

6.6.11. 基礎の設計

(1) 主要土木構造物の基礎

(a) 基礎の考え方

サイト域内の主要な構造物，機器の基礎は、以下の形式に分類できる。

- 直接基礎
- 杭基礎
- 地盤改良
- これらの組合せ

基礎の形式は地質条件，荷重条件，設置される機器の種類，経済性を考慮して、選定される。

サイト域は、砂岩 / シルト岩から成る基岩上に主に砂・シルト砂および粘土層が堆積している。

標準貫入試験値（N 値）から推定される概略の許容地耐力は次式から得られる。

礫層に対して	:	$q_a = N/2$	(tf/m ²) =	4.9 N kPa
砂層に対して	:	$q_a = N$	(tf/m ²) =	9.8 N kPa
粘土層に対して	:	$q_a = 2.5N$	(tf/m ²) =	24.5 N kPa

(b) 油貯蔵タンク

油貯蔵タンクは Fig.6.6-12 に示されるように、サイトの北東部に地上式で配置される。

その付近のボーリング孔 BH-7 および BH-3 での土質 / 岩試験の結果から、N 値は次のようになっている。

ボーリング孔	N 値	
BH-7	約 9	(標高 4.0 m 以下)
BH-2	50 以上	(標高 4.0 m 以下)

油貯蔵タンクの基礎は、一般に浅い基礎，杭基礎，地盤改良に分類される

が、上記の N 値を考慮すると、浅い基礎、あるいは部分的に地盤改良を含めた浅い基礎とする。

圧密沈下および液状化を最小限に押えるために約 1m の厚さの土を N 値が 15 以上となるように締め固めた砂層 ($d_{50} > 2 \text{ mm}$) で置換する。

油貯蔵タンクの基礎を Fig.6.6-13 に示す。

(c) HRSG / ガスタービン等の重量設備変圧器

HRSG, ガスタービン, 蒸気タービンおよび主要変圧器等の重量設備は、発電所建屋内または建屋に隣接して設置される。

設置場所付近のボーリング孔 BH-3 では N 値が約 15 (EL.-2 m 以下) の厚い被り層があり、直接基礎の許容支持力として約 $15 \text{ tf/m}^2 = 147 \text{ kPa}$ が期待できる。

打込み杭基礎を用いる場合は、標高 -10.0 m 以下を支持層と考え、許容地耐力を次式により推定する。

$$Ra = \frac{1}{3} \left\{ 30 \bar{N} A_p + \left(\frac{\bar{N}_s L_s}{5} + \frac{\bar{N}_c L_c}{2} \right) \phi \right\}$$

ここで、 Ra : 長期地耐力 (tf) (9.8 kPa)
 $\bar{N}$: 杭先の -d ~ 4d の範囲での平均 N 値
d : 杭径
 A_p : 杭の断面積 (m^2)
 $\bar{N}_s$: 砂質層の平均 N 値
 L_s : 砂質層の厚さ
 $\bar{N}_c$: 粘土質層の平均 N 値
 L_c : 粘土質層の厚さ
 ϕ : 杭の周長 (m)

この基準は、日本建築学会 (AIJ) の基礎構造設計基準による。重量設備の基礎を Fig.6.6-14 に示す。

(d) 取・放水構造物の基礎

取・放水口構造物は、Fig.6.6-12 に示されるようにサイトの西側の水深約 5

m の沖合に設置される。管路は取水ピットと取水口を、また放水口と放水ピットをそれぞれ接続し、海底下に埋設される。

a. 取水口基礎

取水口基礎の地質条件は、ボーリング孔 BH-10 により示される。N 値は EL. - 12.0 m 以下で 50 を越え、その下方に基岩の砂岩層が広がる。被り層は、非常に緩い砂で、N 値は 0 であるため、掘削後、捨石および強化土により Fig.6.6-15 に示されるように置換する。捨石層の厚さは少なくとも 1.5 m を確保する。

強化土は捨石層の上に設置し、取水口基面を形作る。強化土は掘削土、セメントおよび粘土を下記の割合で混合して製作する。

砂	100%	(重量)
セメント	7.5 %	(重量)
粘土	30%以上	(重量)

