

## 6.2.2 主要河川における新規水力開発計画の見直し

### (1) 見直し内容

#### (a) 電力量

一般的に、同一河川において水力地点が下流から段階的に開発された場合、下流にある既設発電所の電力量は上流側に建設された発電所の影響を受けるものである。これは、水力開発地点の評価において最も重要な検討項目の一つであるが、Table 6.2-1 に表示された新規水力開発計画地点にはこうした考え方は考慮されていない。それゆえ、同一水系に存在する水力開発地点については、各水力地点同士の相互間の電力量の影響を評価したうえで見直しを行う必要がある。

本節においては、主要河川沿いの計画地点群について見直しを行った。見直しを行った河川水系は、北部地域のDa川水系、中部地域のSesan川水系、南部地域のDong Nai川水系である。

#### (b) 工事費

IEVより提示された工事費について妥当性の確認を行った。工事単価は、地点特性によりバラツキが見られるものであるが、本検討においては、国際入札の単価により見直しを行った。

#### (c) 工期

日本における工事実績と現地状況を勘案して、工期の見直しを行った。見直しを行った工期に基づいて個別新規地点の開発工程の検討も行った。

#### (d) 建中利子

建中利子についても見直しを行った。

### (2) 電力量に関する見直し

#### (a) 見直しの方法

見直しの目的は、同一水系内の水力計画地点の相互間に与える影響を考慮して、改めて地点の評価およびプライオリティーを評価することにある。見直しを行った計画地点の入力データは Table 6.2-1 に基づくもので、IEVより提供されたものである。

各水系における電力量見直し結果を Table 6.2-2~4 に示す。これらの表においては、新規開発地点による既設発電所の発電電力量の増減は新規開発地点の電力量

に加味するものとした。

検討を行った計画地点の月別電力量を付録 6.2.2に示す。これらのデータは8章の電源開発計画検討の解析において入力データとして使用される。

(b) Da川水系の計画地点に関する見直し

Da川水系においては、既設のHoa Binh水力発電所上流にSon La、Huoi Quang地点が計画されている。各計画地点へのアクセスの方法を考えると、Da川水系の水力開発順序は下流側より、Son La水力計画の開発を行い、それが完成した後、Huoi Quang水力計画の開発という順になるであろう。

現在のHuoi Quang水力計画の諸元は Son La(小) 水力計画 (2,400MW) に対応するものである。Huoi Quang水力計画の放水位はSon La水力計画の貯水池水位以下となるため、Son La (大) 水力計画とHuoi Quang水力計画のシリーズ開発はここでは検討していない。

結果的に、年間発電電力量 15,000GWhの Son La(大) 計画は下流にある既設Hoa Binh水力発電所の電力量を2,300GWh増加させる。年間発電電力量 9,900GWhの Son La(小) 水力計画が完成した場合、Hoa Binh水力発電所の電力量は900GWh増加する。さらに年間発電電力量2,800GWhのHuoi Quang水力計画は、下流の Son La(小)、Hoa Binh水力発電所の電力量を計200GWh増加させる。

(c) Sesan川水系の計画地点に関する見直し

建設中のYaly地点とは別に、Plei Krong、Sesan 3、Thuong Kontum、Sesan 4 という4つの計画地点がSesan川水系に存在する。

IEVの計画によれば、Yaly地点の次に開発されるのはPlei Krong水力計画である。他の3地点については机上検討の段階にあり、開発順序は不明確である。全計画が開発された後の電力量を評価するために、本検討においては、最上流部のThuong Kontum、Sesan 3、Sesan 4計画の順で開発するものと仮定した。

見直しにおいては Thuong Kontum計画は流域変更により、発電使用水量を他の流域へ転流する計画であるため、下流に位置する水力発電所の電力量減を生じさせることを考慮した。

Sesan川水系の見直し結果によれば、年間発電電力量 560GWhのPlei Krong水力計画はYaly水力地点の電力量を 220GWh増加させる。しかしながら、Thuong Kontum水力計画の開発により下流のYaly水力地点の電力量は130GWhの減となる。

結果として、上流地点の開発により、Yaly水力地点の電力量は90GWhの増となる。

(d) Dong Nai川水系の計画地点に関する見直し

Dong Nai川水系においては、Dai Ninh、Dong Nai 4、Dong Nai 8、Ham Thuan / Da Mi の4つの計画地点が存在する。また、既設水力発電所として、最上流端にDa Nhim水力発電所が、また、下流端にTri An水力発電所が存在する。IEVによれば、Dong Nai川の支流のLanga川に位置するHam Thuan / Da Mi水力計画は、まもなく建設工事に着工する予定である。また、その他の計画地点については、Dai Ninh、Dong Nai 4、Dong Nai 8計画の順で開発を進めていく予定とのことである。この開発順序に従って、見直しを行った。

Da Nhim水力発電所とDai Ninh水力計画は、灌漑の目的で流域変更を行う。また、Da Mi水力計画はHam Thuan水力計画の調整池という位置づけにあり、Ham Thuan水力計画の発電使用水量は、Da Mi水力計画へ供給される。

Dong Nai川水系においては、近々開発されるHam Thuan/Da Mi水力計画の完成により、下流に位置する既設Tri An水力発電所の電力量は少量ながら、40GWhの増となる。その後、Dai Ninh計画が開発されると、下流の既設Tri An水力発電所の電力量は40GWhの減となる。結果的には、上流に位置するDai Ninh水力計画の流域変更により、Tri An水力発電所の電力量は現在の状態に戻ることになる。

(3) 工事費の見直し

(a) 土木工事費および土木機械工事費

各計画地点の工事費がIEVより提示された。工事費の内訳を Table 6.2-5, 6 に示す。

土木工事費および土木機械工事費については、国際入札水準の工事単価とIEVより提示された工事数量を用いて算出した。まず初めに、IEVより提示された計画図面を用いて数量の検討を行った。

全地点の代表として、Son La水力計画について計画図面により数量の見直しを行った。

IEVによる提示数量と数量の見直し結果には大きな差異がみられなかったため、土木工事に係る数量は妥当であると判断した。これに基づき、全計画地点の土木工事費、土木機械工事費の算出にはIEVより提示された工事数量を使用することとし

た。主要土木工事費の算出に係る前提条件は 付録 6.2.3 に示すとおりである。  
また、計画地点の主要構造物の工事数量の内訳は 付録 6.2.4 に示すとおりである。

土木工事費算出に使用された国際入札水準工事単価は以下のとおりである。

*土砂掘削	3.00 米ドル/m <sup>3</sup>
*岩石掘削	7.00 米ドル/m <sup>3</sup>
*トンネル掘削	108.00 米ドル/m <sup>3</sup>
*コア盛立	3.00 米ドル/m <sup>3</sup>
*ロック材盛立	6.00 米ドル/m <sup>3</sup>
*フィルター材盛立	15.00 米ドル/m <sup>3</sup>
*明りコシクリート	130.00 米ドル/m <sup>3</sup>
*トンネルコンクリート	200.00 米ドル/m <sup>3</sup>
*鉄筋	756.00 米ドル/t
*アクセス道路	1,253.00 米ドル/km
*水圧鉄管	7,000.00 米ドル/t
*ゲートその他	8,000.00 米ドル/t

また、土木工事費全体の構成は下記の項目による合計金額とした。

*主要工種による工事費	A
*仮設備	A × 10 %
*仮排水路	A × 15 %
*その他諸経費	A × 10 %

各項目の比率は、水力発電所工事実績を考慮して決定されたものである。

#### (b) 電気機器関係

電気機器関係工事費については、国際相場での電気機器関係工事費の実績を基に、  
単機出力～単機当り工事費の関係を踏まえて、工事費の算出を行った。

(c) 社会環境対策費

全計画地点について、IEVにより提示された社会環境対策費の妥当性を確認するために、各計画地点の貯水池満水位標高における平面積と社会環境対策費の関係を調べた。結果を Table 6.2-7 および Figure 6.2-1 に示す。

図の示すとおり、IEVにより算出された社会環境対策費は、Ban Mai水力計画を除いてほぼ同一の直線上に並んでいる。

一方、IEVにより算出された社会環境対策費の建設費総額に占める割合を見た場合、次のような結果が見られる：

1) 社会環境対策費の建設費総額に占める割合が15%~20%に達している計画地点：

Dai Thi (250MW), An Khe (116MW), Plei Krong (120MW), Sesan 4 (366MW)  
Dong Nai 8 (192MW), Can Don (50MW)

2) 社会環境対策費の建設費総額に占める割合が10%~15%未満に達している計画地点：

Cua Dat (105MW), Song Hinh (70MW)

3) 社会環境対策費の建設費総額に占める割合が10%未満になっている計画地点：

Son La (大) (3600MW), Son La (小) (2400MW), Huoi Quang (800MW),  
Son Con 2 (60MW), Buon Cuop (81MW), Ban Mai (350MW), Thuong Kontum  
(260MW)その他。

一般的な常識や知見からみて、貯水池の満水位平面積が大きい程社会環境等への影響が大きく、住民移転に係わる補償費以外に周辺および移転先の社会インフラ等の整備のための費用がより多く派生することになり、社会環境対策費の建設費総額に占める割合は大きくなると判断するのが妥当である。IEVが見積もったSon La(大)とSon La(小)の社会環境対策費(建設費総額の約8%)は単に補償関連費のみであり、社会インフラ整備関連費用は含まれていないものと見られる。また上記のデータが示すように、Dai Thi(約21%)やSesan 4(約18%)の社会環境対策費の割合が約20%にも達していることを考慮すれば、Son La計画の環境対策費の見積額の割合は低過ぎると考えざるを得ない。

以上の分析から、Son La(大)とSon La(小)のいずれの場合でも、社会環境対策費は建設費総額の約15%を見積もることが妥当であると考えられる。

他方、Son La(大)とSon La(小)の環境へのインパクトの大小の比較を考慮し、どちらを選択すべきかを考えることも重要である。Table 6.2-8にSon La(大)とSon La(小)に関する環境関連因子の比較を行った結果を示す。この表が示すように、水没農耕面積や水没森林面積はいずれも100%の増加が見られ、関連社会環境のみならず、自然環境への影響も倍増することは明らかである。移転住民数は約36%の増加であるが、関連する社会インフラ整備費の増分はそれだけ大きい金額になるのは確実である。従って、社会および自然環境双方への影響を考慮した場合、Son La(S)を選択するのが妥当であり、無理のない選択であるといえる。

#### (d) 検討結果

以上の検討結果を、Table 6.2-9に示す。各地点の見直し工事費の内訳は付録6.2.4に示すとおりである。土木工事費については、全体工事費との誤差率は、土木工事費についてはSong Con 2計画を除いて、数%から30%程度の範囲に収まり、土木機械関係工事費および電気関係工事費については、数%のオーダーにとどまった。

Son La、Huoi Quang、Dai Thi、Plei Krong、Sesan 3、Sesan 4、Rao Quan、Dong Nai 8計画の見直し工事費はIEVより提供された工事費に対して数%~20%程度の誤差となり、Ban Mai水力計画、Song Con 2水力計画を除くその他の地点の見直し工事費は30%程度の誤差となった。見直し工事費が20%程度以内の誤差に入った計画地点は、IEVが国際入札による開発を推進しようという意図をもって検討がなされていると考えられる。

Ban Mai水力計画については、社会環境対策費の見直しを行うべきである。Song Con 2水力計画については、土木工事費の見直しを行うべきである。

一方、誤差率で30%程度以上となった地点は、単価において国際入札が意識されておらず、国内単価により工事費を算出したと考えられる。このグループに属する計画の多くは、発電のみならず、灌漑、洪水調節といった多目的開発が考えられている。そのため、国内単価により工事費の算出が行われていると推測される。

Table 6.2-9において計画全体での見直し工事費とIEVより提示された工事費を比較するとその誤差率は約7%にとどまり、マスタープラン検討レベルにしては、かなりの精度で工事費の一致がみられた。したがって、IEVが算出した水力開発に関する総コストについては、地点毎には出入りがあるもののほぼ妥当な金額である

ものと判断できる。8章における長期電源開発計画（PDP）スタディにおいては、財務分析等に関連した検討で入力データとして計画の工事費が必要となってくるが、同検討においては、IEVより提示のあった工事費を入力データとして使用するものとする。

#### (4) 計画地点の工期

8章の電源開発計画においては、各地点の工期が重要な要素となる。本節においては、各計画の工期の検討を行った。

一般的に、水力開発の工期は主にダム建設と道路建設に依存する。本検討においては、日本国内の実績を基に、ダム堤体積を工期のパラメータと考えて、工期の検討を行った。ここには道路建設に係る工期は考慮されていない。ベトナムにおいては、道路工事は本体工事と別に進められて、工期に影響は及ぼさないとされているが、地点によっては、その距離が数10kmに及ぶため、2年程度の工期の余裕を考慮した。検討の基本的な考え方を付録 6.2.5 に示す。

Son La水力計画の場合、初号機運開後は、ベトナム国内の電力需要を見ながら順次運開することとしたため、建設工事の遅れは3～4年とした。

結果を Table 6.2-10 に示す。Son La水力計画の工期は、Son La（小）の場合で12年、Son La（大）の場合で15年となった。Huoi Quang水力計画以外の地点については、6年という工期で概ね建設可能であると判断した。Huoi Quang水力計画については、Son La（小）計画の貯水池完成後、船によりアクセスを行うと考え、余裕をみて7年で完成可能と判断した。

見直しを行った工期を用いて、IEVの希望運開年を基に新規計画地点の開発工程の策定を行った。結果を Figure 6.2-2 に示す。この図には、各計画地点の現段階での開発作業の進行状況も考慮した。進行状況は下記のとおりである。

- (a) Ban Mai水力計画のF/S実施中
- (b) Sesan 3, Sesan 4, Thuong Kontum水力計画については、机上検討のみである。
- (c) Dai Ninh水力計画のF/SはPIDC2により実施済
- (d) 他の地点は、プレF/S終了。

この図から以下のことが確認された。

- (a) Plei KrongおよびSesan 3水力計画に関する開発工程がタイトである。これらの

計画には、フィージビリティスタディおよび詳細設計にそれぞれ1年ずつしかかけられない。さらに、Sesan 3, Sesan 4, Thuong Kontum水力計画については、F/Sの前にM/Pも実施する必要がある。

(b) Son La計画についても、IEVの希望運開年に初号機運開とするためには2000年初頭に着工する必要がある。その前にF/SおよびM/Pの作業を終了するためには、早急にF/Sを実施する必要がある。

#### (5) 建中利子に関する見直し

水力開発においては、工期が長いと、その建設期間中に係る利子、すなわち、建中利子が工事費の増加要因として大きな影響を及ぼす。本検討においては建中利子は次式で考えた。

$$IDC=0.4 \times R \times T \times \text{総建設費}$$

R : 利子率

T : 工期 (年)

本検討においては、上式の妥当性を確認するために、Son La計画プレF/Sを元に検討を行った。同報告書においては、Son La(小)計画における工期が14年とされており、各年次の資金展開は Table 6.2-11 に示すとおりである。

同表において、毎年の利子率を10%とし、総工事費を100として建中利子の計算を行うと、この資金展開による利子は58となる。

一方、毎年の利子率10%、工期14年として、上式により建中利子の計算を行うと、結果は下記のとおりとなる。

$$IDC=0.4 \times 0.1 \times 14 \times 100 = 56$$

したがって、両者間に大きな差異がみられないので、上式を用いて建中利子の計算を行うことは妥当であると判断した。

### 6.2.3 新規水力計画地点の評価

#### (1) 評価の方針

新規水力計画地点の評価はIEV(FIDC1)により提示された数値および6.2.2項の見直し結果に基づいて実施された。

本節においては、B/C、発電経費により評価を行った。

新規水力計画地点の評価実施にあたり、下記の項目を評価の前提条件とした。

- (a) 洪水調節、灌漑といった多目的計画事業における他部門の利益は、本評価の中には考慮されていない。それゆえ、計画工事費は他部門との費用分担は行われておらず、発電部門で計画工事費全体を負担するものとした。一部、IEVより要請のあった地点については費用分担等を加味した工事費により評価を行っている。
- (b) 利益の計算には、見直しを行った計画地点については、6.2.2項における電力量を使用した。その他の計画地点については、Table 6.2-1 に示すIEVにより提示された電力量を用いた。
- (c) 新規水力地点の評価と8章における電源開発計画検討においては、IEVにより提示された工事費を使用した。新規水力計画地点のうち、Ban Mai計画、Dong Nai 4水力計画、Dai Ninh水力計画については、別途IEVよりJICA調査団に提示された工事費を使用することとした。
- (d) IEVにより、6.2.2項において見直しを行ったDai Ninh水力計画の発電使用水量の一部は発電所不通過利水として使用されるとの情報を得た。下流発電所に対する影響は変わらないものの、Dai Ninh水力計画の電力量は異なってくる。この件については、詳細な情報が得られなかったため、評価に使用する電力量はTable 6.2-1 のものを使用した。すなわち、Dai Ninh水力計画そのものの年間発電電力量は1,218GWhとし、下流のTri An計画の減少分 (▲ 43GWh)を考慮して、1,175 GWhを使用することとした。

## (2) 評価の基本的考え方

ここに述べる評価とは、新規水力計画地点を経済的に評価することである。水力計画地点の経済評価手法の一つとして、同等の機能を有する代替火力発電所建設コストに基づき、その便益とコストの比較を行うという手法がある。本検討においては、便益と等価年経費を評価の対象とした。これらの詳細については、後述する。また、発電経費による評価も行った。

代替火力発電所として、石炭火力発電所を採用した。石炭は3.5節に述べたとおり、ベトナム国において、石油、天然ガスといった他の燃料と比較して、経済的で、かつ安定した供給が可能である。

### (3) 等価年経費

水力計画地点の等価年経費は償却費と運転保守費からなる。これは、償却率10%と仮定して、総工事費に年経費率を乗じることにより算出される。ここでは、下記の条件を使用した。

n : 耐用年数	土木設備	50 年
	機械設備	25 年
	電気設備	25 年

#### \*直接工事費に対する運転保守費率

土木設備	1.5%
機械設備	1.5%
電気設備	1.5%

等価年経費の計算方法は、付録 6.2.6 に示すとおりである。

### (4) 発電経費

等価年経費および、6.2.2項における電力量見直し結果および Table 6.2-1 に示す電力量を用いて、発電経費を算出した。なお、等価年経費には6.2.2項で検討した建中利子が考慮されており、次式により算出される。

$$\text{発電経費} = \text{総工事費に係る等価年経費} \times (1 + 0.4 \times R \times T) / \text{年間発生電力量}$$

### (5) 年間便益

水力計画地点の便益は資本費、保守運転費、燃料費からなる代替火力発電所の建設費により算出される。代替火力発電所建設費は、固定費と可変費に分割され、受電端の出力、電力量により、kW単価およびkWh単価に変換される。これらの数値を Table 6.2-12 に示す。

年間便益は、保証出力と年間発生電力量にそれぞれ代替火力発電所のkW単価およびkWh単価を乗じて合算したものである。特に出力による価値分を評価に加えるために、ピーク継続時間を考慮して次式により年間便益を算出した。

ここに、保証出力は電力量検討期間中の95%において発電可能出力値を採用した。

$$\text{年間便益} = \text{kW価値} \times \text{保証出力} \times \text{ピーク継続時間} / 24 + \text{kWh価値} \times \text{年発電電力量}$$

この式から、発電所の便益はピーク継続時間により変化すると考えられる。

便益算定において本検討においてはピーク継続時間は基本的に8時間とした。

いくつかの計画においては、尖頭出力、すなわち“保証出力×ピーク継続時間/24”の値が、発電所最大出力よりも大きくなることもありうる。こうした場合には、ピーク継続時間による尖頭出力の上限を最大出力とした。

## (6) 評価結果

(1)~(5)に述べた方法に従って、「B/C」、「発電経費」といった手法により新規水力計画地点の経済的な評価を行った。

### (a) Da川水系、Sesan川水系、Dong Nai川水系の評価結果

ピーク運転を行わない場合とピーク継続時間を8時間とした場合についての水力発電所評価結果を Table 6.2-13 に示す。この表に示された経済性評価指標の数字により、以下の知見が得られた。

- 1) 水力発電所の経済評価におけるkW価値の与える影響は大きく、ピーク運転を加味することによりB/Cの値は増加する。ピーク運転を加味しないで経済評価が良好な (B/C>1となる) 計画地点はSon La (大)、Plei Krong、Sesan 3 の3つだけである。
- 2) ピーク継続時間を8時間とした場合、ほとんどの水系でB/Cは1より大きくなった。この場合、B/Cが1を超えないのは、Dong Nai 8およびDong Nai 4の2地点だけである。
- 3) 水系毎のB/C値等の比較によれば、Da川水系が最も高く評価できる。Dong Nai川水系は比較した3水系の中では最も低い評価となったが、同水系については、水資源の有効活用という観点から、エネルギー部門よりもむしろ社会経済部門としての開発必要性が高いものと考えられる。
- 4) これら3つの水系の個別地点のうち、Son La, Huoi Quan, Thuong Kontum, Plei Krong, Sesan 3 水力計画は高く評価できる。
- 5) Dong Nai川水系においては、Dai Ninh水力計画が高く評価できる。

