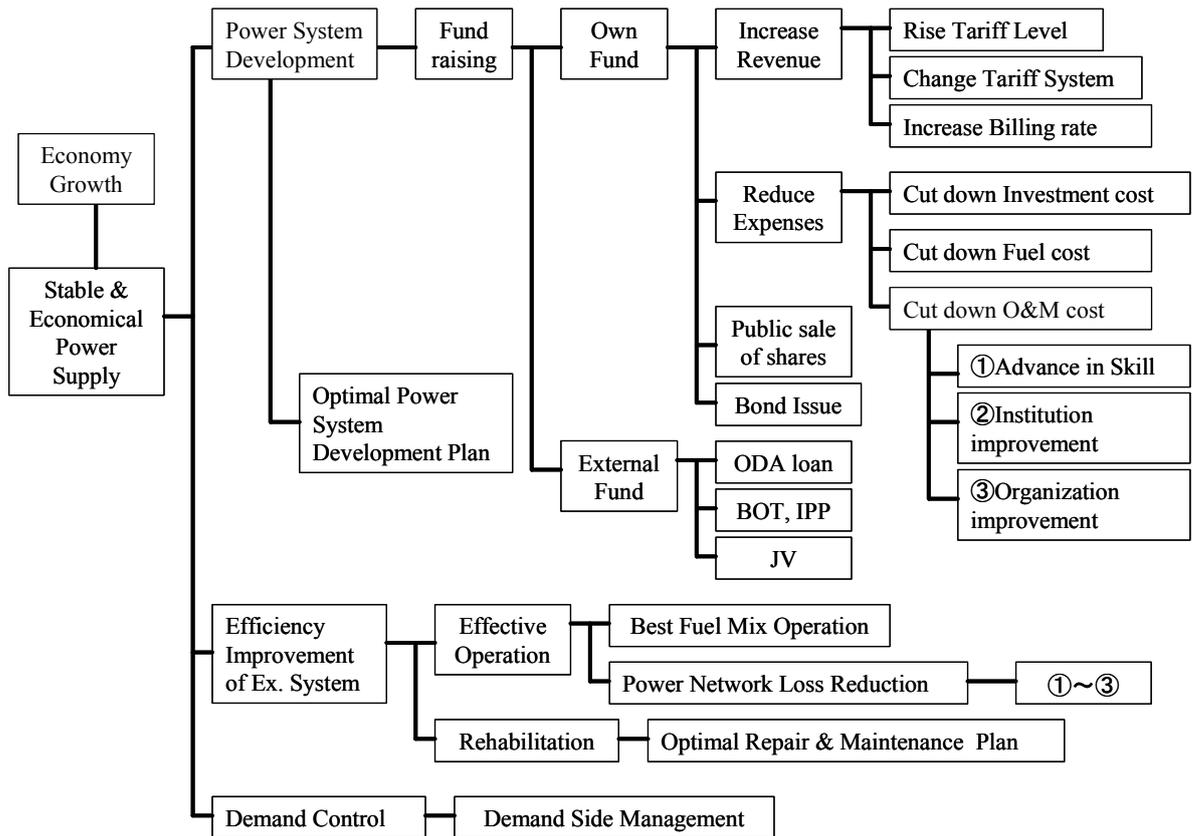


図 7-1-2 安定かつ経済的な電力供給をトップ事象とした目的と手段の系統図

(2) 民営化（株式会社化）

a. 民営化の目的

民営化のメリットとしては以下の点が挙げられる。

- 民間会社は株式の売却および社債の発行による資金調達が可能である。
- 民間会社は利益を生むように効率的な経営を目指す。
- 海外直接投資による民営化を進めた場合、建設および資金管理などのノウハウの吸収を通じて、民間の資源の動員ならびに柔軟経営の導入を図ることが出来る。

b. 民営化の阻害要因

現在の電力セクターの主要な民営化の阻害要因は以下のように集約できる。

- EVN グループ会社が国営のままであり、会社経営に関する採決権を政府が有すること
- 電気料金が全国一律であること

(3) 分社化（非独占化）

a. 分社化（非独占化）の目的

分社化（非独占化）の目的は以下の通りである。

- 顧客の利益を確保するため、競争を導入することにより、電力価格を引き下げること
- 競争を導入し、政府の規制を撤廃することにより経済を活性化させること

b. 分社化の課題と対策

● 供給予備力の低下懸念

ベトナムにおいては、現段階で供給力が大幅に不足している。このため、供給責任個所の所在が曖昧な状況で自由化を行うと、ますます供給力不足が深刻化し、安定供給が保てなくなるおそれがある。

卸売市場へ競争が導入されると、発電会社は、効率性を重視し過剰な設備は持たなくなるとともに、収益性が低いピーク供給力（利用率が低いため、収益性を確保するためには、売電価格を高くせざるを得ない。）の開発は実施しなくなることから、市場全体として供給予備力が低下する傾向となる。

十分な供給予備力を確保する手段としては、以下の対策が考えられる。

- ✓ 供給責任個所を明確にし、供給責任個所の主導の下に発電設備の開発を行う。（一部非自由化となるが、発電事業者への割り当て、国営発電会社による開発など）
- ✓ 特定の電源種別や電源立地を促進するための税制上の優遇措置など、投資インセンティブの醸成
- ✓ 小売事業者に対し、自己の需要に見合った発電設備容量の確保を義務付ける制度やその発電設備容量を調達する市場の導入（ただし、この場合には、小売り部門への新規参入を阻害する恐れがある。）
- ✓ 適正な供給予備力を確保するという観点から、供給予備力を確保する市場（アンシラリー市場）の導入

● 市場価格の大幅な変動

供給予備力の低下によって、電力の市場価格は、猛暑、渇水などの気候条件の影響を受けやすくなり、価格が大きく変動する傾向になっており、需給逼迫時には電気の価値が上がるため、価格高騰が発生する。アメリカの PJM では小売事業者は容量

確保義務を課し、容量市場を導入して価格高騰対策を行っているが、それでも猛暑時には需要が増加し、価格高騰を招いている。

また、プール市場が強制プールである場合には、市場支配力の影響を受けやすい傾向にあり、大きな市場支配力を持つプレイヤーが存在する場合には、そのプレイヤーにより価格が支配される危険性がある。

市場価格の大幅な変動を抑制する手段として、以下の対策が考えられる。

- ✓ 電力調達のすべてを市場に委ねるのではなく、長期相対契約による調達と市場による調達の併用（特にベトナムにおいては、水力の構成比率が高く、渇水時には大幅な電力不足が発生し、取引価格暴騰のおそれが懸念されるため、電力調達のすべてを市場に委ねるのは避けるのが望ましい。）
 - ✓ 発電会社のシェアの規制（ただし、電気の貯蔵の困難性や、低い価格弾力性、建設期間の長さ等から、市場支配力に脆弱であることが認識されている。）
- 送電容量不足と送電混雑発生への懸念

送電線拡充の責任主体の明確化、送電線投資のための資金の確保を行わなければ、長期的に送電線容量は不足し、送電混雑が発生する傾向にある。特に、現在のベトナムでは、すでに送電混雑が発生している箇所があり、今後必要な送電線への投資を実施し、送電混雑を解消していく必要がある。しかし、地域間を連系する送電線は、送電容量の追加による個々の市場参加者の損益を特定できないため、送電設備投資をどのように回収すべきかという問題が残る。

送電混雑を解消する手段として、以下の対策が考えられる。

- ✓ 送電線拡充の責任箇所を明確化し、長期的な計画の下に送電線建設を進める。（送電線拡充の責任箇所としては、送電会社が望ましい）
- ✓ 送電設備投資の回収方法として、適正な託送料の設定を行い、すべての送電線利用者が均一に負担

c. 分社化の阻害要因

現在の電力セクターの主要な分社化の阻害要因は以下のように集約できる。

- 発電分野
 - 発電会社が発電所ごとに設立されるが、各発電所の発電コストならびに需要地からの距離が異なるため、卸売り競争は行われない。
- 配電・小売分野
 - 配電会社が地域ごとに設立されるが、各配電会社の配電コストならびに顧客構成が異なるにもかかわらず、ベトナムは全国統一料金制をとっているため、競争力は働かない。EVN（シングルバイヤー）と配電会社間の売買価格を、各配電会社のコストの差を考慮して設定するようにしている。

d. 分社化方式

現在、ベトナムは発電、送電、配電分野を分割し、独立採算組織に変更することによ

り、各企業経営の効率化・商業化を進めるとともに、それぞれの分野における競争原理の導入による電力価格の低減を目指している。

しかし、前述したように、現在の水平分割方式では卸売・小売のいずれにおいても競争原理は働かない。また、発送配電を分割する場合には、部門間の電力取引、系統運用規制、システム全体の費用が最小となる開発計画策定を行う規制局の役割と責任がかなり大きくなる。さらに、供給責任の所在を明確にすることが重要である。

また、電力事業のように上下部門（発送配電）の技術関連性の高い産業においては、技術的に最適な電力システム全体を見通して、人員・設備計画、資金計画を策定したほうが、無駄な重複を避けることが出来、費用の節減が可能である。その背景として、運営・計画に必要な情報が外部取引の中で伝達されるよりも、内部情報として容易に活用でき、発送配電一貫のスケールメリットとして、不確実性に対するリスクを、組織内にシェアリングできる利点がある。

従って、日本では電力自由化後も発送配電一貫型の電力事業者が複数ある形態を維持している。この場合は、電力事業者間ならびに各部門の競争原理を働かせることにより、行政は公正な価格競争が実施されているか、社会経済の発展の観点から妥当な電気料金になっているかを指導、監督すれば良いだけになる。また、供給責任は各電力会社が保有するため、各社が供給計画を策定し、必要な予備力を確保する。

水平分割方式と部門一貫方式の比較図を図 7-1-3 に示す。

7.1.4 電気料金制度改革

ベトナムでは、2 桁以上の高い電力需要の伸びが予想されるが、この伸びに対応する電源開発ならびに送電システムの拡充のためには巨額の投資が必要となり、資金不足が想定される。また、エネルギー資源の早期枯渇にも繋がる。

従って、エネルギー政策にも謳われているように、電力需要の抑制（DSM）が不可欠である。DSM の一環として時間帯別・季節間別料金制度の導入を図るとともに、電気の使用形態（負荷率）に応じた合理的な料金を設定する必要がある、そのためには 2 部料金制の導入を図ることが望ましい。

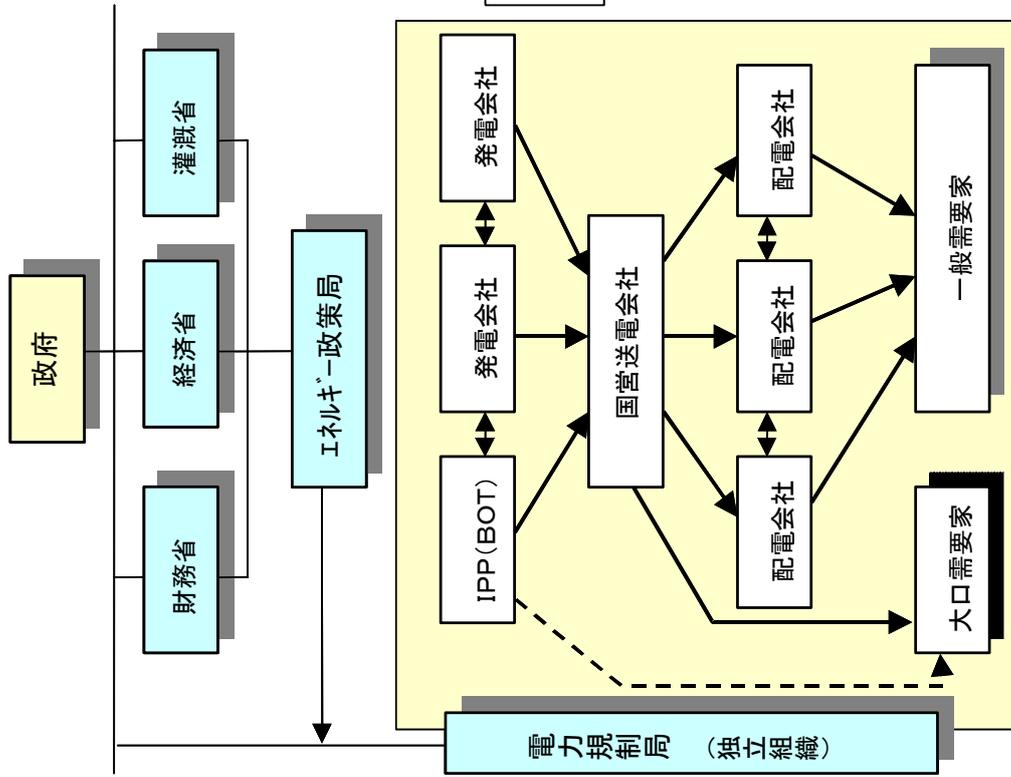
(1) 電気料金設定基準の策定

料金設定基準については明確になっておらず、今後具体的な基準の設定が必要である。電気料金の設定に当たっては、最少費用開発計画、エネルギー関連企業の生産効率向上計画に基づき、電気事業者の財務の健全性ならびに社会経済状況を配慮し、決定することが重要である。

(2) 時間帯別・季節間別料金制度の導入

一日の最大需要を抑制することにより、設備開発量を少なくすること、ならび季節間の需要変動を少なくすることにより、設備の利用率を向上することが電力セクターの経営改善を図る上で重要である。時間帯別・季節間別料金制度を導入することにより、消費者に対して需要抑制のインセンティブを与えることが出来る。現在、ベトナムでは、工業部門に対してのみ、時間帯別料金が設定されているが、今後商業、家庭部門への導入が望まれる。

発送配電分割方式



発送配電一貫方式

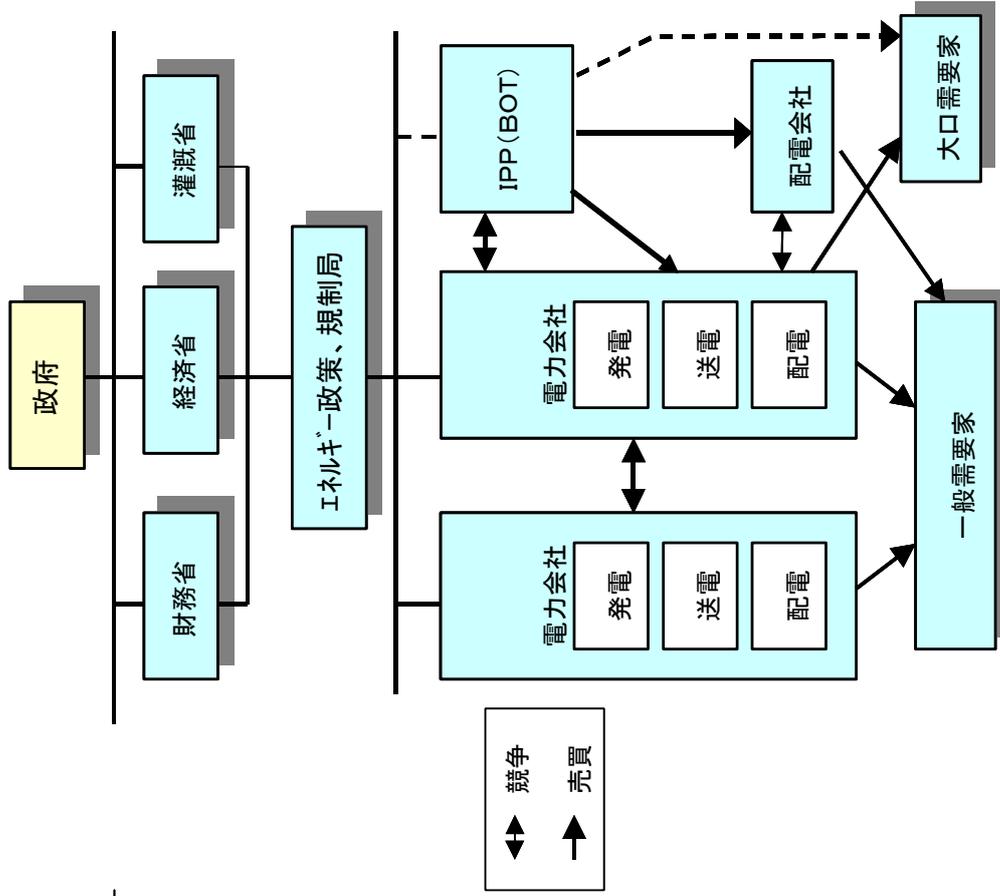


図 7-1-3 電力セクター組織改革方式の違いに関する概念図

(3) 2部料金制の導入

現状の料金制度は従量制であるが、BOX 7-1 に示すように2部料金制にはメリットが多いことから、今後2部料金制の導入を検討することが望ましい。なお、導入に当たっては、分離会計におけるコスト分析（固定費、可変費）が重要である。

BOX 7-1 二部料金制

料金制度の種類

1. 従量料金制:kWh 料金のみ –ベトナム、ラオス、カンボジアなど
2. 2部料金(基本料金)制:kW 料金と kWh 料金の2本立て
–タイ、マレーシア、日本など

各料金制度の得失比較

1. 従量料金制

メリット:・料金算定の計算が比較的簡単である

デメリット:・使用量(kWh)が非常に少ないかゼロの場合は、設備投資した固定費用を回収できない。

2. 二部料金制

メリット:・使用量(kWh)が非常に少ないかゼロの場合でも、設備投資した固定費用を回収することが出来る。

・使用形態(負荷率)が変化するような場合でも、負荷率の差を料金に反映させた合理的な料金算定が可能。一原価の構成をうまく反映できる。

・同じ契約電力の場合は、使用量(kWh)が多いほど、定額部分の kWh あたり単価が安くなるため、負荷率の改善が図れる。

デメリット:・料金算定の計算が複雑になる。

7.2 長期投資計画

7.2.1 IEの開発計画原案に基づく投資計画

IEにより作成されたPDP 6thの原案に基づき、2005年～2025年までの長期投資計画を算定した。計算方法ならびに計算結果は以下のとおりである。

(1) 電力設備投資の年度展開 …… 表 7-2-1 (詳細は添付資料 7-1(1)-(2)参照)

PDP 6th 原案の電源開発計画ならびに送変電設備拡充計画、下記のIEから収集した水力、火力、原子力発電所の建設費に基づき、各年度の投資額をベトナムおよび、日本の経験を加味し年度展開した。

Construction unit cost (USD/kW)

Capacity	Oil	Gas	GFCC	GT	Coal	Nuclear
200	914	1031		400	1294	
250	849	961		400		
300	800	900			1170	
400	727	819				
500	746	833			1089	
600			660		1089	
720			660			
1000					980	1700

注) 一般水力(<30MW) : 1,735 USD/kW

Source : Institute of Energy

(2) 各発電所の発電電力量 …… 表 7-2-2

電力需要想定 (ベースケース) のPDPATIIによる需給運用シミュレーション結果

(3) 運転維持費用 …… 表 7-2-3 (詳細は添付資料 7-2(1)-(2)参照)

下記の通り、水力・火力原子力発電所ならびに送配電設備のO&M単価、をIEから収集し、算出した。

O & M cost for each type of TPP (Unit: USD/kW/year)

Capacity	Oil	Gas	GFCC	GT	Coal	Nuclear
200	25.3			19.8		
250	23.5	19.2		19.3		
300	22.1	18.0			33.9	
400	20.0	16.4			33.6	
500	20.6	16.7			33.3	
600			29.7			
720			29.7			
1000					30.0	59.8

O&M Hydropower

>30MW	0.5%	of Investment cost	:	0.01 (USD/kW)
-30MW	1.0%	of Investment cost	:	0.02 (USD/kW)

Source : Institute of Energy

(4) 燃料価格

燃料価格は下表のとおり想定した。

なお、石炭輸送費として北部は陸上輸送費 3 US\$/ton、南部は海上輸送費 7 US\$/ton を見込んでいる。

Fuel Prices

Fuel Type	Unit	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
FO	USD/ton	217.2	219.4	221.6	223.8	226.0	228.2	230.6	232.9	235.2	237.5	239.9	242.3	244.8	247.2	249.6	252.1	254.7	257.3	259.8	262.4	265.0
DO	USD/ton	398.2	402.1	406.2	410.3	414.3	418.5	422.6	426.9	431.2	435.5	439.9	444.3	448.7	453.2	457.8	462.3	466.9	471.6	476.3	481.1	485.9
Coal (Dom)	USD/ton	21.8	22.2	22.7	23.1	23.6	24.1	24.6	25.1	25.6	26.1	26.6	27.1	27.7	28.2	28.8	29.7	30.5	31.5	32.4	33.4	34.4
North(CIF)	USD/ton	24.4	24.8	25.2	25.7	26.1	26.6	27.1	27.6	28.1	28.6	29.1	29.6	30.1	30.7	31.2	31.8	32.7	33.5	34.5	35.4	36.4
South(CIF)	USD/ton	28.5	29.0	29.3	29.8	30.2	30.7	31.2	31.7	32.2	32.7	33.2	33.7	34.2	34.8	35.3	35.9	36.1	37.0	37.9	38.8	39.8
Coal (Imp.)	USD/ton											51.7	52.7	53.8	54.8	55.9	57.1	58.2	59.3	60.5	61.7	63.0
Gas	USD/mmBTU	3.14	3.20	3.26	3.33	3.40	3.46	3.53	3.60	3.68	3.75	3.82	3.90	3.98	4.06	4.14	4.22	4.31	4.39	4.48	4.57	4.66
Nuclear	¢/10 ³ kcal														0.119	0.120	0.120	0.121	0.121	0.122	0.123	0.124

Source : Institute of Energy, Vinacoal and Petrovietnam estimates

(5) 各発電所の燃料費 …………… 表 7-2-4

PDPATII による需給運用シミュレーション結果。

(6) 電力購入費…………… 表 7-2-5 (詳細は添付資料 7-1 (5) 参照)

各種電源の 2005 年時点の電力購入価格は、水力 (輸入含む) 4.0 ¢ /kWh、石炭 (≦100MW) 5.0 ¢ /kWh、石炭 (≧300MW) 4.0 ¢ /kWh、ディーゼル 10.0 ¢ /kWh、GTCC 4.2 ¢ /kWh とし、火力については、燃料価格の上昇分を織り込んだ。

表 7-2-6 に各電源の電力購入価格を示す。

表 7-2-1 設備投資の年度展開 (Base case of IE)

Power Plants	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
EVN(PP)	185.3	261.0	375.8	633.1	1272.1	1667.8	1904.3	1827.1	1739.7	1590.4	1205.4	1310.7	1536.4	1706.1	1777.5	1812.0	1833.4	1844.6	1928.8	1714.7	1226.1	626.3	130.7
IPP	182.5	271.4	427.2	527.4	577.5	454.7	231.5	99.3	33.5	78.7	113.6	131.6	114.7	63.0	54.0	63.0	63.0	36.0	36.0	27.0	0.0	0.0	0.0
JV	0.0	5.9	272.0	538.2	620.1	491.4	160.9	17.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Imp	132.2	139.3	147.3	126.0	95.4	79.6	85.7	210.6	345.3	456.5	508.5	495.7	355.0	173.9	53.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	500.0	677.5	1222.3	1824.6	2565.1	2693.5	2382.3	2154.6	2118.5	2123.6	1827.5	1938.0	2006.1	1942.9	1835.1	1875.0	1896.3	1880.5	1964.7	1741.7	1226.1	626.3	130.7
EVN(PP)	587.8	790.9	908.0	1013.3	1023.1	935.5	945.3	986.1	1113.3	1217.0	1440.3	1727.2	2092.2	2559.0	2970.6	3120.7	3455.3	3657.2	3949.1	3390.3	2086.2	869.8	1.9
IPP	461.7	433.8	463.7	483.7	364.9	178.2	98.9	73.4	81.8	91.9	88.9	67.3	70.9	91.1	70.9	81.0	70.9	40.5	30.4	0.0	0.0	0.0	0.0
JV	11.9	58.6	84.9	105.2	121.1	202.3	203.7	134.6	79.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Imp	2.9	36.6	54.1	70.2	174.3	252.1	426.9	508.1	613.4	594.4	432.2	326.4	106.5	22.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	1064.3	1319.9	1515.7	1672.5	1683.4	1588.2	1674.7	1702.3	1887.7	1903.4	1961.4	2121.0	2289.6	2672.6	3041.5	3201.7	3506.1	3697.7	3979.5	3390.3	2086.2	869.8	1.9
EVN(PP)	773.1	1051.9	1283.8	1646.4	2295.3	2603.4	2849.6	2813.2	2833.0	2807.4	2645.7	3037.9	3628.6	4265.1	4698.2	4932.7	5268.6	5301.8	5877.8	5105.0	3312.3	1496.0	132.5
IPP	644.2	705.2	896.0	1011.1	942.4	632.9	330.4	172.8	115.3	170.7	202.5	198.9	185.6	154.1	124.8	144.0	133.8	76.5	66.4	27.0	0.0	0.0	0.0
JV	11.9	64.4	356.9	643.4	741.2	693.7	364.5	152.2	79.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Imp	135.1	175.9	201.4	196.2	269.6	331.7	512.6	718.8	938.7	1050.9	940.6	822.2	461.5	196.4	53.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	1564.3	1997.4	2738.0	3497.1	4248.5	4261.6	4057.1	3856.9	4006.2	4029.0	3788.8	4059.0	4273.7	4615.6	4876.6	5076.6	5402.5	5578.3	5944.2	5132.0	3312.3	1496.0	132.5
Power Grids	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
300kV Trans. Line & Substation	267.0	279.0	272.0	125.9	125.9	125.9	125.9	125.9	125.9	125.9	125.9	125.9	125.9	125.9	256.7	256.7	256.7	256.7	300.0	300.0	300.0	300.0	300.0
500kV Trans. Line & Substation	170.0	186.0	182.0	154.0	154.0	154.0	154.0	154.0	200.0	200.0	200.0	200.0	300.0	300.0	400.0	400.0	400.0	400.0	500.0	500.0	500.0	600.0	600.0
110kV Trans. Line & Substation	242.0	280.0	320.0	167.0	131.0	148.0	167.0	138.0	200.0	200.0	200.0	300.0	300.0	300.0	400.0	400.0	400.0	400.0	500.0	500.0	600.0	600.0	600.0
Distribution System	247.0	238.0	268.0	325.0	255.0	288.0	326.0	269.0	400.0	400.0	400.0	600.0	600.0	600.0	800.0	800.0	800.0	1,000.0	1,000.0	1,000.0	1,200.0	1,200.0	1,200.0
Subtotal	926	1,003	1,042	772	666	716	773	687	926	926	926	1,326	1,326	1,457	1,857	1,857	1,857	2,257	2,300	2,300	2,700	2,700	2,700