スランプ値が 5 mm になるように含水比を調整する。

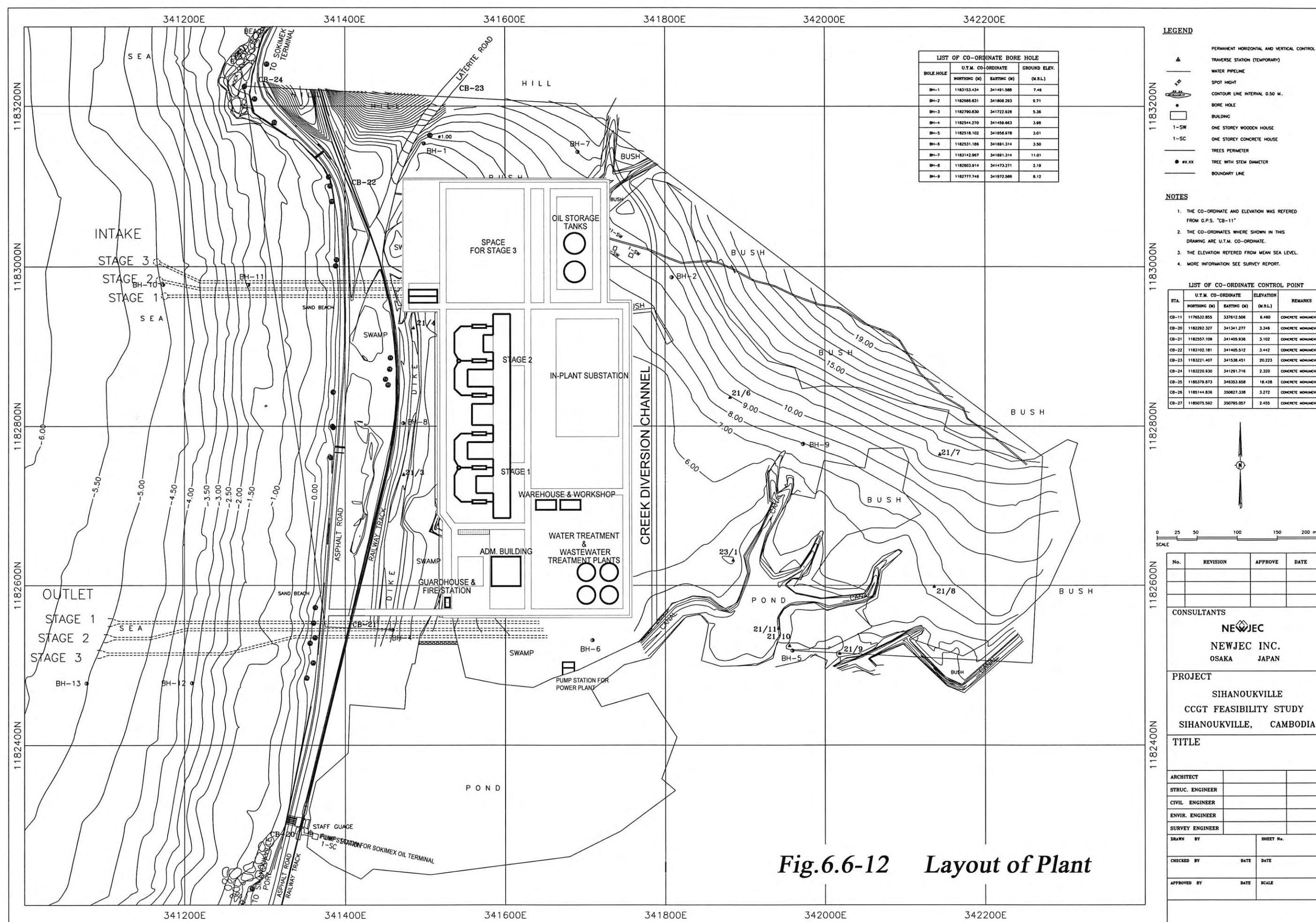
b. 放水口の基礎

放水口での地質条件は、ボーリング孔 BH-13 から得られる。砂岩が EL. - 14.50 m で広がり、約 10 m の砂の被り層がその上に乗る。

放水口の基礎は取水口のものと同様であるが、基岩がやや深いため、地盤改良の範囲を Fig.6.6-16 に示すように N 値 < 4 の範囲に限定する。

c. 沖合埋設管の基礎

管は海底面から約 2 m の深さに埋設する。基礎は Fig.6.6-17 に示すように、約 0.5 m の捨石層の上に管路を埋設し、強化土により囲み、さらに掘削土により埋め戻す。