(b) Da川水系の開発計画案の比較検討

Da川水系の開発計画案は2つの選択肢がある。これら2つの開発計画案を比較すると、年経費で比較した場合、Son La (小) + Huoi Quang水力計画案の方が高い評価となった。一方、B/Cによる比較においては、Table 6.2-13 に示すとおり、ピーク運転をしない場合は、Son La (大) 計画が高く評価されるが、8時間運転とした場合、Son La (小) + Huoi Quang水力計画案が高く評価される。そこで、ピーク継続時間を24, 12, 10, 8, 6時間と変化させて両者のB/Cの比較検討を行った。検討結果を Table 6.2-14 および Figure 6.2-3 に示す。

この結果、ピーク継続時間が10時間よりも長い場合、B/CはSon La (大) 水力計画の方が大きくなり、10時間より短くなるとSon La (小) + Huoi Quang水力計画案の方が大きくなるという傾向にあることがわかった。

このことから、Son La (大) 水力計画は主にベース需要対応の電源であり、Son La (小) + Huoi Quang水力計画は、主にピーク需要対応電源であると判断できる。開発規模の策定においては、運開時点の電力需要および日負荷に対する本計画の電源としての役割を考慮する必要がある。この検討は、8章で述べる電源開発計画策定において行われる。

(c) 個別新規水力計画地点の評価

上記と同様にして、個別新規水力計画地点の評価を行った。ピーク継続時間を24, 12, 10, 8, 6時間と変化させた場合の検討結果について Table 6.2-15 に示す。同表において、6.2.2項において見直しを行っていない計画については、Table 6.2-1 に示された数字を用いて、評価を行った。「B/C値」と「発電経費」に関する新規計画地点のランキングを Table 6.2-16 に示す。本検討とは別に、6.2.2項において見直しを行った工事費による個別新規水力計画地点の評価を行った。この結果を 付録 6.2.7 に示す。

検討により得られた所見は以下のとおりである。

- 1) ピーク運転をしないで $B/C > 1$ となる計画地点は、Sesan 3、Ban Mai、Son La (大)、Plei Krong地点の5地点である。ただし、見直し工事費による評価では、Ban Mai水力計画は $B/C < 1$ となる。これらの地点は水力発電所としての経済性を高く評価できる。

- 2) ピーク運転を行うと、Dong Nai 8およびCau Don地点を除く全地点のB/Cが1より大きくなる。ただし、工事費の見直しを行った場合、Cua Dat, Song Con 2 のB/Cも1より小さくなる。
- 3) ピーク継続時間の短縮に伴い、Dai Ninh水力計画、Thuong Kontum水力計画のB/Cは大きくなり、ランキング表においても高位に位置するようになる。これらの計画は、主にピーク需要対応の電源に適している。ただし、工事費の見直しを行った場合、ピーク継続時間が短くなってもさほど高いランクには位置しなくなる。
- 4) ピーク継続時間の短縮に伴い、Son La (大) 水力計画、Plei Krong計画のB/Cランキングは下がってくる。これらの計画は、保証出力の最大出力に対する比率が高いため、保証尖頭出力は最大出力で制限されて、kW値による便益が増大しないためである。
- 5) Table 6.2-16 に示すとおり、建設が始まろうとしているHam Thuan / Da Mi水力計画の発電経費は0.0524米ドル/kWh程度である。これと比較してみると、Table 6.2-16 のランキングにおいて、Song Con2計画より下位の地点は、Ham Thuan / Da Mi 計画に対して原価が高いといえる。発電原価については、6セント/kWh を1つの基準とし、これよりも安価となる計画については、開発の推進を行うべきである。付録 6.2.7 に示す見直し工事費による評価では、8つの計画地点の原価がHam Thuan / Da Mi水力計画よりも高くなるという結果になった。
- 6) Son La, Huoi Quang, Sesan 3, Dai Thi, Ban Mai水力計画が Table 6.2-16 においてHam Thuan / Da Mi水力計画よりも常に高いランクに位置づけられている。これら地点は、今後、水力開発を推進すべき地点と判断できる。しかしながら、見直し工事費による評価では、Ban Mai水力計画のランクは低くなる。

#### (7) 結 論

以上の検討の結果、ヴェトナム全土で新規水力計画地点の評価を行うと、北部地域では、Da川水系の計画地点とDai Thi水力計画が高く評価できる。中部地域では、Sesan 川水系の計画地点が高く評価できる。南部地域では、Ham Thuan / Da

Mi水力計画に続く新規開発地点として、ピーク運転によるDai Ninh水力計画が高く評価できる。これらの計画地点については、さらなる検討のための基本データの収集が必要である。

Table 6.2-16 に示すとおり、Son La, Huoi Quang, Sesan 3, Dai Thi水力計画が有望地点であることが確認された。

上記4地点のうち、Sesan 3 水力計画は現在、机上検討の段階にある。また、建設中のYaly地点を含めて5つの計画地点がSesan 川水系に存在する。それゆえ、Sesan 3 水力計画のF/Sの実施の前に、Sesan 川水系のM/Pを第一に実施する必要がある。しかしながら、1位にランクされているSesan 3 水力計画はIEVによれば、2002年以降2010年までの運開が希望されており、早急にM/Pの検討を開始し、有望地点であることの確認と、開発規模の決定を行うべきである。

一方、Dai Thi水力計画については、F/Sが必要となるであろう。しかしながら、本計画は、IEVによる2010年までの運開希望地点には計上されていない。IEVによれば、本計画は多目的計画である。それゆえ、技術的な検討とは別に、下記の項目について検討する必要がある。

- (a) 月別もしくは毎日の利水供給量の把握
- (b) 灌漑、発電、洪水調節等の各利水目的に対する貯水池容量の配分
- (c) 利水に係る貯水池運用計画

Da川水系沿いのSon La水力計画のF/SはPIDC1により既に実施されている。一方、IEVによるSon La水力計画の初号機運開希望年は、2007年である。したがって、工事工程（12年または15年）を考えると、建設工事は少なくとも2000年代初頭に開始しなければならない。また、工事開始前にはF/Sと詳細設計を完了する必要がある。

以上の事項を考慮すると、エネルギー部門としてベトナムに対する海外技術協力を実施するならば、Son La水力計画のF/Sを積極的に推進するべきである。

Son La水力計画のF/S実施にあたっては、開発規模の決定が基本的な問題の一つである。本節における検討によれば、Son La（小）水力計画(2,400MW)は、主にピーク需要対応電源であり、Son La（大）水力計画は、ベース需要対応電源という役割をはたしうることが確認された。8章における最適化電源開発計画の検討結果により、現段階における一つの結論として、開発規模が選択されることになるであろう。

Son La水力計画のF/Sにおいて検討すべき項目および作業工程を、付録 6.2.8 に総括した。さらに、次節において、Son La水力計画に関するコメントを述べることにする。

#### (8) Son La水力計画に関するコメント

Son La水力計画は最大出力2,400MWから3,600MW級の規模を有する計画で、ヴェトナムの送電系統の開発にも多大な影響を及ぼしうるものである。Son La水力計画に関する現段階における状況および経緯は以下のとおりである。

Son La水力計画は1978年に策定された。ヴェトナム政府により承認された「Da川の多目的活用に関する概要報告書」によれば、Da川は、第1段階において貯水池基準水位115mのHoa Binh計画、第2段階において貯水池基準水位260mのSon La水力計画(Ta Bu地点)の2つの水力開発計画で開発すべきであるという結論が出されている。

その後、プレF/SがPIDC1により実施され、1992年に政府により承認された。プレF/S報告書においては計画の概念とF/Sにおいて明らかにされるべき財務関係の事項が明瞭に示されている。同報告書によれば貯水池満水位により3つの開発規模が考えられている。すなわち、満水位標高265mのLarge Scale、同240mのMiddle Scale、同215mのSmall Scaleである。また、各開発規模について4つのダム軸候補地点がある。しかし、ダム軸の選定および開発に係る技術的検討事項については明確に記述されるに至っていない。

Son La水力計画において考えられているダム軸候補地点は、上流側より、Pa Vinh地点、Ta Bu地点、Ban Pau地点、Ban Ta地点の4地点である。現在、PIDC-1においては、Ban Ta地点をダム軸に選定したいという意向をもっている。しかしながら、Ban Ta地点は下流のHoa Binh水力発電所貯水池のHWL以下の標高に位置しており、Son La水力計画の工事期間中はHoa Binh水力発電所のHWLを約20～30m低下させる必要がある。この場合、Hoa Binh水力発電所の有効落差から判断して、約40～50%程度の減電を余儀なくさせられる。この点は、ダム軸選定、開発規模策定の段階で経済性評価に盛り込むべき項目であろう。Son La水力計画に関する地質情報を付録 6.2.9 に総括した。

Da川水系においては、堆砂が一つの問題となっている。IEVによれば、1988年に

初号機が運用を開始したHoa Binh水力発電所の貯水池の上流端は、堆砂位の上昇が著しく、当初の予測をはるかに上回っているとのことである。この件に関する資料は入手できなかったが、堆砂の予測は旧ソ連の手法を用いているとのことである。堆砂量については過小評価がなされていた可能性がある。計画堆砂量については、F/Sにおいて見直しを行う必要がある。計画堆砂標高は、貯水池の低水位を決定する重要な要素であり、開発規模にも少なからず影響を及ぼしうる。

また、本地点は、地質条件からロックフィルダムによる開発になると考えられるが、ロックフィルダムの建設を行うにあたり、ダム材料の確保が必要となってくる。PIDC1の実施したプレF/Sにおいては、コア山、ロック山といった材料採取位置の検討はなされていない。F/Sにおいては材料採取計画を第一に検討すべきである。調査により各材料山からの可能採取量を推定し、これをもとにダム盛立量、ダム型式を考慮する必要がある。

建設工事期間が長いため、施工計画の策定、工期の検討も、本計画の経済性確保のための重要な課題である。

また、本計画は、その莫大な湛水面積により（Son La（小）水力計画で275km<sup>2</sup>、Son La（大）水力計画で508km<sup>2</sup>）、社会環境問題が関係している。プレF/Sにおける記述のとおり、北部地域北西部は標高約230～240mの平坦な台地からなるが、Son La（大）水力計画の完成により（満水位 265m）、これらの台地は水没することになる。Son La（小）水力計画による開発が、環境という視点からは望ましい。環境影響評価においては、非常に多くの人々の移住が避けられること、またこの地域に在住する少数民族が先祖代々住んでいる土地を離れたくないと考えていることを考慮すべきである。





Table 6.2-1 Specification of Hydro Power Projects

Project Name	Unit	The Northern Region						The Center Region										The Southern Region							
		Son La (S)	Son La (L)	Huoi Quang	Dai Thi	Cua Dat	Ban Mai	Yaly	Song Con2	Song Hinh	An Khe	Plei Krong	Sesan 3	Sesan 4	Thuong Kontum	Buon Cuop	Rao Quan		Ham Thuan	Da Mi	Dong Nai 8	Dong Nai 4	Cau Don	Dai Ninh	
River System	-	Da	Da	Da	Logam	Chu	Ca	Se San	Thubon	Ba	Ba	Sesan	Sesan	Sesan	Sesan	Srepoc	T.Han	T.Han	Langa	Langa	Dong Nai	Dong Nai	Be	Dong Nai	
Catchment Area	km <sup>2</sup>	45,730	45,730	2,930	15,250	6,000	14,250	7,455	242	772	1,270	3,224	8,009	10,920	350	7,983	163	28	1,280	1,360	9,047	4,530	3,482	1,933	
Generation	Maximum Power	MW	2,400	3,600	800	250	105	350	720	60	70	116	120	220	366	260	81	-	80	300	172	192	200	50	300
	Firm Power	MW	763	1,518	499	86	35	151	227	17	26.2	41.7	53.2	101.5	163.9	111	23	-	30.2	71	43	41.2	53.75	23.7	96.2
	Annual Energy	GWh	9,647	14,812	2,580	1,300	331	1,550	3,589	271	253	482	466	990	1,652	987	479	-	286	957	580	856	956.5	200	1,218
Discharge	Maximum	m <sup>3</sup> /s	3,177	3,060	368	460	270	516	408	26.8	57.3	41.4	217.8	515.9	734.3	33.4	214	-	25	136	136	492.3	133	301	57
	Firm	m <sup>3</sup> /s	925	1,302	92	216	70	244	-	7.6	21.7	14.7	90.2	235.6	330.3	16.7	60.2	-	9	30.5	34	102.1	39.5	71.2	17.5
Effective Head	Maximum	m	113	157	243	76	72	97	212.3	290	153	361	72	53	68	831	50	-	394	278	150	55	190	27	674
	Design	m	83	129	220	62	62	84	190	280	141	350	60	53	62	800	48	-	365	250	142	49	167	21	611
Reservoir	Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	11,620	30,750	2,008	3,000	1,500	7,424	1,037	265	357	642	1,871.5	343	3,267.8	422	92.4	245.8	-	695	141	1,327	345.4	228	320
	Effective Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	7,410	19,612	1,067	1,900	1,075	4,536	779	229	353	561	1,292.6	-	1,315.3	357	42.4	220.9	-	523	18	847	261.8	184	252
	H.W.L.	m	215	265	440	115	100	155	515	340	209	440	585	305	235	1,194	410	465	470	605	325	120	480	110	880
	L.W.L.	m	180	215	410	90	68	125	490	305	196	425	560	305	225	1,150	405	430	460	575	323	110	430	100	860
Main Dam	Type	-	R	R	A	R	C	R	R	R	E	E	R	R	R	R	E	R	R	R	R	R	R	R	E
	Length	m	930	900	436	375	350	405	1,460	275	880	3,443	455	410	1,700	410	1,207	720	725	550	494	1,700	513	350	1,700
	Height	m	136	192	160	115	95	123	65	60	43	38	77	63	77	95	36	57	25	91	69	45	126	35	45
	Volume	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	27,665	66,400	-	5,127	500	-	-	1,230	5,465	5,223	5,117	2,999	12,442	4,170	1,335	2,093	1,013	9,965	3,183	19,940	6,462	1,103	9,062
Headrace Channel	Bottom Width	m	-	-	-	-	-	-	-	6	8	10	-	-	-	20	-	-	5	14	30	10	20	-	
	Length	m	-	-	-	-	-	-	-	500	1540	5900	-	-	-	600	-	-	560	-	1,850	870	930	-	
Tunnel	Number	-	10	12	2	3	-	2	2	1	1	1	2	-	3	1	-	1	1	1	1	-	1	-	1
	Length	m	315	604	3,670	357	-	330	3,674.4	4,750	1,458	1,870	342	-	140	11,421	-	6,800	1,400	3,050	2,403	-	4,570	-	1,460
Penstock	Number	-	-	-	4	-	3	-	4	1	1	3	-	2	3	2	3	-	1	1	2	3	3	2	2
	Length	m	-	-	587	-	-	-	526	450	558	840	-	183	145	3,500	420	-	600	880	400	620	180	150	1,900
Power House	Type	-	Open	Open	Open	Open	Open	Open	Underground	Open	Open	Open	Open	Open	Open	Open	Open	Underground		Open	Open	Open	Open	Open	Open
	Number of unit	-	10	12	4	3	3	4	4	2	2	3	2	2	3	4	3	-	3	2	2	3	3	2	2
	Unit Power	MW	240	300	200	83	35	87.5	180	30	35	38.7	60	110	122	65	27	-	26.7	150	86	64	66	25	150

Source: PIDC-1

Remarks: R: Rockfill  
A: Arch  
C: Concrete  
E: Earthfill





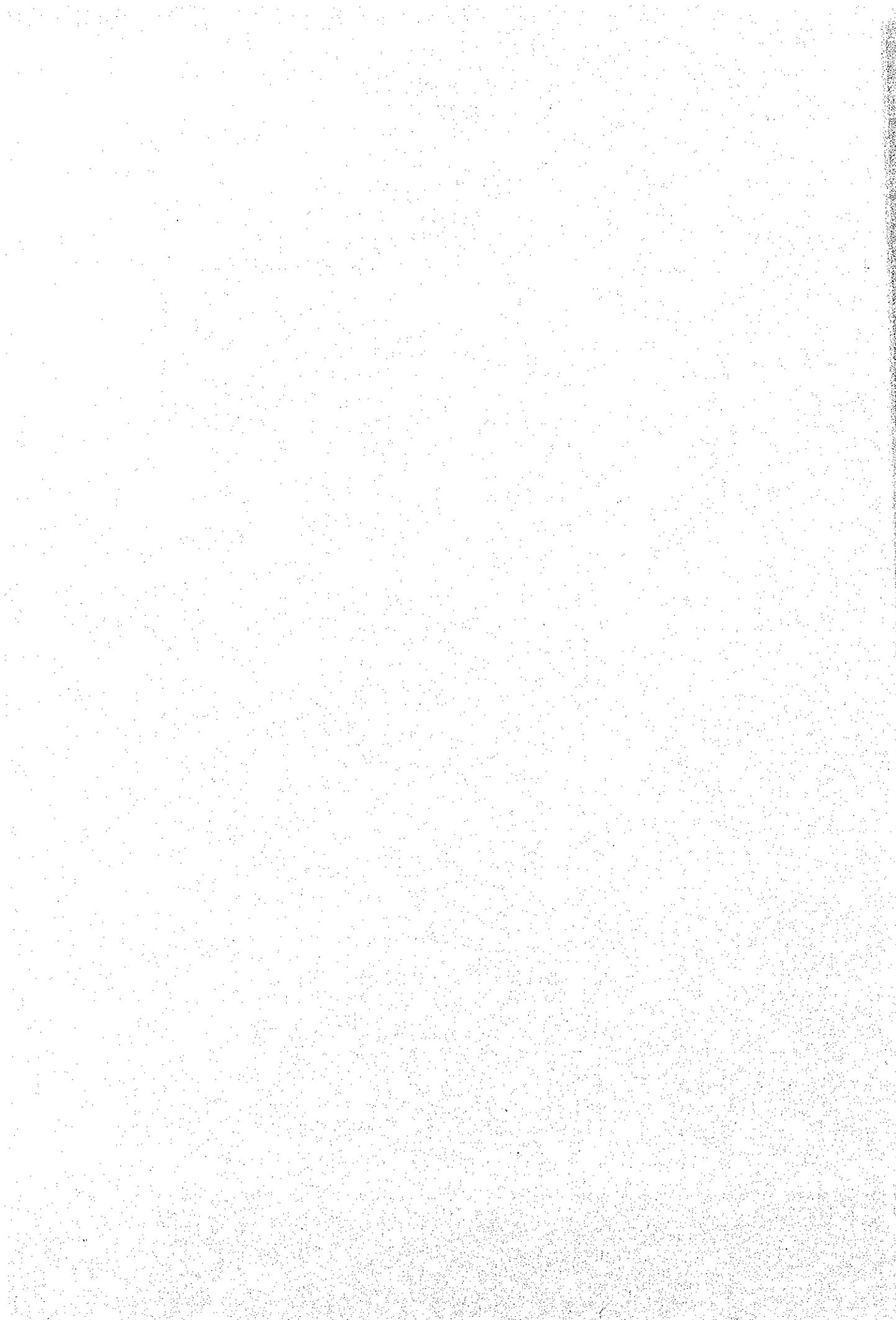


Table 6.2-2 Review about the Projects along the Da river

Case		Hoa Binh	Son La(S)	Huoi Quang	Total	Hoa Binh	Son La(L)	Total
1	Pf	423			423	423		423
	E	8,797			8,797	8,797		8,797
	d Pf							
	d E							
	Pf Total	423				423		
	E Total	8,797				8,797		
2	Pf	583	569		1,152	1,011	1,159	2,170
	E	9,659	9,942		19,601	11,113	15,080	26,193
	d Pf	160			160	588		
	d E	862			862	2,316		
	Pf Total		729				1,747	
	E Total		10,804				17,396	
3	Pf	608	605	186	1,399			
	E	9,753	10,044	2,788	22,585			
	d Pf	25	36		61			
	d E	94	102		196			
	Pf Total			247				
	E Total			2,984				

Pf Shows "Firm Capacity", and E shows "Annual Energy", d Pf and d E shows the difference caused by new project

"Case 1" is the present situation, that is, Hoa Binh project is operated.

"Case 2" is the situation after Son La project is completed.

"Case 3" is the situation after Huoi Quang project is completed, if Son La (S) project is developed.

Table 6.2-3 Review about the Projects along the Sesan river

Case		Plei Krung	T. Kontum	Yaly	Sesan 3	Sesan 4	Total
1	Pf			199			199
	E			3,591			3,591
	d Pf						
	d E						
	Pf Total			199			
	E Total			3,591			
2	Pf	36		271			307
	E	562		3,814			4,376
	d Pf			72			
	d E			223			
	Pf Total	108					
	E Total	785					
3	Pf	36	89	264			389
	E	562	866	3,684			5,112
	d Pf			-7			
	d E			-130			
	Pf Total		82				
	E Total		736				
4	Pf	36	81	264	77		458
	E	562	787	3,684	1,079		6,112
	d Pf						
	d E						
	Pf Total				77		
	E Total				1,079		
5	Pf	36	81	264	77	124	582
	E	562	787	3,684	1,079	1,810	7,922
	d Pf						
	d E						
	Pf Total					124	
	E Total					1,810	

"Case 1" is the situation after Yaly project is completed, which is now under construction.

"Case 2" is the situation after Plei Krung project is completed.

"Case 3" is the situation after Thuong Kontum project is completed.

"Case 4" is the situation after Sesan 3 project is completed.

"Case 5" is the situation after Sesan 4 project is completed.