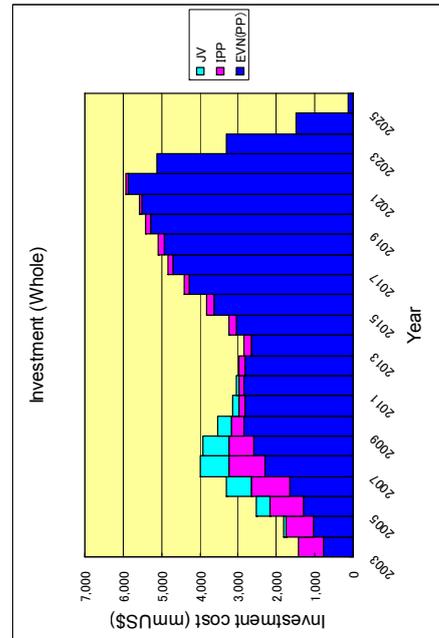
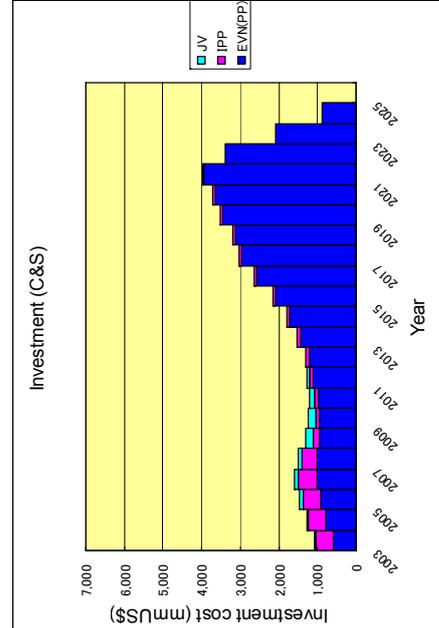
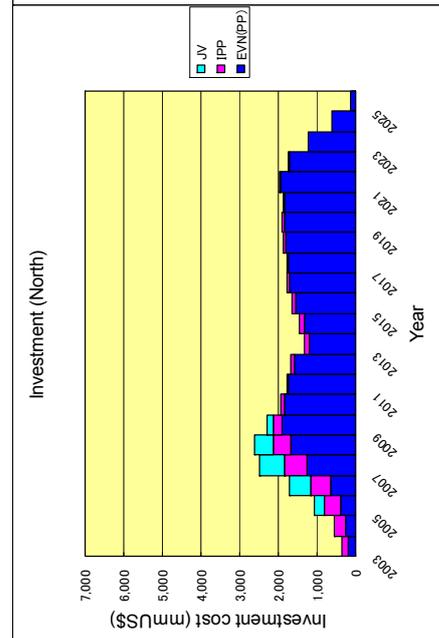


表 7-2-2 発電電力量 (Base case of IE)

REGION	Norm/Year	Unit : GWh																				
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
NORTH	DEMAND	19,680	21,842	24,233	26,915	29,923	33,339	36,114	39,130	42,408	45,972	49,787	53,333	57,132	61,208	65,652	65,654	65,654	65,655	65,656	65,657	65,658
	Power Generation	17,210	20,570	22,841	25,531	35,348	42,221	52,094	59,198	64,883	70,764	77,561	85,404	100,195	108,100	115,818	124,591	134,117	145,982	156,309	166,631	179,886
CENTRE	Hydro + Import	9,044	9,410	10,384	12,120	14,380	11,998	20,057	24,737	27,641	30,712	33,522	37,949	46,696	47,681	47,536	47,791	47,666	47,515	48,133	47,987	47,955
	THERMAL	8,166	11,160	12,457	13,411	20,969	30,224	32,037	34,461	37,242	40,052	44,038	47,455	53,499	60,419	68,282	76,801	86,451	98,467	108,176	118,644	131,930
SOUTH	DEMAND	5,642	6,391	7,250	8,237	9,373	10,686	11,631	12,669	13,802	15,041	16,394	17,599	18,915	20,330	21,877	21,878	21,879	21,880	21,881	21,882	21,883
	Power Generation	4,303	4,299	5,660	8,467	11,337	16,661	18,537	20,173	24,053	25,775	28,533	28,831	29,225	29,225	29,225	29,225	29,619	29,619	30,145	30,145	30,013
SOUTH	Hydro + Import	4,303	4,299	5,660	8,467	11,337	16,661	18,537	20,173	24,053	25,775	28,533	28,831	29,225	29,225	29,225	29,225	29,619	29,619	30,145	30,145	30,013
	THERMAL	26,272	29,376	32,838	36,763	41,171	46,185	50,196	54,574	59,338	64,395	70,207	75,334	80,882	86,842	93,345	93,346	93,347	93,348	93,349	93,350	93,351
SOUTH	Power Generation	33,118	40,122	47,811	57,293	59,458	60,911	59,989	65,553	71,396	83,144	88,734	97,323	101,919	114,745	128,055	142,798	157,492	170,972	189,395	207,812	224,543
	Hydro + Import	5,335	5,339	5,932	7,367	8,318	9,483	9,483	10,256	10,559	13,105	14,709	15,356	15,137	15,011	14,886	14,636	14,605	14,511	14,386	14,240	14,240
SOUTH	THERMAL	27,782	34,732	41,879	49,927	51,141	51,428	50,506	55,297	60,837	72,585	75,629	82,614	81,891	92,600	100,779	106,888	114,824	127,167	135,756	147,290	154,240
	NEWCLEAR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,672	7,008	12,264	21,024	28,032	29,200	39,128	56,064
Total power generation		54,630	64,991	76,312	91,292	106,144	119,794	130,620	144,924	160,333	179,683	194,827	211,557	231,338	252,070	273,098	297,008	321,228	347,099	375,848	404,456	434,442

表 7-2-3 EVN の運転維持費用 (Base case of IE)

Type/Year	Unit : million USD																					
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Hydro	38	38	41	52	63	73	89	108	123	129	132	135	138	142	144	144	147	151	153	156	159	161
Coal Fired	42	48	52	52	58	89	117	135	152	167	186	247	287	357	445	537	621	746	861	978	1,098	
FO Fired	16	18	28	40	44	49	40	40	40	40	40	40	40	40	35	35	35	35	35	35	35	35
Gas	77	86	86	86	90	94	102	113	148	217	274	287	317	338	338	338	338	338	354	360	360	360
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	105	179	239	249	334	394	478
Power grids	90	101	113	126	142	159	178	199	223	250	280	313	351	393	440	493	552	618	692	775	868	
Total O & M Cost	263	291	321	357	396	464	529	596	685	803	912	1,022	1,173	1,325	1,508	1,729	1,937	2,156	2,438	2,701	3,001	

表 7-2-4 EVN の燃料費 (Base case of IE)

	(million US\$)																					
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		
EVN	192	271	277	302	347	319	342	377	411	557	681	828	958	1,041	1,286	1,571	1,860	2,179	2,515	2,887		
IPP	0	0	0	17	22	16	14	15	16	21	14	16	25	38	45	45	31	40	47	48	54	
JV	0	0	0	39	31	8	2	0	4	11	7	2	12	65	73	94	98	100	104	104	108	
Subtotal	192	271	277	357	400	343	358	392	431	589	702	846	995	1,145	1,405	1,696	1,998	2,326	2,667	3,049		
EVN	507	765	570	410	399	561	643	776	1,061	1,171	1,439	1,643	2,005	2,212	2,386	2,663	3,095	3,437	3,841	4,254		
IPP	220	231	410	426	432	456	464	467	494	494	519	529	505	539	521	528	537	540	549	563		
JV	0	0	0	0	0	21	112	110	110	119	110	103	100	100	88	88	84	74	66	64		
Subtotal	727	995	980	836	831	1,038	1,219	1,353	1,674	1,784	2,067	2,275	2,610	2,851	2,995	3,278	3,717	4,050	4,456	4,881		
EVN	699	1,036	847	712	746	880	986	1,153	1,472	1,728	2,119	2,471	2,963	3,253	3,672	4,234	4,955	5,616	6,356	7,141		
IPP	220	231	410	443	454	472	478	482	509	515	533	545	530	577	566	559	577	586	597	617		
JV	0	0	0	39	31	28	114	110	123	130	117	105	112	165	161	182	182	174	170	172		
Total	919	1,267	1,257	1,193	1,231	1,381	1,577	1,745	2,105	2,373	2,769	3,121	3,605	3,996	4,400	4,975	5,714	6,376	7,123	7,930		

表 7-2-5 EVN の購入電力費用 (Base case of IE)

Type/Year	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hydro	17	33	62	108	192	325	348	358	358	377	380	380	412	412	412	443	443	464	496	491	491
Coal	81	115	124	172	564	735	738	741	716	719	721	724	726	729	759	729	731	734	736	739	742
Gas	401	405	464	741	835	844	876	1,004	1,014	1,024	1,034	1,045	1,025	1,051	1,061	1,072	1,082	1,093	1,104	1,115	1,126
Oil	64	65	66	66	67	68	68	69	70	70	71	72	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Import	19	32	64	65	113	165	179	190	337	381	703	927	1,062	1,121	1,128	1,137	1,148	1,158	1,167	1,179	1,190
Total Cost	582	649	780	1,152	1,771	2,137	2,209	2,361	2,495	2,571	2,910	3,148	3,225	3,312	3,360	3,380	3,405	3,449	3,503	3,523	3,549

Unit : million USD

表 7-2-6 購入電力価格

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Hydro IPP (Domestic)	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Coal IPP (<200MW)	5.03	5.05	5.06	5.08	5.09	5.11	5.12	5.14	5.15	5.17	5.18	5.20	5.21	5.23	5.25	5.26	5.28	5.29	5.31	5.32	5.34
Coal IPP (>300MW)	4.02	4.04	4.05	4.06	4.07	4.08	4.10	4.11	4.12	4.13	4.15	4.16	4.17	4.18	4.20	4.21	4.22	4.23	4.25	4.26	4.27
Coal IPP (South)	4.04	4.06	4.08	4.10	4.12	4.14	4.16	4.18	4.20	4.23	4.25	4.27	4.29	4.31	4.33	4.35	4.38	4.40	4.42	4.44	4.46
Coal IPP (Imp. coal)											4.50	4.52	4.55	4.57	4.59	4.61	4.64	4.66	4.68	4.71	4.73
Gas IPP BOT	4.24	4.28	4.33	4.37	4.41	4.46	4.50	4.55	4.59	4.64	4.69	4.73	4.78	4.83	4.88	4.92	4.97	5.02	5.07	5.12	5.18
Import from China	4.0	4.04	4.08	4.12	4.16	4.20	4.25	4.29	4.33	4.37	4.42	4.46	4.51	4.55	4.60	4.64	4.69	4.74	4.78	4.83	4.88
Import from Laos	4.0	4.04	4.08	4.12	4.16	4.20	4.25	4.29	4.33	4.37	4.42	4.46	4.51	4.55	4.60	4.64	4.69	4.74	4.78	4.83	4.88
Import from Cambodia	4.0	4.04	4.08	4.12	4.16	4.20	4.25	4.29	4.33	4.37	4.42	4.46	4.51	4.55	4.60	4.64	4.69	4.74	4.78	4.83	4.88
Hiep Phuoc (IPP)	6.12	6.18	6.24	6.31	6.37	6.43	6.50	6.56	6.63	6.69	6.76	6.83	6.90	6.97	7.04	7.11	7.18	7.25	7.32	7.39	7.47
VeDan-Amata-BouBon	10.20	10.30	10.41	10.51	10.62	10.72	10.83	10.94	11.05	11.16	11.27	11.38	11.49	11.61	11.73	11.84	11.96	12.08	12.20	12.32	12.45
Diesel	10.20	10.30	10.41	10.51	10.62	10.72	10.83	10.94	11.05	11.16	11.27	11.38	11.49	11.61	11.73	11.84	11.96	12.08	12.20	12.32	12.45
Formosa I	6.12	6.18	6.24	6.31	6.37	6.43	6.50	6.56	6.63	6.69	6.76	6.83	6.90	6.97	7.04	7.11	7.18	7.25	7.32	7.39	7.47

7.2.2 本調査結果の最適開発計画に基づく投資計画

上記の検討ケースにおける EVN の投資額ならびに O&M コスト、燃料費、電力購入費をそれぞれ図 7-2-1～図 7-2-2 に示す。

これらの図より、以下のことが分かる。

- ① 投資額：2007 年～2011 年の投資額はかなり大きい。これは、2015 年までにソラ水力をはじめとして数多くの水力発電所が開発されるためである。その結果、2007 年の投資額は 30 億ドルを超える結果となる。2014 年以降は電力需要の伸びに応じて毎年 6 億ドル程度ずつ増加していく。
- ② O&M 費用：設備量の増加に伴って徐々に増加していく。
- ③ 燃料費：2015 年までにソラ水力をはじめとして数多くの水力発電所が開発されること、電力輸入の占有比率の増加ならびに IPP(BOT)により開発される電源が増加することから、2013 年までは燃料費は増加しない。
- ④ 電力購入費：電力輸入ならびに IPP(BOT)による電源開発の増加に伴い、2013 年まで増加する。

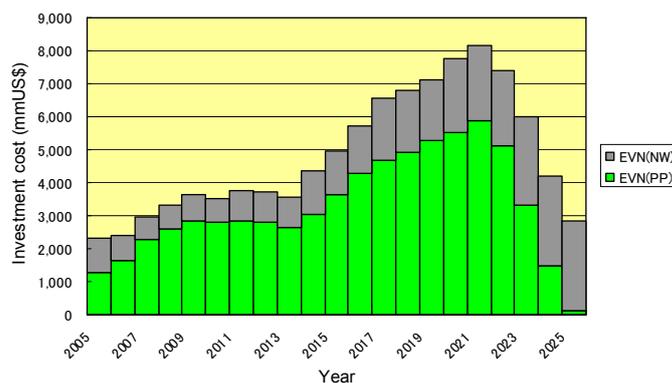


図 7-2-1 EVN の投資額の推移

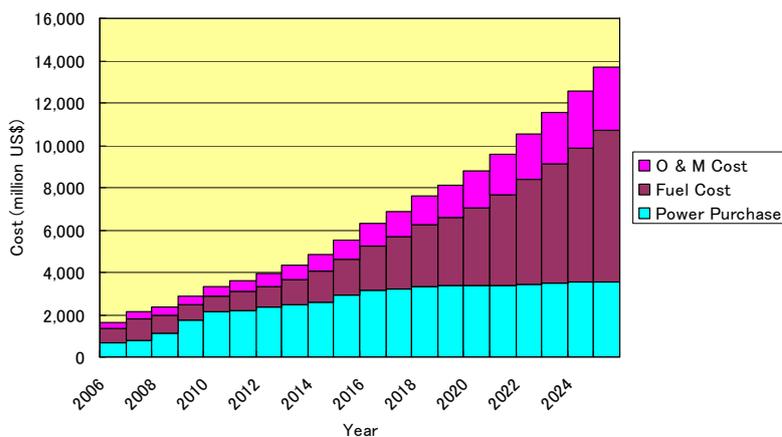


図 7-2-2 EVN の O&M コスト、燃料費、電力購入費の推移

7.3 EVN の財務予測

7.3.1 EVN の組織再編

2004 年末時点の EVN の関係ユニットは以下のとおりである。

15 独立会計組織

- 8 パワー カンパニー (PC)
- 1 パワー テレコミュニケーション カンパニー
- 1 電力関係装置製造カンパニー
- 4 電力技術コンサルティングカンパニー
- 1 ドック 技術 エンジニアリングカンパニー

26 非独立会計組織

- 14 パワー ステーション
- 4 電力送電カンパニー
- 2 サポートユニット

6 管理組織

14 建設、プロジェクト管理ユニット

EVN が 50%超の議決権を保有しコントロールできる関連会社とジョイントベンチャー

新しく制定された電力法に基づき、ベトナム国は電力規制機関を新たに設立し、その規制機関でベトナムの電力セクターの組織がどうあるべきか検討することとしている。一例としては、14 のパワーステーション（発電会社）は、それぞれの特性を考慮し、独立会計組織、株式会社などに移行するための調査が行われることになっている。

今回の調査では、可能な限りこのような組織再編を考慮に入れながら、財務予測を行うこととする。

7.3.2 その他財務環境（ODA, 民間借入れなど）

(1) 国際援助機関

世界銀行、アジア開発銀行さらには、国際協力銀行などの国際援助機関は、今後もベトナム電力セクターに対して援助を続行すると想定して財務予測を行うこととする。EVN 自体が作っている将来財務予測においても、上記のような ODA ローンを引き続き活用することとしているが、今回の財務予測においても基本的にはこれを踏襲することとする。

(2) 債券発行

債券市場の発達により、今後、EVN を含む有力な国営企業においても債券発行の可能性がある。加えて、国営企業が国家的に重要なプロジェクトのために発行する債券に対しては、政府保証を付与する制度も、整備されつつあり国営企業の主要な資金調達手段として期待さ

れている。

以上述べたように、資金調達手段として債券発行の可能性はあるものの借入による資金調達と大きな差はなく、財務予測上、債券による資金調達は考慮しないこととする。

(3) 株式公開

電力セクター改革に伴う EVN の組織改革により、EVN 自身あるいは関係会社による株式公開により株式市場から資金を調達するということも想定されるが、その実現可能性及び株価等について現状で判断することは困難である。但し、今回の調査では、関係者と協力のもと、可能な限り、株式公開による資金調達の可能性を考慮しつつ財務予測を行う。

7.3.3 財務予測方法

財務予測については、以下の手順により実施した。

(1) 財務予測期間

2005 年から 2025 年までの 20 年間

(2) 準備する財務諸表

将来財務分析は、次の 3 つの財務諸表の作成によって実施する。

- ・ 損益計算書
- ・ 貸借対照表
- ・ キャッシュ・フロー計算書

(3) 財務予測を行う対象

第 6 次マスタープランでは、次のような EVN グループを財務分析の対象主体とする。

- ・ EVN 独立会計組織
- ・ EVN 非独立会計組織
- ・ プロジェクト マネジメント ユニット

(4) 財務予測のケース分け

財務予測は、2 つのケースに分けて実施する。

- ・ ケース 1 : 資金ショートを避けるように、投資計画とそれに対する資金調達計画のバランスを考える。
- ・ ケース 2 : 上記の結果を踏まえて、財務条件を一部変更した場合。

7.3.4 財務予測前提条件

(1) ケース 1

a. 収益に関する仮定

i) 為替

1\$= 15,800VND

ii) 電力料金 (平均売価)

以下のスケジュールで売価が推移することとする。

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
1.電力料金 (VND)	782	885	885	948	948	1002	1002
2.電力料金 (¢)	4.95	5.60	5.90	6.00	6.00	6.34 (※)	6.34

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1.電力料金 (VND)	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002
2.電力料金 (¢)	6.34	6.34	6.34	6.34	6.34	6.34	6.34

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1.電力料金 (VND)	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002
2.電力料金 (¢)	6.34	6.34	6.34	6.34	6.34	6.34	6.34

(※) 7 ¢ (VAT 除き 6.3 ¢)

iii) 年間電力販売量

以下のように年間電力販売料が推移すると仮定する。

(Unit: GWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2017
電力販売料	45682	53586	62749	73353	84848	97111	197867

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
電力販売料	121699	135054	149407	164960	181010	197867	216351

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
電力販売料	236102	257261	279109	302523	327843	353931	381160

b. 費用に関する仮定

i) 燃料費

以下のように年間の燃料費が推移すると仮定する。

(Unit: billion VND)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
燃料費	9053	8750	8759	7107	5177	4898	6102

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
燃料費	7344	8380	11455	14761	19061	21298	27273

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
燃料費	31383	36726	43090	49450	58530	69242	79170

ii) 電力購入費用

以下のように電力購入費用が推移すると仮定する。

(Unit: billion VND)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
電力購入費用	8316	15049	25830	31361	39535	46960	47761

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
電力購入費用	49794	52243	57505	62420	64733	67738	72777

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
電力購入費用	77226	81676	83261	84071	84303	84326	84380

iii) 給料

平均給料は、年間7%で上昇するものとする。

iv) 減価償却費

既存の固定資産の減価償却費は、過年度の償却実績に基づいて計算するものとする。

将来固定資産となる施設等の減価償却については、以下に示される償却率に基づくものとする。

施設	償却率	
水力発電施設	6.5%	約 15 年
火力発電施設	8.5%	約 12 年
ガスタービン発電施設	9.0%	約 11 年
原子力発電施設	5.0%	約 20 年
送電関係施設	8.5%	約 12 年
配電関係施設	10.0%	約 10 年
既存施設	10.0%	約 10 年

固定資産の原価に参入される建設期間中に発生する金利 (IDC)については、以下の方針に基づいて減価償却を計算するものとする。

- ・発電施設に関する建設期間中の金利：水力発電施設及び火力発電施設の耐用年数をベースとして14年とする。
- ・送電関係施設に関する建設期間中の金利：耐用年数12年とする。

減価償却方法・・・定額法及び定率法の内、定額法を採用する。

v) 金利費用

設備投資に係わる借入金利のうち、建設期間中に発生する利息については、固定資産の取得価額に算入。建設終了後の利息については、支払利息として毎期の損益として計上。

vi) 法人税

EVN の財務予測にしたがい税引前利益から設備投資に充てる利益額を控除した額を課税所得とする。なお、課税所得に対する税率は、28%と想定する。

c. キャッシュ・フローに関する仮定

i) 資金の年度別配分

設備投資及び資金調達に関しては、基本的に EVN の財務予測数値を活用するものとする。

ドナー毎の借入条件については、下の表のとおりとする。但し、将来投資に関してドナーが決まっていないものについては、「国際機関からの借入れ」とする。

	借入機関	返済猶予期間	金利
政府からの借入れ	8	4	2.4%
世界銀行	20	5	6.9%
OECS	25	5	2.2%
NDF	15	5	3.0%
JBIC	25	5	2.2%
ECA	13	3	6.0%
国際機関からの借入れ	13	3	7.0%
長期国内借入れ	10	2	8.0%
短期国内借入れ	1	1	13.0%
既存の借入れ	15	1	1%

(2) ケース 2

- ・ 投資コストを 2011 年までケース 1 の 3 分の 2 とする。

7.3.5 財務予測結果

(1) ケース 1 分析結果

a. 予測損益計算書

(Unit: bill VND)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
I Revenue	35422	35723	47413	55533	69539	80436	97305	109342	121942	135324	149706	165290	181372	198263	216784	236574	257776	279667	303128	328499	354639	381922
1. Sales of Electricity (bill dong)	31267	35723	47413	55533	69539	80436	97305	109342	121942	135324	149706	165290	181372	198263	216784	236574	257776	279667	303128	328499	354639	381922
Output (GWh)	39696	45682	53586	62749	73353	84848	97111	109124	121699	135054	149407	164960	181010	197867	216351	236102	257261	279109	302523	327843	353981	381160
Selling price (dong/KWh)	788	782	885	885	948	948	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002
2. Other Income (bill dong)	4155																					
II. Expenses (bill dong)	31794	34633	43863	59217	71370	83515	96527	104888	115961	129969	147437	163325	180349	199794	225257	242009	266501	273397	302500	328920	347416	363691
Material	1055	1342	1574	1843	2155	2493	2853	3206	3575	3967	4389	4846	5318	5813	6356	6936	7558	8199	8887	9631	10397	11197
Major repairs	1494	1700	1775	2210	2894	3650	4435	4001	4511	5040	5611	6248	6838	7480	8150	8880	9673	10574	11493	12418	13283	14080
Salaries	2064	2270	2429	2599	2781	2976	3184	3407	3645	3900	4173	4465	4778	5112	5470	5853	6263	6701	7171	7672	8210	8784
Depreciation	8026	8817	10511	13138	16087	19433	23473	27032	29786	33886	38846	41233	45438	51063	58020	61806	64339	69242	77496	84796	87862	88573
Electricity purchase	4285	8316	15049	25830	31361	39535	46960	47761	49794	52243	57505	62420	64733	67738	72777	77226	81676	83261	84071	84303	84326	84380
Fuel cost	7168	9053	8750	8759	7107	5177	4898	6102	7344	8380	11455	14761	19061	21298	27273	31383	36726	43090	49450	58530	69242	79170
Interest expense	1276	1974	2551	4438	6492	8382	10448	12250	13171	15488	17511	18324	20045	24173	28633	28777	28100	29745	36444	40536	39611	38017
Natural resource tax	236	238	325	369	498	564	710	884	1043	1259	1261	1409	1517	1649	1629	1638	1627	1634	1762	1823	1847	1915
Management cost	674	656	770	901	1053	1218	1395	1567	1748	1939	2146	2369	2599	2841	3107	3390	3694	4008	4344	4708	5082	5474
Social fund	63	68	73	78	83	89	96	102	109	117	125	134	143	153	164	176	188	201	215	230	246	264
Operating expense reduction from EPPs	0	0	-306	-1114	-1116	-1129	-1290	-1089	-1062	-997	-949	-793	-729	-619	-602	-607	-595	-697	-918	-1046	-1097	-1171
Others	5453	199	363	165	1973	1127	634	-345	2296	4745	5364	7909	10609	13092	14281	16551	17253	17439	22085	25318	28407	33008
III. Income from IPPs, JVs, EPPs	0	17	109	191	274	553	1051	1398	951	0	0	0	0									
IV. Net income before tax	3627	1090	3550	-3684	-1831	-3079	778	4454	5981	5355	2269	1965	1023	-1531	-8473	-5435	1275	6270	628	-421	7223	18231
V. Income tax	296	305	994	0	0	0	218	1247	1675	1499	635	550	286	0	0	0	357	1756	176	0	2022	5105
VI. Capital cost	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
VII. Net income after Tax	3331	785	2556	-3684	-1831	-3079	560	3207	4307	3856	1634	1415	737	-1531	-8473	-5435	918	4515	452	-421	5200	13127

b. 予測貸借対照表

(Unit: bill VND)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
I. Assets	98440	123196	163892	200734	236326	270180	298003	324809	353816	385963	406354	432248	455652	478678	495215	522476	552329	577048	585757	580081	554291	496276
1. Working fixed assets	74237	94461	129523	166811	203033	238226	265759	291680	318982	348731	368894	391904	413400	435368	456701	484964	512565	535740	544773	539707	516186	463989
a. Original fixed asset	112059	136004	166202	203539	241437	291899	339882	375757	411925	502509	520324	567817	618972	756775	821481	839306	890120	983173	1179332	1220578	1298126	1312802
b. Accumulated Depreciation	55994	64811	75322	88460	104547	123980	147453	174485	204271	238157	277003	318236	363674	414737	472757	534563	598802	668144	745640	830436	918298	1006871
Depreciation Assets(Net)	56065	71193	90880	115079	136890	167919	192429	201272	207654	264352	243321	249581	255298	342038	348724	304743	291218	315029	433692	390142	379828	305931
c. Work-in-progress	12704	17800	33175	46264	60675	64839	67862	84940	105860	78911	120105	136855	152634	87862	102509	174753	215879	215243	105613	144097	130890	152590
d. Other non-current Assets	5468	5468	5468	5468	5468	5468	5468	5468	5468	5468	5468	5468	5468	5468	5468	5468	5468	5468	5468	5468	5468	5468
2. Current asset	24203	28735	34369	33923	33293	31954	32243	33129	34835	37233	37460	40345	42252	43310	38514	37512	39764	41308	40985	40374	38105	32287
e. Cash	12232	21488	25646	23668	21187	17900	15700	14979	14854	15399	13515	14183	13732	12826	5647	2365	2175	1232	-1623	-5060	-10202	-18770
f. Inventories	3777	1094	1084	1172	1171	1161	1295	1309	1514	1706	2077	2480	2956	3271	3903	4391	4995	5706	6420	7361	8427	9414
g. Receivables	7396	5374	6840	8285	10137	12095	14450	16043	17668	19330	21071	22885	24767	26415	28166	29958	31795	33572	35390	37275	39083	40846
h. Others	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798
II. Liabilities	98440	123196	163892	200734	236326	270180	298002	324808	353816	385963	406353	432248	455652	478678	495214	522476	552328	577048	585757	580081	554291	496275
3. Shares	40541	41099	44034	41259	40255	38020	39080	41115	44079	46574	47065	47489	47710	46179	37705	32271	32546	34934	35069	34648	37276	46894
i. Fund from the Government	40951	41274	42515	43425	44252	45095	45988	45988	45988	45988	45988	45988	45988	45988	45988	45988	45988	45988	45988	45988	45988	45988
j. Accumulated profit	-410	-174	1519	-2165	-3997	-7076	-6908	-4873	-1908	587	1077	1501	1722	191	-8282	-13717	-13442	-11054	-10918	-11340	-8712	906
4. Liabilities	57898	82096	119857	159474	196070	232160	258922	283694	309736	339389	359289	384759	407942	432499	457509	490205	519783	542114	550688	545433	517015	449382
k. Long term debt	45309	64975	97102	133481	168875	203225	229698	253584	277921	305175	324848	347433	368709	390677	412010	440273	467599	488386	497283	492217	466068	404253
l. Other liabilities	6446	10978	16612	19850	21052	22792	23081	23967	25672	28071	28298	31183	33090	35679	39356	43790	46041	47585	47262	47073	44804	38986
- Fuel cost + Elec. purchase	2038	3091	4235	6156	6846	7957	9229	9586	10169	10789	12273	13736	14913	15846	17806	19329	21072	22487	23763	25420	27331	29107
- Basic construction	4408	7887	12376	13694	14206	14835	13852	14381	15504	17282	16025	17447	18178	19834	21550	24460	24969	25098	23499	21653	17473	9879
m. Others	6143	6143	6143	6143	6143	6143	6143	6143	6143	6143	6143	6143	6143	6143	6143	6143	6143	6143	6143	6143	6143	6143