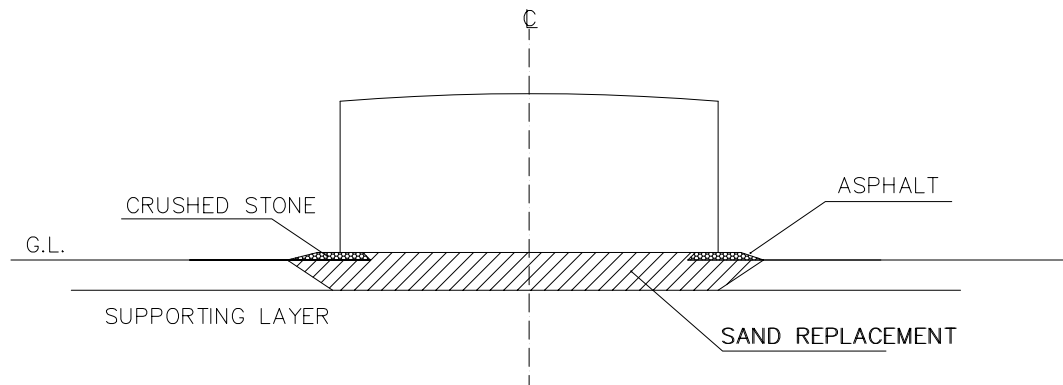


Fig.6.6-13 Foundation of Oil Storage Tank