**Table 6.2-4 Review about the Projects along the Dong Nai river**

Case	Da Nhim	Dai Ninh	Dong Nai 4	Dong Nai 8	Ham Thuan	Da Mi	Tri Anh	Total
1	99							99
	1,159							1,159
2	99						98	197
	1,159						1,883	3,042
3	99				80	49	118	346
	1,159				929	551	1,926	4,565
4	99	100			80	49	98	426
	1,159	1,733			929	551	1,883	6,255
5	99	100	42		80	49	98	468
	1,159	1,733	950		929	551	1,883	7,205
6	99	100	42	50	70	41	138	540
	1,159	1,733	950	931	1,101	646	1,897	8,418
				40				
				15				
				90				
				1,021				

- "Case 1" is the situation after Da Nhim project is completed.
- "Case 2" is the present situation after Tri Anh project is completed.
- "Case 3" is the situation after Ham Thuan and Da Mi projects are completed.
- "Case 4" is the situation after Dai Ninh project is completed.
- "Case 5" is the situation after Dong Nai 4 project is completed.
- "Case 6" is the situation after Dong Nai 8 project is completed.



Table 6.2-5 Investment Cost of the Projects (1/2)

(1,000US\$)

Project Name		Son La (S)		Son La (L)		Huoi Quang		Dai Thi		Cua Dat		Ban Mai		Song Con 2		An Khe		Plei Krong		Sesan 3	
Item	Unit	Cost	Cost/I.C.	Quantity	Amount	Quantity	Amount	Quantity	Amount	Quantity	Amount	Quantity	Amount	Quantity	Amount	Quantity	Amount	Quantity	Amount	Quantity	Amount
Civil works	1,000US\$	1,133,957	55.31%	2,043,412	58.61%	423,047	57.55%	132,779	44.04%	115,909	57.95%	208,924	50.55%	59,137	59.05%	70,797	41.31%	146,788	58.50%	92,500	49.16%
Hydro-Mechanical Works	1,000US\$	82,353	4.02%	89,734	2.57%	22,152	3.01%	13,095	4.34%	12,089	6.04%	50,960	12.33%	6,583	6.57%	16,645	9.71%	9,669	3.85%	13,246	7.04%
Electro-Mechanical Works	1,000US\$	424,320	20.70%	636,480	18.26%	149,760	20.37%	50,185	16.65%	18,892	9.45%	32,172	7.78%	9,947	9.93%	20,509	11.97%	21,590	8.60%	45,760	24.32%
Transmission Line	1,000US\$	0	0.00%	0	0.00%	22,080	3.00%	12,075	4.01%	5,175	2.59%	33,120	8.01%	4,140	4.13%	10,263	5.99%	10,120	4.03%	7,245	3.85%
Contingency	1,000US\$	76,413	3.73%	128,356	3.68%	27,652	3.76%	9,092	3.02%	6,724	3.36%	12,854	3.11%	3,490	3.49%	5,047	2.94%	8,175	3.26%	7,080	3.76%
Land	1,000US\$	0	0.00%	0	0.00%	0	0.00%	0	0.00%	0	0.00%	0	0.00%	0	0.00%	0	0.00%	0	0.00%	0	0.00%
Admiistration and engineering Fee	1,000US\$	171,704	8.37%	289,798	8.31%	62,261	8.47%	20,516	6.80%	15,361	7.68%	30,491	7.38%	7,916	7.90%	11,300	6.59%	18,623	7.42%	15,859	8.43%
Compensation	1,000US\$	161,562	7.88%	298,448	8.56%	28,176	3.83%	63,743	21.14%	25,850	12.93%	44,800	10.84%	8,930	8.92%	36,836	21.49%	35,948	14.33%	6,462	3.43%
Investment Cost	1,000US\$	2,050,309	100.00%	3,486,228	99.99%	735,128	99.99%	301,485	100.00%	200,000	100.00%	413,321	100.00%	100,143	99.99%	171,397	100.00%	250,913	99.99%	188,152	99.99%
I.D.C.	1,000US\$	984,148		2,091,737		205,836		72,356		48,000		99,197		24,034		41,135		60,219		45,156	
Total	1,000US\$	3,034,457		5,577,965		940,964		373,841		248,000		512,518		124,177		212,532		311,132		233,308	
Construction Term	year	12		15		7		6		6		6		6		6		6		6	

Source: IEV

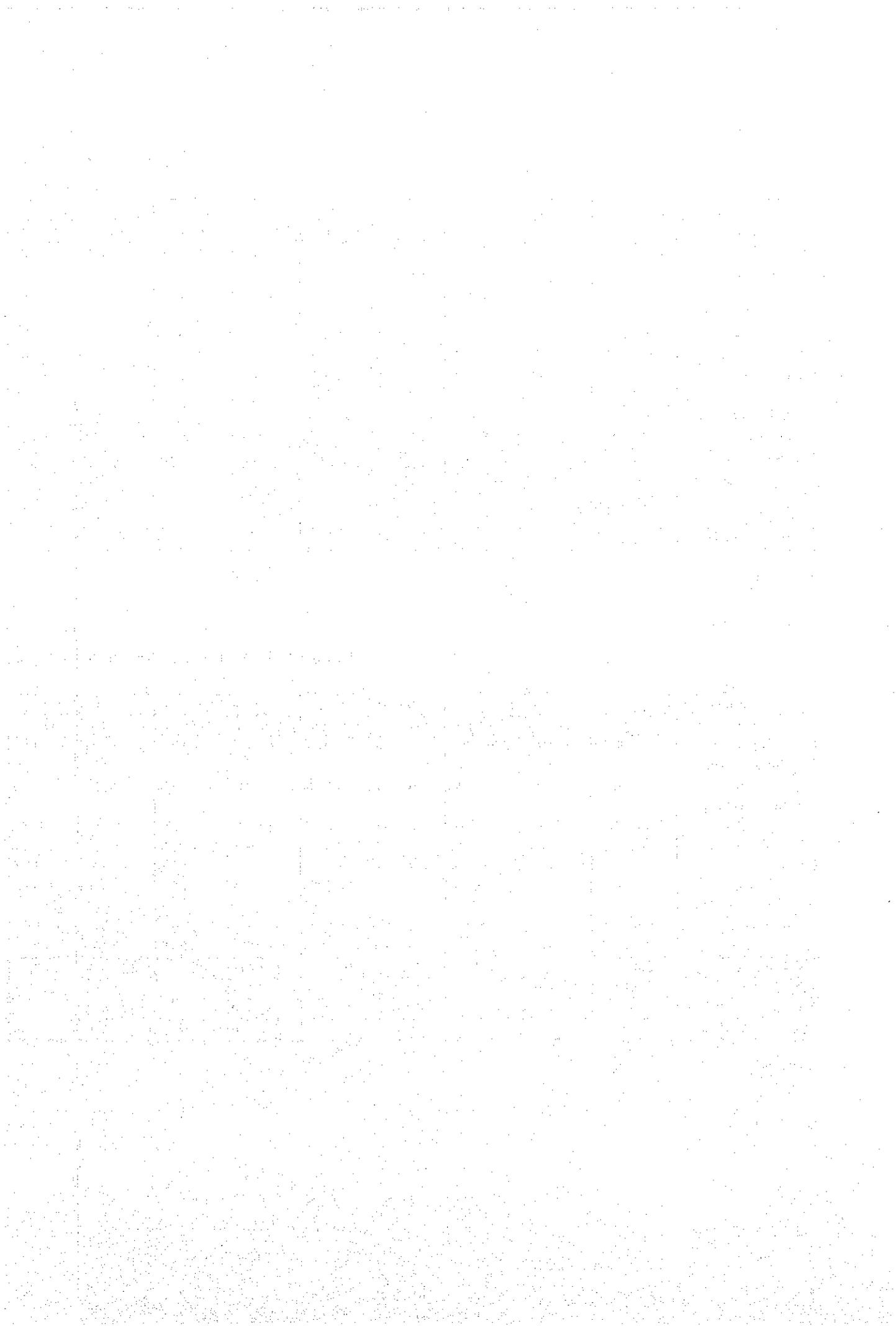
Table 6.2-6 Investment Cost of the Projects (2/2)

(1,000US\$)

Project Name		Sesan 4		Thuong Kontum		Buon Cuop		Rao Quan		Dong Nai 8		Dong Nai 4		Cau Don		Dai Ninh	
Item	Unit	Quantity	Amount	Quantity	Amount	Quantity	Amount	Quantity	Amount	Quantity	Amount	Quantity	Amount	Quantity	Amount	Quantity	Amount
Civil works	1,000US\$	260,988	50.72%	151,710	55.06%	67,436	58.94%	85,104	61.49%	280,202	59.27%			54,790	46.86%	225,292	55.15%
Hydro-Mechanical Works	1,000US\$	20,939	4.07%	26,439	9.60%	9,017	7.88%	4,153	3.00%	25,232	5.34%			10,274	8.79%	27,777	6.80%
Electro-Mechanical Works	1,000US\$	76,127	14.80%	45,967	16.68%	14,321	12.52%	15,066	10.89%	33,945	7.18%			8,996	7.69%	61,864	15.14%
Transmission Line	1,000US\$	10,867	2.11%	8,452	3.07%	2,070	1.81%	8,970	6.48%	10,350	2.19%			11,730	10.03%	34,914	8.55%
Contingency	1,000US\$	16,505	3.21%	10,454	3.79%	4,205	3.68%	4,794	3.46%	15,581	3.30%			3,432	2.94%	14,630	3.58%
Land	1,000US\$	0	0.00%	0	0.00%	0	0.00%	0	0.00%	0	0.00%			0	0.00%	0	0.00%
Admiistration and engineering Fee	1,000US\$	37,456	7.28%	23,457	8.51%	9,498	8.30%	10,911	7.88%	35,496	7.51%			7,749	6.63%	32,956	8.07%
Compensation	1,000US\$	91,650	17.81%	9,047	3.28%	7,872	6.88%	9,400	6.79%	71,968	15.22%			19,945	17.06%	11,102	2.72%
Investment Cost	1,000US\$	514,532	100.00%	275,526	99.99%	114,419	100.01%	138,398	99.99%	472,774	100.01%	250,000	0.00%	116,916	100.00%	408,535	100.01%
I.D.C.	1,000US\$	123,488		66,126		27,461		33,216		113,466		60,000		28,060		98,048	
Total	1,000US\$	638,020		341,652		141,880		171,614		586,240		310,000		144,976		506,583	
Construction Term	year	6		6		6		6		6		6		6		6	

Source: IEV







**Table 6.2-7 Relation between Area at HWL and Compensation Cost**

Project Name	Area at HWL (km <sup>2</sup> )	Compensation Cost (1,000US\$)	Remarks
Son La(S)	275.00	161,562	
Son La(L)	508.00	298,448	
Huoi Quang	48.00	28,176	
Dai Thi	108.50	63,743	
Cua Dat	44.00	25,850	
Ban Mai	194.00	44,800	
Song Con 2	15.20	8,930	
Song Hinh	41.00	24,087	
An Khe	62.70	36,836	
Plei Krong	79.50	35,948	
Sesan 3	11.00	6,462	
Sesan 4	156.00	91,650	
Thuong Kontum	15.40	9,047	
Buon Cuop	13.40	7,872	
Ham Thuan	25.20	12,227	
Da Mi	6.30	2,736	
Rao Quan	16.10	9,400	
Dong Nai 8	122.50	71,968	
Dong Nai 4	9.00	5,258	
Cau Don	34.00	19,945	
Dai Ninh	18.80	11,102	

**Table 6.2-8 Comparison on Environmental Factors between Son La (L) and Son La (S)**

Environmental factor	Unit	Son La (large)	Son La (small)	(L)/(S)
1. Area of submerged cultivated land	ha	14,500	7,251	2.0
2. Area of submerged forest	ha	47,850	21,800	2.2
3. Length of submerged roads	km	415	170	2.44
4. Number of submerged villages	number of villages	233	183	1.27
5. Resettlement of people				
(1) In the year 2000 (estimated)	households	24,190	17,786	1.36
	persons	142,860	105,170	1.36
(2) In the year 2010 (estimated)	household	32,950	24,185	1.36
	persons	185,550	137,300	1.35
6. Compensation amount (estimated)	x 10 <sup>6</sup> US\$	298.45	161.56	1.85
7. Remarks				
(1) Surface area at HWL	km <sup>2</sup>	508.0	275.0	1.85
(2) Max. power output	MW	3,600	2,400	1.50

Remarks:

Population in the year 1990 at HWL

- 1) In case of Son La (L): 106,530 persons (17,652 households)
- 2) In case of Son La (S) 77,900 persons (12,845 households)

**Table 6.2-9 Total Difference Investment Cost by JICA Team's Review**

Project Name	Investment Cost (1,000US\$)	Reviewed Investment Cost (1,000US\$)	Difference (1,000US\$)	Remarks
Son La (S)	2,050,309	2,001,331	-48,978	-2.39%
Son LA (L)	3,486,228	3,376,826	-109,402	-3.14%
Huoi Quang	735,128	876,200	141,072	19.19%
Dai Thi	301,485	335,796	34,311	11.38%
Ban Mai	413,321	626,582	213,261	51.60%
Song Con 2	100,143	183,346	83,203	83.08%
Cua Dat	200,000	260,569	60,569	30.28%
An Khe	171,397	223,593	52,196	30.45%
Plei Krong	250,913	237,969	-12,944	-5.16%
Sesan 3	188,152	175,003	-13,149	-6.99%
Sesan 4	514,532	448,799	-65,733	-12.78%
Thuong Kontum	275,526	369,499	93,973	34.11%
Buon Cuop	114,419	150,506	36,087	31.54%
Rao Quan	138,398	157,835	19,437	14.04%
Dong Nai 8	472,774	502,397	29,623	6.27%
Dong Nai 4	250,486	499,467	248,981	99.40%
Cau Don	116,916	139,412	22,496	19.24%
Dai Ninh	408,535	526,659	118,124	28.91%
<b>TOTAL</b>	<b>10,188,662</b>	<b>11,091,789</b>	<b>903,127</b>	<b>8.86%</b>

**Table 6.2-10 Review of Construction Term**

Project Name	Pmax	Dam Volume	Construction Work	Road Work	Afford	Total
	MW	1,000m <sup>3</sup>	year	year	year	year
Son La (S)	2,400	27,655	7	2	3	12
Son La(L)	3,600	66,400	9	2	4	15
Huoi Quang	800	1,880	3	2	2	7
Dai Thi	250	5,127	4	2	0	6
Cua Dat	105	500	3	2	1	6
Ban Mai	375	5,577	4	2	0	6
Song Con2	60	1,230	3	2	1	6
An Khe	116	5,223	4	2	0	6
Plei Krong	120	5,117	4	2	0	6
Sesan 3	220	2,999	3	2	1	6
Sesan 4	366	12,442	5	1	0	6
Thuong Kontum	260	4,170	4	2	0	6
Buon Cuop	81	1,335	3	2	1	6
Rao Quan	80	3,108	3	2	1	6
Dong Nai 8	192	4,940	4	2	0	6
Dong Nai 4	200	6,462	4	2	0	6
Cau Don	50	1,103	3	2	1	6
Dai Ninh	300	9,062	4	2	0	6

**Table 6.2-11 Review of Interest During Construction**

Year	Progress by Cost (million VND)	Progress Ratio	Cumulative Total	Interest (R=10%)
1	547.32	2.97%	2.97%	0.10%
2	698.83	3.80%	6.77%	0.50%
3	784.2	4.26%	11.03%	0.90%
4	921.07	5.01%	16.04%	1.40%
5	974.32	5.29%	21.33%	1.90%
6	1,059.29	5.76%	27.09%	2.40%
7	1,172.42	6.37%	33.46%	3.00%
8	1,615.43	8.78%	42.24%	3.80%
9	2,338.58	12.71%	54.95%	4.90%
10	2,056.16	11.17%	66.12%	6.10%
11	1,859.77	10.11%	76.23%	7.10%
12	1,659.58	9.02%	85.25%	8.10%
13	1,610.40	8.75%	94.00%	9.00%
14	1,104.68	6.00%	100.00%	9.70%
<b>Total</b>	<b>18,402.05</b>	<b>100.00%</b>		<b>58.90%</b>

Under equation "0.4 x R x T"

$$IDC=0.4 \times 0.1 \times 14 = 0.56$$

56%

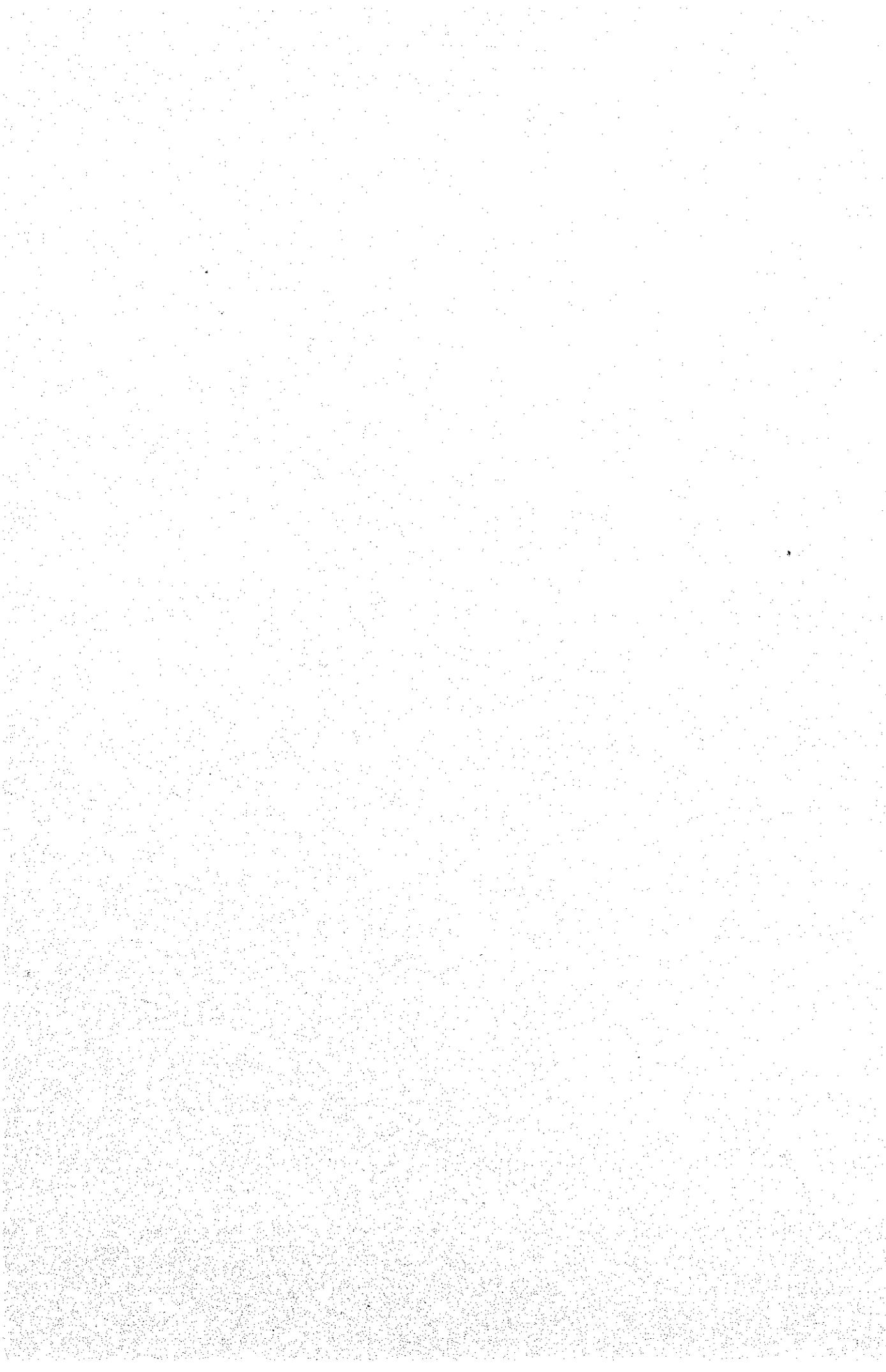
**Table 6.2-12 Unit Cost of Alternative Thermal Power Plant**

Item	Unit	Figures			
		Coal Thermal		Combined Cycle	
Plant Type		Coal Thermal		Combined Cycle	
Fuel		Coal		Gas	
Installed Capacity	MW	300		300	
Annual Plant Factor	%	68		80	
Annual energy	GWh	1,785		*1,890	
Construction Cost	US\$/kW	1,250		800	
Service Life	Years	25		20	
Capital Recovery Factor	-	0.1102		*0.1175/0.9	
O/M Cost	%	5.0		5.0	
Averaged Efficiency	%	34.0		45.0	
Fuel Caloric Rate	-	5,500 kcal/kg		9,000 kcal/m <sup>3</sup>	
Fuel Heat Rate	kcal/kWh	2,529		1,911	
Fuel Price		34 \$/t		2.5 \$/MBTU	
Unit Fuel Cost	Cent/kWh	1,563		1,896	
Annual Cost	10 <sup>6</sup> US\$	Fixed	Variable	Fixed	Variable
		58.21	29.76	42.13	37.03
Capital Cost	10 <sup>6</sup> US\$	41.33	-	31.33	-
O/M Cost	10 <sup>6</sup> US\$	16.88	1.87	10.80	1.20
Fuel Cost	10 <sup>6</sup> US\$	-	27.89	-	35.83

**Adjustment Factor for power and energy (unit: %)**

	Loss of Power			Loss of Energy		
	Hydro	Coal Thermal	C/C	Hydro.	Coal Thermal	C/C
Station service	0.5	6.0	1.5	0.5	6.0	1.5
Scheduled outage ratio	1.0	10.0	12.0	-	-	-
Forced outage ratio	0.5	8.0	6.0	-	-	-
Transmission line	5.0	2.0	2.0	3.5	1.0	1.0