Ⅲ. 予測キャッシュ・フロー計算書

(Unit: bill VND)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
I. Operating Activities	11679	20262	18934	15998	20099	24528	31889	40595	45797	52414	54964	60650	65253	74331	79474	87301	92524	100432	111220	121896	124959	127639
1. Net Income before Tax	3627	1090	3550	-3884	-1831	-3079	778	4454	5981	5355	2269	1965	1023	-1631	-8473	-5435	1275	6270	628	-421	7223	18231
2. Depreciation	8026	8817	10511	13138	16087	19433	23473	27032	29786	33886	38846	41233	45438	51063	58020	61806	64339	68242	77496	84796	87862	88573
3. Interest expense	1276	1974	2551	4438	6492	8382	10448	12250	13171	15488	17511	18324	20045	24173	28633	28777	28100	29745	36444	40536	39611	38017
4. Capital cost/Paid	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5. Income tax paid	-296	-305	-994	0	0	0	-218	-1247	-1675	-1499	-635	-550	-286	0	0	0	-357	-1756	-176	0	-2022	-5105
6.Contingency Fund paid	-333	-79	-256	0	0	0	-56	-321	-431	-386	-163	-141	-74	0	0	0	-92	-451	-45	0	-520	-1313
7. Allowance fund paid	-516	-471	-607	0	0	0	-336	-852	-911	-975	-980	-849	-442	0	0	0	-551	-1675	-271	0	-2052	-2196
8.Other Fund paid	-1913	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9. Current capital change	1807	9236	4178	1705	-649	-208	-2200	-721	-125	545	-1884	668	-451	625	1294	2153	-190	-943	-2856	-3015	-5142	-8568
II. Investment Activities	-16232	-29041	-45573	-50426	-52308	-54626	-51007	-52953	-57088	-63635	-59009	-64243	-66934	-73032	-79353	-90069	-91940	-92417	-86528	-79730	-64341	-36375
10. Investing activities	-16232	-29041	-45573	-50426	-52308	-54626	-51007	-52953	-57088	-63635	-59009	-64243	-66934	-73032	-79353	-90069	-91940	-92417	-86528	-79730	-64341	-36375
- Generation	-11875	-22971	-26204	-26204	-26674	-28606	-27669	-33843	-37681	-43534	-37581	-40186	-38670	-44048	-50013	-60334	-62456	-61626	-53940	-46605	-31832	-9143
- Transmission, Distribution	-16780	-21238	-21190	-21190	-22707	-24543	-23142	-19110	-19406	-20101	-21428	-24057	-28264	-28983	-29339	-29734	-29485	-30791	-32588	-33126	-32509	-27233
- Others	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- IJV	-366	-1364	-3022	-3022	-2927	-1476	-195	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
III. Financing Activities	3930	18015	30818	32850	29729	26811	16917	11636	11166	11766	2161	4261	1230	-2205	-7300	-514	-774	-8958	-27547	-45602	-65760	-99832
11. Borrowings	8265	22069	38030	44350	51894	56423	53821	56496	62371	71298	70101	80048	83699	88478	90695	106853	117525	118634	107314	97925	81223	41807
12. Debt repayment	-4587	-4377	-8454	-12409	-22992	-30456	-37796	-44859	-51205	-59532	-67940	-75787	-82469	-90682	-97996	-107367	-118299	-127591	-134861	-143527	-146983	-141639
- Principal and IDC repayment	-3311	-2403	-5902	-7971	-16500	-22074	-27348	-32609	-38034	-44044	-50428	-57462	-62424	-66509	-69362	-78591	-90199	-97846	-98417	-102990	-107372	-103622
- Interest Paid	-1276	-1974	-2551	-4438	-6492	-8382	-10448	-12250	-13171	-15488	-17511	-18324	-20045	-24173	-28633	-28777	-28100	-29745	-36444	-40536	-39611	-38017
13.Fund from Gov. Other	252	323	1242	909	827	844	892	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IV. Balance	-623	9236	4178	-1979	-2481	-3287	-2200	-721	-125	545	-1884	668	-451	-906	-7179	-3281	-190	-943	-2856	-3437	-5142	-8568
IV. Cash and cash equivalent-Opening balance	12855	12232	21468	25646	23668	21187	17900	15700	14979	14854	15399	13515	14183	13732	12826	5647	2365	2175	1232	-1623	-5060	-10202
V. Cash and cash equivalent-Closing balance	12232	21468	25646	23668	21187	17900	15700	14979	14854	15399	13515	14183	13732	12826	5647	2365	2175	1232	-1623	-5060	-10202	-18770

d. 損益計算書項目

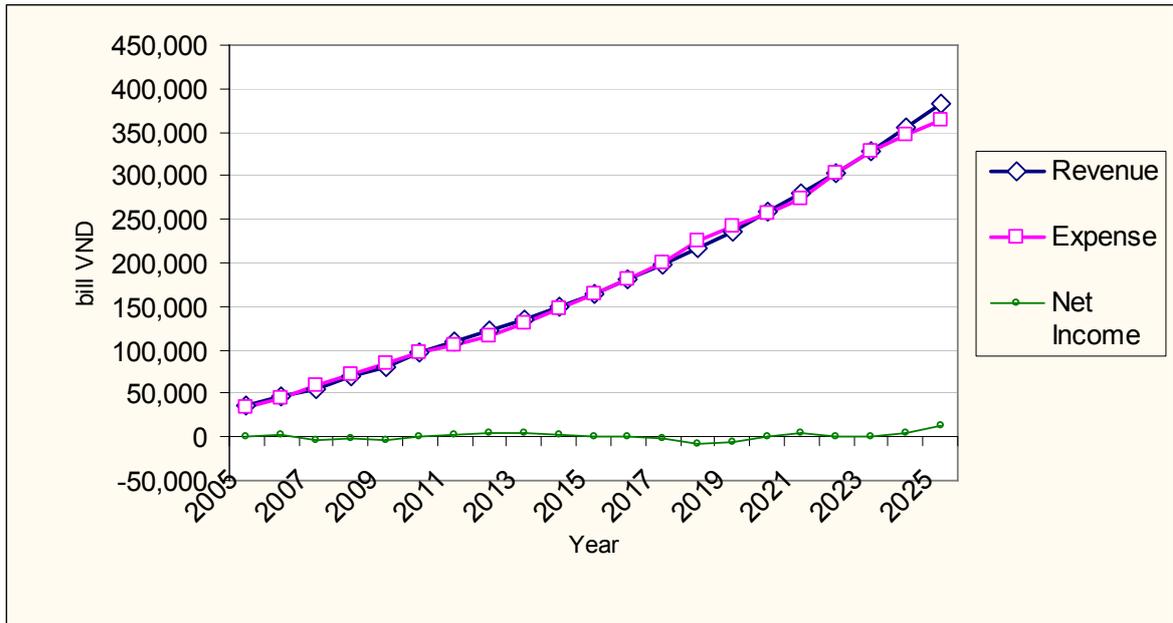


図 7-3-1 収益、費用、純利益

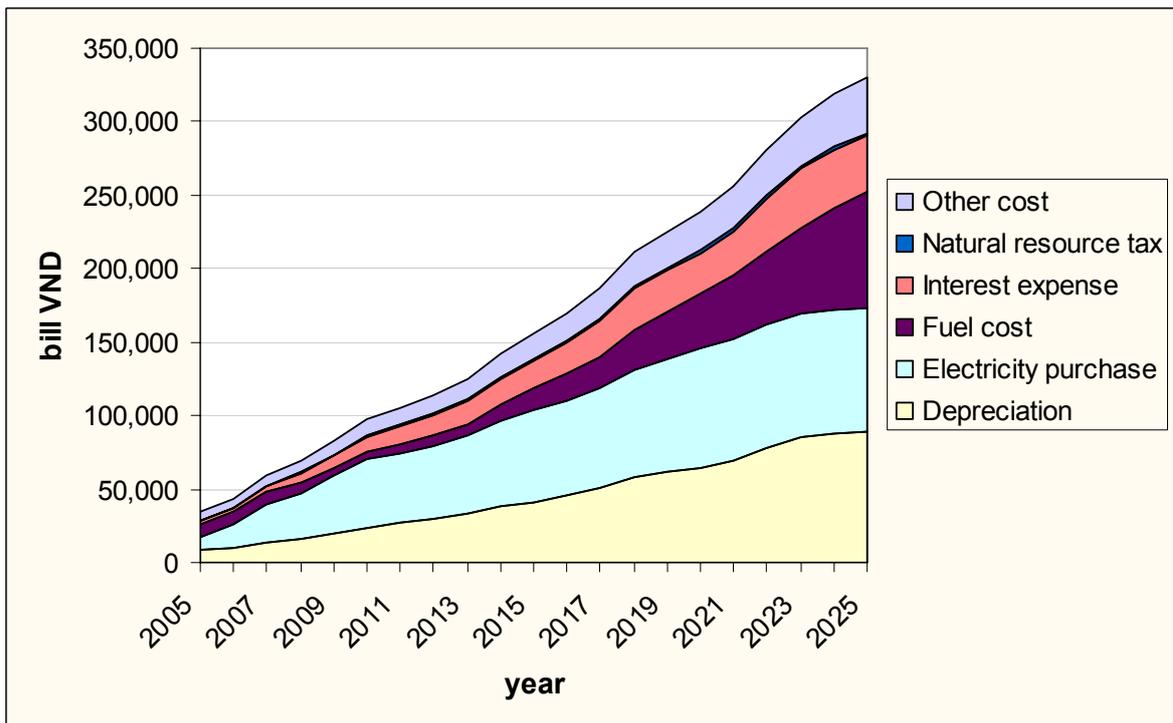


図 7-3-2 各費用の推移

- ・ 収益及び費用は、ほぼ同じ率で増加している。その結果として、純利益は、ほぼゼロベースで推移している。
- ・ 費用項目では、電力購入費用及び燃料費用が急激の増加している。2025 年においては、2005 年と比べ、電力購入費用は約 10.1 倍、燃料費は 8.7 倍となっている。また、同様に減価償却費は約 4.4 倍、支払利息は約 6.2 倍となっている。なお、電力販売収入は、20 年間で約 10.8 倍となると計算されている。

e. キャッシュ・フロー計算書項目

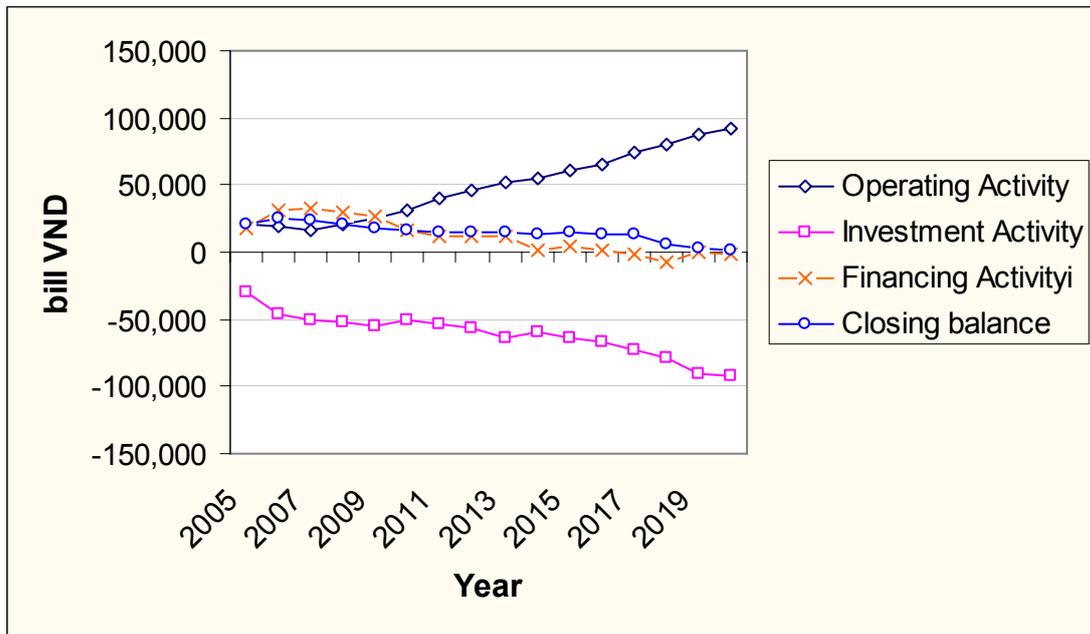


図 7-3-3 キャッシュ・フロー

表 7-3-1 借入金の推移 (借入先確定済み及び未確定借入)

(Unit: bill VND)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
1.確定済み借入	6217	14124	15935	15269	16716	12181	10883
2.未確定借入	15864	23951	27430	34875	36660	39077	44505
計	22069	38030	44350	51894	56423	53821	56496

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1.確定済み借入	8315	6876	292	292	252	0	0
2.未確定借入	57487	67938	69444	78796	83447	88478	90695
計	62371	71298	70101	80048	83699	88478	90695

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1.確定済み借入	0	0	0	0	0	0	0
2.未確定借入	106853	117525	118634	107314	97925	81223	41807
計	106853	117525	118634	107314	97925	81223	41807

- ・ ケース 1 では、資金ショートとにならないように、資金計画を行った。結果として、旺盛な投資計画に基づく資金運用に対応するため、多額の資金調達をしなければならないことになる。特に、未確定借入れが、資金ショートとにならないための重要なファクターとなる。

2011 年以降については、現時点で借入先が確定していないのは問題ないが、近い将来である、2010 年までについては、現時点である程度資金ソースが確定していなければならない。しかしながら、ケース 1 では、2010 年までについても借入れの多くの割合をこの未確定借入れで賄わなければならないことになる。別の言い方をすると、この未確定借入れの部分は、資金が不足している金額ということになる。

- ・ このような資金ショートを避けるために、2010 年までの投資コストを減らすなどの何らかの策が必要になる。
- ・ なお、2015 年頃から、借入の返済が始まる。しかしながら、そのころから電力需要の増大に基づいて、収益も増大する見込みとなるため、キャッシュ・フローも一定の水準を維持できるものと思われる。

(2) ケース 2 分析結果

a. 予測損益計算書

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
I Revenue																							
1. Sales of Electricity(bill dong)	35422	35723	47413	55533	69539	80436	97305	109342	121942	135324	149706	165290	181372	198263	216784	236574	257776	279667	303128	328499	354639	381922	
Output (GWh)	31267	35723	47413	55533	69539	80436	97305	109342	121942	135324	149706	165290	181372	198263	216784	236574	257776	279667	303128	328499	354639	381922	
Selling price (dong/kWh)	39696	45682	53586	62749	73353	84848	97111	109124	121699	135054	149407	164960	181010	197867	216351	236102	257261	279109	302523	327843	353931	381160	
	788	782	885	885	948	948	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002	1002	
2. Other Income (bill dong)	4155																						
II. Expenses (bill dong)																							
Material	31794	34633	43863	59217	71370	83515	96527	104888	115961	129969	147437	163325	180349	199794	225257	242009	256501	273397	302500	328920	347416	363691	
Major repairs	1055	1342	1574	1843	2155	2493	2853	3206	3575	3967	4389	4846	5318	5813	6356	6936	7558	8199	8887	9631	10397	11197	
Salaries	1494	1700	1775	2148	2646	3148	3636	3265	3612	3951	4299	4709	5161	5646	6057	6530	7090	7708	8393	9136	9792	10241	
Depreciation	2064	2270	2429	2599	2781	2976	3184	3407	3645	3900	4173	4465	4778	5112	5470	5853	6263	6701	7171	7672	8210	8784	
Electricity purchase	8026	8817	10511	13138	16087	19433	23473	27032	29786	33886	38846	41233	45438	51063	58020	61806	64339	69242	77496	84796	87862	88573	
Fuel cost	4285	8316	15049	25830	31361	39535	46960	47761	49794	52243	57505	62420	64733	67738	72777	77226	81676	83261	84071	84303	84326	84380	
Interest expense	7168	9053	8750	8759	7107	5177	4898	6102	7344	8380	11455	14761	19061	21298	27273	31383	36726	43090	49450	58530	69242	79170	
Natural resource tax	1276	1589	2200	2752	3458	4282	4916	5654	6730	8545	9441	9251	10411	14143	18063	18310	18797	21901	30412	34017	32754	30692	
Management cost	236	238	325	369	498	564	710	894	1043	1259	1261	1409	1517	1649	1629	1638	1627	1634	1762	1823	1847	1915	
Social fund	674	656	770	901	1053	1218	1395	1567	1748	1939	2146	2369	2599	2841	3107	3390	3694	4008	4344	4708	5082	5474	
Operating expense reduction from EPPs	63	68	73	78	83	89	96	102	109	117	125	134	143	153	164	176	188	201	215	230	246	264	
	0	0	-306	-1114	-1116	-1129	-1290	-1089	-1062	-997	-949	-793	-729	-619	-602	-607	-595	-697	-918	-1046	-1097	-1171	
Others	5453	583	714	1912	5255	5730	5697	6987	9637	12778	14746	18521	21919	24957	26944	29368	29139	28149	31216	35119	38755	44172	
III. Income from IPPs, IVs, EPPs																							
IV. Net income before tax	0	17	109	191	274	553	1051	1310	1398	1398	1398	1398	1398	1398	1398	1398	1398	1398	1398	1398	1398	1398	
V. Income tax	3627	1090	3550	3684	4831	3079	778	4454	5981	5355	2269	1965	1023	-1531	-8473	-5435	1275	6270	628	-421	7223	18231	
VI. Capital cost	296	305	994	0	0	0	218	1247	1675	1499	635	550	286	0	0	0	357	1756	176	0	2022	5105	
VII. Net Income after Tax	3331	785	2556	-3684	-1831	-3079	560	3207	4307	3856	1634	1415	737	-1531	-8473	-5435	918	4515	452	-421	5200	13127	

b. 予測貸借対照表

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
I. Assets	98,440	107,397	121,619	129,075	133,410	135,143	136,179	131,947	140,933	150,262	159,311	168,917	163,682	161,003	154,875	152,539	160,249	168,311	155,307	111,005	49,754	-609
1. Working fixed assets	7,4237	8,2037	9,3625	10,2791	10,8424	11,1823	11,1501	10,7063	11,2136	11,9192	12,5590	13,2850	12,8460	12,4885	12,2695	12,2701	12,6854	13,1921	12,0010	8,0095	16,939	65,359
a. Original fixed asset	11,2059	13,4173	16,6202	20,3539	24,1437	29,1899	33,9882	37,5757	41,1925	50,2509	52,0324	56,7817	61,8972	75,6775	82,1481	89,3306	89,0120	98,3173	117,9332	122,0578	129,8126	91,1258
b. Accumulated Depreciation	5,9994	6,4811	7,5322	8,8460	10,4547	12,3980	14,7453	17,4485	20,4271	23,8157	27,7003	31,8236	36,3674	41,4737	47,2757	53,4563	59,8902	66,8144	74,5640	83,0436	91,8298	100,6871
Depreciation Assets (Net)	5,6065	6,9362	9,0880	11,5079	13,6890	16,7919	19,2429	20,1272	20,7654	26,4352	24,3321	24,9581	25,5298	34,2038	34,8724	30,4743	29,1218	31,5029	43,3692	39,0142	37,9828	-9,5613
c. Work-in-progress	12,704	7,207	-2,723	-17,756	-33,934	-61,564	-86,396	-98,777	-100,986	-150,828	-123,199	-122,199	-132,306	-22,2821	-23,1497	-18,7510	-16,9832	-18,8576	-31,9150	-31,5515	-368,357	24,786
d. Other non-current Assets	5,468	5,468	5,468	5,468	5,468	5,468	5,468	5,468	5,468	5,468	5,468	5,468	5,468	5,468	5,468	5,468	5,468	5,468	5,468	5,468	5,468	5,468
2. Current asset	24,203	25,361	27,994	26,285	24,986	23,320	24,678	24,884	28,798	31,070	33,722	36,087	35,222	36,319	32,180	29,838	33,396	36,390	35,297	30,910	32,814	64,750
e. Cash	12,232	18,094	19,271	16,042	12,930	9,366	8,295	6,882	8,997	9,454	10,039	10,213	7,037	6,201	-2,68	-4,838	-3,676	-3,112	-6,691	-13,868	-14,795	14,460
f. Inventories	3,777	1,094	1,084	1,160	1,121	1,061	1,135	1,161	1,334	1,488	1,814	2,172	2,621	2,904	3,484	3,921	4,478	5,132	5,799	6,705	7,729	8,646
g. Receivables	7,396	5,374	6,840	8,285	10,137	12,095	14,450	16,043	17,668	19,330	21,071	22,885	24,767	26,415	28,166	29,958	31,795	33,572	35,390	37,275	39,083	40,846
h. Others	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798	798
II. Liabilities	98,440	107,397	121,619	129,075	133,410	135,143	136,179	131,947	140,933	150,262	159,311	168,917	163,682	161,003	154,874	152,539	160,249	168,311	155,307	111,005	49,753	-609
3. Shares	40,541	41,099	44,692	42,350	41,879	40,527	42,186	44,853	48,449	51,592	52,082	52,507	52,728	51,196	42,723	37,288	37,564	39,951	40,087	39,666	42,294	51,912
i. Fund from the Government	40,951	41,274	43,173	44,516	45,876	47,602	49,094	49,726	50,358	51,005	51,005	51,005	51,005	51,005	51,005	51,005	51,005	51,005	51,005	51,005	51,005	51,005
j. Accumulated profit	-410	-174	15,19	-2,165	-3,997	-7,076	-6,908	-4,873	-1,908	587	1,077	1,501	1,722	191	-8,282	-13,717	-13,442	-11,054	-10,918	-11,340	-87,12	906
4. Liabilities	57,898	66,297	76,927	86,725	91,531	94,616	93,993	87,095	92,484	98,670	107,229	116,410	110,954	109,807	112,151	115,250	122,686	128,359	115,220	71,339	7,460	-52,521
k. Long term debt	45,309	52,550	60,547	68,369	72,643	74,315	72,334	65,229	66,705	70,619	76,526	83,362	78,751	74,976	72,986	72,992	76,870	79,549	67,503	27,587	-32,724	-89,475
l. Other liabilities	6,446	7,604	10,237	12,213	12,745	14,158	15,516	15,722	19,636	21,908	24,560	26,905	26,060	28,688	33,022	36,116	39,673	42,667	41,574	37,609	340,40	308,11
- Fuel cost + Elec. purchase	2,038	3,091	4,235	6,156	6,846	7,957	9,229	9,586	10,169	10,789	12,273	13,736	14,913	15,846	17,806	19,329	21,072	22,487	23,763	25,420	27,331	29,107
- Basic construction	4,408	4,513	6,002	6,057	5,899	6,201	6,287	6,136	9,467	11,119	12,287	13,169	11,148	12,842	15,216	16,787	18,601	20,180	17,811	12,188	67,10	17,04
m. Others	6,143	6,143	6,143	6,143	6,143	6,143	6,143	6,143	6,143	6,143	6,143	6,143	6,143	6,143	6,143	6,143	6,143	6,143	6,143	6,143	6,143	6,143