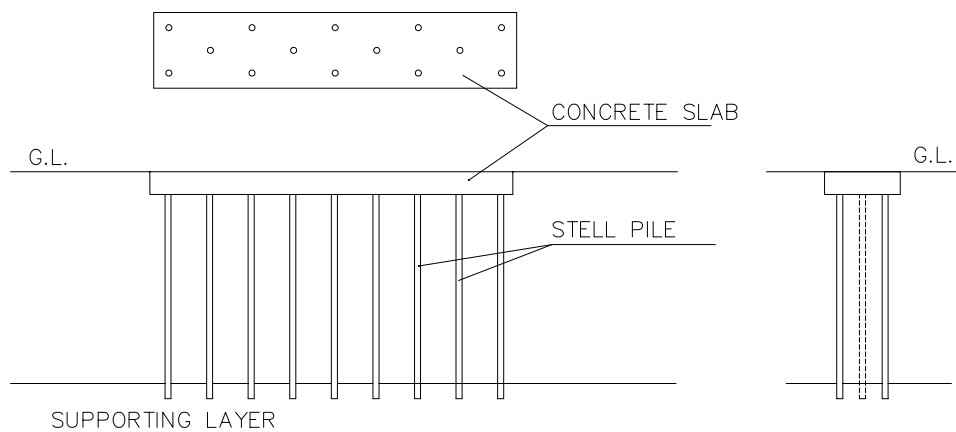


Fig.6.6-14 Foundation of Heavy Equipment

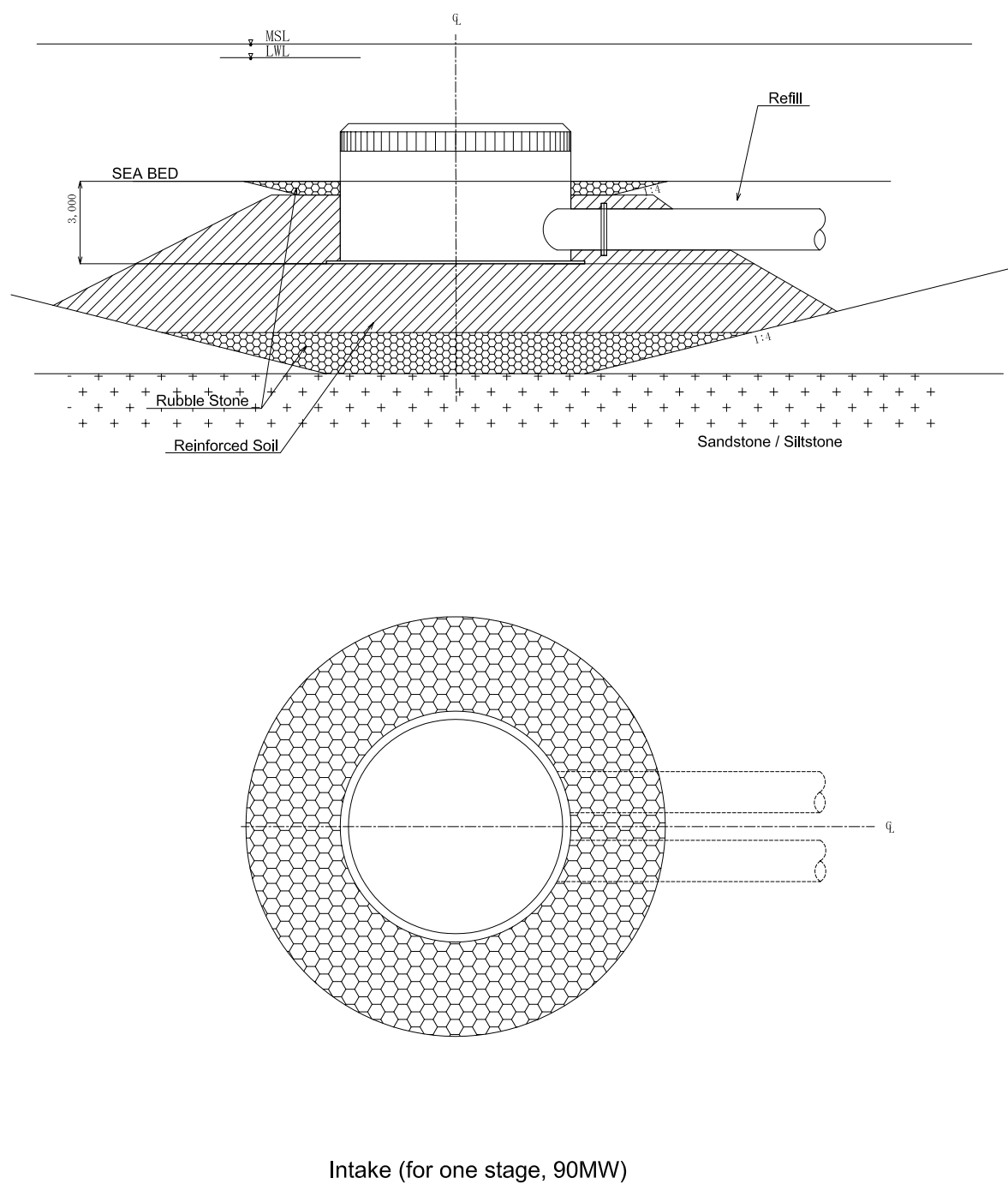