Coal thermal	kW adjustment factor	=	$\frac{(1-0.05)(1-0.005)(1-0.005)(1-0.01)}{(1-0.06)(1-0.10)(1-0.08)(1-0.02)}$	=	1.2207
	kWh adjustment factor	=	$\frac{(1-0.035)(1-0.005)}{(1-0.06)(1-0.01)}$	=	1.0318
C/C system	kW adjustment factor	=	$\frac{(1-0.05)(1-0.005)(1-0.005)(1-0.01)}{(1-0.015)(1-0.12)(1-0.06)(1-0.02)}$	=	1.1661
	kWh adjustment factor	=	$\frac{(1-0.035)(1-0.05)}{(1-0.015)(1-0.01)}$	=	0.9846
Coal thermal	kW cost	=	$\frac{58.21 \times 10^6 \text{ US\$}}{300,000 \text{ kW}}$	x 1.2207	= 236.86\$
	kWh cost	=	$\frac{29.76 \times 10^6 \text{ US\$}}{1,785 \times 10^6 \text{ kWh}}$	x 1.0318	= 0.0172\$
C/C system	kW cost	=	$\frac{42.13 \times 10^6 \text{ US\$}}{300,000 \text{ kW}}$	x 1.1661	= 163.76\$
	kWh cost	=	$\frac{37.03 \times 10^6 \text{ US\$}}{1,890 \times 10^6 \text{ kWh}}$	x 0.9846	= 0.0193\$



**Table 6.2-13 Result of Assessment about the Reviewed Projects (under 24 and 8 hour Operation)**

Project	Unit	The Da River			The Sesan River				The Dong Nai River				
		Son La (L)**	Son La (S)**	Huoi Quang	Thuong Kontum	Plei Krung	Sesan 3	Sesan 4	Dai Ninh	Dong Nai 4	Dong Nai 8	Ham Thuan	Da Mi
Installed Capacity	MW	3,600	2,400	800	260	120	220	366	300	200	192	300	172
Firm Capacity	MW	1,747	729	247	82	108	77	124	81	42	90	100	49
Firm Capacity in case of isolated	MW	1,159	569	186	89	36	-	-	100	-	50	80	-
Annual Output	GWh	17,396	10,804	2,984	736	785	1,079	1,810	1,175	950	946	972	551
Annual Output in case of isolated		15,080	9,942	2,788	866	562	-	-	1,218	-	931	929	-
Annual Cost with IDC													
CRF	1,000US\$	573,832	313,229	97,018	35,315	31,773	24,223	65,523	47,879		59,871	45,643	23,996
OMC	1,000US\$	83,669	45,517	14,114	5,125	4,667	3,500	9,570	6,962		8,794	6,657	3,479
Total Annual Cost	1,000US\$	657,501	358,746	111,132	40,440	36,440	27,723	75,093	54,841	36,361	68,665	52,300	27,475
under peak operation of 24 hours													
Annual Benefit	1,000US\$	713,006	358,500	109,829	32,082	39,083	36,797	60,503	39,396	26,288	37,589	40,404	21,083
Annual Benefit in case of isolated		533,897	305,776	92,010	35,976	18,193	-	-	44,636	-	27,856	34,928	-
B/C	-	1.08	1.00	0.99	0.79	1.07	1.33	0.81	0.72	0.72	0.55	0.77	
**"B/C" estimated in isolated		0.81	0.85	0.83	0.89	0.50	-	-	0.81	-	0.41	0.70	
B-C	1,000US\$	55,505	-246	-1,303	-8,358	2,643	9,074	-14,590	-15,445	-10,073	-31,076	-18,288	
**"B-C" estimated in isolated		-123,604	-52,970	-19,122	-4,464	-18,247	-	-	-10,205	-	-40,809	-23,764	
Total B/C	-	1.08	1			0.94					0.69		
Total B-C	1,000US\$	55,505	-1,549			-11,231					-74,882		
under peak operation of 8 hours													
Annual Benefit	1,000US\$	1,151,907	703,842	226,838	70,927	41,925	70,668	117,823	77,767	46,184	61,748	87,776	44,296
Annual Benefit in case of isolated		1,082,938	575,322	180,121	35,976	35,247	-	-	44,636	-	51,542	72,825	-
B/C	-	1.75	1.96	2.04	1.75	1.15	2.55	1.57	1.42	1.27	0.90	1.68	
**"B/C" estimated in isolated		1.65	1.60	1.62	0.89	0.97	-	-	0.81	-	0.75	1.39	
B-C	1,000US\$	494,406	345,096	115,706	30,487	5,485	42,945	42,730	22,926	9,823	-6,917	35,476	
**"B-C" estimated in isolated		425,437	216,576	68,989	-4,464	-1,193	-	-	-10,205	-	-17,123	20,525	
Total B/C	-	1.75	1.98			1.68					1.33		
Total B-C	1,000US\$	494,406	460,802			121,647					78,129		
Investment Cost per Installed Capacity	US\$/kW	968.40	854.30	918.91	1,059.72	2,090.94	855.24	1,405.83	1,247.69	1,250.00	2,462.36	1,154.52	
Levelized Unit Cost	US\$/kWh	0.0378	0.0332	0.0372	0.0549	0.0464	0.0257	0.0415	0.0467	0.0383	0.0726	0.0524	
*if estimated in isolated		0.0436	0.0361	0.0399	0.0467	0.0648	-	-	0.045	-	0.0738	0.0539	
Investment Cost per Installed Capacity	US\$/kW	968.40	870.45			1,272.38					1,410.67		
Levelized Unit Cost	US\$/kWh	0.0378	0.0341			0.0407					0.0522		

\*:It is evaluated without considering influence of electricity of other projects!

\*\*In Investment Cost, cost for transmission line is not contained.



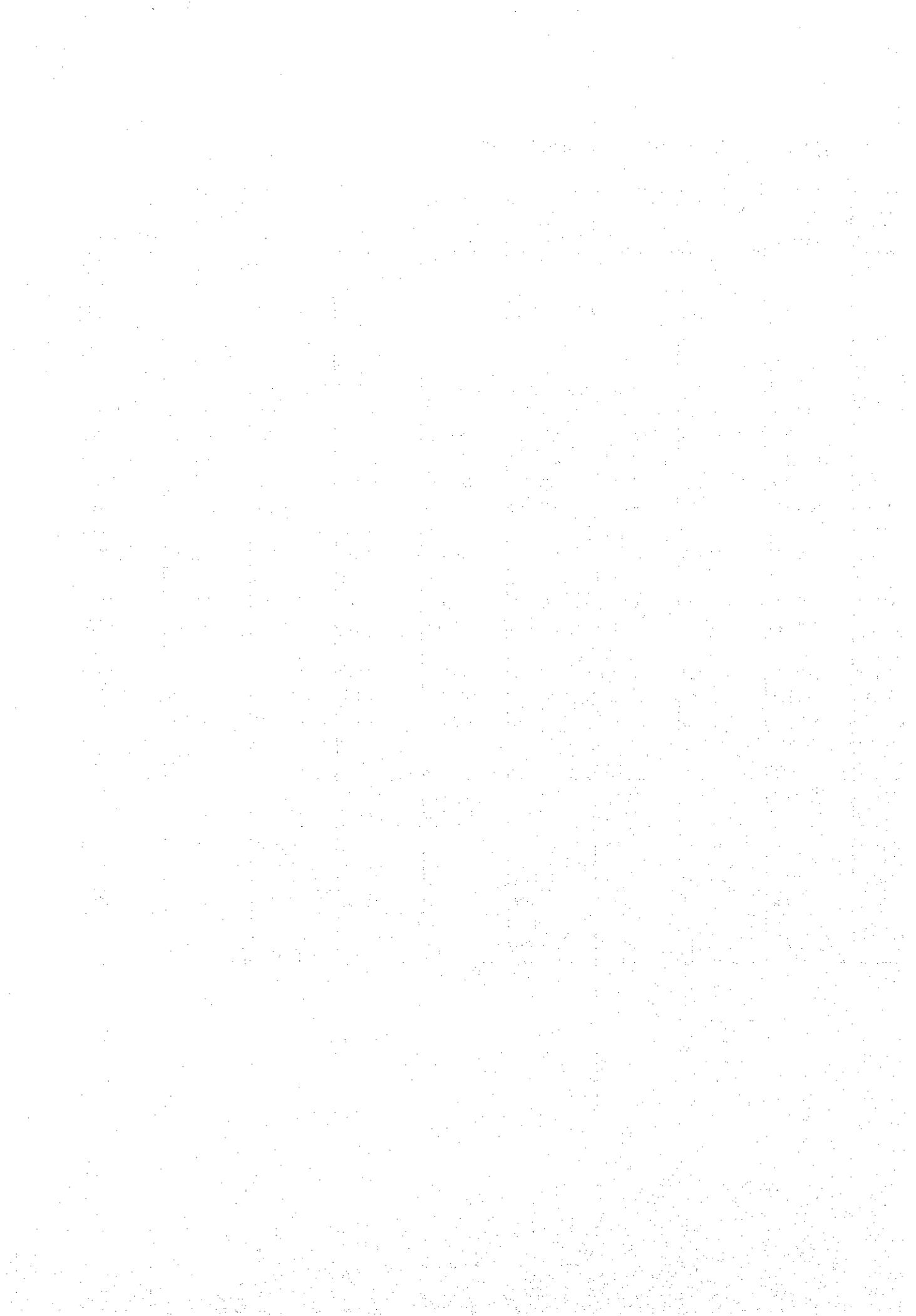


Table 6.2-14 Comparison of the Projects Along the Da River by Peak Operation

Project	Unit	24 hour Operation			12 hour peak Operation			10 hour peak Operation			8 hour peak Operation			6 hour Peak Operation		
		Son La (L)**	Son La (S)**	Huoi Quang	Son La (L)**	Son La (S)**	Huoi Quang	Son La (L)**	Son La (S)**	Huoi Quang	Son La (L)**	Son La (S)**	Huoi Quang	Son La (L)**	Son La (S)**	Huoi Quang
Installed Capacity	MW	3,600	2,400	800	3,600	2,400	800	3,600	2,400	800	3,600	2,400	800	3,600	2,400	800
Firm Capacity	MW	1,747	729	247	1,747	729	247	1,747	729	247	1,747	729	247	1,747	729	247
Firm Capacity in case of isolated	MW	1,159	569	186	1,159	569	186	1,159	569	186	1,159	569	186	1,159	569	186
Annual Output	GWh	17,396	10,804	2,984	17,396	10,804	2,984	17,396	10,804	2,984	17,396	10,804	2,984	17,396	10,804	2,984
Annual Output in case of isolated		15,080	9,942	2,788	15,080	9,942	2,788	15,080	9,942	2,788	15,080	9,942	2,788	15,080	9,942	2,788
Annual Benefit	1,000US\$	713,006	358,500	109,829	1,126,800	531,171	168,334	1,151,907	600,239	191,735	1,151,907	703,842	226,838	1,151,907	754,293	240,813
Annual Benefit in case of isolated		533,897	305,776	92,010	808,417	440,549	136,066	918,226	494,458	153,688	1,082,938	575,322	180,121	1,112,072	710,096	224,177
Investment Cost		3,486,228	2,050,309	2,050,309	3,486,228	2,050,309	2,050,309	3,486,228	2,050,309	2,050,309	3,486,228	2,050,309	2,050,309	3,486,228	2,050,309	2,050,309
Civil Works	1,000US\$	2,043,412	1,133,957	423,047	2,043,412	1,133,957	423,047	2,043,412	1,133,957	423,047	2,043,412	1,133,957	423,047	2,043,412	1,133,957	423,047
Hydro-mechanical equipment	1,000US\$	89,734	82,353	22,152	89,734	82,353	22,152	89,734	82,353	22,152	89,734	82,353	22,152	89,734	82,353	22,152
Electric-mechanical equipment	1,000US\$	636,480	424,320	149,760	636,480	424,320	149,760	636,480	424,320	149,760	636,480	424,320	149,760	636,480	424,320	149,760
Transmission Lines	1,000US\$	0	0	22,080	0	0	22,080	0	0	22,080	0	0	22,080	0	0	22,080
Contingency	1,000US\$	128,356	76,413	27,652	128,356	76,413	27,652	128,356	76,413	27,652	128,356	76,413	27,652	128,356	76,413	27,652
Land	1,000US\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Administration and Engineering Fee	1,000US\$	289,798	171,704	62,261	289,798	171,704	62,261	289,798	171,704	62,261	289,798	171,704	62,261	289,798	171,704	62,261
Compensation	1,000US\$	298,448	161,562	28,176	298,448	161,562	28,176	298,448	161,562	28,176	298,448	161,562	28,176	298,448	161,562	28,176
Annual Cost																
CRF	1,000US\$	573,832	313,229	97,018	573,832	313,229	97,018	573,832	313,229	97,018	573,832	313,229	97,018	573,832	313,229	97,018
OMC	1,000US\$	83,669	45,517	14,114	83,669	45,517	14,114	83,669	45,517	14,114	83,669	45,517	14,114	83,669	45,517	14,114
Total Annual Cost with IDC	1,000US\$	657,501	358,746	111,132	657,501	358,746	111,132	657,501	358,746	111,132	657,501	358,746	111,132	657,501	358,746	111,132
B/C	-	1.08	1.00	0.99	1.71	1.48	1.51	1.75	1.67	1.73	1.75	1.96	2.04	1.75	2.10	2.17
**"B/C" estimated in isolated		0.81	0.85	0.83	1.23	1.23	1.22	1.40	1.38	1.38	1.65	1.60	1.62	1.69	1.98	2.02
B-C	1,000US\$	55,505	-246	-1,303	469,299	172,425	57,202	494,406	241,493	80,603	494,406	345,096	115,706	494,406	395,547	129,681
**"B-C" estimated in isolated		-123,604	-52,970	-19,122	150,916	81,803	24,934	260,725	135,712	42,556	425,437	216,576	68,989	454,571	351,350	113,045
Investment Cost per Installed Capacity	US\$/kW	968.40	854.30	2,562.89	968.40	854.30	2,562.89	968.40	854.30	2,562.89	968.40	854.30	2,562.89	968.40	854.30	2,562.89
Levelized Unit Cost	US\$/kWh	0.0378	0.0332	0.0372	0.0378	0.0332	0.0372	0.0378	0.0332	0.0372	0.0378	0.0332	0.0372	0.0378	0.0332	0.0372
*if estimated in isolated		0.0436	0.0361	0.0399	0.0436	0.0361	0.0399	0.0436	0.0361	0.0399	0.0436	0.0361	0.0399	0.0436	0.0361	0.0399
Total B/C	-	1.08	1		1.71	1.49		1.75	1.69		1.75	1.98		1.75	2.12	
Total B-C	1,000US\$	55,505	220,715		469,299	451,891		494,406	544,360		494,406	683,066		494,406	747,492	

\*: It is evaluated without considering influence of electricity of other projects!

\*\* : In Investment Cost, cost for transmission line is not contained.





**Table 6.2-15 Result of Assessment about the Projects (Under Varying Peak Operation Time)**

Project	Unit	Son La (S)	Son La (L)	Huoi Quang	Dai Thi*	Cua Dat*	Ban Mai*	Song Con2*	Song Hinh*	An Khe*	Plei Krung	Sesan 3	Sesan 4	Thuong Kontum	Buon Cuop*	Rao Quan*	Ham Thuan	Da Mi	Dong Nai 8	Dong Nai 4	Cau Don	Dai Ninh**
Installed Capacity	MW	2,400	3,600	800	250	105	350	60	70	116	120	220	366	260	81	80	300	172	192	200	50	300
Firm Power	MW	729	1747	247	86	35	151	17	26.2	41.7	108	77	124	82	23	30.2	100	49	90	42	23.7	81
Annual Output	GWh	10,804	17,396	2,984	1,300	507	1,777	271	253	482	785	1,079	1,810	736	479	286	972	551	946	950	200	1,175
Annual Benefit by Peak Operation Time																						
T=24 hr	1,000US\$	358,500	713,006	109,829	42,730	17,011	66,330	8,688	10,557	18,167	39,083	36,797	60,503	32,082	13,687	12,072	40,404	21,083	37,589	26,288	9,054	39,396
T=12 hr	1,000US\$	531,171	1,126,800	168,334	63,100	25,301	102,096	12,714	16,763	28,045	41,925	55,035	89,873	51,504	19,134	19,226	64,090	32,689	58,906	36,236	14,667	58,581
T=10 hr	1,000US\$	600,239	1,151,907	191,735	71,248	28,617	113,465	14,325	19,245	31,995	41,925	62,331	101,622	59,273	21,313	22,087	73,565	37,332	61,748	40,215	15,283	66,256
T=8 hr	1,000US\$	703,842	1,151,907	226,838	81,575	33,591	113,465	16,741	20,932	35,766	41,925	70,668	117,823	70,927	24,582	23,868	87,776	44,296	61,748	46,184	15,283	77,767
T=6 hr	1,000US\$	754,293	1,151,907	240,813	81,575	33,591	113,465	18,873	20,932	35,766	41,925	70,668	117,823	74,243	27,424	23,868	87,776	50,217	61,748	56,132	15,283	91,268
Annual Cost with IDC																				***		
CRF	1,000US\$	313,229	573,832	97,018	38,464	25,394	48,519	12,726	22,643	21,880	31,773	24,223	65,523	35,315	14,590	17,547	45,643	23,996	59,871	31,711	14,858	47,879
OMC	1,000US\$	45,517	83,669	14,114	5,608	3,720	7,068	1,863	3,319	3,188	4,667	3,500	9,570	5,125	2,128	2,574	6,657	3,479	8,794	4,650	2,175	6,962
Total Annual Cost	1,000US\$	358,746	657,501	111,132	44,072	29,114	55,587	14,589	25,962	25,068	36,440	27,723	75,093	40,440	16,718	20,121	52,300	27,475	68,665	36,361	17,033	54,841
B/C																						
T=24		1.00	1.08	0.99	0.97	0.58	1.19	0.60	0.41	0.72	1.07	1.33	0.81	0.79	0.82	0.60	0.77	0.55	0.72	0.53	0.72	0.72
T=12		1.48	1.71	1.51	1.43	0.87	1.84	0.87	0.65	1.12	1.15	1.99	1.20	1.27	1.14	0.96	1.21	0.86	1.00	0.86	1.07	1.07
T=10		1.67	1.75	1.73	1.62	0.98	2.04	0.98	0.74	1.28	1.15	2.25	1.35	1.47	1.27	1.10	1.39	0.90	1.11	0.90	1.21	1.21
T=8		1.96	1.75	2.04	1.85	1.15	2.04	1.15	0.81	1.43	1.15	2.55	1.57	1.75	1.47	1.19	1.66	0.90	1.27	0.90	1.42	1.42
T=6		2.10	1.75	2.17	1.85	1.15	2.04	1.29	0.81	1.43	1.15	2.55	1.57	1.84	1.64	1.19	1.73	0.90	1.54	0.90	1.66	1.66
Economicity																						
Investment Cost per installed Capacity	US\$/kW	854	968	919	1,206	1,905	1,086	1,669	2,549	1,478	2,091	855	1,406	1,060	1,413	1,730	1,193	1,087	2,462	1,250	2,338	1,248
Levelized Unit Cost	US\$/kWh	0.0332	0.0378	0.0372	0.0339	0.0574	0.0313	0.0538	0.1026	0.052	0.0464	0.0257	0.0415	0.0549	0.0349	0.0704	0.0538	0.0499	0.0726	0.0383	0.0852	0.0467

\* Projects with "\*" are not reviewed for electricity. Therefore, electricity values are quoted from those offered by PIDC-1./\*\* Electricity is quoted from the value of IEV./\*\*\*This investment cost is ordered to use for