6. 予測キャッシュ・フロー計算書

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
I. Operating Activities	11679	16503	15592	12661	16432	20152	27486	33308	41596	45383	49362	51083	52894	64370	69614	75546	84873	94095	104465	111637	116844	122974
1. Net income before Tax	3627	1090	3550	-3884	-1831	-3079	778	4454	5981	5355	2269	1965	1023	-1531	-8473	-5435	1275	6270	628	-421	7223	18231
2. Depreciation	8026	8817	10511	13138	16087	19433	23473	27032	29786	33886	38846	41233	45438	51063	58020	61806	64339	68242	77496	84796	87862	88573
3. Interest expense	1276	1589	2200	2752	3458	4282	4916	5654	6730	8545	9441	9251	10411	14143	18063	18310	18797	21901	30412	34017	32754	30692
4. Capital cost Paid	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5. Income tax paid	-296	-305	-994	0	0	0	-218	-1247	-1675	-1499	-635	-550	-286	0	0	0	-357	-1756	-176	0	-2022	-5105
6. Contingency Fund paid	-333	-79	-256	0	0	0	-56	-321	-431	-386	-163	-141	-74	0	0	0	-92	-451	-45	0	-520	-1313
7. Allowance fund paid	-516	-471	-607	0	0	0	-336	-852	-911	-975	-980	-849	-442	0	0	0	-551	-1675	-271	0	-2052	-2196
8. Other Fund paid	-1913	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9. Current capital change	1807	5862	1178	455	-1282	-484	-1071	-1413	2115	457	585	174	-3176	696	2004	855	1162	564	-3579	-6756	-6400	-5910
II. Investment Activities	-16232	-16617	-22100	-22303	-21721	-22832	-23151	-22594	-34858	-40942	-45244	-48493	-41048	-47288	-56030	-61812	-68492	-74309	-65585	-44881	-24706	-6275
10. Investing activities	-16232	-16617	-22100	-22303	-21721	-22832	-23151	-22594	-34858	-40942	-45244	-48493	-41048	-47288	-56030	-61812	-68492	-74309	-65585	-44881	-24706	-6275
- Generation		-792	-15460	-16898	-17161	-19675	-20760	-20858	-31805	-37827	-43109	-46433	-38473	-45243	-52921	-58823	-67153	-74309	-65585	-44881	-24706	-6275
- Transmission, Distribution		-8367	-5730	-3472	-2710	-2229	-2012	-1725	-3053	-3116	-2135	-2059	-2575	-2045	-3110	-2989	-1339	0	0	0	0	0
- Others		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- JVs		-257	-909	-1933	-1849	-927	-379	-11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
III. Financing Activities	3930	5975	7696	6413	2176	-883	-5406	-12127	-4622	-3983	-3533	-2416	-15022	-17918	-20053	-18304	-14919	-19222	-42459	-73933	-93065	-87444
11. Borrowings	8265	12963	16946	19253	19595	20391	19701	18421	28989	34134	40848	48837	39727	41072	42342	50600	60525	59082	42620	18483	0	0
12. Debt repayment	-4587	-7311	-11150	-14182	-18780	-23001	-26599	-31180	-34243	-38765	-44382	-51253	-54749	-58989	-62395	-68904	-75443	-78304	-85079	-92416	-93065	-87444
- Principal and IDC repayment		-3311	-8950	-11430	-15322	-18718	-21683	-25526	-27513	-30220	-34941	-42002	-44338	-44847	-44332	-50594	-56647	-56403	-54667	-58399	-60311	-56751
- Interest Paid		-1276	-2200	-2752	-3458	-4282	-4916	-5654	-6730	-8545	-9441	-9251	-10411	-14143	-18063	-18310	-18797	-21901	-30412	-34017	-32754	-30692
13. Fund from Gov., Other	252	323	1900	1342	1360	1727	1491	632	632	648	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IV. Balance	-623	5862	1178	-3229	-3143	-3563	-1071	-1413	2115	457	585	174	-3176	-836	-6470	-4570	1162	564	-3579	-7177	-927	29255
IV. Cash and cash equivalent-Opening balance	12855	12232	18094	19271	16042	12930	9366	8295	6882	8997	9454	10039	10213	7037	6201	268	-4838	-3676	3112	-6691	-13868	-14795
V. Cash and cash equivalent-Closing balance	12232	18094	19271	16042	12930	9366	8295	6882	8997	9454	10039	10213	7037	6201	-268	-4838	-3676	-3112	-6691	-13868	-14795	14460

d. 損益計算書

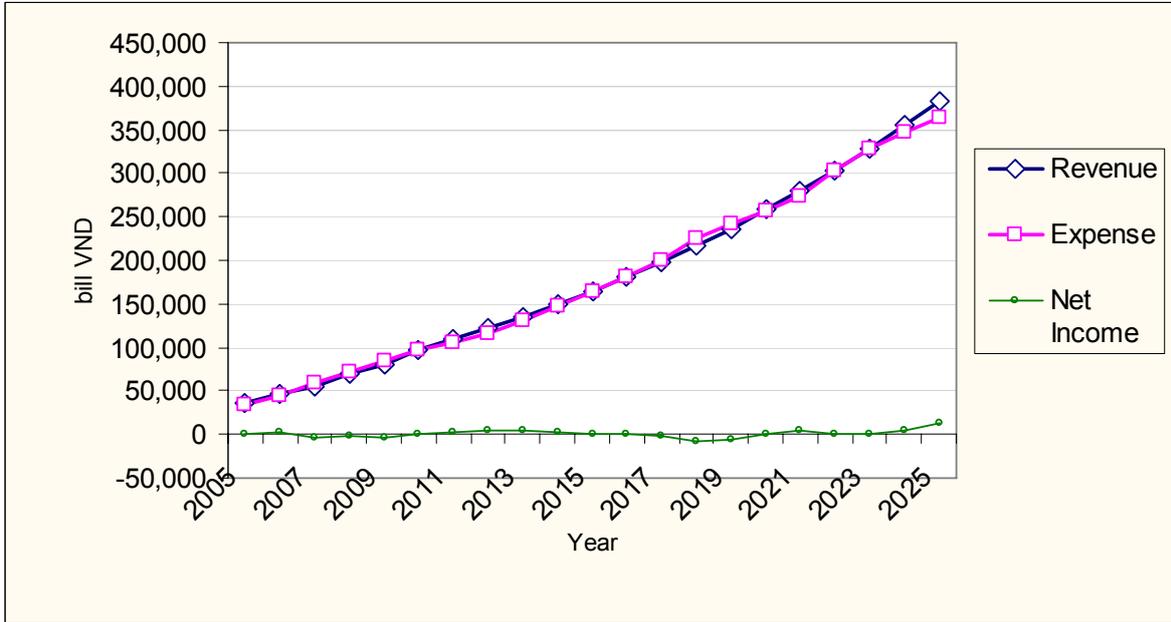


図 7-3-4 収益、費用、純利益

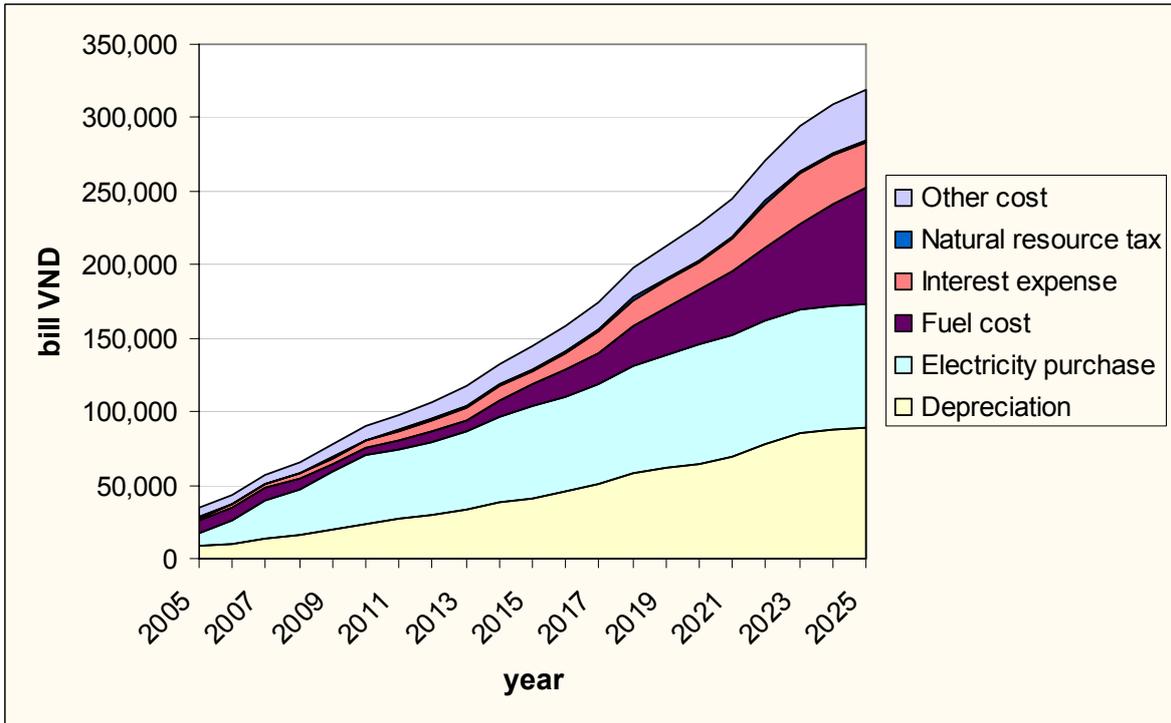


図 7-3-5 各費用の推移

e. キャッシュ・フロー計算書項目

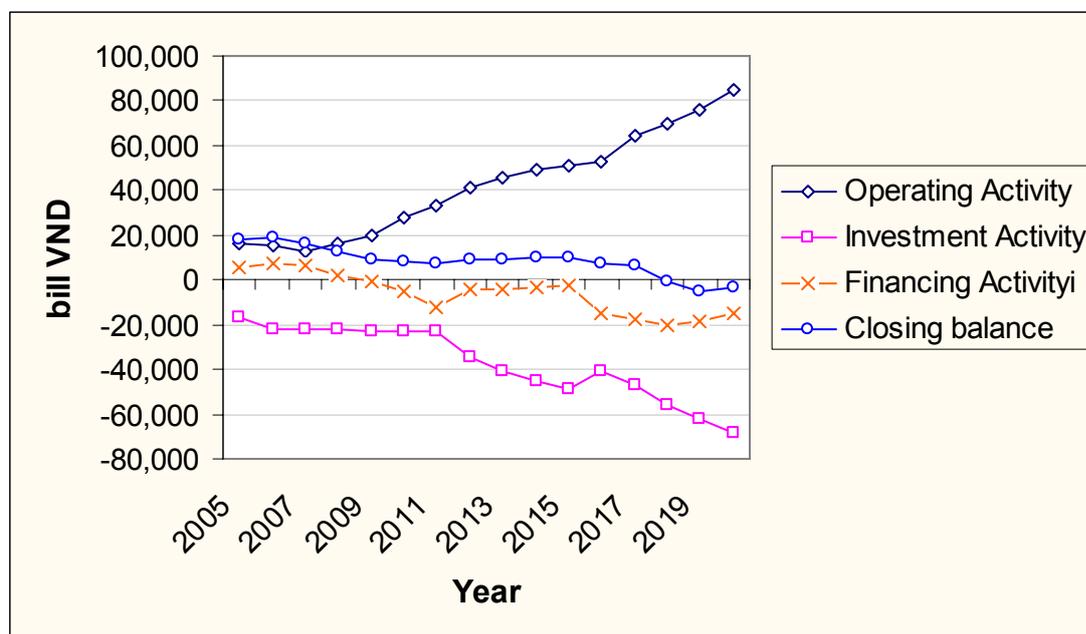


図 7-3-6 キャッシュ・フロー

表 7-3-2 借入金の推移 (借入先確定済み及び未確定借入)

(Unit: bill VND)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
1. 確定済み借入	6217	14124	15935	15269	16716	12181	10883
2. 未確定借入	6746	2822	3318	4327	3675	7520	7539
計	12963	16946	19253	19595	20391	19701	18421

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1. 確定済み借入	8315	6876	292	292	252	0	0
2. 未確定借入	20674	27258	40557	48545	39475	41072	42342
計	28989	34134	40848	48837	39727	41072	42342

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1. 確定済み借入	0	0	0	0	0	0	0
2. 未確定借入	50600	60525	59082	42620	18483	0	0
計	50600	60525	59082	42620	18483	0	0

- ・ ケース 1 と比べて、明らかに資金繰りが楽になっているのがわかる。 具体的には、未確定借入による資金調達の割合が少なくなっている。
- ・ 結果として、2011 年までの投資計画を縮小することは、財務的には良い影響を及ぼすことがわかる。

7.3.6 結 論

以上、財務予測の結論としては、

- ・ 2010 までは、資金繰りがかなり悪化することがよそうされるため、設備投資は慎重に行うべきである。
- ・ この理由として、2010 頃までは、投資をしても操業を開始する発電所が少ないため、投資コストの見返りとしての収益があまり期待できないためである。 順次操業を開始する 2011 年以降は、需要に見合う発電量が次第に確保でき、そのため電力販売に伴う収入も期待できるので、資金繰りは安定するものと思われる。

第 8 章 環境社会配慮

第 8 章 環境社会配慮

8.1 戦略的環境アセスメント(SEA)

8.1.1 戦略的環境アセスメント(SEA)の概要

戦略的環境アセスメント (SEA) とは、政策 (Policy)、計画 (Plan) およびプログラム (Program) の 3 つの P を対象とする環境アセスメントのことである。

SEA には次の二つの意義がある。

- ① 環境に著しい影響を与える施策の策定・実施にあたって環境への配慮を意思決定に統合すること。
- ② 事業の実施段階での環境アセスメントの限界を補うこと。（「戦略的環境アセスメント総合研究会報告書」環境アセスメント研究会編）

SEA は EIA に比較してより早い段階から広範囲な環境保全対策を検討することが可能である。

- ・ 立地に関する複数案を検討
- ・ 管理計画の策定、下位の計画・事業の立案・実施に制約を課すこと可
- ・ EIA 対象外の小規模事業が全体として大きな影響をもたらす総合的な影響
- ・ 一定地域に複数事業が集中的に行われる計画の場合の累積的な影響
- ・ ネットワーク全体としてもたらす影響（二酸化炭素排出量、広域的な大気汚染状況の変化）の評価に適する

8.1.2 ベトナム電力開発マスタープランにおける SEA

第 6 次電力マスタープランにおける戦略的環境アセスメント (SEA) の具体的な実施フローを図 8-1-1 に示す。

SEA は、図 8-1-1 に示すように相互に関連する「政策を対象」、「計画を対象」および「プログラムを対象」の三つの面から総合的に進める必要がある。

特に、ベトナム国は南北に 1,800km と長く、送電網が長くなるとともに、北部（水力及び石炭火力主体）、中部（水力主体）と南部（火力主体）では電源の種類が大きく異なっている。

また、電源の種類の違いは環境へ与える影響も大きく異なる。

一方、第 3 章で述べたように、同国は急激な産業発展と生活の質の向上に伴い電力需要が急速に拡大し、供給が不足してきており、供給能力の向上が喫緊の課題となっている。

水力および石炭主体の北部と火力主体の南部の電力需給バランスをとりながらの電力開発を進めていく上でのベトナム国政府の電力開発政策および長期開発計画（2025 年までの長期開発計画）は極めて重要である。

これを受けて、SEA の視点からも、北部、中部及び南部それぞれの地域内での環境影響のバランスをとるだけでなく、三地域を総合してみた場合の環境影響の質と程度のバランスを図ることも重要となる。

以上の条件を考慮し、ベトナム国電力セクターマスタープラン調査における SEA を図 8-1-1 に示す手順で進めることとした。

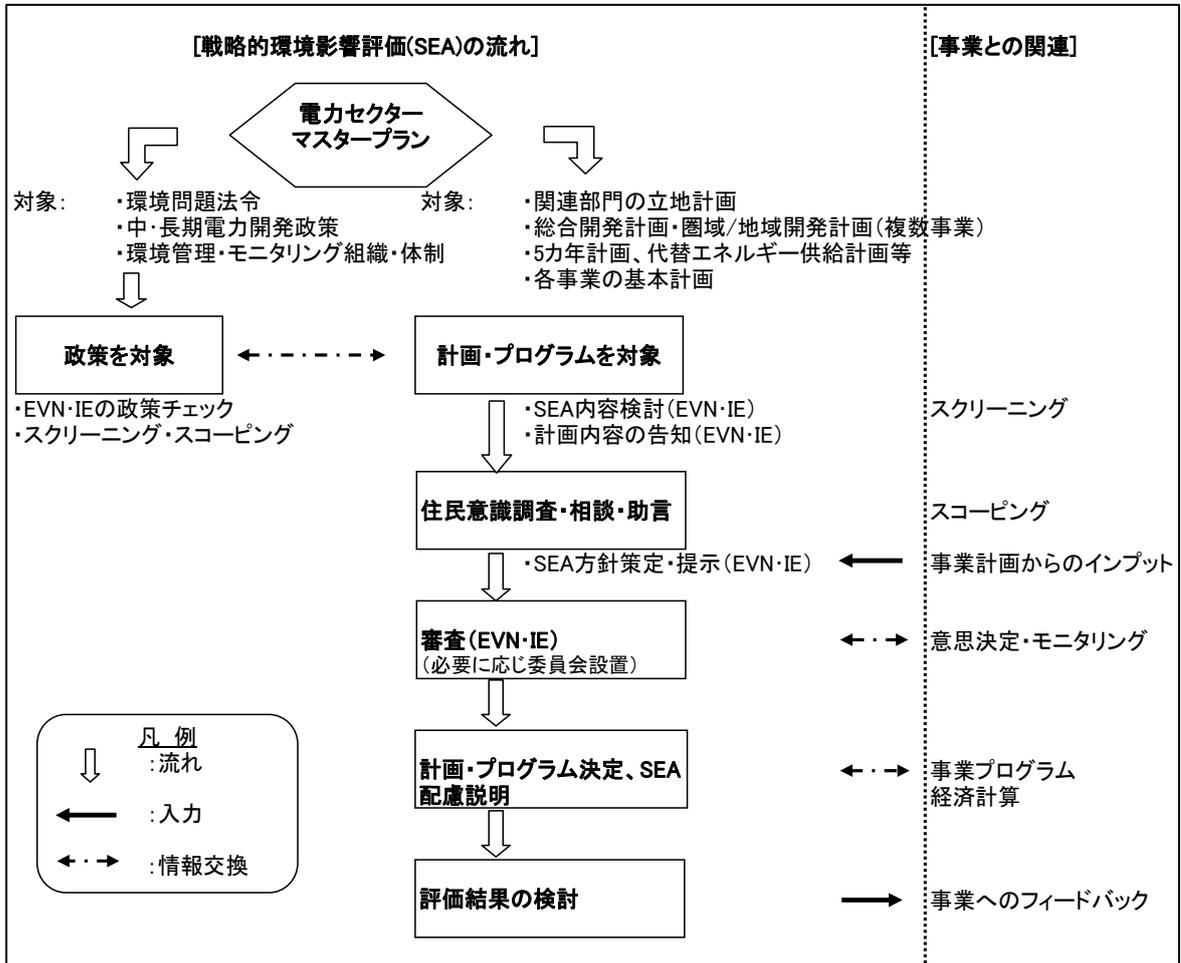


図 8-1-1 ベトナム国電力マスタープランと SEA の流れとの関係

8.2 日本の ODA における環境配慮

8.2.1 JICA の環境社会配慮ガイドライン

JICA は 2004 年 4 月に、それまでの環境社会配慮ガイドラインを時勢に合うように大幅に改定した「JICA 環境社会配慮ガイドライン」（以下「JICA 環境社会配慮 GL」）を完成させた。この JICA 環境社会配慮 GL は、I. 基本的事項、II. 環境社会配慮プロセス、III. 環境社会配慮の手続きの三部構成になっており、その理念、目的および基本方針は以下の通りである。

(1) 理 念

冒頭、日本の政府開発援助大綱の、「社会的弱者の状況、開発途上国内における貧富の格差及び地域格差を考慮すると共に、ODA の実施が開発途上国の環境や社会に与える影響などに十分注意を払い、公平性を確保する」を掲げている。

さらに、「環境社会配慮」を、持続可能な開発を実現するために必要な各種環境費用と社会費用とを開発費用に内部化すること、およびその内部化を可能にする制度の枠組みを作ることと規定している。

そして、「環境社会配慮」を機能させるためには、民主的な意思決定が不可欠で、そのためには基本的な人権の尊重に加えてステークホルダーの参加、情報の透明性、説明責任および効率性が確保されることが重要であると謳っている。

(2) 目 的

JICA 環境社会配慮 GL は、「相手国政府に対し、適切な環境社会配慮の実施を促すとともに、JICA が行う環境社会配慮支援・確認の適切な確保」を目的としている。

(3) 基本方針

JICA 環境社会配慮 GL には、基本方針の中で、特に以下の 7 項目が重要であるとしている。

- ・幅広い影響を配慮の対象とする。
- ・早期段階から環境社会配慮を実施する。
- ・協力事業完了以降にフォローアップを行う。
- ・協力事業の実施において説明責任を果たす。
- ・ステークホルダーの参加を求める。
- ・情報公開を行う。
- ・JICA の実施体制を強化する。

8.2.2 JBIC の環境社会配慮ガイドライン

国際協力銀行（JBIC : Japan Bank of International Cooperation）では、「環境社会配慮確認のための国際協力銀行ガイドライン」を定めている（平成 14 年 4 月）（以下、「JBIC 環境社会配慮 GL」）。

JBIC の環境社会配慮 GL は、第 1 部と第 2 部の二部構成となっている。

(1) 第 1 部

第 1 部は、基本方針、目的、基本的な考え方、確認手続き、情報公開、意思決定・融資契約への反映、実施・遵守の確保、適用及び見直し等基本的事項に係る内容で構成されている。

a. 基本方針：

基本的には JICA の環境配慮 GL と同様であるが、融資を決定する際の要件の充足を確認するために、スクリーニング及び環境社会配慮についてのレビューを行うことが特徴である。

さらに、融資の意思決定後も、環境社会配慮が確実に行われるよう借入人に対するモニタリングや働きかけを行うことも謳っている。

b. 目的・位置付け：

融資等の対象となるプロジェクトが環境配慮の観点から求められる要件を示すことにより、プロジェクト実施主体者に対し、JBIC の環境社会配慮 GL に沿った適切な環境社会配慮の実施を促し、透明性・予測可能性・アカウンタビリティの確保に努めることを目的としている。

c. 基本的な考え方：

責任主体、JBIC による環境社会配慮確認、環境社会配慮確認に必要な情報、適切性を確認するための基準、意思決定への反映について示されている。

d. 環境社会配慮確認手続き：

スクリーニング、カテゴリー分類、カテゴリー別の環境レビュー、モニタリングについて記載されている。

e. JBIC の環境社会配慮確認にかかる情報公開：

f. 意思決定、融資契約等への反映：

g. ガイドラインの適切な実施・遵守の確保：

h. ガイドラインの適用及び見直し：

(2) 第 2 部

基本的事項の説明の後、主に別表等を添付の上、報告書の形式、スクリーニング項目、チェックリスト、モニタリング項目等環境社会配慮に基づく具体的なアセスメントの進め方が示されている。

影響を受け易い分野として、鉱山、石油・天然ガス開発、パイプライン、鉄鋼業、非鉄金属精錬、石油化学、石油精製、石油・ガス・化学物質ターミナル、紙・パルプ、有害・有毒物質製造・輸送、火力発電、水力発電・ダム・貯水池、送変電・配電、道路・鉄道・橋梁、空港、港湾、下水・廃水処理、廃棄物処理・処分、農業、林業・植林、観光の 21 分野が上げられており、この 21 分野に加え、上水道、灌漑、漁業・水産養殖、その他インフラ設備、化学工業、その他一般工業の 5 分野の合計 26 分野に関するチェックリストが添付されている。

8.3 調査方法および初期の環境調査の結果

8.3.1 調査方法

SEAに基づく環境社会配慮の調査は基本的に以下の手順で進めた。

(1) 政策を対象

① 環境社会アセスメント関係の法律・基準・規制類の情報収集

環境関係ならびに社会問題関係に関する国内法・規制類の情報を C/P ならびに MONRE に確認し、資料を収集。

② ベトナム国電源開発政策と環境社会配慮との関係を調査。

電源開発計画専門家、電力需要予測専門家ならびにエネルギー政策専門家によるエネルギーセキュリティならびに経済性の観点から得られた、ベトナム国の最適電源開発計画の調査結果を受けながら環境社会配慮の面から検討を加え、同グループに対し環境面からの最適電源開発に関する提言を行う。

(2) 計画を対象およびプログラムを対象

③ SEA のチェックポイントの検討・チェックリストの策定

JICA 環境社会配慮ガイドライン（ダム、河川・砂防等）に基づき、国内準備作業で事前に検討した結果に基づき、SEA のチェックポイントならびにチェックリスト（添付資料 8-1 参照）を作成し、C/P および再委託先に説明、修正を加えて理解を得た上でリストに基づき全電源開発候補地点の環境社会配慮データ収集および PDP 6th における初期の環境調査（以下「初期の環境調査」）を下記項目について実施した。

a. 社会配慮項目

- ・少数民族を含む住民への影響、住民移転・補償問題 (Minorities / Ethnic People, Weakness / Gender, Involuntary Resettlement)
- ・世界自然遺産・文化遺産 (World Heritage, Cultural Asset)
- ・景観への影響と景観保全 (Scenery)
- ・生活（農業、漁業、水利用） (Life [Agriculture, Fishery, Water utilization / Water Rights])
- ・その他 (Others [Isolation and / or splitting])

b. 自然環境項目

- ・生態・貴重種を含む重要動植物への影響 (Ecology [Flora and Fauna, Biodiversity])
- ・移動 (Migration)
- ・地形・地質 (Topography, Geography)
- ・国立公園・自然保護区への影響 (National Park, Reserved Area)
- ・沿岸地域 (Costal Zone)
- ・水文 (Hydrological Situation)

- ・ 気象・気候変動 (Meteorology, Climate Change / Global Warming)

c. 公害項目

- ・ 大気質 (Air Quality Pollution)
- ・ 水質 (Water Quality Pollution)
- ・ 土壌汚染 (Soil Contamination)
- ・ 騒音 (Noise)
- ・ 振動 (Vibration)
- ・ 地盤沈下 (Land Subsidence)
- ・ 悪臭 (Bad Smell)
- ・ 固形廃棄物・有害廃棄物 (Solid Waste / Hazardous Waste)

なお、事前調査において下記 12 項目が、カテゴリ-B として指摘されている。

- ・ 非自発的住民移転 (Involuntary Resettlement)、
- ・ 土地利用 (Land use and utilization of local resources)、
- ・ 貧困・少数民族 (The poor, indigenous and ethnic people)、
- ・ 文化遺産 (Cultural heritage)、
- ・ 水利用・水利権 (Water Usage or Water Rights and Rights of Common)、
- ・ 地形・地質 (Topography and Geological features)、
- ・ 水文 (Hydrological Situation)、
- ・ 沿岸地域 (Costal Zone)、
- ・ 動・植物、生物多様性 (Flora, Fauna and Biodiversity)、
- ・ 地球温暖化 (Global Warming)、
- ・ 大気汚染 (Air Pollution)、
- ・ 水質汚濁 (Water Pollution)、

④ SEA 実施方法の検討・決定

個々の水力候補地点の環境面における調査ならびに評価について、JICA 環境社会配慮 GL (ダム、河川・砂防等) に示されているスクリーニング、スコーピング、チェックリストの評価基準に準拠して前記項目に関して、初期の環境調査を実施する。

各候補地点の初期の環境調査結果に基づき、同一地域内に複数の電源を開発する場合を含めて、地域全体の社会・自然環境面からの検討の必要性も考慮して、SEA を C/P と協議の上実施する。

(3) 政策を対象、計画を対象およびプログラムを対象

⑤ 電源開発候補地点の環境社会配慮に関する評価

②の初期の環境調査結果を踏まえて再度、スクリーニングの見直しを行い、国の長期政策、地域間の連携およびバランスに配慮しながら、各地域の環境に係る総合比較評価を行った。その結果を電源開発計画の最適化検討に供した。

具体的な調査としては、現地再委託先により、現時点でリストアップされている電源開発候補地点（添付資料 8-2 参照）について机上における初期の環境調査を実施する。

電力需要予測 WG および電源・送電網計画 WG の業務実施の過程で新たに候補となったサイトに関しては逐一追加実施することとした。

8.3.2 初期の環境調査の結果

(1) 環境関連情報収集整理

a. エネルギー政策関連情報

工業省の国家エネルギー政策（National Energy Policy）を入手し分析を行った。分析結果は SEA 検討の際の特に政策面に反映させた。

b. 環境関連情報

MONRE / EIA より、EIA 実施方法、EIA ならびに環境社会配慮に関連した法・基準の所在、入手方法を確認し、必要書類を入手した。

環境影響評価に関しては、1998 年 4 月に科学技術環境省（Ministry of Science, Technology and Environment）から出された投資事業のための環境影響評価報告書の審査についての回状（Circular No. 490/1998/TT-BKHCMNT）がある。

投資案件に関して事業者は環境ライセンス取得のための環境影響評価報告書を作成し、MONRE に提出して環境保護実施のための政令（Government Decree No. 175/CP）に基づいて審査を受けることが規定されている。

なお、天然資源環境省（Ministry of Natural Resource and Environment）の決定（Decision No. 04/2003/QD-BTNMT dated 21/8/2003）により EIA 報告評価委員会（the EIA Report Appraisal Committee）の組織と機能が規準として定められている。