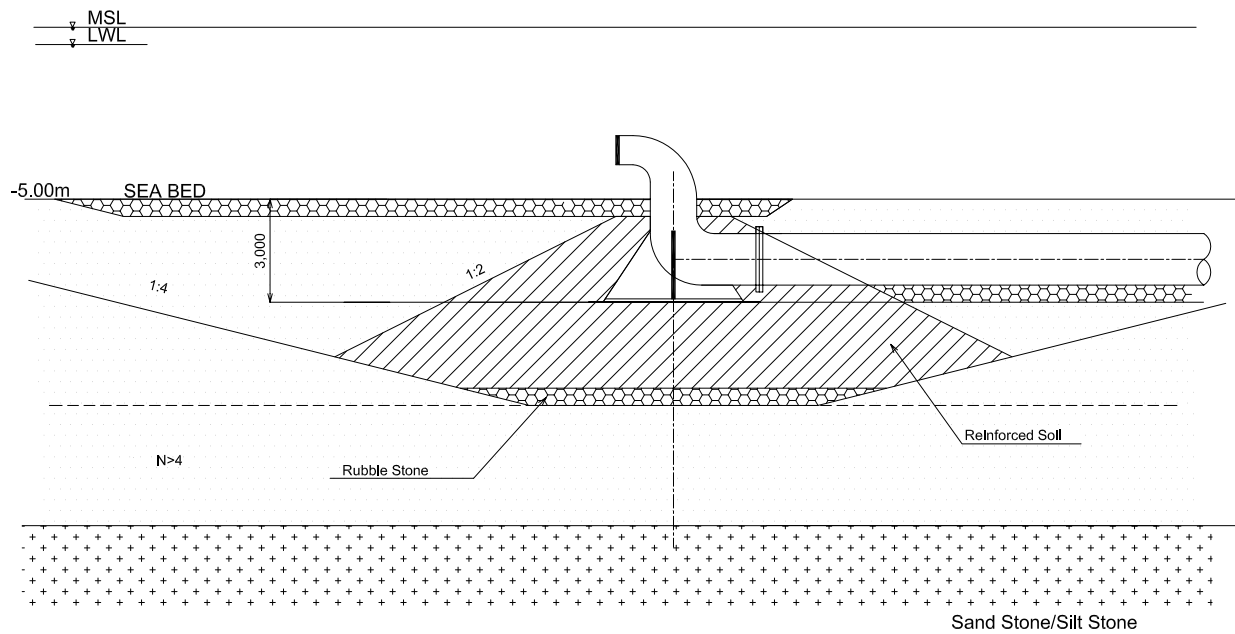
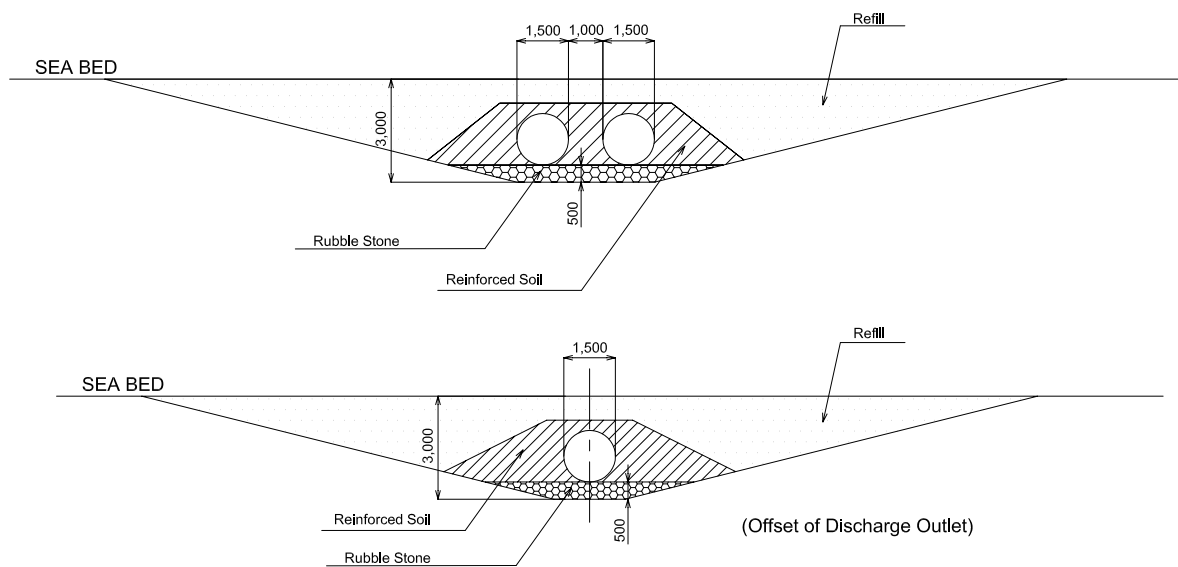