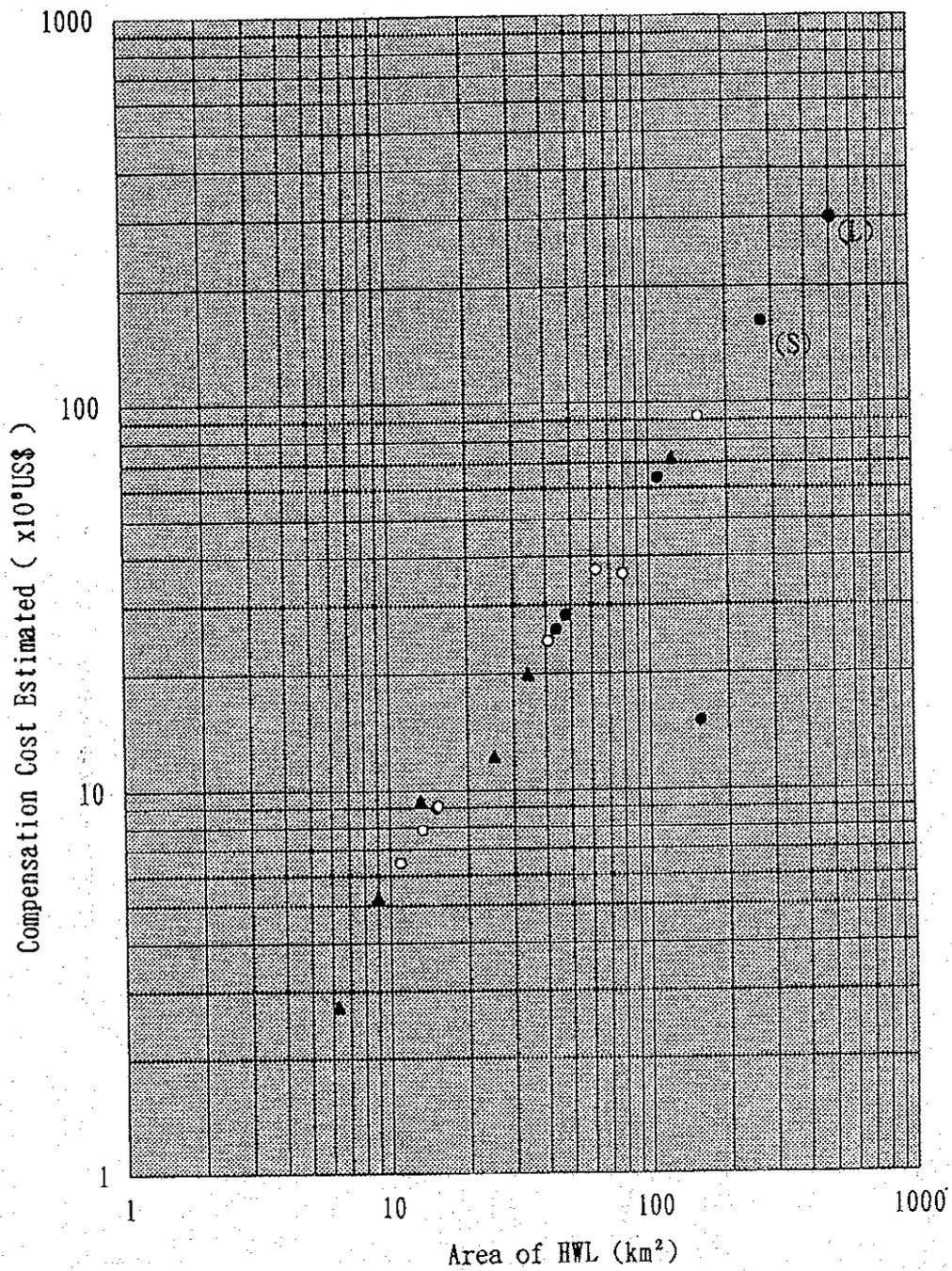
**Table 6.2-16 Result of the Ranking Study of the New Hydropower Projects in Viet Nam**

	RANK	Levelized Unit Cost		Compared by "B/C"										Remarks			
				T=24		T=12		T=10		T=8		T=6					
		Project Name	(\$/kWh)	Project Name	B/C	Project Name	B/C	Project Name	B/C	Project Name	B/C	Project Name	B/C				
Cheaper than Ham Thuan & Da Mi ↑	1	Sesan 3	0.0257	Sesan 3	1.33	Sesan 3	1.99	Sesan 3	2.25	Sesan 3	2.55	Sesan 3	2.55	"B/C" better than "Ham Thuan & Da Mi" ↑			
	2	Ban Mai*	0.0313	Ban Mai*	1.19	Ban Mai*	1.84	Ban Mai*	2.04	Huoi Quang	2.04	Huoi Quant	2.17				
	3	Son La (S)	0.0332	Son La (L)	1.08	Son La (L)	1.71	Son La (L)	1.75	Ban Mai*	2.04	Son La (S)	2.10				
	4	Dai Thi*	0.0339	Plei Krung	1.07	Huoi Quang	1.51	Huoi Quang	1.73	Son La (S)	1.96	Ban Mai*	2.04				
	5	Buon Cuop*	0.0349	Son La (S)	1.00	Son La (S)	1.48	Son La (S)	1.67	Dai Thi*	1.85	Dai Thi*	1.85				
	6	Huoi Quang	0.0372	Huoi Quang	0.99	Dai Thi*	1.43	Dai Thi*	1.62	Son La (L)	1.75	Thuong Kontum	1.84				
	7	Son La (L)	0.0378	Dai Thi*	0.97	Thuong Kontum	1.27	Thuong Kontum	1.47	Thuong Kontum	1.75	Son La (L)	1.75				
	8	Dong Nai 4	0.0383	Buon Cuop*	0.82	Sesan 4	1.20	Sesan 4	1.35	Sesan 4	1.57	Dai Ninh**	1.66				
	9	Sesan 4	0.0415	Sesan 4	0.81	Plei Krung	1.15	An Khe*	1.28	Buon Cuop*	1.47	Buon Cuop*	1.64				
	10	Plei Krung	0.0464	Thuong Kontum	0.79	Buon Cuop*	1.14	Buon Cuop*	1.27	An Khe*	1.43	Sesan 4	1.57				
	11	Dai Ninh**	0.0467	An Khe*	0.72	An Khe*	1.12	Dai Ninh**	1.21	Dai Ninh**	1.42	Dong Nai 4	1.54				
	12	An Khe*	0.0520	Dong Nai 4	0.72	Dai Ninh**	1.07	Plei Krung	1.15	Dong Nai 4	1.27	An Khe*	1.43				
B/C > 1 ↑	13	Song Con2*	0.0538	Dai Ninh**	0.72	Dong Nai 4	1.00	Dong Nai 4	1.11	Rao Quan*	1.19	Song Con2*	1.29				
	14	Thuong Kontum	0.0549	Song Con2*	0.60	Rao Quan*	0.96	Rao Quan*	1.10	Cua Dat*	1.15	Rao Quan*	1.19				
	15	Cua Dat*	0.0574	Rao Quan*	0.60	Cua Dat*	0.87	Cua Dat*	0.98	Song Con2*	1.15	Cua Dat*	1.15				
	16	Rao Quan*	0.0704	Cua Dat*	0.58	Song Con2*	0.87	Song Con2*	0.98	Plei Krung	1.15	Plei Krung	1.15				
	17	Dong Nai 8	0.0726	Dong Nai 8	0.55	Dong Nai 8	0.86	Dong Nai 8	0.90	Dong Nai 8	0.90	Dong Nai 8	0.90				
	18	Cau Don	0.0852	Cau Don	0.53	Cau Don	0.86	Cau Don	0.90	Cau Don	0.90	Cau Don	0.90				
		IDC "Ham Thuan & Da Mi"		0.0524 \$/kWh		T=12		1.21		T=8		1.39		T=6		1.73	
		B/C "Ham Thuan & Da Mi"		T=24		0.77											









Legend:

- The projects in Northern Region
- The projects in Central Region
- ▲ The projects in Southern Region
- (L) Son La (large)
- (S) Son La (small)

Figure 6.2-1 The Tendency of the Environmental Costs Estimated for the Candidate Hydropower Project

Figure 6.2-2 Model of Development Work Schedule

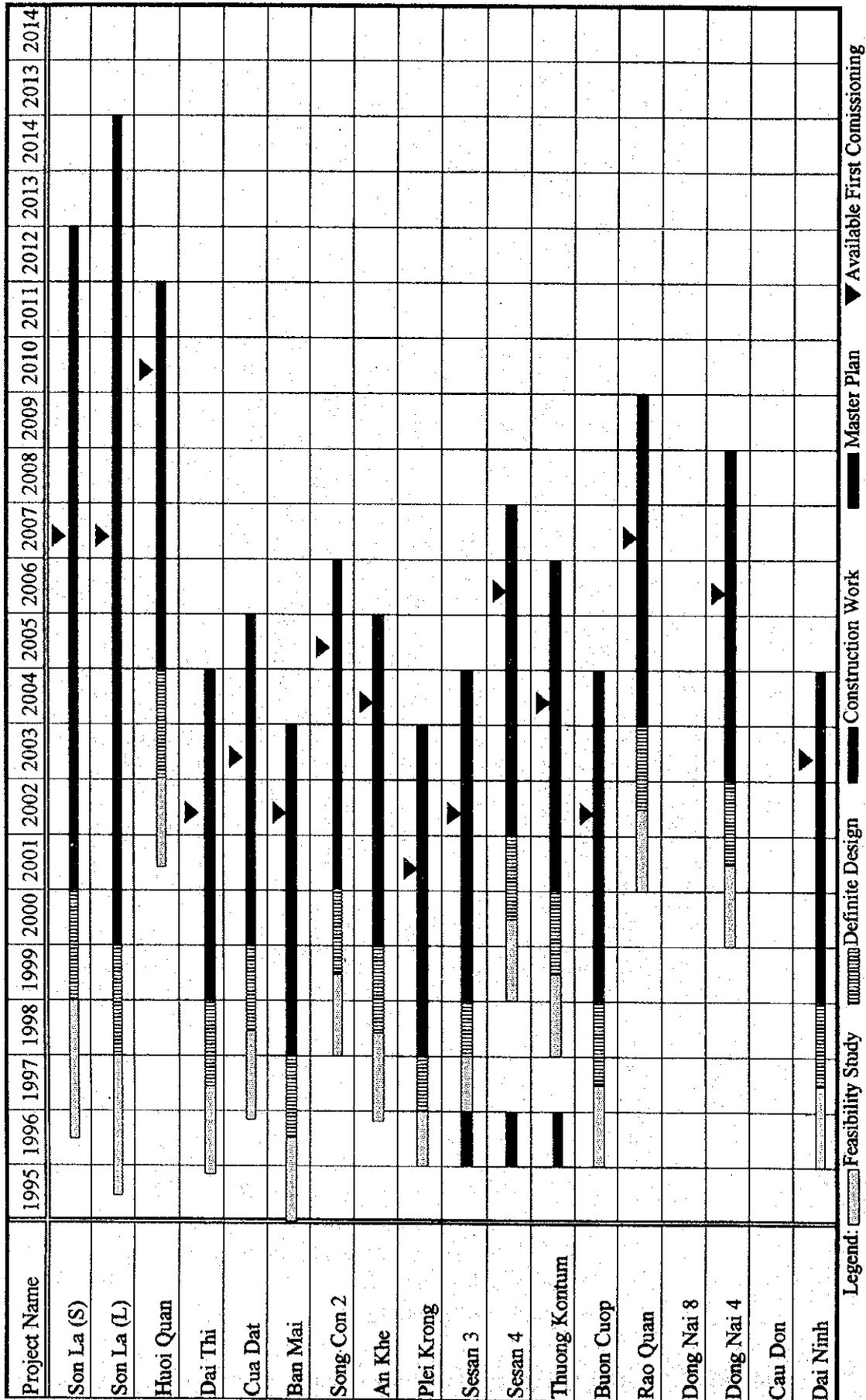
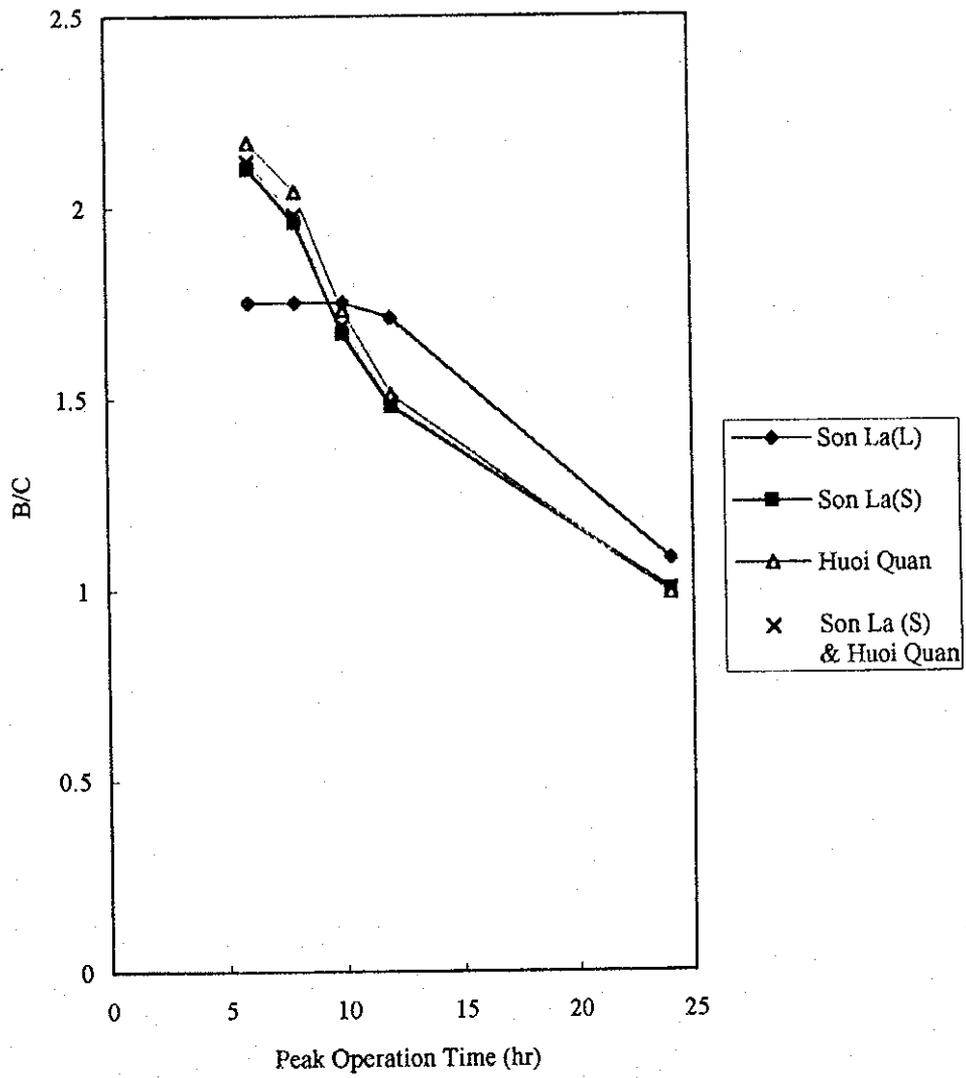


Figure 6.2-3 Relation between Peak Operation Time and B/C

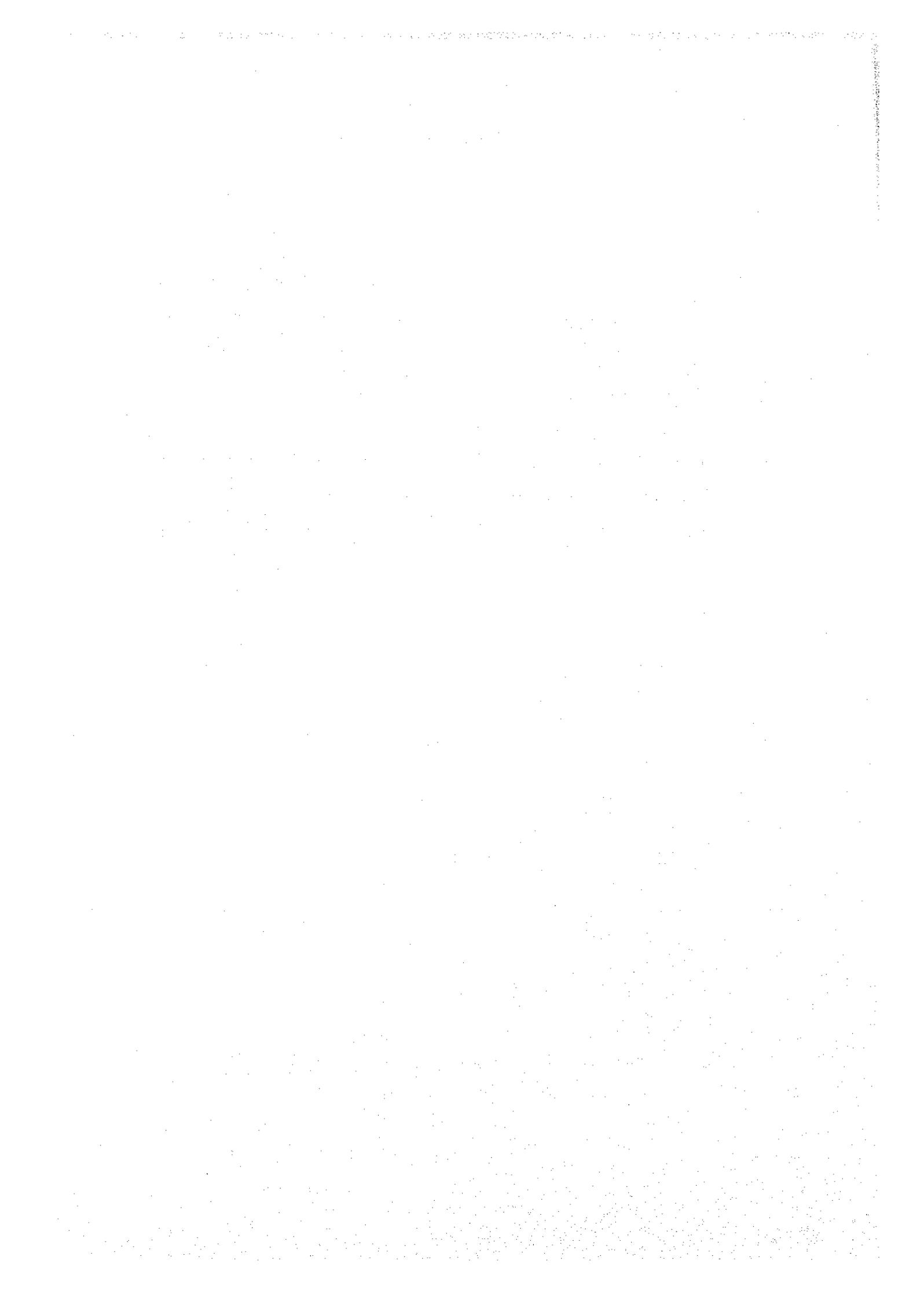


## 第7章 発電用エネルギー資源の評価と分析

## 第7章 発電用エネルギー資源の評価と分析

### 目 次

	頁
7.1 2010年に至るエネルギー資源の供給可能性に関する分析 .....	7 - 1
7.1.1 石炭資源の供給可能性 .....	7 - 1
7.1.2 天然ガス資源の供給可能性 .....	7 - 3
7.1.3 石油製品の供給可能性 .....	7 - 7
7.2 エネルギー資源の技術的、経済的分析 .....	7 - 16
7.2.1 石炭資源の分析 .....	7 - 16
7.2.2 天然ガス資源の分析 .....	7 - 17



## 第7章 発電用エネルギー資源の評価と分析

### 7.1 2010年に至るエネルギー資源の供給可能性に関する分析

#### 7.1.1 石炭資源の供給可能性

ベトナムの石炭資源は火力発電用に十分供給可能な埋蔵量がある。少なくとも、石炭埋蔵量は理論的には充分すぎるものである。ベトナム北部のQuang Ninh省他には31億トンの無煙炭が埋蔵されており、これは深度300mまでの確認埋蔵量 (Surveyed Reserves) の全量 (A+B+C1+C2) である。また、深度1,000mまでの無煙炭及び半無煙炭の全埋蔵量は66億トンとされている。通常、石炭の開発を進めるに当たっては、埋蔵分類のA及びBと、C1の2分の1を計上する。確認埋蔵量のうちそれに相当する分は、無煙炭他にて13.5億トンである。また、無煙炭の可採埋蔵量は5億5,700万トンとされている。(Table 7.1-1)

ベトナムには他に瀝青炭が1,180万トン、褐炭、亜瀝青炭が2億4,410万トンの評価埋蔵量がある。特に、紅河下流部の地下数100mには褐炭の埋蔵量が200億トンであると推定されるが、これは確認された埋蔵量ではなく、また、技術的、経済的に採取不可能なものである。

石炭の分布はベトナムの北部、それもQuang Ninh省に集中している。総埋蔵量の92%を占める無煙炭のうち、Quang Ninh省にはその97%に相当する約30億トンが賦存する。北部の可採埋蔵量5億5,700万トンのうち5億3,850万トンがQuang Ninh省にあり、Hai Phong北東のUong Bi、Hong Gai、Cam Phaに3つの主な生産地域がある。石炭の堆積盆地はこの3地域にBac Thaiを加えた4盆地が主要なものである。この各盆地はそれぞれの名をとった石炭会社によって開発されている。ベトナム北部の300kmに及ぶコールベルトに石炭が埋蔵されていることは、ベトナム北部に於いては火力発電の立地を可能とするが、中部及び南部には北部からの石炭輸送が必要となり、火力発電コストをより高いものとしている。

ベトナムの石炭の品質は良好であり、炭鉱により各々異なるものの、一概に発熱量は高く、硫黄分も比較的になく、また灰分もそれほど多くない。無煙炭の中で火力発電用に適する品質はそれほど発熱量の高いものが要求されるわけではなく8号炭、9号炭が使用されるが、将来はベトナム区分の5号炭また4B号炭が使われ、これらは発熱量4,000~5,000kcal/kgの石炭である。(Table 7.1-2)

現在ヴェトナムの石炭火力に於いては、Pha Lai火力発電所にてはUong Bi公社のMao Khe炭鉱及びVang Danh炭鉱から石炭が供給されている。この各炭鉱の可採埋蔵量は、各々9,100万トン、3,740万トンであり、将来の需要増大に対し十分対応できる量がある。また、同火力には他に、Hong Gai公社、Cam Pha公社が石炭を供給することになるが、特にCam Pha公社の増産分は同公社のCoc Sau炭鉱（露天掘、2,540万トン可採）に余力があり、既存の生産設備で十分対応できる。Cam Pha公社には他にも余力のある炭鉱が多く、将来の需要の増大に対応できるポテンシャルを有している。

ちなみに、現在のヴェトナムの石炭公社別の生産量は、Cam Pha公社の原炭生産量が575万トン、精選炭が430万トン、Hong Gai公社の原炭生産量が190万トン、精選炭は160万トン、Uong Bi公社の原炭が125万トン、精選炭が100万トン、国内（No. 3）公社の原炭が151万トン、精選炭が118万トンである。