収集した資料、および C/P からの聴取結果、マスタープランに対する EIA の必要性に関する記載を見出すことはできなかった。

海外からの投資の場合は、Circular No. 490/1998/TT-BKHCMNT によって環境影響評価の簡易規定が設けられている。

審査の結果、事業は下記二つのカテゴリーに分けられる。

- カテゴリーI：環境への影響が広範囲にわたる大きな事業
- カテゴリーII：環境に対する影響が小さな事業

カテゴリーI の場合は、環境影響評価（EIA）報告書を作成し、行政機関の審査を受ける必要がある。

カテゴリーII の場合は、簡易な環境基準保証登録（Registration for Securing Environmental Standards）を作成して科学技術環境省（MOSTE）/国家環境庁（NEA）、科学技術環境局（DOSTE）へ提出する（届け出る）ことで手続きが完了する。

以上を図 8-3-1 に示す。

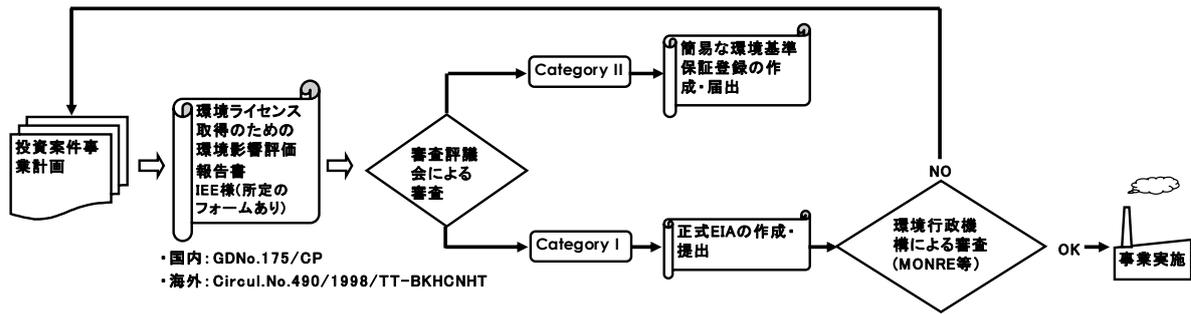


図 8-3-1 ベトナムに於ける事業展開のための EIA 手続きの流れ

環境関連の法・基準として主なものは、1994年1月に施行された環境保護法 (Environmental Protection Law) があり、この法に基づき、1995年に水質・排水 (TCVN5945-1995)、大気 (TCVN5939-1995)、固形廃棄物 (有害廃棄物管理基準: Decision No. 155/1999/QD-TTG) に関して定められた基準類がある。

表流水、排水、大気に関する基準を、日本の基準と並べて表 8-3-1～8-3-3 に示す。

ベトナムの環境・排出基準は、日本あるいは欧米と比較して濃淡はあるが、ベトナムの社会環境、経済、技術水準等から判断して、同国の環境状況を十分配慮してきめ細かく設定されておりかなり厳しい基準であると言える。

表 8-3-1 表流水に関する基準の比較

Parameters	Unit	TCVN-5942-1995 (B)	Japanese Std.	Notes
pH	—	5.5 - 9	6.5 - 8.5	
Temperature	°C	—	—	
DO	mg/L	≥ 2	> 7 - 2	日本は水の用途(水道1級～3級、工業用1級～3級等)による。
BOD5	mg/L	< 25	< 1 - 10	同上
COD	mg/L	< 35	< 1 - 8	同上
SS	mg/L	80	< 25 - 100	同上
N-NO3	mg/L	15	—	
N-NO2	mg/L	0.05	—	
N-NH3	mg/L	1	—	
Total-N	mg/L	—	< 0.1 - 0.005	同上
Fe	mg/L	2	—	
Pb	mg/L	0.1	0.01	
Zn	mg/L	2	—	
Mn	mg/L	0.8	—	
Oil and Grease	mg/L	0.3	—	
Detergent	mg/L	0.5	—	
Organic-P	mg/L	—	ND	
Coliform	MPN/100mL	10,000	< 50 - 1,000	同上
Cd、Cd化合物	mg/L	—	0.01	
CN化合物	mg/L	—	ND	
Cr6+	mg/L	—	0.05	
As、As化合物	mg/L	—	0.01	
Hg、Hg化合物	mg/L	—	0.0005	
アルキルHg化合物		—	ND	
PCB		—	0.03	
有機塩素化合物		—	0.03～1	TCE、TTC等物質による
全窒素		—	0.1～1.0	
全りん		—	0.005-0.1	

表 8-3-2 排水に関する基準の比較

Parameters	Unit	TCVN-6984-2001 Q>200, F2	TCVN-5942- 1995 (B)	Japanese Std.	Notes
pH	—	6 - 8.5	5.5 - 9	5.8 - 8.6	
Temperature	°C		40	—	
SS	mg/L	90	100	200	
BOD5	mg/L	40	50	160	
COD	mg/L	80	100	160	
Total-Porganic					
	mg/L	0.8	0.5	—	
Total-P					
	mg/L	8	—	—	
N-NH3	mg/L	—	1	—	
Total-N	mg/L	—	60	< 0.1 - 0.005	
S2-	mg/L	—	0.5		
Mn	mg/L	—	1	10	ベトナムは Mn2+の基準
Fe	mg/L	4	5	10	
Pb	mg/L	—	0.5	0.1	
Cu	mg/L	—	1	3	ベトナムは Cu2+の基準
Cr3+	mg/L	—	1	2	
Cr6+	mg/L	—	0.1		
Cl	mg/L	800	—	—	
Sn	mg/L	—	1		
Zn	mg/L	—	2		ベトナムは Zn2+の基準
Hg2+	mg/L	—	0.005		
Ni	mg/L	—	1		ベトナムは Ni2+の基準
Mineral Oil and Grease	mg/L	10	1	—	
Normal Hexananimal	mg/L	—	—	5	
Normal Hexanmineral	mg/L	—	—	30	
Phenol	mg/L	—	—	5	
Coliform	MPN/100mL	5,000	10,000	3,000	
CN化合物	mg/L		—	ND	
Cr6+	mg/L	—	0.1	0.5	
Cd	mg/L		—	0.1	ベトナムは Cd2+の基準
As、As化合物	mg/L	0.08	0.1	0.1	ベトナムは As3+の基準
Hg、Hg化合物	mg/L		—	0.005	ベトナムは Hg2+の基準
アルキルHg化合物			—	ND	
PCB			—	0.003	
有機塩素化合物			—	*	*:別表有り
全窒素		—	60	120	
全りん		6	6	16	

表 8-3-3 大気汚染に関する環境基準の比較

Parameters	Unit	TCVN-5937-1995 TCVN5938-1995	Japanese Std.	Notes
Dust	mg/m ³	4	0.1(0.2)	日本はSPM、1時間値の1日平均値（1時間値）
CO	mg/m ³	20	10(20)	日本はppm単位で1時間値の1日平均値（1時間値）
SO ₂	mg/m ³	5	0.04(0.1)	日本はppm単位で1時間値の1日平均値（1時間値）
NO ₂	mg/m ³	5	0.04-0.06	日本はppm単位
THC	mg/m ³	—	0.20-0.31ppmC	光化学オキシダント 0.06ppmに対応する am 6:00~9:00の平均値
H ₂ S	mg/m ³	10	—	
NO	mg/m ³	10	—	
NH ₃	mg/m ³	17	—	
CH ₄	mg/m ³	—	—	
光化学オキシダント (OX)			0.06	日本はppm単位で1時間値

日本では、他にベンゼン、トリクロロエチレン、テトラクロロエチレン、ジクロロメタン、ダイオキシン類の基準がある。

c. 社会配慮関連法・基準

収集した資料、および C/P からの聴取結果、社会配慮関連法・基準に関する記載を見出すことはできなかった。

しかし、MONRE の EIA 審査機関において承認された EIA に基づいて実施される個別事業の場合は、非自発的住民移転対策委員会等の各委員会が組織され、MONRE の下部機関で各地域を管理している DONRE が委員会構成員のひとつとしてモニタリングを含めかかわっている。

(2) 現地踏査ならびに分析の実施

a. 第 1 回現地踏査（北部地域）

第 1 回現地踏査として、北部地域の特徴である石炭火力発電及び大規模な水力発電について、下記、火力発電所 2 箇所、水力発電所建設準備中 1 箇所の現地踏査及び環境に関する調査を実施し、現状の把握を行った。

現地調査には、現地再委託にて雇用する環境専門家が同行し、調査団の環境専門家ならびに C/P と共同で環境面の調査を実施した。

- Pha Lai 石炭火力発電所（既設）
- Uong Bi 石炭火力発電所（既設）及び増設（建設中）
- Son La 水力発電所（建設中）

Pha Lai 石炭火力発電所は、EIA を実施しており、Pha Lai および Uong Bi とともに環境モニタリングに関する報告を定期的実施しており（Pha Lai は 2 回/年、Uong Bi は 1 回/年）、比較的環境に配慮している。

しかし、DONRE（Hai Duong 省）では、下記問題点を当面解決すべき課題として持っていた。

- ① 排気中の SO₂ ガス（良質の無煙炭を原料としているにもかかわらず）による森林減少とそれに伴う生態系への影響。
- ② 沈殿地処理のみで排出される廃水による河川への影響（アルカリ性水）

Son La 水力発電所（建設中）では、住民移転に関して各種委員会（ステアリング、承認、管理、補償および村落単位の委員会）を設置して管理運営していた。

特に、住民移転対策として下記問題点を抱えその解決に腐心がなされていた。

- ① 18,000 世帯を超える大規模住民移転を必要としており、影響が大きい（現位置、移転先共に）。
- ② 移転対象の 95%が少数民族（タイ族[83.1%]、ラ・ハ族[5.9%]、その他カエン、コオ・ム、ウモン[6.3%]）でしかも彼らの 80%は生計を農業に頼っている。50%が極貧の生活。一方、移転先で農業の種類を変えさせているケースがある(とうもろこし→茶)。
- ③ 移転先が、Son La 省内、Dien Bien 省、Lai Chau 省の 3 県に分散している。その理由として、移転住民側から極力住環境が似たような地域への移転の要求があったとのことであるが、住民の希望を十分汲み取ったか、移転住民は納得しての移転であったかが不明である。
- ④ 少数民族の教育程度が低いことを理由に、ステークホルダー・ミーティングは実施されていない。

Son La 水力発電所建設に関して考えられる大きな環境社会配慮面での影響は、住民移転と生態系への影響である。

まだ全員の移転が終わっていない段階なので、潜在化しているが、移転完了後に不満が顕在化しないか、モニタリングと管理・運営に難しい面がある。

b. 第 2 回現地踏査（中南部地域）

第 2 回現地踏査では、中部地域の特徴である河川の流域における中小規模の水力開発、南部地域の特徴であるガス火力発電について、水力候補地点 2 箇所、南部の火力発電所、既設 1 箇所、候補 1 箇所の現地踏査及び環境に関する調査を実施し、現状の把握を行った。

現地踏査には、第1回現地踏査と同様、現地再委託の環境専門家が同行し、調査団の環境専門家ならびに C/P と共同で環境面の視察を行った。

なお、現地踏査に先立って各地域の DONRE を訪問し、責任者に状況調査（聴取）を実施した。

- Song Bung 2, Dak Mi 4, A Vuong の住民移転先
- Phu-My 火力発電所（既設）
- O Mon 3, 4 火力発電所建設予定地

i) 中部地域

現地踏査前に訪問した DONRE（Quang Nam 省）におけるヒヤリングの結果および Song Bung 2, Dak Mi 4, の住民移転先の視察の結果、水力発電所開発における環境社会配慮について、以下の調査結果を得た。

- ① A Vuong（建設中）の住民移転先において、道路、居住区、農地整備が行なわれており、特に住民移転に関する問題は無かったとしていたが、移転住民に対しての交渉プロセスや補償内容等について、担当者はあまり関心がなく明確な回答は得られなかった。移転住民に対する配慮が不十分な印象であった。
- ② Dak Mi 4 におけるダムによる水没エリアの住民に対して、簡単なヒヤリングを行なったが、一応、プロジェクトに関して、F/S 調査時にコンサルタントから情報提供はあったが、正式にプロジェクトに関する情報提供や説明会を受けたことは無いとのことである。プロジェクト進捗具合にもよるが、地域住民を含むステークホルダーや特に住民移転を余儀なくされる住民に対して、事前の十分な説明が行われていない印象であった。
- ③ 移転対象の住民は、移転をやむをえないこととして受け入れているようで、もっぱら補償（代替土地、移転費用）に関心があるように見受けられた。
- ④ Son Bong2, Dak Mi 4 のダム建設による水没地域一帯は、低木が多く見られ、いわゆる熱帯雨林は、保護地区とされ、建設予定地からは外れていた。緩衝地帯を設けて、保全に努めている。しかしながら、Vu Gia-Thu Bon 川に代表される一河川における流域開発であるため、個別地点の EIA のみならず、総合流域開発における森林伐採や流域変更等々による環境影響を把握するべきであろう。
- ⑤ Son La 水力発電所建設と同様であるが、考えられる大きな環境社会配慮面での影響は、住民移転と生態系への影響である。

ii) 南部地域

現地踏査前に訪問した DONRE（Ba Ria-Vung Tau 省, Can Tho 省）におけるヒヤリングの結果および Phu-My 火力発電所、O Mon 火力発電所（既設）、O Mon 3, 4 火力発電所建設予定地の視察の結果、ガス火力発電所開発における環境社会配慮について、以下の調査結果を得た。

- ① Phu-My 火力発電所 (既設)、O Mon 火力発電所 (建設中画) とともに、EIA を実施しており、環境モニタリングに関する報告 (2 回/年) を MONRE に提出する等、環境に配慮している。
- ② Ba Ria-Vung 県の DONRE では、モニタリングセンターを設置し、定期的に環境モニタリングレポートを MONRE に対して提出しているが、データベース化が課題であるとの認識であった。
- ③ DONRE では温排水の影響を懸念していた。
発電所による排ガスに関しては、厳しく管理しているとしながら、データが直接 MONRE に提出されており、DONRE に情報がないとのことでモニタリングシステム/環境管理に問題があるようである。
- ④ O Mon 3, 4 火力発電所での住民移転は、254 世帯 (全て農夫) あり、既に移転済みであった。移転先は基本的に住民自身に希望の場所を選定させ、その為の費用を全額負担することで合意している。住民は満足しているとの説明であったが、手厚い補償を行っている印象であった。

(3) 初期の環境調査結果の解析

初期の環境調査は、当初予定されていた 71 の開発候補地点に、調査過程で追加された 26 の候補地点を加えた 97 の開発候補地点の内、位置が具体的に特定されており調査検討可能な個所として、水力発電 37 開発候補地点、火力発電 26 開発候補地点および原子力 2 開発候補地点の合計 65 地点について現地再委託により第 8-3-1 調査方法の項で示したチェックリスト (添付資料 8-1) に基づき机上調査を実施した。

また、チェックリストに基づく初期の環境調査結果を添付資料 8-3 Summary Table TPP および添付資料 8-4 Summary Table HPP に示す。

詳細は、添付資料 8-5 (現地再委託結果報告書) 参照。

調査結果は、下記式により評価している。

$$E_i = \sum_{i=1}^m (V_i)_i W_i \quad (8.3.1)$$

ここで E_i : 環境影響
 $(V_i)_i$: 環境指標のカテゴリ i 係数の評点
 W_i : カテゴリ i 係数の重み
 m : 各係数の合計

チェックリストでは、各環境指標項目に a : 顕著な環境影響がある、b : やや少な目の環境影響がある、c : 環境影響は考えられないに分類し、それぞれ 4 点、2 点および 1 点の評価点をつける (V_i)。さらに、各環境指標項目には重要度別に 3、2、1 の重みをつけ (W_i)、a、b、c 分類の評価点にこれらの重みをつける (重みを掛ける : $(V_i)I*W_i$)。なお、これらの重み

は建設段階と運用段階とに分けてそれぞれに配分し、最後にこれら環境指標項目ごとの重みつき評価点を集計して、各候補地点の環境影響評価点とした。

調査した 65 の候補地点の中にすでに開発が決定しているものあるいは EIA を実施中のものがあることがわかり、これらを除く 46 候補地点について解析を行った。現地再委託先の初期の環境調査に基づく評価結果を火力発電及び水力発電及び原子力発電別に添付資料 8-6、8-7 に示す。

さらに、表 8-3-4 に E_I 値が小さい（環境社会配慮影響が小さい）順に候補地点を並べたものを示す。

表 8-3-4 環境および社会配慮から見た優先順位 (初期の環境調査結果)

Projects/Plants	Priority order
Thermal Power plants	
Amata Bien Hoa CCGT	1
South CCGT Thermal Power Plant	2
O Mon No 2 Thermal Power Plant	3
Nhon Trach No3 Thermal Power Plant	4
Nhon Trach No 4 Thermal Power Plant	5
Nhon Trach No1 Thermal Power Plant	6
Nhon Trach No 2 Thermal Power Plant	7
Son Dong Thermal Power Plant	8
O Mon No 4 Thermal Power Plant	9
Quang Ninh Thermal Power Plant	10
O Mon No 3 Thermal Power Plant	11
Mong Duong Thermal Power Plant	12
Nghi Son Thermal Power Plant	13
Hai Phong Thermal Power Plant	14
Hydro Power plants	
New PSPP No3 JS6	1
Dakmi No4 Hydropower Plant	2
EA Krong Hnang Hydropower Plant	3
Chu Linh – Coc San Hydropower Plant	4
Nho Que No3 Hydropower Plant	5
Sesan No4 Hydropower Plant	6
Nho Que No1 Hydropower Plant	7
Nho Que No2 Hydropower Plant	8
Dakrih Hydropower Plant	9
Song Tranh No2 Hydropower Plant	10
Dambri Hydropower Plant	11
Nam Chien Hydropower Station	12
New PSPP No 1 JN	13
Bao Lac Hydropower Plant	14
A Sap Hydropower Plant	15
Bac Me Hydropower Plant	16
New PSPP No 2 JN5	17
Hua Na Hydropower Plant	18
Bung 4 River Hydropower Plant	19
Serepok 3 Hydropower Plant	20
Dakmi No 1. Hydropower Plant	21
Bac Quang Hydropower Plant	22
Ankhe Kanak Hydropower Plant	23
Bung 2 River Hydropower Plant	24
Ban Muc Hydropower Plant	25
Huoi Quang Hydropower Station	26
Hydropower Plant Buon Tua Srah	27
Lai Chau Hydropower Plant	28
Ban Uon Hydropower Plant	29
Pa Vinh Hydropower Plant	30
Nuclear power plants	
Hoa Tam Nuclear power plant	1
Phuoc Dinh Nuclear power plant	2

チェックリストの集計結果で環境社会配慮上の評価点（影響）が小さいほうから上位 18 候補地点が水力発電開発候補地点である。19 位から 29 位までの間に水力発電開発候補地点と火力発電候補地点が混在し、30 位以下の下位に火力発電候補地点が集中している。

調査対象となった二つの原子力発電所の評価結果は、そのうちひとつが最下位で、他の一つが下から 4 番目であった。

すなわち、IES の結果を環境社会配慮の面から各開発候補地点を評価すると、水力発電よりも火力発電の方が、影響が大きいことがわかる。今回の PDP 6th実施において初めて SEA が導入されたこともあり、電源開発に際しての戦略的な環境社会配慮が未消化の傾向は否めないが、ベトナム全土をカバーする電源開発計画を立てる場合には今回の IES の結果を念頭において戦略的な考え方を背景に行われることが必要である。

なお、今回 IES は、あくまで初期の環境調査として机上中心で行われており、今後個別開発を進めるにあたっては、各地点の状況にフォーカスした IEE あるいは EIA を慎重に実施する必要がある。

8.4 調査結果の解析および SEA

8.4.1 環境社会配慮の観点から見た PDP 6th

図 8-4-1 に示す通り、2005 年での電源設備量は、約 11GW であり、2025 年までの 20 年間に電源開発を計画通り実施すれば、合計として、約 89GW となり、約 8 倍の電源設備量となる計画である。また、2025 年の地域別電源設備量の配分は、北部が 42.5%、中部および南部が 57.5%である。

図 8-4-2 に PDP 6thにおける電源構成を示す。全体の電源構成比率としては、水力発電（揚水発電含む）37%から 23%、電力輸入 1%から 6%、石炭火力発電 13%から 43%、ガス火力発電は、38%から 18%、そして、原子力発電は、0%から 9%、再生可能エネルギー1%（小水力 30MW 以下、風力、バイオマス、太陽光）と計画されている。

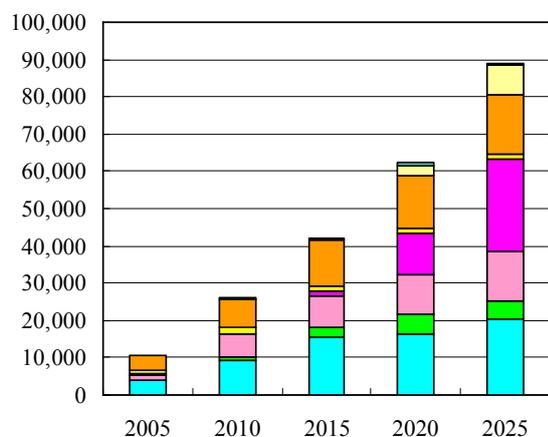


図 8-4-1 PDP 6thにおける電源開発計画

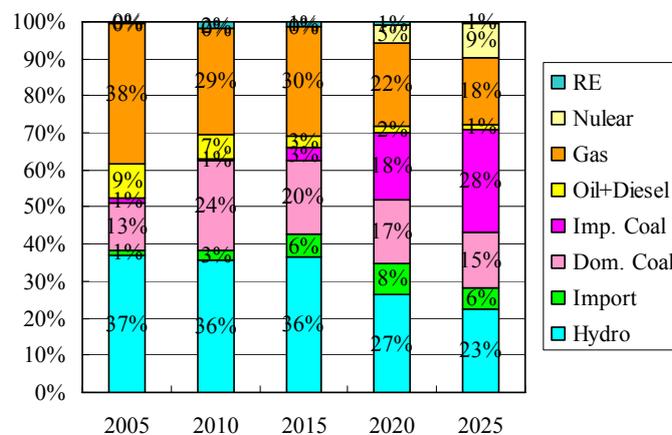


図 8-4-2 PDP 6thにおける電源構成比率

すなわち、北部、中部及び南部共に石炭火力の設備量及び電源構成比率が、他の電源と比較して、大きく増加している。

一方、国内の一般水力発電に関しては、理論埋蔵量が 300TWh（北部：180、中部：78、南部：44TWh）と言われ、そのうち経済的開発可能量が 82TWh（設備量 20.6GW（内：主要水力 17.6GW））と見積もられている。PDP 6th において 2025 年の一般水力発電の設備容量は 16GW であり、経済的開発量のほとんどが開発される計画である。

8.4.2 PDP 6th における SEA

(1) 政策 (Policy)

工業省が打ち出した国家エネルギー政策（National Energy Policy）の要旨は次の通りである。

- ① エネルギー セキュリティの確保および天然資源と環境の保護を伴ったエネルギー資源開発。
- ② エネルギー分野の市場原理への移行。
- ③ エネルギー資源の輸出入促進。
- ④ 国際協力の促進と積極的な外資導入。
- ⑤ 国際的な環境基準を満足するエネルギー開発。
- ⑥ 新エネルギー/再生可能エネルギー導入促進。
- ⑦ エネルギー消費弾性値の圧縮。
- ⑧ 送配電網の強化。
- ⑨ 石油の国家備蓄の実施。
- ⑩ 原子力発電所の導入と原子力発電比率の増加。

以上の要旨の中でも特徴的なのは、①エネルギー セキュリティの確保および天然資源と環境の保護を冒頭に掲げ、④国際協力の促進、⑥新エネルギー/再生可能エネルギー導入促進、⑦エネルギー消費弾性値の圧縮、および⑩の原子力発電比率の増加を謳っていることである。

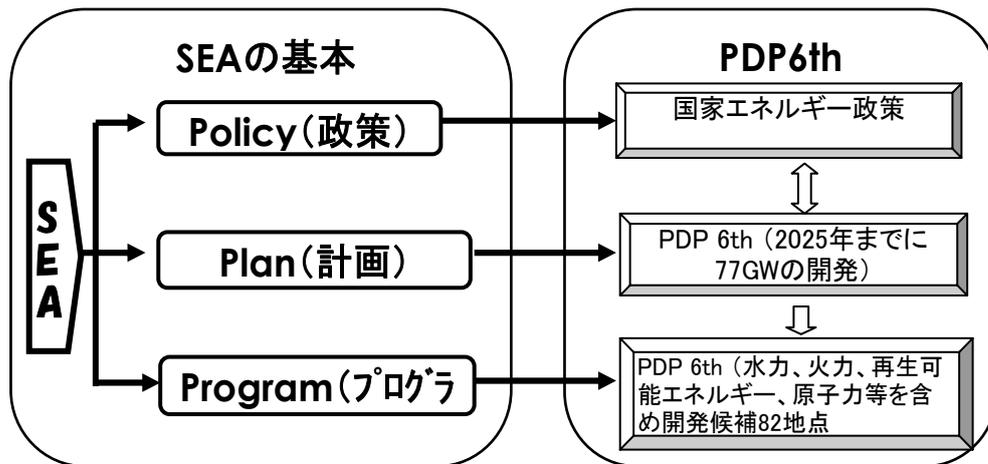
(2) 計画 (Plan)

PDP 6th (ベースケース) における計画では、需要予測に基づいて 2025 年までに、約 78 GW の電源開発を行うものである。

(3) プログラム (Program)

前記計画に基づいて、PDP 6th では、2006 年以降 2025 年までに開発シナリオに沿って、水力：約 16GW、電力輸入：約 5 GW、火力：約 48 GW（石炭火力：36.5GW [輸入炭 25GW を含む]、ガス火力：12GW 他）、原子力：8GW、再生可能エネルギー：0.6 GW を順次開発するプログラムである。

以上の概念を図 8-4-3 に示す。

図 8-4-3 PDP 6th と SEA、環境社会配慮

PDP 6th のシナリオを国家エネルギー政策に照らし合わせて見ると、以下の特徴がある。

- 2016年以降の南部の石炭火力発電はすべて輸入炭で計画されている。(③エネルギー資源の輸出入促進)
- 2013年以降の水力発電による電力の輸入が増加している。(④国際協力の促進)
- 原子力発電が1,000MW x 8基計画されている。(⑩原子力発電の導入)
- ⑥新エネルギー/再生可能エネルギー導入促進が開発シナリオにも反映されている。

初期の環境調査結果により、環境社会配慮上影響が大きい項目は、社会配慮面では少数民族、非自発的住民移転および農業である。いずれも、非自発的住民移転と密接に関係している項目である。

さらに、環境面で影響が大きい項目は大気汚染ならびに気候変動（地球温暖化）である。

したがって、PDP 6th における SEA としては、開発シナリオ（原案）をベースとして、社会配慮面および環境面のそれぞれで影響が大きい項目に絞り、社会配慮面での影響が小さい場合を代替案1、環境面での影響が小さい案を代替案2とした案を作成した。