Fig.6.6-15 Foundation of Intake Structure



Discharge Outlet (Two for 90 MW)

Fig.6.6-16 Foundation of Discharge Outlet Structure



Buried Pipes

Fig.6.6-17 Foundation of Offshore Cooling Water Pipes

6.6.12. 建築工事

(1) 一般事項

ガスタービンコンバインドサイクル型発電所に要求される建物および建築関連構造物は主に以下のようなものがある。

(a) 主要建屋

- 1) 発電所建屋（含：中央制御室，ガスタービン室，蒸気タービン室，電気室，ポンプ室，非常用ディーゼル発電機室，その他）
- 2) 管理棟建屋

(b) 附属建屋

- 3) 修理工場
- 4) 倉庫
- 5) 食堂・休憩所
- 6) 守衛所
- 7) 水処理建屋

(c) 外構

- 8) 煙突
- 9) 外周壁
- 10) 造園

上述の建屋および構造物はカンボディア国の関連法規（もし、あれば）および必要に応じて国際規格に基づき、発電プラント建築構造物として設計、施工される。すべての建物は要求設備を備え、また省エネ、環境影響を配慮した 30 年以上もつ維持管理の容易な建屋とする。

(2) 設計条件

建屋は下記に示す条件等を考慮の上設計を行う。

(a) 気象条件

- 1) 風速；26.9 (m/s)：50 年確率速度
- 2) 雨量；127.3 (mm/hr)：50 年確率雨量
- 3) 大気；海岸沿いの為塩分を含む
- 4) 平均気温；乾球温度 28.8 (°C)
- 5) 平均湿度；81 (%)

(b) 地質条件

予定敷地の表層部は地質調査データに示すとおり地表より 10 ～ 15 m 深さまでシルト混じりの砂層から成り、その下部は砂岩層（N 値> 50）となっている。このような地盤条件を考慮し、建物の設計を行うものとするが主要建物においては不等沈下などに備えてコンクリート杭などで基礎補強を施す必要がある。

(c) 地震条件

6.2.5 節に記載の世界地震分布図からもわかるようにカンボディア国において震度 4 以上の地震は記録されていないことから建屋の構造設計における地震荷重の考え方として以下の式を適用する。

$$Cd = C \bullet I \bullet K$$

ここで、 Cd ：設計せん断力係数（設計ベースシャー係数）

C ：標準ベースシャー係数 (0.05)

I ：建物重要度係数

K ：構造種別係数

垂直地震荷重は考慮しない。但し、煙突の耐風，耐震の安全性については動的解析または同等と判断される方法によって検証を行う。

(3) 主要建築物

(a) 発電所建屋

発電所建物は添付配置図に示されるように、Stage 1 の 90 MW，Stage 2 の 90 MW 用に据付けられる 6 台のガスタービンおよび 2 台の蒸気タービンならびにこれらに付属する機器を収納する。Stage 1 の建屋には Stage 2 の施工に対応した増築可能なジョイントの構造，壁を配慮しておく。

発電所建屋には中央制御室，非常用発電機室，ポンプ室，その他必要な部屋が含まれる。Stage 1 で建設予定されている中央制御室は 2 ステージのコントロール機器が設置できる十分な広さとする。中央制御室には運転員の為のロッカー室を兼ねた休憩室を用意する他、階下にはバッテリーチャージャー室を含む電気室を配置する。

発電所建屋は杭基礎とし上屋は鉄骨造として屋根，外壁は波型鋼板葺きとする。また集中豪雨等に備えて建屋の防水，排水は十分に配慮する。

(b) 管理棟建屋

管理棟は職員事務所として、また接客の場としてわかりやすく管理のしやすい敷地の玄関部に配置する。建屋内には事務所，会議室，応接室，所長室，通信・コンピュータ室，化学分析室、さらにトイレ，湯沸しなどの水廻り施設が必要である。建屋は鉄筋コンクリート造 2 階建てとし、Stage 1 で建設されるが 2 ステージを通じての収容規模を確保する。

(c) 附属建物

修理工場 ； 建屋内には、機器類の点検，修理のための工具棚やリフトを備えた電気・機械作業室を配置する。附属室としてロッカースペース，シャワー設備のあるスタッフルームを設ける。建屋は鉄骨造とし、壁，屋根は波型鋼板葺きとする。