火力発電用の石炭需要に関しては各種の見通しがある。それらのうち、IEV提供になる予測に従うと、平準ケースで、1994年に年間50万トンの発電用石炭需要は95年に90万トン、96年に170万トン、97年に230万トン、98年に240万トン、99年に250万トンとなり、2000年には320万トンに増加するとしている。また、2010年には480万トンないし600万トンの発電用石炭需要になるとの予測もある。ちなみに、2000年に於ける石炭総生産量は750万トン、2010年のそれは1,200~1,500万トンとされ、発電用石炭の比率は各々42.7%、40%である。上記の需要見通しに対する供給可能な石炭は、MOE管轄の各石炭公社であり、中でもCam Pha公社が最大である。但し、この需要見通しは、電力、セメント以外の他の産業での石炭需要をかなり控えめに、2000年には1994年比で3分の1以上減少するとみており、石炭の総需要量は必ずしもそのとおりではなく、むしろ、同予測の高ケースによる方が正しいかもしれない。そうすると、2000年の総生産量は1,000万トンとなり、これを達成するには各炭鉱共に生産施設の維持のためのかなりの設備投資を必要とすることになる。（Table 7.1-3~4 参照）

上述した発電用石炭の需要と供給を以下に総括して述べる。

- (1) ヴィエトナムの初期の石炭の埋蔵量は、現行の生産計画における長期間の需要に対応する生産を十分にまかなうに足るものがある。
- (2) 現在の石炭生産容量である原炭1,000万トン/年、精炭800万トン/年にて、操業率を向上させることで1997年までは総生産量800万トンを供給することが可能である。
- (3) 需要が800万トンを越える1998年以降の石炭供給を可能とするには、新たな設備投資が必要である。
- (4) 2000年以降の長期の生産・供給のためには、新規の炭鉱開発と共に輸送関連等の全ての設備投資を早めに大幅に増加させる必要がある。
- (5) これらの総生産量に対し、発電用石炭の需要と供給は常に最大となることから、電力産業は石炭産業に対し特に価格面等にて保護者的に対応する必要がある。

#### 7.1.2 天然ガス資源の供給可能性

- (1) 究極可採埋蔵量による見通し

ヴィエトナム陸・海域に於ける石油・天然ガスの探鉱活動は未だ緒についたばかりであり、ヴィエトナム国内の堆積盆地の炭化水素資源の埋蔵量の評価も未だ充分にはなされていない。南部ホーチミン市の沖合にあるCuu Long及びNam Con Son堆積盆地の探鉱活動が、現在他に比べ最も集中的になされており、おそらく1994、95年がその最盛期となるだろう。国営のPetrovietnamと生産分与（PS）契約をした外国の石油会社は今日まで合計70坑以上の試掘井を掘削し、物理探査による調査と資料の解析によって300以上の含油・ガス可能な構造を発見している。地質調査が充分になされていない各堆積盆地の炭化水素資源量を、今正確に予測することは困難であるのだが、ヴィエトナム海域ではおおよそ300~370億バレル（40~50億トン）の炭化水素資源（石油・ガス）の究極可採埋蔵量とされている。地質専門家は常に控えめな数値を発表する傾向があり、この数値は石油探鉱が進み地質データが増えるに連れてより大きく、かつ正確度の高いものとなるだろう。

天然ガスの究極可採埋蔵量はそのうちの6,000~7,000億 $\text{m}^3$ と推測される。この数値は上記の炭化水素全体の埋蔵量から、油・ガス比を170として、即ち平均して石油1トン当たりに170 $\text{m}^3$ のガスがあるとして算出されたものである。

天然ガス埋蔵量6,000~7,000億 $\text{m}^3$ のうち、今日までに発見されている埋蔵量は1,000億 $\text{m}^3$ 程度である。これは、油田の随伴ガスとガス田として発見された天然ガスの両者を合わせた数値である。おそらく、石油・ガスの探鉱が進むとこの数値は今後、加速度的に大きくなるだろう。これまでの探鉱の結果、Cuu Long盆地では油田が、Nam Con Son盆地では油田とガス田が発見されており、そのうちいくつかは既開発、また開発途上にあるのだが、ベトナム海域全体はどちらかといえばガス卓越型の堆積盆地が多いと言える。特に中部ベトナム沖合の堆積盆地に於いては膨大なガスが発見されたが、但しこのガスには二酸化炭素( $\text{CO}_2$ )が多量に含まれ経済的な開発・生産を進めるには問題が多い。また、北部の紅河堆積盆地でも今後の更なる探鉱が期待されるし、更に南西部のカンボジア、マレーシア海域に接するベトナム海域では未だ探鉱が全くなされていないMinh Hai堆積盆地もあり、この海域でも大規模な発見が期待されている。(Figure 7.1-1)

石油探鉱の進捗度と潜在的な究極可採埋蔵量の確認埋蔵量への移行には密接な関係があり、石油・ガスの発見速度は当然探鉱スピードに比例する。ベトナム海域での石油探鉱は、その堆積盆地の大きさに比べるとそれほど多くない。特に前記の南部2盆地に探鉱が集中しがちであり、他の盆地では物理探査も試掘井の掘削も極端に少ない。それゆえ、理論的に算出される炭化水素の発見量を推定するにはデータが偏り、正確度の高いものは算出不能である。だが、過去10年ほどの探鉱作業を計量的に概観すると、今後10年間に更に1,000億 $\text{m}^3$ の天然ガスがベトナム海域の諸盆地で発見されても不思議ではない。

ベトナム海域での天然ガスの発見は、多くの油、ガス田にてなされている。それは大きく分けると、Cuu Long盆地での石油随伴ガスと、Nam Con Son盆地でのガス田ガスである。またなかにはいまだ評価井の掘削途中であり、埋蔵量の確定が出来ていないものが多い。それゆえ、この1,000億 $\text{m}^3$ の発見量の他に推定される埋蔵量1,000~1,500億 $\text{m}^3$ があり、これを加えると合計では2,000~2,500億 $\text{m}^3$ となるかもしれない。それは評価井の掘削などで埋蔵量が正確度を増すことによってその区分が上方に移行するからである。ベトナムにて採用されている埋蔵量カテゴ

リーのA, B, C1, C2, D1, D2というロシアと同様のカテゴリー区分のなかで、C1, C2からA, Bへ移行する量が多くなることを意味する。

## (2) 油田・ガス田の発見とガス供給

ベトナムでは現在、Bach Ho油田の随伴ガスが有効利用されることなくフレアー・ガスとして燃焼されているのを、一日も早く陸上にパイプラインで送り、これを火力発電に利用すべく努力中である。Vietsovetropetro社は総延長100km以上の海底パイプラインを1994年10月末にほぼ完成させ、現在陸上に於けるガス精製装置等を建設中であり、おそらく1995年末にはBa Ria火力発電所にBach Ho油田のガスが送られることになる。このBach Ho油田の随伴ガス利用はベトナムの火力発電に於けるガス利用が大量になされる初のケースである。

Ba Ria火力発電所は年間2億8,000万 $\text{m}^3$ のガスを必要とするが、Bach Ho油田の随伴ガスは、現在12億 $\text{m}^3$ がフレアー・ガスとして燃焼されているので、供給分は現在では充分にあると言える。

また、Bach Ho油田の南西にあるRong油ガス田の随伴ガス及び非随伴ガスも現在開発中であり、いずれこのガスもBach Hoパイプラインで陸上に送られる予定である。Bach Ho油田の随伴ガスは約200億 $\text{m}^3$ の究極可採埋蔵量が確認されている。Rong油ガス田には約50億 $\text{m}^3$ のガスが確認されている (Table 7.1-5)。両油田の随伴ガスは、将来ホーチミン市の北東にある Thu Duc火力発電所にも送られる予定で、この為 100kmの陸上パイプライン布設工事も進められる。Thu Duc火力発電所では、年間3億 $\text{m}^3$ のガスを消費することになる。その他に、ヴァンタオ近くでのLPG工場、また化学肥料工場等のガス利用が計画され、陸上にも送られるガスは合計年間12億 $\text{m}^3$ 程度が必要になるだろう。なお、随伴ガスの一部はBach Ho油田のオンサイトで自家発電等で消費される他、将来油田のガス・リフト作業用にも使用される。

問題は、Bach Ho油田の随伴ガスは1994年末までに累計約47億 $\text{m}^3$ がフレアー・ガスとして燃焼されてしまい、従って残鉱量は153億 $\text{m}^3$ しかないことである。それゆえRong油ガス田のガス50億 $\text{m}^3$ と合計して203億 $\text{m}^3$ のガスが年間12億 $\text{m}^3$ 消費されるとすると、これは17年分しかないことが問題である。また、火力発電のガス燃料への転換、それも Thu Duc火力発電所の転換を早目に行わないとフレアー・ガスとして無駄に消費される量は更に増えてしまうことになる。それにしても、長期の見通し

を行う際に、この2油田以外に他の油田からの随伴ガス又はガス田のガスが必要となるのは明らかである。何よりも、随伴ガスはあくまでも原油の生産量に左右されるので、Bach Ho油田だけからコンスタントに12億 $\text{m}^3$ のガスの生産は得られないからである。

Bach Ho油田の原油生産量は1995年がピークになると言われている。従って、その随伴ガスも同年がピークで、以降減産に向かう。同油田の原油の究極可採埋蔵量は1億1,700万トンであり、天然ガスのそれは前述したように200億 $\text{m}^3$ である。これを油田の生産減退曲線をもって示したのが Figure 7.1-2 (a) であり、西暦2000年以降は減退が急速になるものの、ガスの生産は原油に比べ多少なだけである。その理由は、原油を採り尽くしてもガスは残っており、それを採取するからである。

Bach Hoの随伴ガスの生産減退を補うのがRong油田のガスであるが、但し、これも大規模な期待は出来ない。そこで、Figure 7.1-2 (a) ではケースAとして上記2油田以外の同油田に近く位置する油田からの随伴ガスの生産があるものと仮定して追加生産カーブを描いた。但し、これでも1998年以降、12~15億 $\text{m}^3$ /年のガス生産を得るためにはそれ以外の天然ガス生産が必要となる。それ故、ケースBにて、非随伴ガスの生産が必要となるように示してある。このケースBを今少し詳しく示したのが Figure 7.1-2 (b) であり、西暦2000年以降、非随伴ガスの生産が大幅に増加し、2010年には60億 $\text{m}^3$ /年の生産になると仮定した。その生産量の半分はBP/Statoilにて発見された2ガス田のガス生産である。

これまで発見されている南部海域での油・ガス田で、Bach Ho油田の随伴ガス生産を補うようになると期待されていたのは、その更に100km南のDai Hung油田であった。しかし同油田は評価井を掘削し、油田構造の確定を行ううちに、当初考えられていた埋蔵量評価がかなり縮小してしまった。当初は5~6億バレルと期待されたのが、1.5億バレルになってしまった。94年9月に仮生産を開始した同油田の随伴ガスはGOR（油・ガス比）を160とすると32億 $\text{m}^3$ であり、Rong油ガス田よりも小さい。また、随伴ガスは現在フレーザー・ガスとして燃焼されている。Bach Ho油田に至近距離にあるのが、1994年に三菱石油が発見した Rang Dong油田である。この油田の埋蔵量評価はこれからであるが、GORは高いと伝えられる。Petronas Carigali 社（マレーシア国営）が発見したJadeとRubyの両油田（Bach Hoの北東部にある）に関しては、未だ公表されたデータが少なく不明である。

Bach Ho油田のあるCuu Long盆地でのガス埋蔵よりも期待されるのはその南にあるNam Con Son盆地であり、そこでは上記のDai Hung油田の他にBP/Statoilグループによるガス田発見がある。(Figure 7.1-3) BP/Statoilは1993年から94年にかけて3坑の試掘井を掘削し、Lan Tay 及びLan Doの両ガス田を発見した。その構造の大きさから推定すると両ガス田の埋蔵量はかなり大きく、両者を合わせて2~3 TCF (600~900億 $m^3$ ) と見積もられている。しかし、両ガス田とも水深が深く、また陸上から270km離れている。(BPは1994年9月、この2ガス田のガス埋蔵量を2 TCFと公表した。) BP/Statoilはこの発見したガス田を商業化しようと、同堆積盆地での他の会社による試掘成功を期待し、且つそれらのガスと一緒に陸地まで延長300kmに及ぶパイプラインで送ガスする開発を計画している。但し、この計画の実施はいまだ未決定である。

ヴェトナム南部の火力発電用その他で消費される天然ガスの生産見通しについては、随伴ガスだけに依存する場合は、極めて限定されたものとなる恐れがある。Bach Ho油田の随伴ガスが減産に向かう際に、Rong油ガス田以外にどこから補充できるであろうか。Dai Hung油田は遠くて更なるパイプラインを必要とするし、またBP/Statoilの発見した2ガス田は、あくまでも別の開発計画となる。それゆえ、Bach Hoパイプラインによる送ガス量もことによると10年ほどで大幅に低下してしまうこともあり得る。これを補うためにCuu Long盆地での探鉱が更に進められ、新たな埋蔵量の発見がなされることが期待される訳である。更に南部のNam Con Son盆地のBP/Statoilを中心とした新規のガス田開発と、その近辺の各社のガスを合わせた天然ガス開発、並びにパイプラインの新設が最も重要となる。但し、このガス開発の為には、コストが3米ドル/MMBTU以上かかることを認める必要がある。それを承認し、初めて年間30~60億 $m^3$ のガス生産が可能となろう。

### 7.1.3 石油製品の供給可能性

ヴェトナムの火力発電所に於ける燃料油の消費はそれほど多くない。南部のBa Ria 火力発電所等の軽油を主な燃料源とする発電所も、今後その燃料を天然ガスに切り替える。主として送電網の至らない僻地等で使用されるディーゼル発電機等での軽油燃焼は、しかしながら今後もある程度続けられる。また、石炭火力の重油混焼も続けられる。

それらの需要見通しは極めて困難であるが、考えられることとして現状水準がそれほど変わらずに続くのではないかと思われる。すなわち、年間70万トン程度の重油また軽油の燃料用石油が火力発電用に消費されるのである。その内訳は、重油、軽油がほぼ半々となるだろう。

この程度の燃料油の調達には海外からの輸入によって容易に可能であり、シンガポールまたはマレーシアの精油所が製品を供給してきた。しかるに、今後ベトナムは国内に独自の精油所を建設し、石油製品を国内供給することを目指している。Petrovietnamは、フランスのトータル社 (CFP TOTAL) と台湾の中国石油公司 (CPC) 他と契約し、合弁の精油所をVung Tau近くのVan Phong に建設する予定である。この精油所の精製能力は、650万トン/年 (13万バレル/日) で、完成は1999年の予定、建設費は10~13億米ドルといわれる。精油所が使用する原油はBach Ho油田等のベトナム産原油となろうが、一部は中東からの輸入原油を予定しているようだ。ただ、ベトナムの低硫黄原油は高価格で輸出が可能で、安価な中東産原油を使用した方が経済的メリットは高いはずである。

この精油所の他にベトナムは更に1、2カ所の新規精油所の建設を予定していると言われる。ただ、いずれも未だ計画中のもので、その精油所の規模とか製品得率 (使用原油に左右される) 等明確でない。それ故、将来ベトナムの火力発電所に必要な重油、軽油がどれほど得られるかは分からないものの、年間70万トン程度ならば十分に供給可能となるだろう。ただし、2010年の段階で火力発電に於ける天然ガス利用が再び軽油等の燃料油に戻った場合、即ちベトナム沖での随伴ガス、非随伴ガスの生産が何らかの理由で滞り、十分なガス供給が得られなくなった場合、発電用の石油燃料の消費が多くなることもありえよう。その場合、国内での燃料油供給では不足し、再び石油製品の輸入がなされる事になるかもしれない。

**Table 7.1-1 Coal Reserves in Viet Nam**

(Unit: Million tons)

	Total Reserves	Surveyed Reserves (A+B+C1+C2)	Minerale Reserves		
			Total	O/C	U/G
Anthracite & Semi-anthracite	6,600	3,104	557	199	358
Quang Ninh Province	6,500	3,021	538	180	358
Uong Bi		1,268	201	20	181
Hong Gai		459	84	41	43
Cam Pha		1,294	254	119	135
Bac Thai Province	85	78	18	18	-
Lang Son Province	25	6			
Bituminous	25	12	7	-	7
North	12	6	6	-	6
Da River	10	5	-	-	-
Ca River	3	2	1	-	1
Lignite & Sub-bituminous		244	19	19	-
Lower Red River	20,000	146	-	-	-
Na Duong etc.	120	98	19	19	-

Source: IEV

**Table 7.1-2 Quality and Reserves of Main Coal Mines in Viet Nam**

Companies and Mines	Development Method	Kind of Coal	Ash (%)	Evaporation (%)	Sulfur (%)	Heating Value (kcal/kg)	Recoverable Reserves (1990 end.) (10 <sup>3</sup> ton)
Uong Bi Coal Co.							
Uong Thuong-Dong Bong	O/C	Anthracite	15.0	6.0	0.4	7,900	20,400
Mao Khe	U/G	Anthracite	18-24	4-5	0.6	7,600	91,060
Vang Danh	U/G	Anthracite	13.6-15.7	4.5-4.7	1.0-1.1	8,090	37,412
Yen Tu	U/G	Anthracite	17.1	4.1	1.5	8,010	52,290
Hong Gai Coal Co.							
Nui Beo	O/C	Semi-Anthracite	17.0	9.8	0.6	8,600	26,127
Ha Tu	O/C	Semi-Anthracite	15.0	9.1	0.5	8,670	14,530
Ha Lam	U/G	Anthracite	14.9	9.0	0.4	8,500	30,796
Tan Lap	U/G	Anthracite	9.4	3.6	0.2-0.6	8,410	5,196
Nam Ha-Tu	U/G	Anthracite	10.5	6.3	0.4	7,530	6,596
Cam Pha Coal Co.							
Deo Nai	O/C	Anthracite	16.0	7.0	0.4	8,150	16,374
Coc Sau	O/C	Anthracite	16.0	5.6	0.4	8,400	25,410
Cao Son	O/C	Anthracite	15.0	5.7	0.6	8,300	55,600
Khe Cham	O/C	Anthracite	15.0	6.0	0.6	8,300	15,800
Khe Tam	O/C	Anthracite	16.0	7.0	0.5	8,350	5,880
Thong Nhat	U/G	Anthracite	9.2-14.5	5.9-6.7	0.4-0.6	8,130	18,439
Khe Cham	U/G	Anthracite	12.9	5.8	0.5-0.7	8,250	93,899
Mong Duong	U/G	Anthracite	12.5	7.6	1.2	8,310	22,664
No.3 Coal Co.							
Nui Hong	O/C	Semi-Anthracite	17.0	9.0	2.4	8,200	13,830
Khan Hoa	O/C	Semi-Anthracite	16.5	9.2	2.5	8,300	3,620
Na Duong	O/C	Lignite (L.F.C.)	37.0	46.9	6.6	7,330	18,683
Nong Son	O/C	Semi-Anthracite	24.0	7.0	2.4	7,910	955
Lang Cam	U/G	Bituminous	18.5	24.0	1.3	8,225	5,466
Khe Bo	U/G	Bituminous	19.2	23.2	1.7	6,890	1,029

Source: IEV

**Table 7.1-3 Forecast of Coal Supply and Consumption**

Average Case

(Unit: Million tons)

Location	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Total of Coal Sector	5.90	6.30	7.00	7.20	7.30	7.30	7.50
Ministry of Energy	4.90	5.10	5.80	5.90	6.00	6.00	6.20
Outside of MOE	1.00	1.20	1.20	1.30	1.30	1.30	1.30
Companies of MOE							
Cam Pha Coal Co.	2.00	2.10	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30
Hong Gai Coal Co.	1.15	1.15	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
Uong Bi Coal Co.	0.82	0.90	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Coal Construction and Production Co.	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.60	0.70
Domestic Coal Co.	0.60	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.80
Geological Co. & others	0.10	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
among these:							
Export	2.30	2.30	2.00	1.70	1.60	1.60	1.50
Domestic Supply	2.60	2.80	3.80	4.20	4.40	4.40	4.70
among these:							
Electricity	0.50	0.90	1.70	2.30	2.40	2.50	3.20
Cement	0.30	0.30	0.50	0.70	0.90	1.00	1.00
Others	1.80	1.60	1.60	1.20	1.10	0.90	0.50

High Case

(Unit: Million tons)

Location	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Total of Coal Sector	5.90	6.30	7.10	8.00	9.00	9.80	10.00
Ministry of Energy	4.90	5.10	5.80	6.50	7.50	8.30	8.50
Outside of MOE	1.00	1.20	1.30	1.50	1.50	1.50	1.50
Companies of MOE							
Cam Pha Coal Co.	2.00	2.10	2.30	2.60	3.10	3.50	3.50
Hong Gai Coal Co.	1.15	1.15	1.20	1.30	1.40	1.50	1.55
Uong Bi Coal Co.	0.82	0.90	1.00	1.10	1.20	1.30	1.35
Coal Construction and Production Co.	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.80	0.90
Domestic Coal Co.	0.60	0.70	0.75	0.80	0.90	0.90	0.90
Geological Co. & others	0.17	0.15	0.15	0.20	0.30	0.30	0.30
among these:							
Export	2.30	2.30	2.00	1.80	1.80	1.80	1.80
Domestic Supply	2.60	2.80	3.80	4.70	5.70	6.50	6.70
among these:							
Electricity	0.50	0.90	1.70	2.30	2.40	2.50	3.20
Cement	0.30	0.40	0.50	0.80	1.40	1.80	2.00
Others	1.80	1.50	1.60	1.60	1.90	2.20	1.50

**Table 7.1-4 Oil and Gas Production in Viet Nam**

	Crude Oil (Million tons)	Gas (Million m <sup>3</sup> )	Estimated GOR of Bach Ho	Remarks
1981-1985		134.7		Tien Hai gas only Bach Ho associated gas production commenced
1986	0.04	42.4		
1987	0.21	66.7	(127)	
1988	0.69	128.0	(127)	
1989	1.52	287.3	(163)	
1990	2.70	491.6	(169)	
1991	3.95	712.5	(171)	
1992	5.50	880.0	(155)	
1993	6.30	1,200.00	(186)	
1994	6.70	(1,200.00)	(179)	
Cumulative Total	27.61	(1) 5,143	127	

(1) Tien Hai 400 Million m<sup>3</sup> (estimated) is included.  
Source: Petrovietnam, Annual Report, 1993, 1994.