8.4.3 代替案検討

(1) 非自発的住民移転 (Involuntary Resettlement) に関する検討

火力発電所開発予定地点の非自発的住民移転は、0～280 家族（候補地点の殆どが 5 家族以下）ですべてが一般の農民であるのに対して水力発電所開発予定地点のそれは 0～3,000 家族（最多候補地点家族数帯：<500）と規模が大きく、しかもその大半が少数民族であることである。

非自発的住民移転規模が把握できた候補地点を集計した結果は表 8-4-1 のとおりである。

表 8-4-1 水力発電開発候補地点の住民移転規模の分布

世帯数分布	>2,000	>1,000	>500	<= 500	不明	合計
該当開発候補地点数	1	5	4	16	6	32

さらに、この非自発的住民移転世帯数の大きい順に各候補地点の住民移転世帯数と発電容量を累積した曲線を図 8-4-4 に示す。

非自発的住民移転規模の大きい上位 4 開発候補地点で全住民移転家族数の 55%以上（6,800 世帯）を占め、その場合の合計発電容量は水力開発予定全体のわずか 17%（935MW）である。

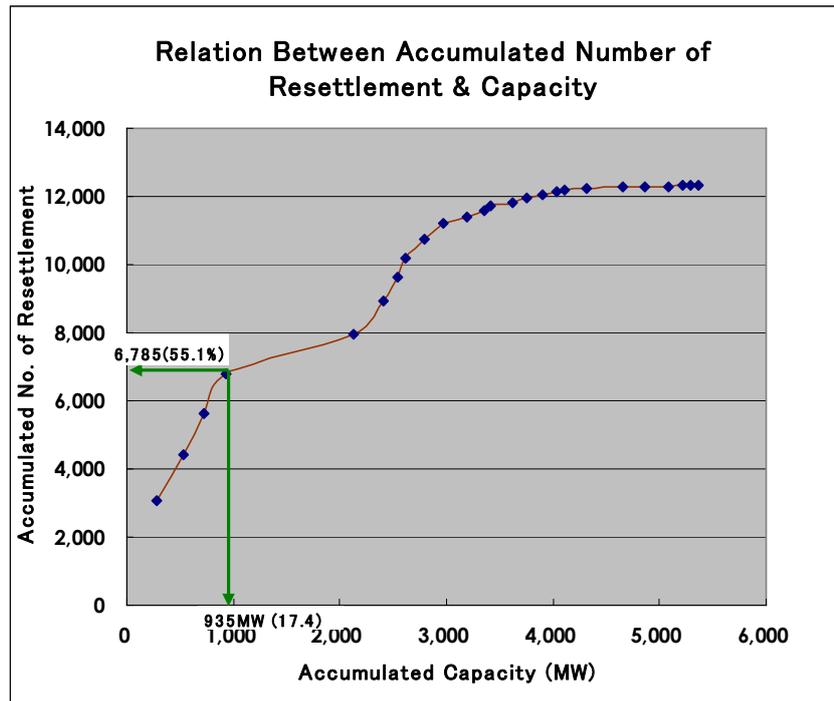


図 8-4-4 累積非自発的住民移転世帯数と累積発電容量との関係

住民移転に要する補償費用の例としては、VND 545million / household (=VND 10,294.915 billion/18,897 households)、すなわち約 34,500US\$/世帯となっており、これは建設費用（EVN: VND 25,624.85 billion）の 40.0%と高い割合を占めている。

少数民族の住民移転の場合は、補償費用ではなく住居および土地を、しかも現在地と似たような地味の代替地を用意しなければならないことが費用を押し上げている原因のひとつである。

上記例は、大規模で突出した例であり、住民移転家族数が調査対象の中で最多頻度である家族帯数<=500 家族の場合、建設費用に占める住民移転費用の割合は前記例の 1/5 程度の 5～10%程度と予想される。

火力発電所建設候補地点の場合の住民移転は、対象が一般農民の場合がほとんどであり、補償費を出すことで、土地、家屋の手当てをしなくても済む状況なので、家族単位の補償費用も水力発電所建設の場合に比べて少なく済むようである。

(2) 大気汚染 (Air Quality) ・気候変動 (地球温暖化 : Climate Change - Global Warming) の検討

石炭火力発電の場合は、硫黄 (S) 分が多い石炭を原料とすることで、排ガス中の亜硫酸ガス (SO₂) の発生および燃焼後に発生するフライアッシュ (固形廃棄物) が公害問題発生の原因となるが、SO₂ は、原料の調整・吟味および回収・硫酸製造装置の導入等により削減が可能である。一方、固形廃棄物はセメント原料等の再利用による対策をとることが出来るが、燃焼により発生する CO₂ は、削減するためには膨大な費用と大規模の設備が必要でしかも処理工程から多量の固形廃棄物 (石灰法の場合炭酸カルシウム[CaCO₃]) の発生を伴うため非現実的である。

すなわち、SO₂ や固形廃棄物の発生による公害発生も問題であるが、CO₂ の発生による地球温暖化 (気候変動) は地球規模の影響を及ぼすだけにより深刻である。

発電種別の CO₂ 発生量を排出原単位 (g/kWh) で比較した場合を表 8-4-2 および図 8-4-5 に示す。

表 8-4-2 CO₂ 排出原単位 (日本) (g/kWh)

石炭	石油	LNG	LNG 複合	太陽光	風力	原子力	地熱	中小水力
975 (=887+88)	742 (=704+38)	608 (=478+130)	519 (407+111)	53	29	22	15	11

- ・火力は燃焼+設備・運用
- ・太陽光以下は設備・運用

出展：環境省 HP より

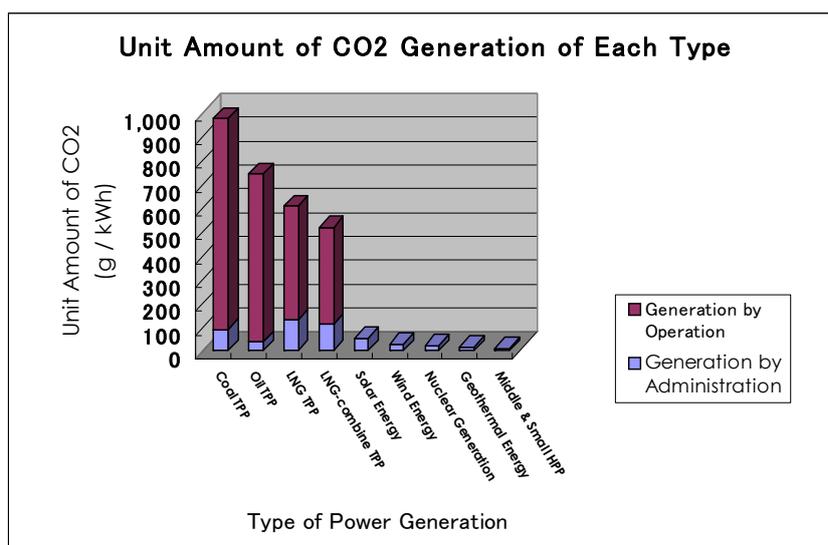


図 8-4-5 発電種別二酸化炭素発生量

上記の表から、発電容量 1,000MW、設備利用率 70%の石炭火力発電所の CO₂ 排出量を試算すると、以下の通りである。

$$\begin{aligned} \text{CO}_2 \text{直接排出量} &= \text{排出原単位} * 1000 \text{ MW} * 24 \text{ hr} * 365 \text{ 日} * 70 \% \\ &= \underline{6 \text{ 百万トン/年}} \end{aligned}$$

いずれにしても、火力発電の CO₂ 発生量（年間数百万トン）は、水力発電所建設に伴って失われる森林が持っているはずの CO₂ 吸収量（数十万トン）を大きく上回る。

ここで、CO₂ の価格を京都メカニズムに基づく排出権取引の適用を試みる。価格は需要と供給とのバランスにより決まるが、現在一般には 5US\$（2005 年現在）で行われているようで、2010 年には 10US\$になるとも言われている。

排出権取引価格の予測は困難であるが、2025 年まで平均 10US\$で推移すると仮定すると、上記 1,000MW の石炭火力発電所の場合、排出権収入は毎年 6 千万 US\$となる。すなわち、60US\$/年/kW となる。

割引率 Discount Rate を一般的な 10%に設定し、火力発電所の耐用年数 25 年の排出権収入の現在価値 (NPV) を求めると下記 NPV 計算式から 511US\$/kW が得られる。

$$PVn = FVn / (1+r)^n$$

R : 割引率 n : 期間 (年)

FVn : n 期間目の予測価値

PVn : n 期間目の予測価値の現在価値

この値を水力発電開発の限界建設単価の目安として使用されている 1,700US\$ / kW に加えると 2,211US\$ / kW (+30%) となり、限界建設単価よりも建設単価が 3 割高い地点でも経済性が確保され、開発可能となる。

(3) 代替案

社会配慮面と環境面とでは影響の程度を簡単に比較できないので、SEA における代替案として社会配慮面における代替案および環境面における代替案として、次の二案を提案する。

- **代替案 I: 住民移転規模が大きい上位 4 候補地点の水力発電所を、住民移転規模が比較的小さい他の水力発電所または水力発電の輸入に置き換える。**

初期の環境調査における住民移転規模が上位の水力発電候補 4 地点を下表に示す。

4 箇所すべてが北部地域に位置する候補地点で、合計 935MW である。

表 8-4-3 住民移転規模が大きい上位 4 水力発電候補地点

	No. of Household	Location	MW	Observation
Bac Me	3,067	N	280	
Ban Uon	1,338	N	250	
Hua Na	1,200	N	195	移転所帯数は推定 (800～1200) の 最大値
Nam Chien	1,180	N	210	
合 計	6,785		935	

これにより、約 7 千世帯(移転が必要な候補地点の移転対象世帯数の 55%強)の少数民族の現在の生活を壊すこともなく、最大約 2.4 億ドル(=\$34,500*7,000)の住民移転補償費用を考慮する必要がなくなる可能性もある。

- **代替案Ⅱ: 輸入石炭火力発電をできるだけ水力発電または再生可能エネルギーに置き換える。**

北部地域では、2022 年以降運転開始する石炭火力発電所の燃料は全て輸入炭を使用する計画である。また、中・南部地域においても 2016 年以降、輸入石炭火力発電が導入され、急増する。

PDP 6th の開発シナリオによると輸入炭による石炭火力発電の計画は北部で 10,600MW、南部 14,250MW の合計 24,850MW の開発が計画されている。

本代替案は、エネルギーセキュリティ、CO₂ 排出削減（地球温暖化防止への貢献）の観点からこれらの輸入石炭による火力発電開発計画を極力水力発電開発に置き換える案である。

8-4-1 項で述べたように、PDP 6th では水力の経済的開発可能量 20.6GW のほとんどは 2017 年までに開発される計画である。排出権取引を考慮し、水力発電所の限界建設単価を 2,211US\$ / kW (+30%) まであげることにより、水力発電所及び再生可能エネルギーの開発を促進し、石炭火力の開発を遅らせることが望ましい。

8.4.4 SEA 導入による PDP 6th

8-4-1 項において、PDP 6th の電源構成を図 8-4-2 に示したが、比較のために図 8-4-6 として再掲する。

SEA の検討結果提案された前記の代替案を考慮して、電源開発計画が再検討された結果、主として代替案Ⅱを反映して PDP 6th の電源構成が図 8-4-7 に示すように見直されている。

再生可能エネルギーの開発が当初案では 2025 年時点で 600MW であったものが 1,900MW (水力 1,400MW、風力 500MW) の新規符号地点が追加され、構成比率も 1%から 3%に増加している。これに伴い、石炭火力発電所の構成比率は 43%から 41%に減少した。

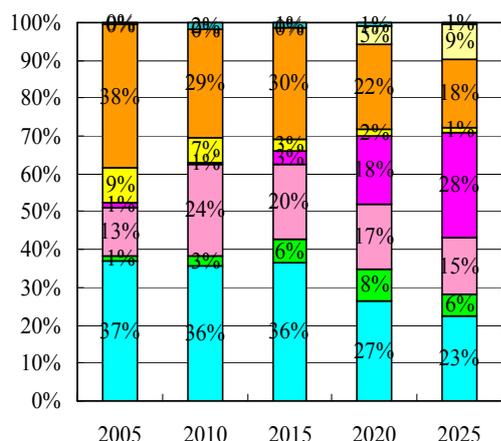
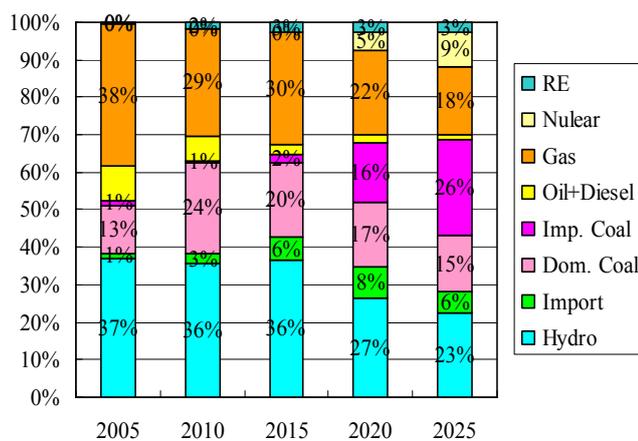
図 8-4-6 PDP 6thにおける電源構成比率

図 8-4-7 SEA を配慮した電源構成比率

なお、代替案 I に関しては、最終報告書案（ドラフト・ファイナル・レポート：DF/R）作成段階では PDP 6thには反映されていないが、IE も承知しており、今後、PDP 6thを吟味するさらに、代替案 I に関しても再検討を行い極力非自発的住民移転世帯数が少ない候補地点を優先的に選定して個別事業が進められることと考える。

マスタープランを検討するためには、複数の発電所を連携する広範囲の送電網に関しても検討する必要がある。

初期の環境調査結果を含め、個別地点の開発の場合には、極力保護地域を避けて建設する等環境への配慮がうかがわれたが、PDP 6thにおいては現在の 8 倍の発電容量を視野に入れた全国的な送電網構築が必要となる。すなわち、今後、具体的な送電網の検討を行うに際して SEA の見地からの配慮が必要となる。

今回、PDP 6thマスタープラン策定に当たって、JICA 環境社会配慮 GL に基づいて SEA を導入した調査をカウンターパートとともにを行った。この実績が、今後のマスタープラン策定に於いて、より戦略的な環境社会配慮がなされる端緒となり、関係者間で協力しながら経験を重ね、より効率的な SEA の導入が行われるものと期待される。

8.5 各種電源開発に伴って発生する環境および社会面への影響軽減方法

8.5.1 環境及び社会面への影響

電源開発に伴って発生すると考えられる環境・社会面への影響としては次の項目が挙げられる。

(1) 水力発電開発計画

(a) 建設時

[直接的影響]

- ・ 住民移転（一過性）
- ・ 森林破壊（一過性）
- ・ 地形・地質（継続性）
- ・ 粉塵（一過性）

[間接的影響]

- ・ 貴重種への影響（一過性）

水力発電開発に関しては、特に、山岳地に多く農業を主たる生計としている少数民族の住民移転に注意する必要がある。

すなわち、現在地と同様の地味の代替地の準備、多種に亙る少数民族の混在を避ける移転住居の配置、移転意思とその条件の確認、現在と生計が異なる場合の補償方法等。

(b) 運転時

[直接的影響]

- ・ 水温変化（継続性）
- ・ 地形・地質（継続性）

[間接的影響]

- ・ 水棲エコシステムへの影響（継続性）

(2) 石炭火力発電開発計画

(a) 建設時

[直接的影響]

- ・ 大気汚染（粉塵[SS]等）（継続性）
- ・ 騒音・振動（継続性）

(b) 運転時

[直接的影響]

- ・ 大気汚染（SO₂ガス、NO₂、粉塵[SS]等）（継続性）
- ・ 水質汚濁（アルカリ水、SS、有害物質）（継続性）
- ・ 水温上昇（冷却水排出）（継続性）
- ・ 沿岸部への影響（水質汚濁）（継続性）

[間接的影響]

- ・ 炭酸ガス排出による温暖化への影響（継続性）
- ・ 固形廃棄物（フライアッシュ）の発生量と質（継続性）
- ・ 森林破壊と生態系への影響（大気汚染/酸性雨に伴う）（継続性）

以上、特に国内炭と輸入炭の不純分を含む品質と排気ガスとの関係に着目すること。

(3) ガス火力発電開発計画

(a) 建設時

[直接的影響]

- ・ 大気汚染（粉塵[SS]等）（継続性）
- ・ 騒音・振動（継続性）

(b) 運転時

[直接的影響]

- ・ 水温上昇（冷却水排出）（継続性）

[間接的影響]

- ・ 炭酸ガス排出による地球温暖化への影響（継続性）

ガス火力発電では、石炭火力発電の場合と異なり、亜硫酸ガス等の大気汚染物質の排出は極めて少なく、フライアッシュのような固形廃棄物も発生しない。ガス火力発電の開発に際しての環境社会配慮上の着目点は、炭酸ガス排出による地球温暖化防止である。

(4) 原子力発電開発計画

(a) 建設時

[直接的影響]

- ・ 大気汚染（粉塵[SS]等）（継続性）
- ・ 騒音・振動（継続性）

(b) 運転時

[直接的影響]

- ・ 水温上昇（冷却水排出）（継続性）
- ・ 放射性廃棄物（固形廃棄物）（間歇性）

[間接的影響]

- ・ 心理的影響（周辺住民）（継続性）

特に、燃料搬入および運転中の事故発生による放射能汚染の恐れに対する心理的な恐怖感は大きいと考えられる。

原子力発電開発における環境社会配慮上の着目点は、放射性廃棄物（固形廃棄物）対策に尽きる。

(5) 給電網開発計画

(a) 建設時

[直接的影響]

- ・ 大気汚染（粉塵[SS]等）（継続性）
- ・ 騒音・振動（継続性）

(b) 運転時

[直接的影響]

- ・ 景観への影響（継続性）

[間接的影響]

- ・ 糞害
- ・ 心理的影響（周辺住民）（継続性）

[その他]

- ・ 感電事故
- ・ 破損碍子の飛散

なお、建設中に発生する影響として下記共通項目が考えられる。

- ・ 固形廃棄物（建設資材、廃材）
- ・ 騒音（建設機械の稼働音、資機材半出入に伴い運搬設備が発生する音）
- ・ 振動（建設機械の稼働に伴って発生する振動、資機材半出入に伴い搬入出道路沿いに運搬設備が発生する振動）

8.5.2 環境及び社会面への影響の軽減方法

ベトナム国は、南北に約 1,800km と長く、しかも隣国との国境沿いの西部には山脈が南北に走っている関係で、亜熱帯圏の国にしては四季の変化が比較的明瞭である。地形も、熱帯雨林を擁する山岳地、扇状地そして沿岸部と複雑な地形を示す。その関係で、貴重種を含む動植物が国内に広く分布していると言われており、山岳地に住む少数民族とともに個別電源開発を進める場合には慎重な検討が必要である。

さらに、同国は有数の観光国でもあり、北部にハロン(Ha Long)湾、中部にダ・ナン(Da Nang)、南部にニャ・チャン(Nha Trang)やヴン・タウ(Vung Tau)などの同国有数の観光リゾート地を沿岸部に持つ。また、南北に長く南シナ海に面する 2,000km 以上の海岸線を持つために豊富な海産物資源を沿岸部及び近海から得ており、沿岸部水質の保全には十分に配慮する必要がある。

これまで、開発電源種別の環境・社会面での影響を説明してきたが、個別の環境・社会影響要因の緩和措置について以下に述べる。

[環境影響要因の緩和措置]

第 8.3.2 項で示したごとく、ベトナムの大気環境基準（TCVN-5937、5938-1995）では、

SO₂、NO₂、粉塵（Dust）の基準値はそれぞれ、5mg/m³、5mg/m³ および 4mg/m³ と規定されている。

この環境基準を達成するためには、個別地点の開発に際して厳しい排気対策が必要となる。したがって、必要な電源開発を行いながらベトナム国の豊かな自然と清澄な環境を維持するために、日本を含む世界の先進国で採用されている以下に述べる排気対策例の採用を推奨する。

(1) 大気汚染（SO₂ガス、NO₂、粉塵[SS]等）防止策

大気汚染の要因としては、一般に原料に含まれる汚染物質が燃焼による酸化反応を起こして排気中に含まれて大気へ放出される場合で、その濃度は原料中に含まれる濃度および排気処理方法によって異なる。

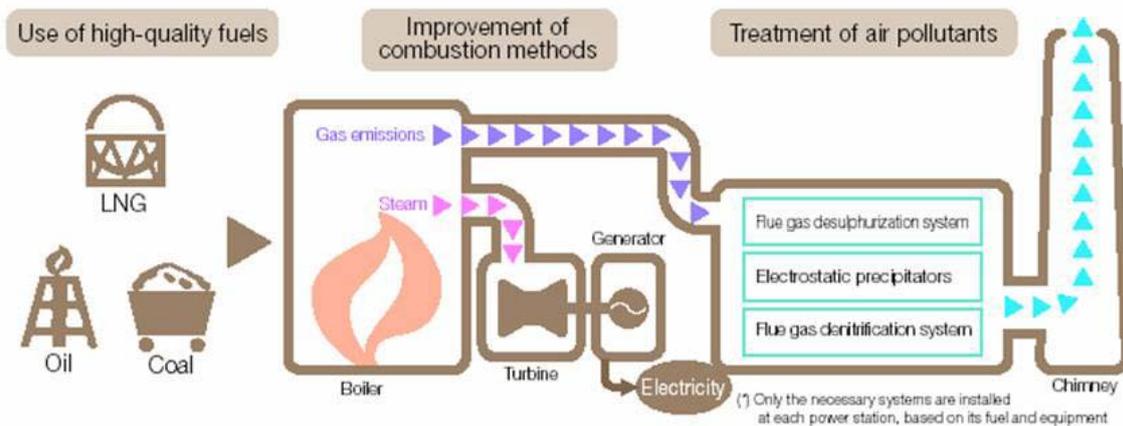
a. 火力発電

原料炭の質は、国、地域によって大きく異なるが、一般に原料炭に含まれる大気汚染原因物質としては、硫黄（S）があげられる。そのほか、水銀、砒素、カドミウム、クロムなどの有害重金属も微量ながら一般的な石炭火力発電所の排気汚染源となることがある。また、ウラン、トリウムなどの放射性含有物質を含む石炭もある。

なお、ベトナム国北部に豊富に産出する石炭は比較的良質の無煙炭で有害重金属および放射性物質は極微量のため脱塵装置、脱硫装置を通過した後の排気中の濃度は無視できるほどに改善される。

ガス火力発電の燃料ガスには石炭ほど有害不純分（特に S 分）が含まれておらず、また塵も発生しない。種として NO_x 発生の対策が必要となる。

ここで、一般的な火力発電所の排気対策を図 8-5-1 に示す。



出典：Tokyo Electric Power Company Homepage

図 8-5-1 火力発電所における大気汚染対策

すなわち、燃焼ガスは発電用蒸気発生に使われた後、脱硝（脱窒）、集塵、脱硫工程を経て浄化され大気へ放出される。

1) 脱硝（脱窒）

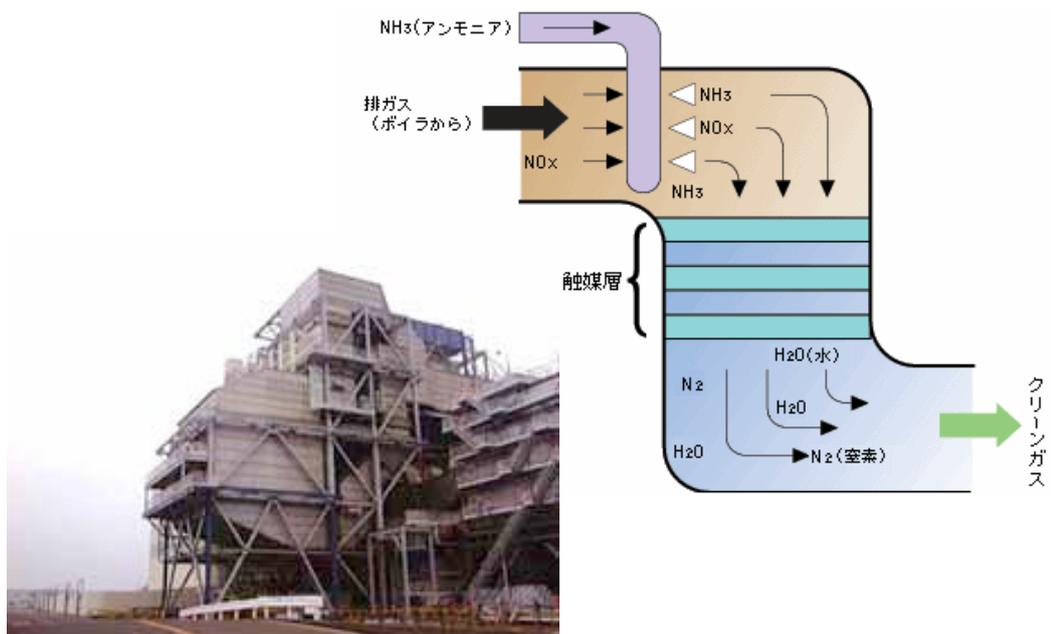
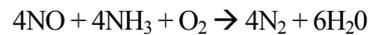
燃焼による酸化窒素（NO_x）の発生には、空気中の窒素（N）が酸化して出来るサーマル（Thermal）NO_x と原料炭中に含まれる窒素成分（N：0.7～2.2 重量%）が酸化してできるフューエル（Fuel）NO_x とがある。

前者は、燃焼温度が少ないほど、燃焼域での酸素濃度が少ないほどそして高温域での燃焼ガスの滞留時間が短いほど発生が少ない。すなわち、燃焼管理（運転条件管理）を行うことで発生を抑制することが出来る。

後者は、原料炭に含まれる N が少ないほど発生が少なくなる。すなわち、原料炭の質を厳選するか、水素添加等の方法であらかじめ N 分を除去するか燃料転換を図る方法がある。

NO_x の大部分は、反応性が乏しく除去が難しい NO であり、NO₂ の割合は小さい。

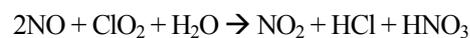
排煙脱硝方法は種々研究されているが、現在の主流は、図 8-5-2 に示すようなアンモニアを使った接触還元法である。



出典：Tokyo Electric Power Company Homepage

図 8-5-2 排煙脱硝装置のしくみ（窒素酸化物（NO_x）対策）

一方、次のような酸化法もある。



2) 集塵

一般に石炭火力で発生する塵は、中位径（dP50）13～40 μ m程度の径で比較的大きく集塵は容易である。集塵方法として下記の方法がある。

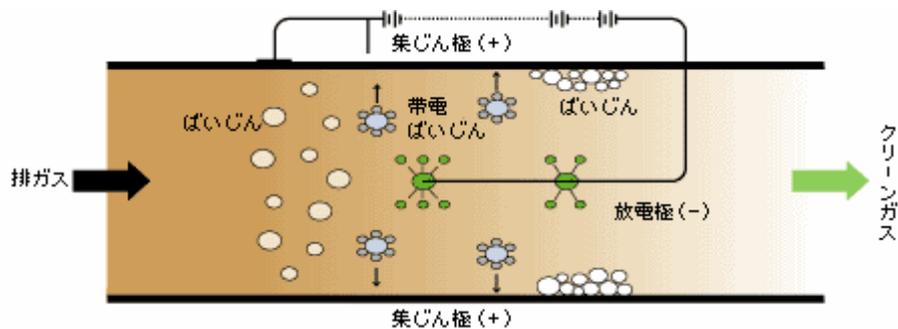
- i) 物理的方法（重力、慣性力、遠心力、拡散力）
- ii) 電気的方法（電気力）
- iii) その他（音波力）