**Table 7.1-5 Natural Gas Reserves in Viet Nam**

Name of Field	Company	Kind of Field	Reserves (Ultimate Recoverable)
Red River Basin			
Tien Hai (On-Shore)	Petrovietnam	Gas	Small reserve (400 MMm <sup>3</sup> )
Cuu Rong Basin			
Bach Ho	Vietsovpetro	Oil and Gas	Gas 20 Billion m <sup>3</sup> , oil 117 MMt (Proved) GOR=170
Rong	Vietsovpetro	Oil and Gas/Gas zone	Gas 5 Billion m <sup>3</sup> , Oil 11 MMt
Ruby and Jade	Petronas Carigali		D1-B1X(1,757 b/d, 5,200 b/d)
Rang Dong	Mitsubishi		GOR is high, 15-2RP1X (10,346 b/d, 4,949 b/d)
Nam Con Son Basin			
Lan Tay	BP/Statoil (ONGC)	Gas	} 2 TCF of Gas = 57 Billion m <sup>3</sup> (to be confirmed)
Lan Do	BP/Statoil (ONGC)	Gas	
Dai Hung	BHP	Oil and Gas	
			Gas, 3.2 Billion m <sup>3</sup> 150 MM barrel Oil=20 MMt Oil (GOR=160)
Thang Rong (Blue Dragon)	Mobil		Probably Gas Prone (Carbon dioxide contamination?)
Flying Dragon	Pedco		Gas 26 MM cf/d
Rong Bai	British Gas	Gas	Gas showing
05-3-MT-1X Well	AEDC/Teikoku		Gas showing
Moc Tinh			
Da Nang Basin			
Two wells	BP	Gas	150 Billion m <sup>3</sup> of Gas (Carbon dioxide contamination 80%, 700 Billion m <sup>3</sup> )

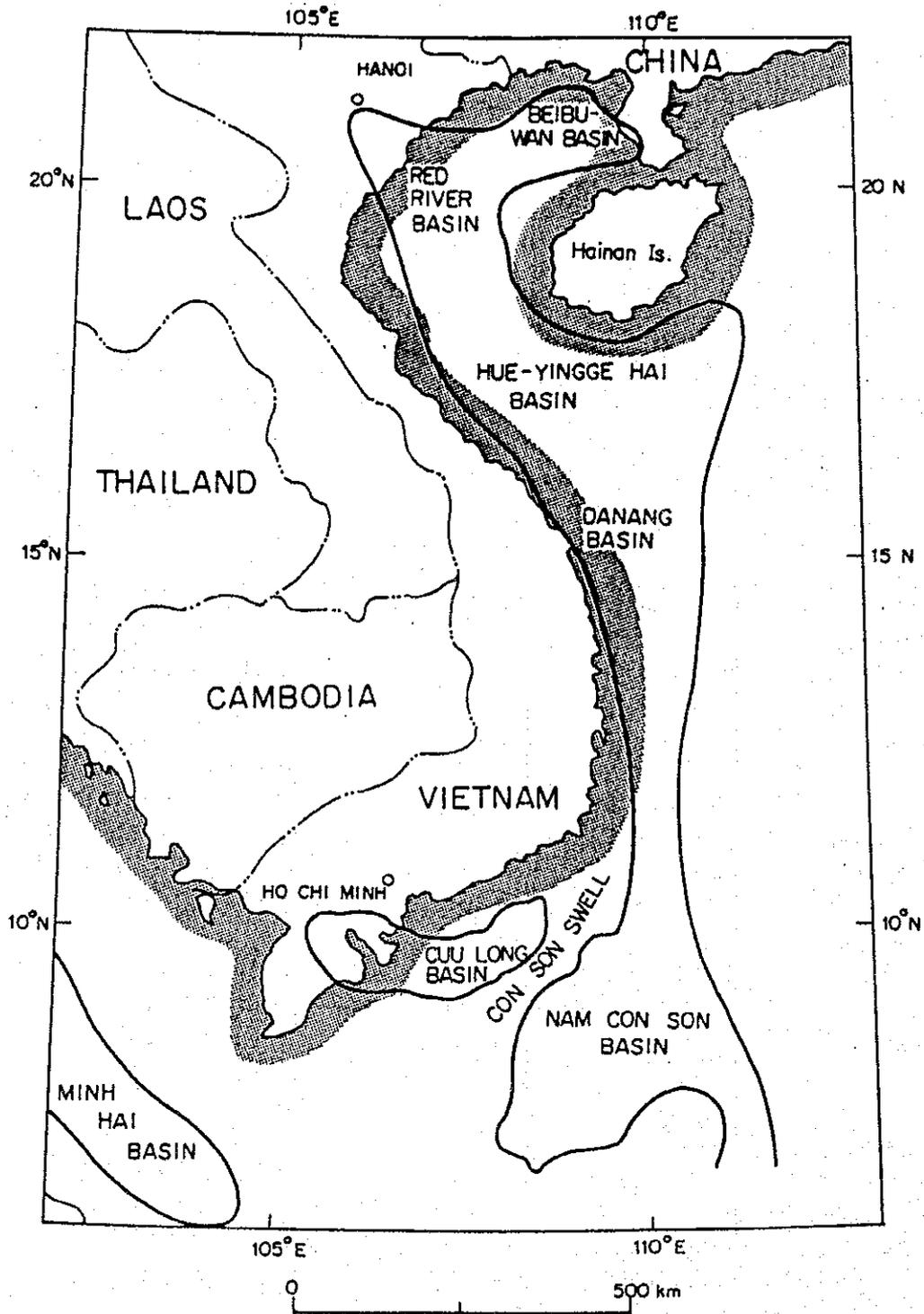


Figure 7.1-1 Sedimentary Basins in Viet Nam

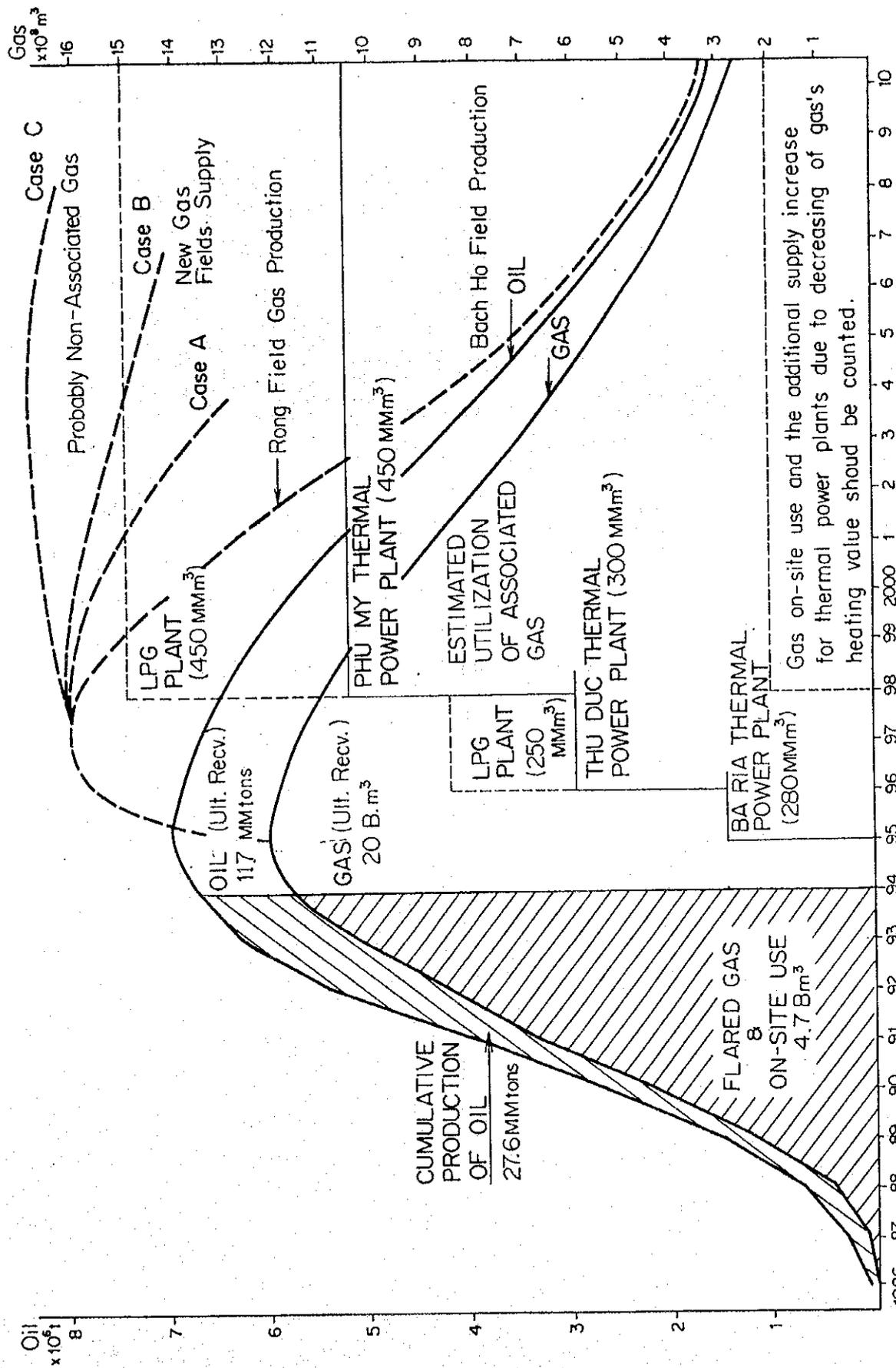


Figure 7.1-2(a) Natural Gas Production and Consumption Forecast in South Viet Nam

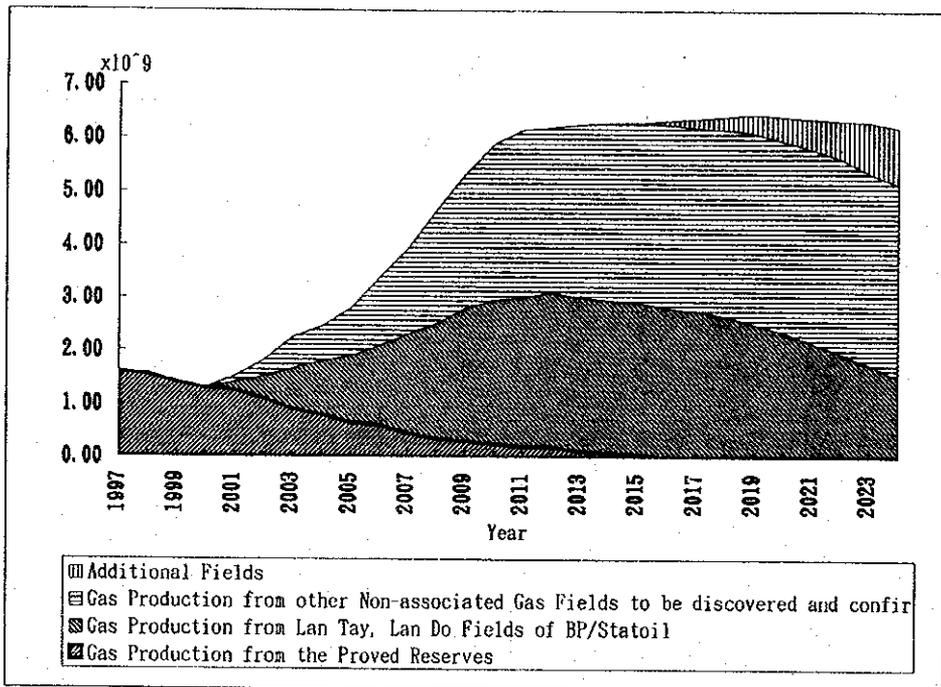


Figure 7.1-2(b) Forecast of Natural Gas Production in Viet Nam

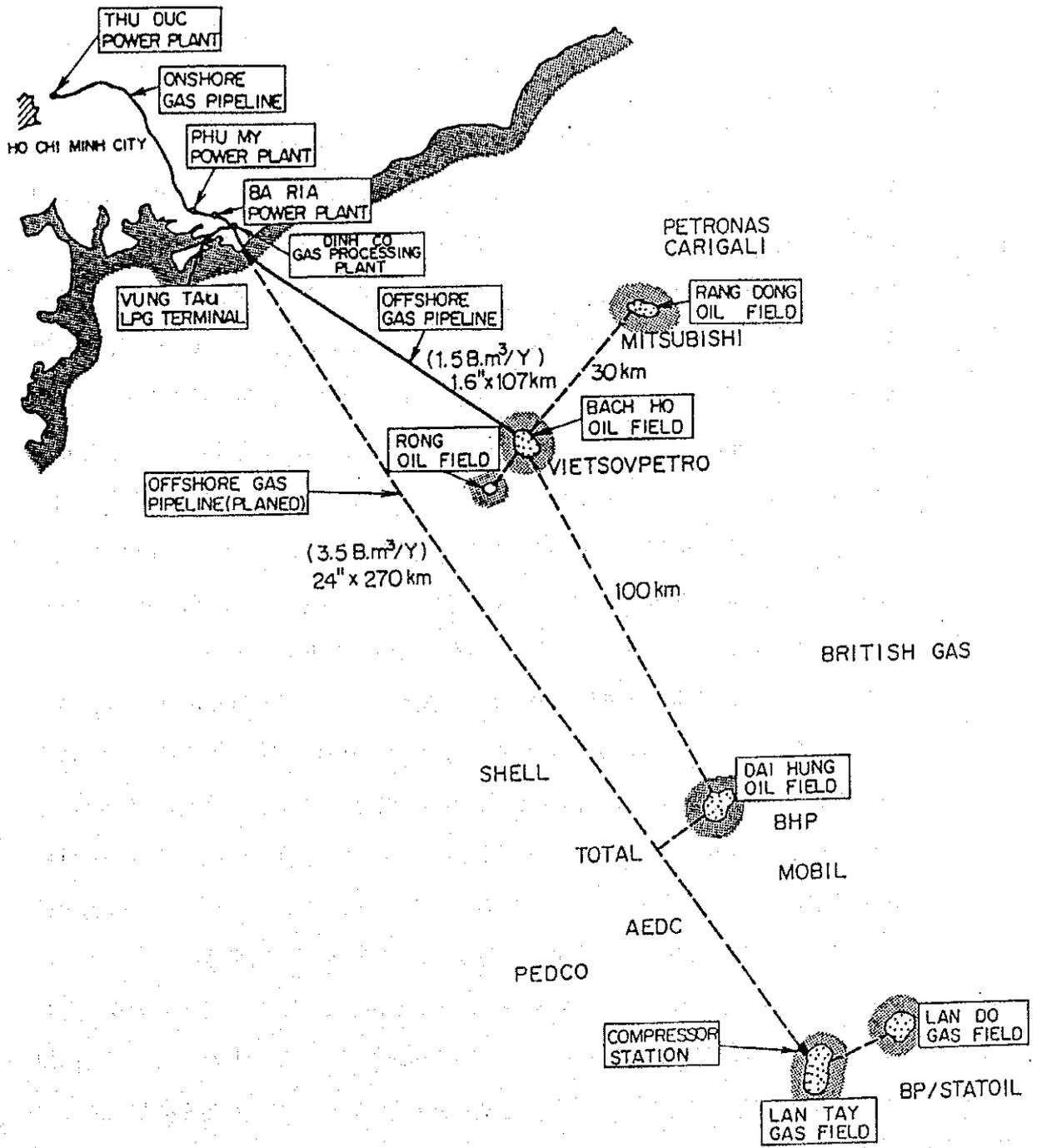


Figure 7.1-3 Natural Gas Development Plan Viet Nam

## 7.2 エネルギー資源の技術的、経済的分析

### 7.2.1 石炭資源の分析

ヴェトナムの石炭資源の将来における供給信頼度を考察する際に技術的、経済的な幾つかの重要な問題がある。

まず、石炭の埋蔵量に関してであるが、石炭の確認埋蔵量はヴェトナムの火力発電の当面の需要を満たすに十分な量があるとはいえ、長期見通しを行う際にはこの埋蔵量では充分とは言えない点である。石炭の埋蔵量を確定するための探査はこの近年極端に減少している。国営石炭公社4社の探査状況をみると、1993年に層序試錐ボーリングは8,348mで、10年前の1984年の50,997mに比べ6分の1に減少してしまった。他の探査に関しても最近のデータは得られないが、減少傾向は明らかである。1993年には計画では層序試錐は19,530mを予定していたのであるが、国営の石炭公社では探鉱投資額の削減等によって十分な探査がなされなかったのである。このことは、将来2000年以降、2010年に到る石炭の安定生産に不安を与えるものである。なお、計画では石炭の探査、中でも層序試錐は2000年に45,000m、2005年には35,000~40,000mが予定されていたがこれがどうなるかは分からない。(Table 7.2-1)

ヴェトナムの石炭(無煙炭)の可採埋蔵量は、現在では5億5,700万トンある。これは、年間500万トンの生産量が続くとしたら111年分あることになる。(これを可採年数という。)しかし、石炭は今後増産が予定されており、2000年には1,000万トンになり、2010年には1,500~2,000万トンになるかも知れない。その場合の累計生産量は現在から2010年に、1億7,250万トンから2億トンになる。従って残鉱量はいまだ3億トン以上あることになり、計算上では十分な可採埋蔵量が残っていることになる。しかし、これはあくまでも少なめな生産量を予測してのことであり、もしヴェトナムで年間4,000~5,000万トンの石炭生産が行われるようになると、この埋蔵量では11~14年分でしかないことになり、とてもそのような大量生産体制は成り立たない。だが、石炭火力発電の大幅な増設がなされ、しかも天然ガスの供給がそれほど期待できないとすると、このような石炭生産体制に向かわざるをえなくなり、そして新規の探鉱を行い可採埋蔵量の追加を行うことが何よりも必要とされるのである。

次に挙げられるのは、生産設備の老朽化と設備更新の遅れである。個々の炭鉱における実状を述べるまでもなく、生産設備の悪さから生産減少とコスト高に連なるケースが多く、この改善のために新規の投資が必要とされる。しかるに石炭公社の財務は

悪化して投資額は近年減少している。設備更新のなかでも選炭設備の更新と、またその新設は最も注目される。Cam Pha石炭公社の第1工場の老朽設備、Hong Gai石炭公社の老朽化した設備、Uong Bi石炭公社の各炭鉱別の旧式な設備を改善することによって石炭の付加価値を高め経済性を向上させることが出来る。石炭の開発、生産、搬出、積出し、港湾、輸送の全面にて画期的な設備投資がなければ、ヴィエトナムの石炭生産は2000年までは現在の老朽設備で何とか需要の増大に追いつけるものの、それ以後はかなり逼迫した状況になるだろう。

投資計画は1991年から2005年まで、各5カ年に分けて、しかも2案に分けて作成されている。(Table 7.2-2) その第1案では15年間に約3兆ドン(約2.8億米ドル)、第2案では約4.1兆ドン(約3.8億米ドル)で、年間平均では2,000万~3,000万ドルの投資額となっている。これは南部のPhu My火力発電所用の石炭増産分(天然ガスから石炭燃料に変更になった場合)の投資は含まず、更に関連インフラ投資分も含まれず、極めて不十分なものである。しかるに、現状はこの投資案を下回った投資実績であるようで、何らかの方策が採られなければならない。石炭産業の健全な発展の為に、年間4,000万~6,000万ドルの投下資金の調達が必要とされる。その解決策としては、石炭公社の財務改善に寄与する売り渡し価格の引き上げと、また外国資本の導入(PS契約等にて)であろう。既に石炭価格は何回か引き上げがなされてはいるが、国内売り渡し価格は国際価格に比べあまりに低すぎる。また、インドネシアの企業によるPS契約での石炭開発参加も実現しているが、この面での今後の展開が注目される。だが、石炭公社に対する最大の財政支援は、国内、外国借款を含む国による強力なバックアップであろう。

### 7.2.2 天然ガス資源の分析

天然ガスの開発と生産における技術的・経済的な課題として最大のものは、資源の埋蔵量の確立である。天然ガスの潜在的な埋蔵量はヴィエトナムの諸堆積盆地において豊富なことは既述した如く、6,000~7,000億 $m^3$ と推定される。問題はその潜在的な埋蔵量を探鉱の結果として、油田・ガス田の発見により確認することである。

国営のPetrovietnamは、海域の石油開発の諸鉱区を次々と外国石油会社に対し公開入札を行い、多くのPS契約を締結した。その数は今日まで30契約近くあり、石油探鉱が外国石油会社の投資リスク負担の下に進められている。(Figure 7.2-1)