集塵のためには、これらを組み合わせて効率を上げたものが多い。遠心力を利用したサイクロン、拡散力を利用したフィルターそして電気力を応用した電気集塵機を組み合わせた集塵装置などが主流である。

微粉炭燃焼に伴うボイラーダストの例を図 8-5-3 に示す。

表 8-5-1 粉末石炭燃焼によるボイラー煤塵の組成

Element Raw Material		SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	H ₂ O	SO ₃	Ig.Loss
Powder Coal	A	62.1	25.5	3.5	5.7	1.1	0.2	0.7	0.5
	B	54.3	26.3	5.3	5.9	1.6	0.3	0.6	2.4



出典：Tokyo Electric Power Company Homepage

図 8-5-3 電気集じん機のしくみ(ばいじん対策)

3) 脱硫

石炭には、0.3～2.6 重量%の硫黄 (S) が含まれており、この含有率も産地によって変化が多い。この S 分が燃焼により酸化され亜硫酸ガス (SO_2) となって排ガス中に混入する。脱硫方法は大きく分けて下記に示すごとく湿式と乾式とがあり、主流は湿式である。

① 湿 式

- i) 水酸化ナトリウム (NaOH) または亜硫酸ナトリウム (Na_2SO_3) 吸収法
- ii) アンモニア (NH_4OH) 吸収法
- iii) 石灰石 (CaCO_3) または消石灰 (Ca(OH)_2) スラリー吸収法
- iv) 水酸化マグネシウム (Mg(OH)_2) スラリー吸収法
- v) 塩基性硫酸アルミニウム ($(1-x)\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot x\text{Al}_2\text{O}_3$) 溶液吸収法
- vi) 酸化吸収法

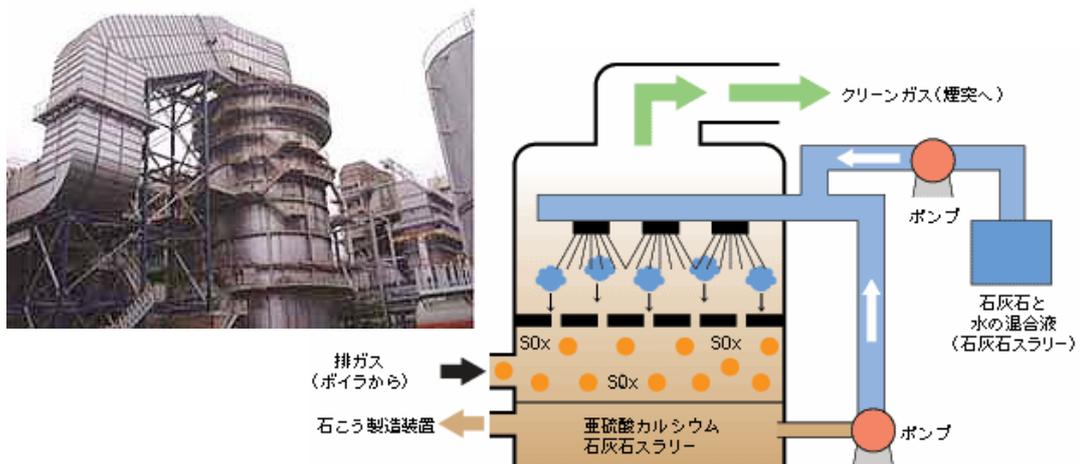
② 乾 式

- i) 活性炭吸着法
- ii) 加熱石灰石固定法

なお、排気中に極微量に含まれていた有害成分の大半も上記の排ガス処理過程で回収され、大気へ放出されることは少ない。

一方、石炭火力発電の場合は、石炭の燃焼によって大量のフライアッシュと称される燃焼残渣 (固形廃棄物) が発生し、この扱いも問題である。

一部は、再利用 (セメント原料) とすることが出来るが、余剰は堆積処分することになる。



出典: Tokyo Electric Power Company Homepage

図 8-5-4 排煙脱硫装置のしくみ (硫黄酸化物 (SO_x) 対策)

b. 炭酸ガス排出対策

火力発電の場合は、燃料に含まれる炭素（C）量に応じて多かれ少なかれ炭酸ガス（CO₂）が発生する。CO₂は、理論的にはアルカリ溶液吸収等の方法で物理的に削減する方法はあるが、発生量が膨大であること（表 8-5-2 参照）、またその膨大な量の CO₂をアルカリ吸収法で回収する CO₂量に応じた膨大な量の固形物（炭酸カルシウム等）が発生し、その処理の際に新たな公害要因となるとともに対策に多大な費用が必要となることから現実的ではない。

単位発電量あたりの発生炭酸ガス量が少ない方法を選択することで CO₂発生量を削減するのが賢明である。

表 8-5-2 発熱量あたりの二酸化炭素発生量

	Coal (Anthracite)	Diesel Oil	Natural Gas	LPG	Note
Calorific Value	8,000 (kcal/kg)	11,500 (kcal/kg)	12,000 (kcal/m ³)	24,500 (kcal/m ³)	
CO ₂ generation (kg-CO ₂ /kg or m ³)	3.3 (kg-CO ₂ /kg)	3.1 (kg-CO ₂ /kg)	2.63 (kg-CO ₂ /m ³)	3.04 (kg-CO ₂ /m ³)	
CO ₂ generation (g-CO ₂ /kcal)	0.41	0.27	0.22	0.12	

(2) 水質汚濁（アルカリ水、SS、有害物質等）防止策

電源開発による水質汚濁の種類とその対策としては、工事段階と運転段階とで区別する必要があるが下記の種類が考えられる。

a. 工事段階

① 浮遊固形分（SS）

工事中に発生する土砂および粉塵が近傍の河川や湖沼へ流れ込んで水質の汚濁に繋がる。

対策としては、

- ・ 沈殿地等の SS 沈降処理施設を設けて、場内水を一括処理できるように工事現場を設計する。
- ・ 発塵防止策（散水、無害の湿潤剤の使用等）を施す。
- ・ 河川・湖沼での直接工事を行う場合は、切り替え水路、仕切り堤設置等により土砂流入防止を図る。
- ・ 水質汚濁防止を念頭に置いた発破管理、起砕土砂管理を行う。

② 油脂類

建設工事中には、建設機械、運搬機械等から漏出する燃料油、潤滑油類が河川・湖沼へ流入する可能性が高い。

- ・ SS 対策として設置される沈降処理施設の前段に油脂分離設備（簡単な油膜除去方式[オイルフェンス]等）を設置する。

③ 有害重金属

まれに、発破等の工事に伴う岩盤露出によって、地中であって安定していた重金属鉱物が露出し、大気および雨水により酸化されて砒素（As）等の有害重金属イオンを含む酸性水を湧出することがある。元来は自然汚染であるが、工事により引き起こされる人為汚染と言える。

- ・ 凝集沈殿法、中和沈殿法等の重金属イオン対策が必要となる。

b. 運転段階

④ アルカリ性水

石炭火力発電所において、原料炭の貯蔵設備の排水には、時にシアン（CN）を含むアルカリ性水が混じることがある。

- ・ 単純なアルカリ性水の場合は pH 調整を行って排出すればよいが、CN を含む場合は、次亜塩素酸ソーダ二段分解法等の CN 排水処理対策設備が必要となる。

⑤ 重金属汚染排水

石炭火力発電所では大量のフライアッシュが発生するが、原料炭に重金属（As、Hg 等）が含まれている場合、燃焼過程で一部は揮散するが残りは酸化されてフライアッシュの中に混入する。これらの酸化された重金属が雨水等により酸性湧水となり排出することがある。

- ・ 前述のごとく有害重金属対策が必要となる。

(3) 固形廃棄物（フライアッシュ）

石炭火力発電では、石炭の燃焼に伴って石炭灰が発生し固形廃棄物となる。石炭灰には、クリンカーアッシュとフライアッシュとの二種類がある。クリンカーアッシュは、細礫と粗砂状であり砂の粒度分布に似ている。フライアッシュは、燃焼ガスとともに流れ煙道中に沈積したり集塵器で採取された灰のことを指す。原料となる石炭には、無煙炭で 92～95%以上の固定炭素、2～5%の揮発成分および 3～5%の灰分が含まれて居り、この灰分が石炭灰となる。

したがって、原料炭 1 トン当たり数十トンの石炭灰が発生する。このうち、フライアッシュはセメント原料として有用であるが、有効利用は需給バランスに依る。

石炭火力発電が増加すれば、セメント原料としての需要では消化できない大量の石炭灰が発生することになり、固形廃棄物堆積場（最終処分場）等の固形廃棄物対策が必要となる。また、有害重金属、放射性物質が含まれている場合にはそれらの処理対策が必要となる。

(4) 森林破壊、CO₂ 吸収能力の減少対策

森林破壊が最も大きいのは水力発電電源開発の場合に水没する森林で、規模にもよるが数百～数千ヘクタール（ha）に及ぶ。森林の役目としては、まず炭酸ガスの吸収能力があげられる。炭酸ガスの吸収能力は炭素の固定量として議論されているが定説は無く一般に表 8-5-3 に示すような値などが使われることが多い。

表 8-5-3 森林の種類別二酸化炭素固定量

	Tropical Rain Forest	Sub-tropical Rain Forest	Temperate Zone Forest	Subarctic Aciculignosa (針葉樹林)	Tundra Aciculignosa (針葉樹林)
CO ₂ Fix Capacity (t-CO ₂ /ha)	100 - 150	80 - 100	60 - 80	40 - 60	<40

一方、熱帯雨林の炭素固定能力を 380 t-CO₂/ha とする説もある。いずれにしても、森林減少、砂漠化の進行と平行して地球温暖化が議論されている今日、森林破壊に繋がる開発は極力避けなければならない。

そのためには、以下の方策がある。

- ・ 開発候補地点選定の際に、出来るだけ大型樹林地域を避け、草原、低木・雑木地域を選定する。
- ・ 国立公園・自然公園、保護地区を避ける。
- ・ 環境が似ている代替地において、減少が見込まれる分を植林する。

等である。

(5) 生態系への影響緩和策

電源開発に伴う生態系への影響およびその緩和策としては動・植物、水棲・陸棲によって、以下の項目が考えられる。

なお、事前に、開発候補地点及び周辺地域の生態系を把握しておくことは言うまでも無い。

- 水没による陸生生物への影響
 - ・ 極力自然の大型動物、貴重種が少ない地域を候補地域に選定する。
 - ・ 自然の大型動物、貴重種は似たような条件の代替地を確保して移動する。
- ダム（人造湖）、進入・搬入道路建設による分断・孤立化
 - ・ 移動用設備を準備する（住民に対して）。
 - ・ 往来用の獣道を準備する（動物に対して）。
 - ・ 魚道の設置。
- 温排水による水棲生物への影響
 - ・ 放流前に干涉池を設ける。
 - ・ 放流流速削減措置を施す。
- 粉塵を含む排ガスによる植生への影響
 - ・ 粉塵の性状（粒度分布、組成、電荷等）を把握し適した集塵装置を設置する。
- SO₂を含む排ガスに起因する酸性雨による動・植物への影響
 - ・ S分の少ない原料を使用する（含む燃料転換）。
 - ・ 高効率の脱硫装置を設置する。
- NO_xを含む排ガスに起因する光化学オキシダントによる動・植物への影響
 - ・ N分の少ない原料を使用する（含む燃料転換）。
 - ・ 極力脱硝方法の項で述べた NO_x発生が少ない燃焼方法を採用する。
- 建設工事に伴う騒音・振動（含低周波）の周辺地域への影響
 - ・ 事前に騒音・振動の影響範囲と影響の程度を把握する。

- ・ 防音・防振の建設機械を採用する。
- ・ 周辺への影響が少ない稼働時間（農作業時間帯等）を管理する。
- 建設工事に伴う粉塵の影響
 - ・ 発塵防止策（散水、無害の湿潤剤の使用等）を施す。
 - ・ 工事時間、運搬設備稼働時間を管理する。
 - ・ 仮設事務所、進入・運搬道路に雨水透過性の舗装を施す。

これらをすべて同時に解決する全般的な対策としては、より影響が少ない候補地点を選定するしかない。

(6) 水温変化防止

(5)項参照。

(7) 水棲エコシステムへの影響緩和

建設工事段階から影響を防止することは不可能である。出来るだけ、影響を少なくする緩和策を取る必要がある。大きく影響を受ける対象として、河川・湖沼の移動性水棲生物、沿岸のマングローブ等の水棲植物、貴重種が上げられるので、これらの成長・生活サイクルに与える影響を事前に調査し、影響を極力緩和する施策を計画する必要がある。

(5)項参照。

(8) 貴重種への影響緩和

(5)、(7)項参照。

(9) 地形・地質の保全

個別事業の開発を行う場合、開発候補地点用地の手当ては欠かせないものの一つである。

用地確保に当たっての注意点として注意すべきことは下記に示すごとく、環境項目及び社会配慮項目の殆どである。

- ・ 地域住民への影響
- ・ 生態系への影響
- ・ 水棲エコシステムへの影響
- ・ 貴重種への影響
- ・ 森林破壊
- ・ 水質汚濁
- ・ 水温変化
- ・ 大気汚染
- ・ 固形廃棄物対策

これらの項目に加え、地形・地質の保全が挙げられる。

火力発電所建設に関しては、多くは湿地帯等の大規模埋め立て工事を伴うことが多く、生態系や水棲エコシステムへの影響が考えられる。この影響には搬入土砂による影響も含まれる。一方、水力発電所建設に当たっては、ダム（築堤）建設に伴う周辺設備建設工事の影響、貯水による森林水没、水圧に伴う貯水湖下底・周辺地質の変化、地下水脈（浸透流）の変化（流量、経路、水質等）等の影響が考えられる。

直接的な工事による影響のほかに、工事のために作られる仮設道路、建設工事によって出る廃棄物の、仮置き場、処理場（土捨て場）の設置による影響も大きいことを念頭に置く必要がある。

今後、個別案件を実施するに当たっては、開発する電源種別に固有の上記の影響を念頭に置きながら入念な現地踏査を行う初期環境影響評価(IEE)ならびに環境影響評価（EIA）の実施を考慮することが望ましい。

[社会影響要因の緩和措置]

(1) 非自発的住民移転

電源開発を行う場合、大規模土地収用は必要不可欠の要素であり、地域住民の移転が必要となることが考えられる。農耕地収用の場合においても間接的に住民移転が必要となることがある。

非自発的住民移転に関する緩和措置として、進捗段階ごとに下記の対策が考えられる。

- 計画段階
 - ① 移転世帯数が極力少なくなるように設計する。
 - ③ 移転対象住民の意識を十分に把握する（できれば、計画段階からの参加を求める）。
 - ④ 移転が避けられない場合、移転問題が持続可能な開発につながるよう計画する（影響を受ける住民が開発によって生まれる利益を享受できるように配慮する）。
 - ⑤ 代替地を手当てする場合には、出来るだけ現在の生活質を維持できる環境が確保できるように配慮すること。
 - ⑥ 移転する住民の生活レベルは移転前のレベル以上となるように配慮する。
 - ⑦ 開発機関（デベロッパー）は、地域監督官庁・国とともに、対象地域住民を含む移転委員会等の意思調整機関、補償問題担当機関等住民移転を円滑に進めるに必要な機関を設ける。
- 実行段階
 - ⑧ 移転先の生活質が移転前の質以上となるような移転先を準備する（生計維持手段、インフラ、交通、学校・病院等）。
 - ⑨ 移手段、移動費用を準備・提供する。
 - ⑩ 補償問題担当機関、モニタリングを見据えた管理機関の設置と活動を開始する。
 - ⑪ 開発機関（デベロッパー）、地域監督官庁・国は、移住の必要性、経済的・技術的理由、補償の内容と方法をまとめた移住政策枠組みを準備する。
- 移転完了後
 - ⑫ 管理機関によるモニタリングを実施する。

⑬ 住民移転に関する評価を行い、他地域の開発に反映させる。

計画段階から、移転対象住民の意識調査を進め、できるだけ住民参加を図り、リスクコミュニケーションのため良好な関係を作り、事業終了後まで維持しておくように心がける。

(2) 地域経済（雇用、生計手段等）、土地利用、地域資源利用、社会資本、社会組織（地域の意思決定機関等）既存の社会インフラ、社会サービス

開発予定地域においては、住民移転が行われる場合およびそのまま居住を続ける場合および両者が混在する場合によって開発の影響（正、負とも）が違ってくるが、基本的に負の影響は極力公平に解消するように対策を立てるとともに、正の影響を含めて、地域住民の現在の生活の質が向上するように配慮する必要がある。

特に、農業、漁業が生活の基本の場合、開発に伴って生じる水利権の変化、農作物の生育環境の変化、漁獲高の変化・漁場の変化、交通路の分断、コミュニティー組織・意思決定機関の崩壊・分散化、社会インフラの分断等に対して、事前調査をしっかりと行い現地情報を十分に把握して地域住民の意向を極力生かした対策を採るように勤めるべきである。

(3) 貧困層・先住民族・少数民族、ジェンダー、子供の権利

● 貧困層・先住民族・少数民族、ジェンダー

先住民族・少数民族はえてして貧困層を形成している例が多く、インフラが整備されていない地域に生活の基盤を構えている。したがって、貧困層の多くは生活の生命線である水、燃料を得るために女性・子供が重労働に従事している場合が多い。

事業を行う場合に、これらの貧困層・先住民族・少数民族、ジェンダーに対して生活質の向上が図れるような補償内容と方法に配慮する必要がある。

● 子供の権利

前項で述べたように、開発対象地域には貧困層・先住民族・少数民族が生活している場合が多く、その場合は子供が重労働に従事させられている場合が多い。したがって、開発に当たっては、設計段階から幼い子供を重労働から解放し、十分な教育を受ける権利を保証出来る様な体制を配慮する必要がある。

また、工事関係者は家族帯同で現地へ乗り込むことも多く、多くの子供たちが共に生活する状態となる。したがって、世帯数に応じた学校、公園等の子供向けのインフラ整備も必要となる。

(4) 文化遺産

世界遺産等の公的に認められた遺産や、国立公園等の当該国が保全を認識している場合は、開発対象地域の文化遺産保護・保全対策の立案は容易であるが、開発対象地域によっては、当該国と日本との生活習慣の違いから見落としやすい大事な文化遺産類が存在する場合があるので、環境社会配慮の専門家は事前に当該国・地域の人文科学・考古学に精通した専門家と十分な打合せを行い、予備知識を得て調査に臨む必要がある。

ベトナムの場合は、文化遺産というよりも、貴重な動植物の宝庫であるので、個別開発に際してはこの面での保全・保護に配慮した対応が必要である。

(5) HIV/AIDS 等の感染症

工事開始とともに、多くの工事関係者が開発地域へ立ち入り滞在するために、突然大きな村落が発生することになり、開発地域には本来存在しなかったような感染症・疫病が持ち込まれる恐れも高くなる。そのために、適切な診療所の設置と医者等の配置等感染症・疫病の蔓延対策にも配慮する必要がある。

(6) その他（地域内の利害対立、被害と便益の偏在等）

- 地域内の利害対立

開発に伴って、居住者の生活環境が一変することになる。予定地域の住民の分布によっては、その影響が大きく異なると共に公平を期して実施する補償が結果的に不平等となる事もあり得る。必ずしも、均等な補償が公平とは限らないので、初期環境調査等においても不平等にならないような対応を念頭に置いた調査が必要である。

特に、水利、交通路による分断と孤立化等の現地事情を十分把握の上に対策を立てる必要がある。

- 被害と便益の偏在

開発によって与える負の影響と開発に伴って生じる正の影響が地域住民に均等に及ぶことは少ない。この対応次第では、前述の地域内対立に発展する恐れもあり、やはり、現地踏査を十分に行い、住民意識の特に本音部分を把握するよう努力が必要である。

以上、各電源開発に伴って発生する環境社会影響およびそれらの軽減策の概略を述べた。

今後、PDP 6th の結果を受けた個別の電源開発を行う場合には、国際的に実施されている前記の内容を念頭において、軽減策の導入、特に、社会影響要因の削減策の採用が必要不可欠である。

8.6 ステークホルダー・ミーティング(SHM)の実施の支援

SHM は環境社会配慮に関する調査を行う場合、関係者の考えと意見とを認識し彼らの概念を調和させるために最も重要な項目のひとつである。

JICA の環境社会配慮 GL には、JICA 調査団はそのカウンターパートが SHM を実施することを支援し確認すると謳っている。

この観点から、調査団は C/P (EVN-IE) 主催で 2006 年 1 月に下記のとおり開催された、ステークホルダー・ミーティングを支援した。

- ① 日時：2006 年 1 月 18 日、9:30～14:00
- ② 場所：メリサホテル会議室
- ③ 参加者：17 機関、40 人以上。(添付資料 8-8 「IE 作成による参加者リスト」参照)
- ④ 役割分担：
 - 議長およびコーディネーター：リエン (IE)
 - モデレーター：トアン氏(IE)
 - インタープリター (オブザーバー)：伊東雅幸 (PDP 6th)、大木久光 (環境社会配慮)
- ⑤ 内容：(添付資料 8-9 「ステークホルダー議事次第」参照)
 - プロジェクト説明 (添付資料 8-10 「配布資料」参照)
 - ・ PDP 6th 概要 (伊東雅幸)
 - ・ 環境社会配慮-PDP 6th における SEA (大木久光)
 - ・ 初期の環境調査結果 (ローカルコンサルタント)
 - 討議 (意見交換)
 - ・ 環境配慮
 - ・ 社会配慮
 - ・ PDP 6th

二、三の質問と多くの意見が出され、紳士的な雰囲気の中で熱心な意見交換が行われた。そのなかでも、ベトナムにとって原子力発電所の開発は時期尚早という雰囲気のコメントが多かった。

二つの NGO 機関が参加していたが、NGO からは質問、意見ともに出されなかった。

参加者の間に、PDP 6th および SEA を伴う環境社会配慮についての理解の程度にばらつきがあるように見受けられた。

以上が、SHM の概要であるが、今回の SHM 開催はベトナム電源開発計画 (PDP) 策定における SHM 開催の初めてのケースであり、カウンターパートが SHM の意義や必要性を認識するきっかけとなった。現状の PDP 6th 策定作業においては、今回の SHM での意見を適切に策定過程にフィードバックするには時間的な制約があるが、今後の電源開発計画に SHM 開催を定着させるために、その意義及びステークホルダーの意見を計画に反映させる方法について、体系的に整理し制度化される必要がある。

第 9 章 提 言

第9章 提 言

9.1 電力需要予測および一次エネルギー

1. 省エネルギー

ベトナムでは、経済成長率に対する電力需要弾性値が 2.0 の勢いで推移しているが、これは、世界的に見ても非常に高い。経済発展の基礎を工業においている国では、ときどき起きる現象であるが、今後の世界の動向は、エネルギー消費を抑えた豊かさの追求である。この点からも省エネルギーの推進、再生可能エネルギーの利用、高付加価値産業の推進、輸送システムの改善、大都市機能の分散などあらゆる分野からのエネルギー効率の向上を目指した国家計画が必要である。

2. 節電

今後、国民生活にとっての電力は、家庭の電化、情報通信の拡大、交通量の増加など、ますます複雑に、かつ高度に利用されてゆく。特に、家庭でのエアコン利用は、電力の消費を大きく増加させる。高効率のエアコンを市場に提供することは、いうまでもないが、国民に効率的なエアコンの利用方法を指導する必要がある。

3. 短期エネルギー・電力需要予測モデル

電力需要予測は、GDP や電力価格だけで決まるものではない。産業構造の変化や国民生活の変化によって、電力の需要は大きく変化する。いくつかの国では、電力の需要予測をするのに、電気機器の普及状況、電気機器の効率、電気機器の利用形態などを変数として、短期的に細かな電力需要予測を行い、かつ、国民を指導するときの参考資料作成のツールとしている。IE においても将来的には、電力開発計画だけでなく、電力の有効利用を示唆できるモデルが必要と思われる。

4. エネルギーの多様化

IEA の 2004 年世界エネルギー見通しによれば、世界のエネルギーは、石油価格の高騰とともに、石油からガス、石炭、新エネルギーへとシフトしている。特に、交通部門におけるガソリンやディーゼルの転換は、石油代替という意味で世界中で進行している。ガソリンへのエタノール混入、トウモロコシから取れる油をディーゼル油に代替する、ガソリンの代わりに天然ガスを使うなど様々な試みがなされている。ベトナムにおいてもこのような燃料から見た新たな交通システム（鉄道を含む）の計画が必要と思われる。

5. 国内一次エネルギー資源の発掘調査と採掘

エネルギーセキュリティならびに長期的なエネルギー供給の安定の観点から、石炭とガス・原油等国産化石燃料の増産を図る必要がある。特に、最経済的な電源開発を実現するためには、2025 年断面において、18 BCM のガスならびに 70 百万トンの石炭の供給が必要である。

6. エネルギーマスタープランの策定

PDP 6th の検討結果、ならびに上記を総合的に勘案したエネルギーMPを作成することが望ましい。

9.2 電源開発計画および送電網開発計画

1. 供給信頼度指標

今回の PDP 6th の検討では、2015 年、2020 年および 2025 年時点での電力不足確率:LOLE と供給予備力の関係を計算した。この関係を用いれば、年間の需給状況を考慮した供給予備力を求めることができる。本検討の結果では、供給信頼度基準 LOLE24 時間を保つのに必要な供給予備率は北部系統 7-8%、中南部系統 10%となった。今後は、マスタープラン改定毎に LOLE と供給予備力との関係を計算し、必要供給予備力を供給信頼度指標として開発計画を策定することを推奨する。

2. 南北連系の系統容量

500kV 南北系統連系線の容量については、連系線増強費用と連系効果との比較による経済性検討が必要である。

また、系統毎に必要な電源開発が行われず連系線を N-1 基準で運用できない場合には、需給バランスによっては大きな潮流が流れてしまい、特にオフピーク時に連系線事故の影響が大きくなるリスクがあることを考慮する必要がある。

3. 乾季の水力発電出力の潜在

本検討では、1996 年から 2004 年の水力発電所の運転実績データから毎日の最大電力発生時の発電所出力を調査し、計画の月ごとの供給力と比較を行った。この結果、北部系統では乾期に 400MW 実績値が計画値を下回った。乾季の最大出力が 400MW 潜在する理由は、一日 4 時間のピーク継続時間、最大出力で発電するために必要な貯水池の水量が不足しているためである。この傾向は将来に亘って存在するので、既設分のみならず計画分についても乾期の常時先頭出力(ピーク継続時間 7 時間として)について、河川流量データに基づき詳細に検討する必要がある。

4. 電力購入

BOT ならびに隣国からの電力購入する際には、自系統での発電コスト、特に設備利用率毎の発電コストについて調査するとともに、需給運用シミュレーションを用いて購入電力の年間利用率を求めることにより、経済比較を行う必要がある。