外国石油会社は探鉱を進めるにあたり、あくまでも石油発見を目指し、天然ガスの発見は二次的になる。すなわち、試掘井の掘削を行い、含油・ガス層を探り当てて出油テスト（DST）を行う際に油層の確定、評価を第一とし、ガス層があっても油層でのテストが優先される。また、PS契約での坑井掘削義務はせいぜい各社の鉱区当たり数坑であり、各社は僅かに油・ガスが発見された坑井はそのままにして、テストの結果大量の出油・ガスがない限り、試掘義務を終えるとその鉱区は魅力無いものとしてPetrovietnam側に返還して探鉱活動から撤退してしまう。既に多くの石油会社がヴィエトナム海域で探鉱に失敗して鉱区返還、撤退をしている。探鉱の技術は日進月歩で向上しているため、かつて油・ガスはないとして放棄された鉱区でも新しい技術および新たな地質的な解釈によって掘削を行い、そこで油・ガス田を発見をしたケースは多い。日本の三菱石油によるRang Dong油田の発見も、ここはかつてドイツのDeminex社が試掘をし、放棄した鉱区であった。

通常、かなり広大な面積を有する堆積盆地にて、そこが油・ガス田の豊かな地域となるか、またはそれほど期待されない地域かが判断されるには、最少200杭ほどの探鉱井が掘削されなければ判らないといわれる。その点では、ヴィエトナム海域の全ての堆積盆地にて未だ70～80杭程度の探鉱井の掘削では、この海域がどのように判断されるかは未だ早すぎ、今までの3倍の試掘活動がなされ、初めて断定されることとなる。その意味で、Petrovietnamは今後とも多くの外国石油会社とPS契約を結び探鉱作業を進め、また、時にはPS契約の条件緩和、すなわちインセンティブ供与をも行う事となるだろう。

Bach Ho油田で代表されるヴィエトナムの油・ガス田は基盤岩のフラクチャーに貯油される特殊な地質条件の油田である。（Figure 7.2-2,3）

それは中国で最初に命名された古潜山型油田であり、日本では潜丘油田、英語でBuried Hill Type Field, と言われるものである。このタイプの油田の特徴として、地震探査資料の解析作業で構造（この場合、フラクチャーとかケープ）の判定が明確にできず、従って埋蔵量の評価が極めて困難なことである。また、生産段階で初期数年間はかなり多量の油・ガスの産出を得ても、数年の内に生産量は急激に減退してしまうことである。Bach Ho油田は其中でも多量の油・ガスの生産を記録した大油田であるが、その生産も1995年がピークであり、その後は減退曲線を辿ることとなる。三菱のRang Dong油田も古潜山型の油田であり、評価井の掘削とテストを慎重に進め

ることが求められる。何故ならば、Dai Hung油田が評価井の掘削で油田規模が縮小してしまっただのがその好例である。ただ、古潜山型油田の場合、油・ガス層が大きいのか小さいのかがなかなか判りにくい。Bach Ho油田の開発に当たっても、かなりの試行錯誤がなされたようである。それゆえ、早計は禁物であり、生産を開始してもその周囲の評価探鉱をこまめに行う必要があり、時には思わぬところから出油・ガスがあったりする。

ヴェトナムの堆積盆地での天然ガスの埋蔵量を現在の段階でその全容を推測したり確定するのは早すぎ、将来の火力発電の為にガス供給が安定するか、それとも不安定となるかは、それゆえ、偏に今後の石油探鉱次第で決まるということになる。ただ、現在の1,000億 $m^3$ の確認埋蔵量によって火力発電3カ所の燃料をガス転換することは理論的には可能である。ただしこれも今後数年間では、未だガス埋蔵量を確認できる状況とはならないと思われる。

経済的な関連として次に特筆しておかねばならないことは、ヴェトナム海域の油・ガス田、とくにNam Con Son盆地での開発は、水深も深くかつ陸地からの距離も200km以上300km近くあり、従ってコストが高くつく点である。油田が小規模で、沖合の簡単な生産設備で早期開発を行う場合を除き、特に天然ガスの開発の場合には、大型のジャケットを設置して生産坑井を掘るか、または海底にて生産施設を作るか、ガス圧送処理施設を設置し、陸上までの長距離のパイプラインを布設することになる。それゆえ、この開発作業はどうしてもコスト高となり、よほど条件が整わなければ開発に踏み切れない。BPの2ガス田の開発のケースはまさにその代表例であり、その確認埋蔵量が2TCFでは小さすぎるきらいもあり、それ故、同社は近辺鉱区を保有する他の石油会社と共同でパイプラインを建設し、共同開発を計画しているのである。

天然ガスの発電用需要と供給を総括すると次の如くなる。

(1) ヴィエトナム海域では、これまでにおよそ1,000億 $m^3$ の天然ガスが発見されている。それは、ヴィエトナムの北部、中部、南部を全て合計した量であるが、経済的、技術的な開発を無視した埋蔵量である。探鉱活動の進歩により埋蔵量は更に発見され、更に1,000億 $m^3$ が追加されるだろう。

(2) しかるに、ヴィエトナム海域の天然ガスの実際の確認埋蔵量は、現在それほど大きくなく、Vietsovetropetro社によるBach Ho油田の随伴ガスは200億 $m^3$ 、Rong油田

のガスは50億 $\text{m}^3$ と確認されている。他のガス埋蔵量、特にBP/StatoilグループのNam Con Son盆地での2ガス田、Lan Tay及びLan Doははまだ確認された埋蔵量ではない。Bach HoとRongの埋蔵量はヴィエトナムの国営機関である鉱量委員会にて承認されているが、Lan Tay及びLan Doの埋蔵量は現在同委員会にて評価中であり、公表された埋蔵量2 TCF(約600億 $\text{m}^3$ )は、企業によってなされたものである。

- (3) 他の油・ガス田の発見。例えば、BHPグループによるDai Hung油田、あるいは三菱石油によるLan Dong油田等は、Dai Hungが初期開発を実施したが、Lan Dongは今後評価井を掘削する段階であり、他の多くの会社によるPS契約鉱区に於ける試掘井での油・ガスと共に、はまだ確認された埋蔵量には至っていない。ただし、Dai Hung油田の随伴ガスは32億 $\text{m}^3$ と推定される。
- (4) Bach Ho油田の随伴ガスをパイプラインにて陸送し、火力発電所(Ba Ria、Thu Duc、Phu Myの3ヶ所)にて順次有効利用していく計画で、年間12億 $\text{m}^3$ が予定されている。しかるに、Bach Ho油田の生産は1995年がピークで、以降、原油生産も随伴ガスの生産も減退する。この減退分を補うものとしてRong油・ガス田があるが、それだけでは不十分であり、他の油・ガス田が開発され、ガス・パイプラインがBach Hoパイプラインに接続される必要がある。その最有力のものが、三菱石油の発見したLan Dong油田であろうが、本油田の埋蔵量は未確定である。
- (5) BP/StatoilグループのLan Tay、Lan Doの2ガス田の開発は、陸地からの遠隔沖合で水深も深い関係上、コストが高いものとなる。又、埋蔵量的にも会社発表の2 TCFでは、必ずしも大埋蔵ガス田とはいえ、LNGプラント計画は経済的に不可能であり、ヴィエトナムの国内利用に供するにとどまらう。新たなガス需要を見込んでその開発と新規のパイプライン布設計画がたてられ、隣接する鉱区にて探鉱中の他の外国石油会社とも共同でこれを進めている。
- (6) 天然ガスの確認埋蔵量を確実に得るための探鉱活動は今後とも必須であり、この為にはPetrovietnamは、一層多くのPS契約を外国石油会社と締結し、外国の探鉱投資リスクの下に石油・ガス開発を進めることになる。その際には、外国石油会社側にも相当分の利益のある契約条件でなければ外国石油会社はPS契約に参加しないだろう。
- (7) 天然ガスの探鉱ははまだ途上にあり、その将来の供給信頼度を現在の段階で断定

するのは早すぎるが、火力発電に利用するガスの入手可能性は慎重に判断すべきである。埋蔵量の点で、天然ガスよりも石炭のほうが確実性が高いといえよう。

**Table 7.2-1 Coal Exploration Plan and Actual Result**

(Unit: m)

Area	Company	Exploration Stage	Stratigraphic Drilling Length						
			1991	1992	1993	1994	1995	2000	2005
1. Mao Khe	Uong Bi	Detailed	3,120	4,000	4,000	4,000	-		
2. Vang Danh-Uong Thuong	Uong Bi	Preliminary	2,000	2,000	2,000	2,000	-		
3. Dong Nga Hai	Cam Pha	Preliminary	1,100	3,200	3,200	3,200	-		
4. Suoi Lai	Hong Gai	Preliminary	2,000	1,500	1,000	-	-		
5. Tay Le Tri	Cam Pha	Preliminary	1,400	1,500	-	-	-		
6. Quang La	Uong Bi	Finding	-	500	330	-	-		
7. Bang Thoug (Cai Bac)	Cam Pha	Finding	-	1,500	1,500	-	-		
8. Dong Thang Bac	Uong Bi	Finding	-	500	500	-	-		
9. Thung Luong	Uong Bi	Finding	-	500	-	-	-		
10. Lo Tri	Cam Pha	Finding	-	-	1,000	1,000	-		
11. Quang Ninh		Development	5,000	5,000	6,000	6,000	-		
Total			14,620	20,200	19,530	16,200	11,200	45,000	35,000-40,000
Actual Total:			10,159	9,197	8,348				

(Note: 1991-1994: planned and actual, 1995, 2000, 2005: plan)

**Table 7.2-2 Capital Investment Plan in Coal Production Companies**

Investment Item	Plan I		Plan II	
	(Million Dong)	%	(Million Dong)	%
Total	3,038,783	100	4,116,167	100
1. Kind of Investment	<u>3,038,783</u>	<u>100</u>	<u>4,116,167</u>	<u>100</u>
a. New Development	623,059	20.5	847,829	20.6
b. Sustaining Present Facilities	280,237	9.2	887,317	21.2
c. Strengthening of Present Facilities	2,135,487	70.3	2,381,021	57.9
2. Object of Investment	<u>3,038,783</u>	<u>100</u>	<u>4,116,167</u>	<u>100</u>
a. Coal Mine	1,856,152	62.8	2,662,493	66.2
b. Cleaning	609,992	20.7	712,557	17.7
c. Transportation	398,678	13.5	554,029	13.8
d. Machinery, Tool	29,714	1.0	30,436	0.8
e. Others	60,003	2.0	60,003	1.5
3. Companies	<u>3,038,783</u>	<u>100</u>	<u>4,116,167</u>	<u>100</u>
a. Uong Bi Coal C.	391,409	13.2	636,549	15.8
b. Hong Gai Coal C.	634,433	21.5	823,291	20.5
c. Cam Pha Coal C.	1,621,256	54.9	2,229,348	55.4
d. No.3 Coal C.	247,909	8.4	270,784	6.7
e. Coal Design Co.	21,821	0.7	21,821	0.6
f. Others	37,710	1.3	37,710	1.0
4. Period	<u>3,038,783</u>	<u>100</u>	<u>4,116,167</u>	<u>100</u>
a. 1991-1995	1,075,775	36.4	1,214,070	30.2
b. 1996-2000	1,031,305	34.9	1,557,466	38.8
c. 2001-2005	847,458	27.9	1,247,967	31.0

Source: Coal Investment and Design Co., Viet Nam.

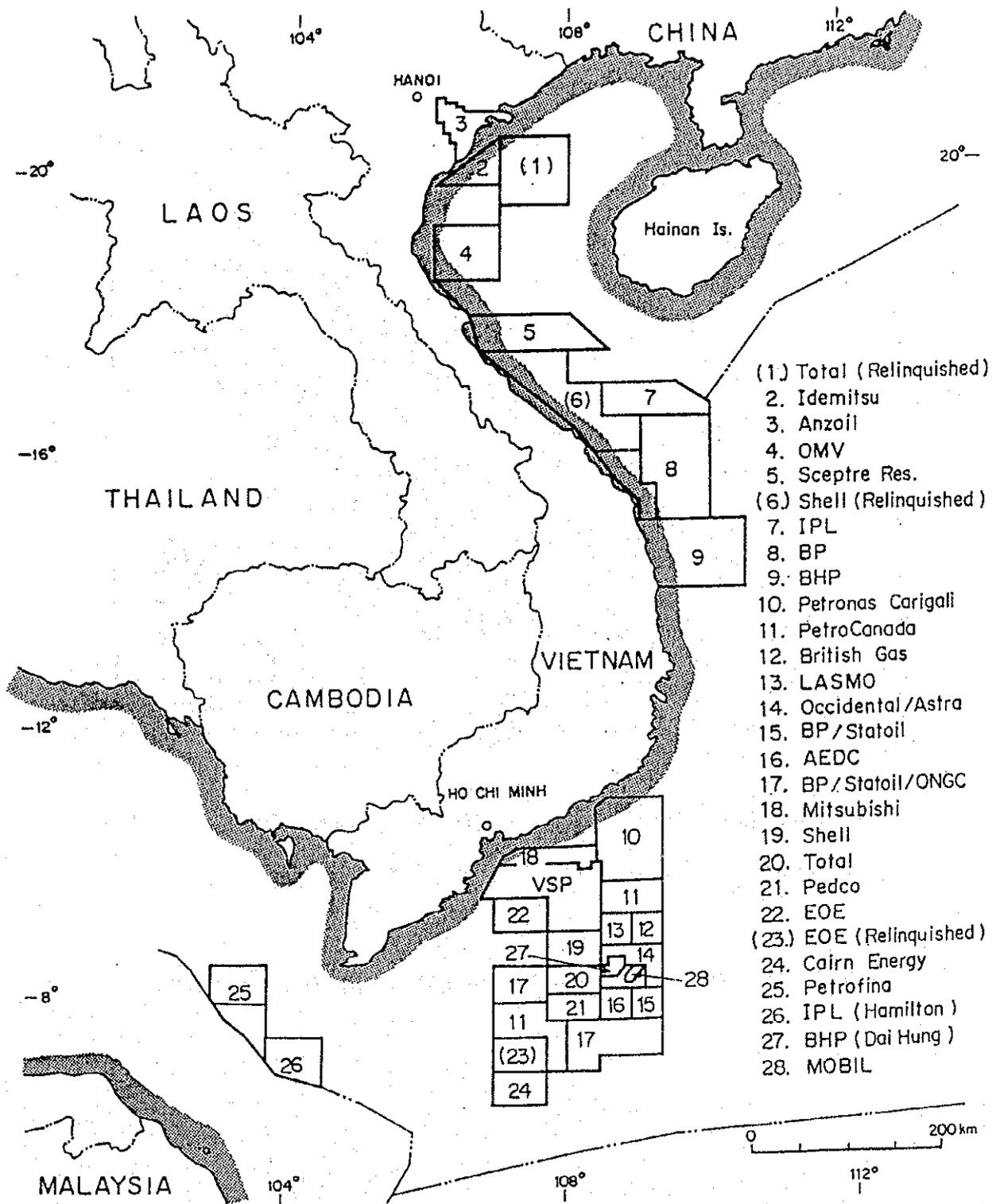
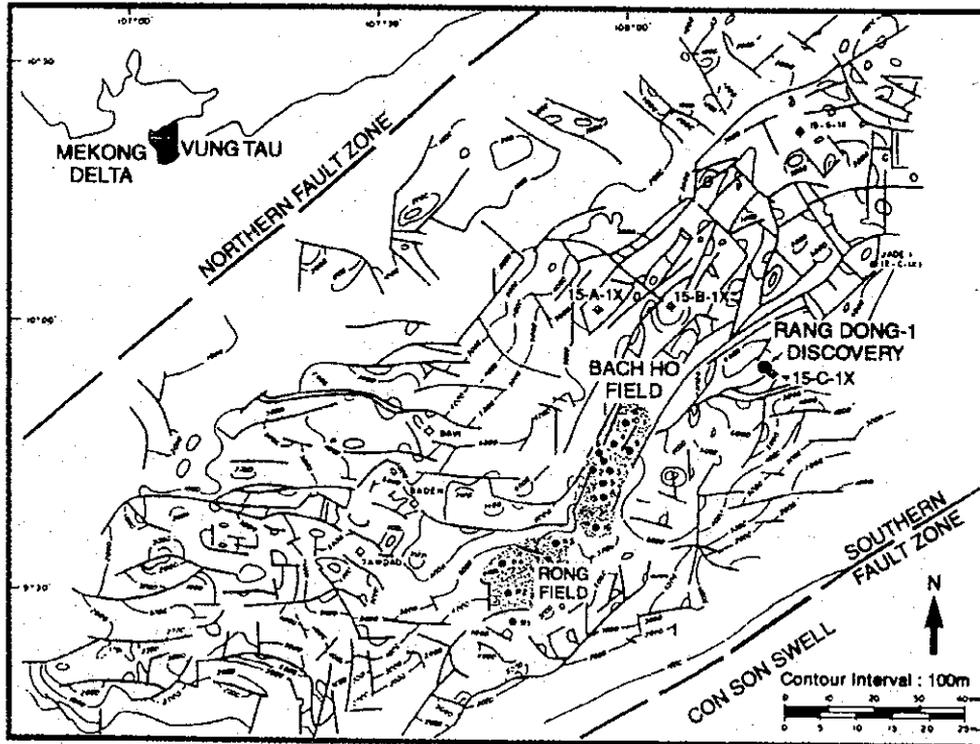
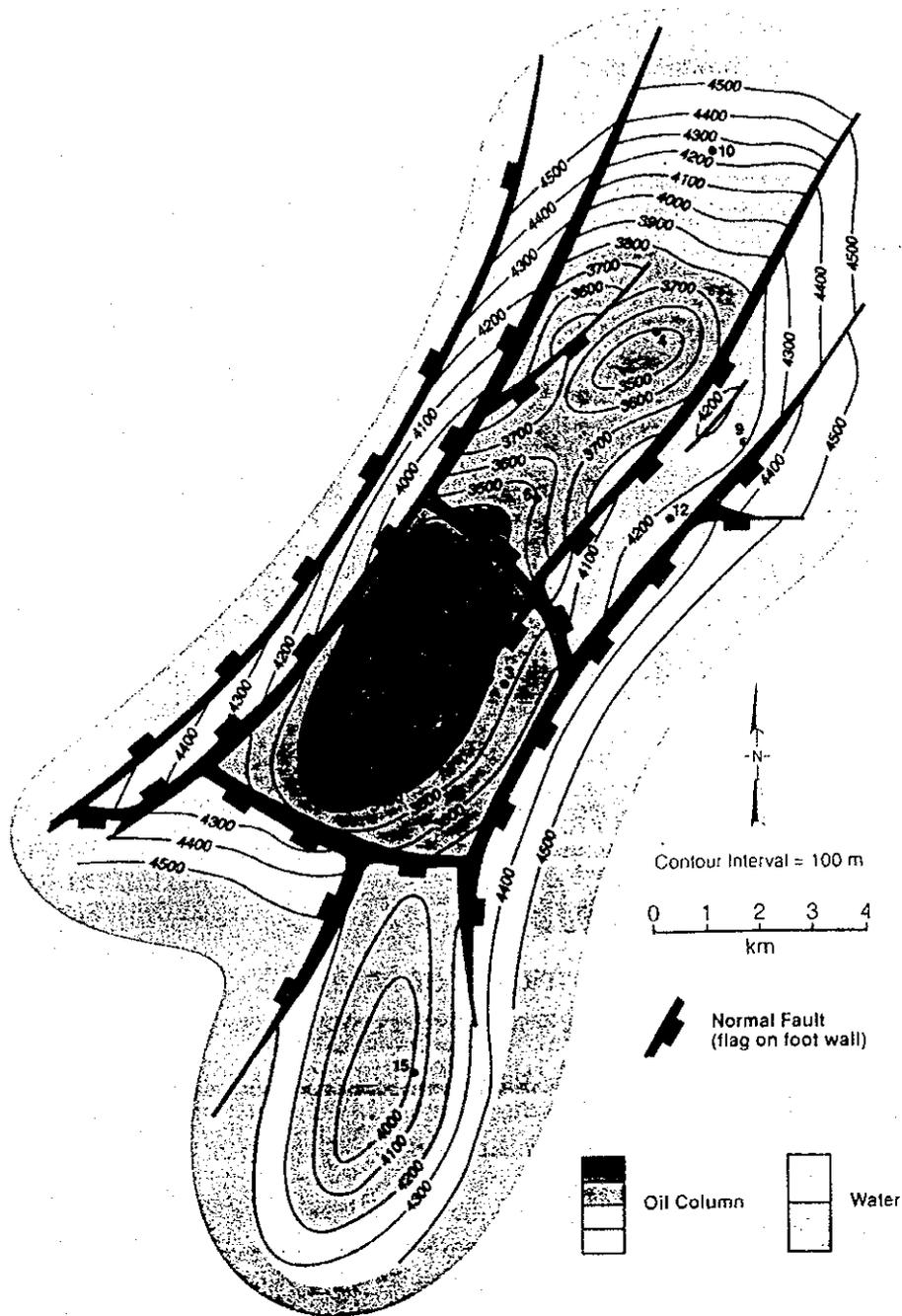


Figure 7.2-1 PS Contract Oil and Gas Exploration Blocks in Offshore Viet Nam



Adopted from 'Petromin' (Vol.20, No.7, July 1994)  
 by Approval of Petrovietnam (original copy right holder)

Figure 7.2-2 Map of Basement Structure, Cuu Long Basin, Viet Nam



Adopted from 'Petromin' (Vol. 20, No. 7, July 1994)  
 by Approval of Petrovietnam (original copy right holder)

Figure 7.2-3 Bach Ho Field Structure Map