また、電力購入契約に当たっては、出力料金と燃料費料金に分けて契約することが望ましい。

5. 系統計画

2025 年に向けたベトナムの系統計画は、都市部の需要密度の上昇、および発電所の大規模化・遠隔化に対応し、信頼度の高い送電を、経済的に行えるように計画されなければ

ならない。このために、以下の事項を推奨する。

- ✓ 系統計画の基準は N-1 基準を適用する。
- ✓ 将来のハノイとホーチミン市の系統には、経済的な大きなサイズの電線や、単器容量の大きな変圧器の適用を考慮する。
- ✓ ハノイとホーチミン市の系統は、多重リング系統構成を指向する。
- ✓ 電力用コンデンサや分路リアクトルの自動開閉、SVC や同期調相器などの無効電力の自動調整装置を適用する。
- ✓ 事故電流の増加対策、たとえば、系統の分割運用、遮断容量の大きな遮断器の適用、高インピーダンス変圧器の採用などを検討する。 63kA の遮断器を基準のひとつに加える。
- ✓ 多くの直列コンデンサを設置すると、共振周波数の把握が難しくなるため、直列コンデンサの設置は、北部-南部間の送電線などに限定する。
- ✓ 中部から南部にかけて、発電所の開発が多くなるシナリオの場合、送電線のルート数を少なくでき、経済的となるより高い電圧での送電を検討する。

第6次MPで示された系統計画策定の方法の中で、標準化すべきものは、ベトナムの電力技術基準の中に含めることが望ましい。電力系統の計画方法をできるだけ透明にすることは、各発電事業者に対する公平なアクセスや、準公益的な送電系統の役割の強化につながるからである。

9.3 経済財務分析

1. 2010年までのキャッシュフローの改善

第6次マスタープランの投資計画では、急増する電力需要に対応するため、2005年から建設投資の支出は大きく見積もられている。一方、これら投資した設備が完成し、操業を開始するのは、2010年以降の設備が多いことより、電力販売による収入は、2010年頃まであまり増加しない。

Investment activity は、2007年には、50,000bill VND となっている。一方、Operating activity は、2010年でも約 30,000bill VND に留まっている。

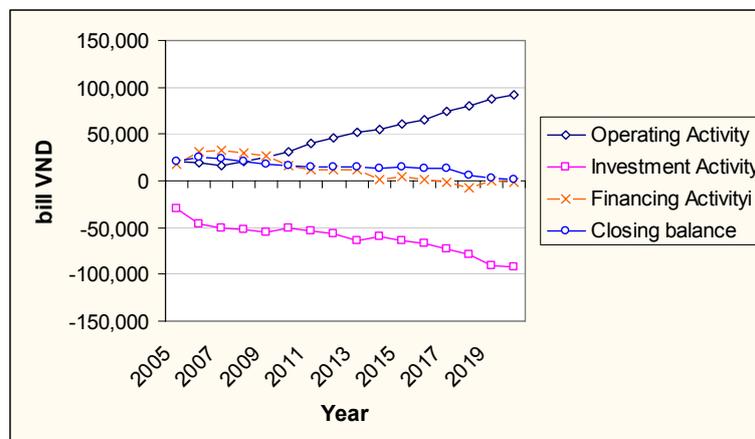


図 9-3-1 キャッシュ・フロー

以上より、2010年頃までのキャッシュ・フローが厳しくなっている。これに対処するためには、2010年頃までの投資計画を縮小するか、または Investment activity の支出と Operating activity の収入の差を、Soft Loan などで埋める必要がある。

2. 電力購入が財務に及ぼす影響

2010年まで設備投資を縮小すると、発電量も同時に減少することになる。よって、縮小前の電力販売を維持するためには、その分 IPP や BOT からの電力購入を増やさなければならない。

一方、図 9-2 は収益、費用と利益（収益－費用）を示す。シミュレーション上では、収益と費用がほぼ同程度に増加しており、これ以上電力購入コストを増やすことは、赤字になることを意味している。

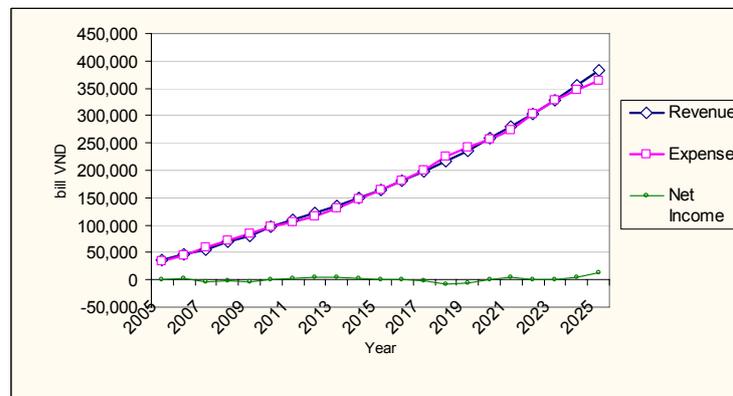


図 9-3-2 収益、費用、純利益

しかし、費用の中には、現金支出を伴わない減価償却費が含まれている。つまり、実際の現金の支出は、（費用－減価償却費）である。しかも、固定資産の増加に合わせて減価償却費も増加する。このため、2010年頃までの厳しいキャッシュ・フローを乗り切れば、2011年以降は IPP や BOT からの電力購入に耐えうるだけのキャッシュ・フローは維持できる。

したがって、IPP や BOT を活用することは、設備投資による資金繰りの悪化を回避するための重要な手段となる。

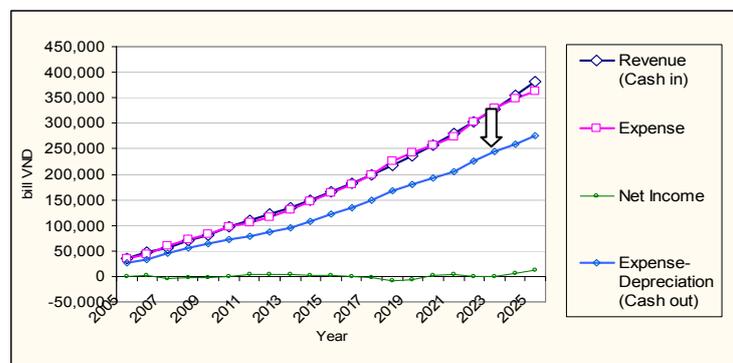


図 9-3-3 収益、費用、純利益、減価償却費

3. IPP、BOT からの電力購入量の限度

電力市場の安定化を図るためには、EVN がベトナムにおける電力セクターの中心機関の地位を維持するように、IPP と BOT からの電力購入量をベトナム全体の発電量の 50 未満に抑える必要がある。

9.4 環境社会配慮

1. PDP 6thにおける初期の環境調査 (IES)

PDP 6thにおける初期の環境調査 (IES) の結果は、水力発電所 (HPP) と火力発電所 (TPP) で、環境社会配慮の影響する各項目において、それぞれ特徴的な違いを示した。

つまり、HPP 開発は社会環境分野の非自発的住民移転ならびに少数民族の項目に大きな影響を持ち、TPP 開発は大気汚染および地球温暖化の項目に大きな影響がある結果となった。さらに、IES の結果、HPP 開発は上位ランクを占め TPP は下位ランクを占めており、中間帯 (23%) は両者が混在している。また、原子力は、最下位および最下位から 4 番目と評価が極めて悪かった。原子力に関しては、放射性廃棄物の発生、原料 (燃料棒) の搬入、事故による放射線漏洩等環境汚染要素が大きい。炭酸ガス発生量 / 地球温暖化の観点から見ると、風力発電と共にきわめて環境に優しい発電方式であることも否定できない。

調査は、主として机上で行われており、現場における IEE および EIA を通して別の結果が出る可能性もある。したがって、この点を念頭において、今後の個別地点の開発に際しては、各地点の状況にフォーカスした IEE および EIA を慎重に実施すべきである。

2. PDP 6thにおける SEA

クリーン開発メカニズムの考えを導入した場合、水力建設単価 2,211 ドル/kW(+30%) まで、水力の経済性の評価基準を高くすることが出来る。これにより、経済的な水力開発可能量が増加し、石炭火力開発量を低減させることが出来る。

また、「天然資源および環境の保護を伴ったエネルギー開発」は国家エネルギー政策にも謳われている。したがって、IES 結果で示されているように大きな環境影響を有する石炭火力発電 (2016 年から石炭を輸入) の開発は、できるだけより環境影響が小さい国内の水力をメインとした新・再生可能エネルギー等の開発に置き換えることが望ましい。

3. 代替案

代替案 I は、大規模非自発的住民移転を伴う上位 4 発電所をより住民移転世帯数が少ない他の水力発電所もしくは輸入水力に置き換える案である。PDP6thの見直し・修正を行う際に極力住民移転世帯数が少ない他の水力発電所の開発を優先するように提言する。また、輸入水力に置き換える場合は、輸出国の環境についても、同様に環境社会配慮をすべきである。

代替案 II は、二酸化炭素価格を US\$10 / t-CO₂ に仮定して排出権取引の考えを導入して検討された。ただし、限界開発費用はこの取引価格および原油価格に影響されることを認識しておく必要がある。

4. ステーク・ホルダー・ミーティング (SHM)

SEA における SHM の位置づけを理解することは容易ではない。

今後、環境社会配慮専門家は、同様な開発計画策定における SEA の導入に当たって、引き続き SHM の概念をカウンターパートにより明確に理解させるよう努める必要がある。なお、会議の中で、原子力に関する議論がかなり活発に行われたが、ベトナムにとって導入は時期尚早の雰囲気の中に議論が終了した。

現状の PDP 6th 策定作業においては、今回の SHM での意見を適切に策定過程にフィードバックするには時間的な制約があるが、今後の電源開発計画に SHM 開催を定着させるために、その意義及びステークホルダーの意見を計画に反映させる方法について、体系的に整理し制度化される必要がある。

また、個別開発案件の実施の際にも、できるだけ SHM 導入の取り組みを実施することが肝要である。

5. SEA の活用

PDP 6th における SEA の導入はベトナム電源開発計画 (PDP) 策定において初めてのケースであり、3 回にわたるワークショップおよび SHM を通して、SEA に関する意義や必要性をカウンターパートが認識するきっかけとなった。

今後、早い段階から関係者間の連携を密にし、より効果的な SEA の導入を図る必要がある。

第 10 章 技術移転

第 10 章 技術移転

10.1 電力需要予測

ベトナム国の特性に合わせてエネルギー需要予測モデルを開発し、実際に使用する電力需要予測手法は、今後のベトナム国が、電力システム開発の効率化を継続的に進めて行く上で欠くことのできない技術である。

従って、IEEJ が開発したエネルギー需要予測モデル開発ツール Simple E について、本調査終了後においても C/P 機関が、独自にこれを運用できるように今回は、ワーキンググループとの共同作業を通じて OJT(On the Job Training)中で、技術移転を実施した。

ベトナム国では電力負荷曲線の予測が重要であり、本調査では、先のピーク対応型電源最適化計画調査で実施された回帰分析手法を Simple E に移行し、負荷曲線予測の生産性向上を図った。

本調査におけるモデル開発方法、データ収集蓄積方法などに関するマニュアル（添付資料 10-1）を作成した。又、そのマニュアルについて、カウンターパートに提出すると共に、セミナー形式で、技術移転を実施した。

10.2 電源・送電網開発計画

EVN,IE,NLDC の技術者十数名に対して、東電所有の PDPAT II、MIDFILDER（IMPACT 改良版）を実務として、十分使いこなせるように技術移転（レベル向上）を実施した。

それぞれの開発者をベトナムに派遣し、PDPAT II、IMPACT の理論・機能、操作方法及びデータの作成方法についての技術移転をセミナー形式で実施した。

セミナーは、2 日間の日程で開催し、PDPAT II、MIDFILDER の理論・機能、操作方法及びデータの作成方法について、パソコンを使用し、実習形式で実施した。

表 10-2-1 セミナー実績行程

日 時		内 容
9 月 28 日(水)	AM	スケジュール説明, セミナー使用ソフトの配布, 説明 電源開発トレーニングソフト (1) 説明と演習
	PM	MIDFILDER の説明、理論・使用法、質疑、補講
9 月 29 日(木)	AM	PDPATII 理論・使用法, PDPATII 演習
	PM	電源開発トレーニングソフト (2) 説明と演習 電源開発トレーニングソフト (2) 演習解説と質疑

(1) セミナー実施状況

- 参加者予定者は、IE、EVN、NLDC、PECC1 から IE を通して募集した。しかしながら、EVN 及び PECC1 の参加予定者が業務多忙のため、当日、不参加となった。
- 参加者は、IE（8名）、LNDC（2名）より、全員 20 代の若いエンジニア 10 名であ

る。(添付資料 10-2)

- 全参加者は、本セミナーへの意識・興味は大きく活発な質問や積極的な参加が見られた。
- 特に IE からの参加者は意識が高く、理解した内容について、他の参加者からの質問に対し、説明することも自主的に行っていた。
- 基本的に 2~3 人に 1 台のパソコンとし、合計で 4 台のノートパソコンが用意された。不足分は、調査団より貸し出した。
- 全参加者の英語を話せるため、英語ベースでのセミナーで不都合はなかった。

(2) 技術移転状況

- IE および LNDC からの参加者のサポートもあり、全課程参加した者は今回供与したツールの内容と使用法を理解した。
- 当初、3 日間の日程をカウンターパートの都合により、2 日間としたため、短い日程となったが、IE と LNDC から優秀な若手技術者であったため、理解が早く、スムーズな進行が図れたと考えている。

(3) プログラムの供与

- 今回正式にデスクトップ型コンピューター 1 台、プログラムライセンスを供与した。
- 供与にあたっての使用条件はベトナム国内の電力システムに関する検討において、IE・EVN 内での使用に限るものである。

この使用条件に関する合意をカウンターパートである IE から取り付けた。(添付資料 10-3 参照)

10.3 経済財務分析

カウンターパートは既に国際会計法に関しては、毎年実施されている会計監査を通じて修得しているため、長期的投資計画（キャッシュフロー作成）を協同で実施する中、OJT により、策定方法ならびに感度分析方法について技術移転を実施した。

10.4 環境社会配慮

今回、はじめてベトナム国における電源システム開発計画に社会環境配慮の上流に位置する戦略的環境アセスメント(SEA)を導入したことから、その考え方や手法だけでなく、ワーキンググループとの共同作業を通じて OJT 中で、初期環境調査 (IES)、スクリーニング、スコーピングについて、技術移転を実施した。

一事業だけの（スクリーニング、スコーピングを含む）にとらわれない複数事業あるいは代替案を含めた経済計算と連携した総合的な判断を行う必要があり、そのためには他分野の C/P とのコミュニケーションと理解の共有化も重要な要素であることを含めて技術移転を実施した。

第 11 章 ワークショップ

第 11 章 ワークショップ

11.1 第 1 回ワークショップ(W/S)の開催

インセプションレポート、関連資料の確認と評価及び電力需要予測予備検討の説明・討議のため、政府関係機関およびドナー機関を招待し、EVN の主催による第 1 回ワークショップを 2005 年 5 月 20 日に開催した。

ワークショップは、添付資料 11-1 に示す議事次第により、約 40 人の参加を得て実施し、プレゼンテーションおよびディスカッションを通じて、調査団が提案した調査方法や計画に対する理解を深めることができた。

主な質疑およびコメントは以下のとおり

- 1) 日負荷曲線の想定結果が昼と夕方の 2 ピーク型となっているが、諸外国の例は午前、午後、夕方の 3 ピーク型である、また、前回の JICA スタディの予測結果でも 3 ピーク型であった。やはり、重回帰分析法の方が良いのではないか？
→ 2 ピーク型の日負荷曲線は積み上げ法による予測結果であり、現時点では、重回帰分析法よりも予測精度が高いと思われるが、今後、重回帰分析法による予測も実施する予定である。
- 2) 日負荷曲線は最適電源構成を決める上で重要な要素である。従って、地域ごと季節ごと平日、休日の需要曲線が必要となるが、今回の検討ではそこまでやるのか？ また、最適電源構成を決めるツールは上記条件を考慮できるものを採用するのか？
→ 日負荷曲線は北部、中部、南部について、各月の平日、休日、最大需要日を想定する。また、これをダイレクトに評価できる需給運用シミュレーションソフトを使って最適電源構成を最小費用開発の観点から検討する予定である。
- 3) 第 5 次 MP の電力需要予測は実際と大きく異なった。電力需要予測は電力事業経営上もその正確性が求められることから、JICA 調査団と IE が協力して精度の高い電力需要予測を行ってもらいたい。そのためにも、本調査への各関係機関の全面的な協力をお願いする。(EVN ソン副社長)
- 4) 電源・送電網開発計画に影響を及ぼす不確定要因として投資資金不足ならびに関係法規手続きの遅れに伴うプロジェクトの遅延があり、この点を考慮してもらいたい。
- 5) これまで、電力料金は政府により決められているが、将来は電力市場が設立され市場価格になる予定である。この影響は重回帰分析法に織り込まれ

るのか？

→ 市場価格の決定メカニズムは、コスト+適正利潤であるので、この考えに沿った電力価格予測式をモデルに織り込む予定である。(井上)

6) 100 近い電源開発候補地点から 5,6 地点を選定して、現地調査を実施することであるが、5,6 地点で 100 地点を代表できるのか？ カテゴリーA,B,C の分けは、これまでベトナムの開発案件で実施されているのか？ また、SEA では、累積影響評価が重要であると考え、本調査では累積影響評価は実施するのか？

→ SEA は個別案件を評価するものではなく政策的・政府の方針および長期の計画を含めて検討する必要がある、現地調査は、電源種別毎に代表的な地点を対象に実施する。

→ カテゴリーA,B,C の分類は、従来個別案件で実施されている。今回は、SEA という観点から、まずは各候補地点に関する IEE は実施するが、その結果を受けた総合的な判断が必要となる。さらに、環境社会配慮の面からの SEA 判定結果を経済性、効率性からの評価にフィードバックする。

→ SEA とは必ずしも累積影響評価ではない。

広い視野で判断するために、地域的な観点および長期的な視点という面と時間とに関する配慮が必要となる。

たとえば、発電形態が異なる北部、中部ならびに南部と地域分けして、北部ではどの種類の発電システムを強化すべきか、すなわち、水力主体の中に火力を強化すべきか、さらに水力を補強すべきか、それらを混合した開発を行うべきか等の長期的政策・方針に基づいて効率性、経済性面からの検討に加え、発電形態グループとしての環境社会配慮の検討を行うものである。

7) 電力マスタープランの策定に当たっては、電力需要想定その他、一次エネルギー価格動向、国際電力融通、電力輸入など、様々な不確定要因を考慮する必要があるが、こういった要因を考慮する予定なのか？

→ 言われるとおり、様々な不確定要因を考慮する必要がある、そのために検討シナリオの設定に当たっては、関係機関と十分な協議を行う予定であり、協力をお願いしたい。

8) 財務経済分析において、近い将来予定されている電力市場設立が電力料金や資金調達に及ぼす影響も検討してもらいたい。

→ 今回、電力セクター改革の動向（電力市場設立）を踏まえ、今後、電力設備開発に及ぼす影響を分析し、その方向性についてコメントする予定である。

プレゼンテーション資料を添付資料 11-2 に示す。

11.2 第2回ワークショップ(W/S)の開催

インテリムレポートおよび電源開発シナリオの説明・討議のため、政府関係機関およびドナー機関を招待し、EVNの主催による第2回ワークショップを2005年7月27日に開催した。

ワークショップは、添付資料11-3に示す議事次第に沿って、約60人の参加を得て実施した。調査団によるプレゼンテーションおよびディスカッションを通じて、次のステップへ進むためのコンセンサスが得られた。プレゼンテーション資料は、添付資料11-4に示す。

主な質疑およびコメントは以下のとおり。

- 1) 電力需要予測の2005-2010のLowケースにおけるGDP成長率の6%という数字は低すぎるのではないかと。
 - 電力需要予測の中で、弾性値が現状の2.13から1.2、1.3まで急速に低下しているが理由は何か？ それにともIEとJICA調査団との計算結果を同じにするためにそのようになったのか？
- 2) Intensity法での電力需要はエネルギー使用効率が非常に低いことを示している。もう一度確認すべきでは？
 - エネルギー価格がどう電力需要予測に影響したかが明確ではない。また、本調査で使用されたエネルギー価格予想値2006年(40USドル)、2007年(35USドル)は低すぎるのではないかと。
 - その価格設定により、JICAチームによって予測された電力需要はIEによって行われたそれより低かったのではないかと。エネルギー価格をもっと高く設定した場合どうなるのか？
- 3) 日負荷曲線予測は非常に長期間である2025年まで実施しているが、日負荷曲線のピークと最低負荷の値に大きいギャップがある。この場合、効率的な電力供給とはならない。したがって、本調査では、日負荷曲線を「より平坦に」するようなシナリオも検討すべきである。
- 4) 一次エネルギーにおける技術改革による省エネルギーとエネルギー価格の2つの要因をエネルギー需要想定においてどのように考慮しているのか？
 - 省エネルギー効果は他国の経験から、2010年から毎年1%から2%エネルギー消費量が減るとみている。また、エネルギー価格についても経験から、価格上昇に伴う、需要の低減効果を織り込んでいる。

5) 一次エネルギーについて、IE と JICA チームは、インプットデータや想定方法について十分に協議し、一つを選定すべきである。また、一次エネルギーリソースに関して、IE の蓄積データ（石炭、油、ガス）やエネルギーセクターの国家的発展方針に基づいて、IE と JICA チームは、最終報告書をまとめるべきである。

→ 今日は、それぞれの方法で実施した結果を発表したが、本 WS におけるコメントを反映して、電力需要想定ならびにエネルギー需給バランスについても、最終的には IE と調査団の想定値は、一本化することとしている。

6) 電源開発計画において、各地域に適性価格で信頼度の高い電力供給を行うための基準は何か。

→ 第 4 次、第 5 次 MP においても LOLE=24 時間を供給信頼度基準として採用していたが、結果的には基準が満たされていない。第 6 次 MP においても同じ基準を適用して計画する。

7) 電源開発計画は、6 つのシナリオについて検討するとのことであるが、水力出水変動や負荷曲線の変化についても別シナリオとして追加すべきではないか？

→ 出水変動は供給力の発現確率として供給信頼度の中で考慮されるべきであるため、予条件であり、シナリオとして考慮すべきものではない。

8) 送電網計画の系統の安定度評価基準として N-1 基準を適用する理由は送電線の 1 回線事故があっても供給支障とならないという基準であるが、バスバーにおける基準は何か？

→ 日本では、バスバーの故障は系統の安定度に及ぼす影響が大きいため、これに関しては N-2 基準を適用している。

11.3 第 3 回ワークショップ(W/S)の開催

本マスタープランの最終原案及びドラフトファイナルレポートの説明・討議のため、政府関係機関およびドナー機関を招待し、EVN の主催による第 3 回ワークショップを 2004 年 2 月 25 日に開催した。

ワークショップは、添付資料 11-4 に示す議事次第により、約 50 人の参加を得て実施し、プレゼンテーションおよびディスカッションを通じて、本調査に対するコンセンサスが得られた。プレゼンテーション資料は、添付資料 11-5 に示す。

主な質疑応答は以下のとおりである。

Q1: BOT スキームに関して、1,440MW のガス C/C が限界としているが、このガス供給制限はどのように設定したのか？この結果はベトナムの Energy Policy に基づいて、検討されるべきではないか？ (MOI)

→ ペトロベトナムのMPから引用したものである。PetroVietnam によれば、2025年において、ガス供給の制限は 140 億 m³ である。

→ この 1440MW は、現在 BOT プロジェクトとして運転されている Phu My 2.2 及

び Phu My 3 の合計である。これをベースケースとし、ケース 1、2 について、それぞれ、3990MW, 9030MW の場合について検討したものである。

Q2 : 石炭火力の BOT における導入制約についての技術的検討はしなかったのか？

→ スクリーニングカーブで示されるとおり、石炭火力はベース供給力として経済性があり、BOT 契約における設備利用率 75% の制限は運用上影響はない。また、現在、石炭については、国内 IPP として開発されている。

C1 : BOT による発電所のリミテーションについては、経済性だけでなく、技術面である全体の電源システムを考慮して、検討されるべきである。例えば、前回の計算では、この割合は 20%であった。(MOI)

→ BOT 導入のリミテーションに関しては、現状の契約形態を見直し、設備利用率を固定せず、自由度をもたすことにより、技術的な制約はなくなる。

C2 : 電源開発計画のプレゼンテーションにおいて、2006年-2010年まで、毎年平均して、3,500MW、これに対し 2011-2015 年は 3,160MW の電源開発が必要であるとしているが、至近年の開発量は、あまりにも多いのではないか。

(MOI)

→ 2006-2010 年の毎年の平均の電源設備容量は、必要な電源予備率を確保するよう設定されており、北部の現状の電力不足（渇水、開発遅延の影響）を解消する分も含まれているため、3,500MW と多くなっている。

Q3 : 140 億 m³ のガス供給キャパシティーに関して説明願いたい。(WB)

→ ペトロベトナムのMPから引用したものである。

Q4 : スクリーニングカーブの見方を説明願いたい。(WB)

→ 再度、パワーポイントにて説明。

Q5 : 最小費用法の前に、一次エネルギー資源供給のための最低限の利益について検討したか？また、今後、一次エネルギー資源開発が最適なのか？ 例え

- ば、水力開発は、環境が脅かされることにより、開発可能量に対して、かぎりなく開発することはできない。(MOI)
- 一次エネルギーは、水力、ガスおよび石炭の3種類であり、政策、関連セクターにおける計画がベースである。
- 例えば、ベトナム国の水力開発可能量(1,000-1,200億kWh)であり、水力開発による電力供給量が、わずか720億kWhであるため、水力開発が発展すると考えられた。また、環境や住民移転についても調査がされている。
- C3: プレゼンテーションで、Binh Thuan州のガス火力発電は2016年に開発されるとしているが、このスケジュールは、White Lion、Black Lion および Golden Lionのような分野でのガスを開発する進捗と比較して遅すぎる。
(Petrovietnam)
- 2016年ではない、Binh Thuanのガス火力の開発は、2012年である。
- Q6: 本調査では、O Mon コンバインドサイクルを2008年6月にオペレーションを計画されている。しかしながら、Mr.Dich氏は、2009年8月より、早くなりえないと考えている。(Petrovietnam)
- このコメントは考慮する。
- C4: 電力セクター改革に関しては、「民営化」ではなく「株式公正化」という表現が正しい。リストラクチャリング(EVN)の過程において、規模の大きな発電所や多目的ダムを擁する水力電力、原子力発電所だけはEVNが100%、所有すると思われる。その他の発電所は、株式会社化される予定。(IE)
- C5: 経済財務分析は、電力セクター全体のために実施されるべきで、近い将来電力市場に含まれる多くの企業資産の持分について、個々のEVNだけ検討すべきではない。(MOI)
- 電力セクター全体を検討しているBOT、IPPについては、購入電力として財務に反映されている。
- C6: 本日の、電力セクター改革に関するプレゼンテーションは概論であり、今後、より多くの議論を必要とする。(MOI)
- C7: 電源開発の多様化が重要である。例えば(水力、火力、原子力、再生可能エネルギーなどなど)。環境面でも、水力開発だけが強調されるべきではない。
(MOI)