倉 庫 ； 修理工場の近くにスペアパーツや備品をストックするための倉庫を設ける。建屋は鉄骨造とし、壁，屋根は波型鋼板葺きとする。

食堂・休憩所 ； 管理棟近くに職員の食事や休憩ができる場として食堂・休憩所を設ける。

守 衛 所 ； 管理棟近くの正門近くに安全管理のための守衛所を設置する。

水処理建屋 ； 薬注設備を含む水処理設備のための鉄筋コンクリート製建屋を設ける。建屋内には化学薬品等を貯蔵するストックルームを設置する。

(d) 外 構

煙突，敷地外周壁，造園および当該発電プラントを完成させるための屋外
工事が必要である。

(4) 換気および空調設備

推奨される換気，空調設備の構成および設計条件を以下に示す。

(a) 設計条件

1) 外気条件

乾球温度：33℃，相対湿度：81%

2) 室内条件

1. 空調対象室

乾球温度：25℃，相対湿度：50±5%

制御機器のための特別な部屋では23～24℃が望ましい。

2. ガス／蒸気タービン発電機室，補機室，その他

乾球温度：最高38℃（外気温+5℃）

機械換気により限度以下とする。

(b) 主要建屋の換気，空調設備

主 要 室	換 気	空 調
1) 発電所建屋		
1. ガス／蒸気ター ビン発電機室	機械換気，天井自然換気＋ フィルタ付冷却天井ファン (* $N_{A/C} \geq 15$)	-----
2. バッテリー室	機械式換気，フィルタ付 ($N_{A/C} \geq 10$)	-----
3. 電気室，補機室	同上 ($N_{A/C} \geq 5$)	-----
4. 中央制御室， リレー室	-----	パッケージ型空調機 (2重システム)

主 要 室	換 気	空 調
-------	-----	-----

2) 管理棟

1. 事務室並びに常用室	-----	パッケージ型空調機
2. その他の非常用室	機械式換気フィルタ付	-----
3) 修理工場，倉庫，その他の密閉建屋	機械式換気または自然換気	-----

* 注：1 時間当りの換気回数

6.7. 発電設備配置計画

6.7.1. 建設予定地

建設予定地は、シアヌークヴィル市の中心部から北北東約 9 km に、また Sokimex 石油ターミナルから南方約 2 km に位置している。

建設予定地は比較的平坦であり、南方には Prey Treng Pond がある。また、予定地の北東側に標高約 80 m の丘があり、その中腹には現在建設中である TELA の石油設備に至るバイパス道路が通っている。

建設予定地の西側は、シアヌークヴィルより Sokimex 石油ターミナルへ通じる地方道およびシアヌークヴィルとプノンペンとを結ぶ鉄道に面している。更に地方道の西側には穏やかな海が天然の海岸の向こうに広がっている。

6.7.2. 発電所配置

コンバインドサイクル発電所の配置を Fig. 6.7-1 に示す。発電所敷地面積は約 13.1 ha である。

(1) 発電設備エリア

Stage1 と Stage2 発電設備を建設予定地の中央部に配し、その北側に Stage3 用の増設スペースを設けている。

発電設備の配置を Fig. 6.7-2 に示す。

(2) 併設変電所エリア

併設変電所エリアは、変電所から Kampot（発電所の北東）への送電線ルートおよび海風の直接の影響を避けることを考慮し、発電設備の東側に配した。Stage 3 用の増設スペースはこのエリア内に設けている。変電所エリアはまた、発電機変圧器から変電所までのブスダクトルートを考慮し、Stage 1 と Stage 3 発電設備の中間に配した。

さらに、将来のシアヌークヴィル市への送電および計画中の工業団地への送電

の可能性を考慮して、エリア東側に増設に必要なスペースを設けている。

(3) 油貯蔵エリア

Sokimex 石油ターミナルが建設予定地の北方に位置しているので、油貯蔵ヤードは予定地の北部に配した。Stage 1 および Stage 2 用として、2 基のディーゼル油貯蔵タンクがこのエリアに設置される。また、将来の Stage 3 用のタンク増設スペースをこのエリアの北部に設けている。

(4) 本館エリアおよびアクセス道路

本館は発電設備エリアの南側に配した。本館は海に（西方）面し、また前方には庭園と駐車場を備えた広場を設けている。さらに、本館の南側には Prey Treng Pond がある。

既設の地方道から発電所までのアクセス道路は、予定地の南西部に設けた。また、発電所の入口部には守衛所および構内消防署を設けている。

(5) その他エリア

冷却水の取水点および放水点間の距離を十分に確保するために、冷却水ポンプピットは建設予定地の北西部に配し、また放水路は南西部に配した。

淡水供給源である Prey Treng Pond が予定地の南側に位置するので、水処理および排水処理設備は南部に配した。

修理工場および倉庫は Stage 1 の近くに配した。

6.7.3. 建設予定地の敷地高さ

発電所敷地内における土量バランスを考慮すると、建設予定地の敷地高さは平均海水レベル (MSL) から + 4.1 m となる。この場合、掘削量および盛土量は各々約 95,000 m³であり、バランスしている。

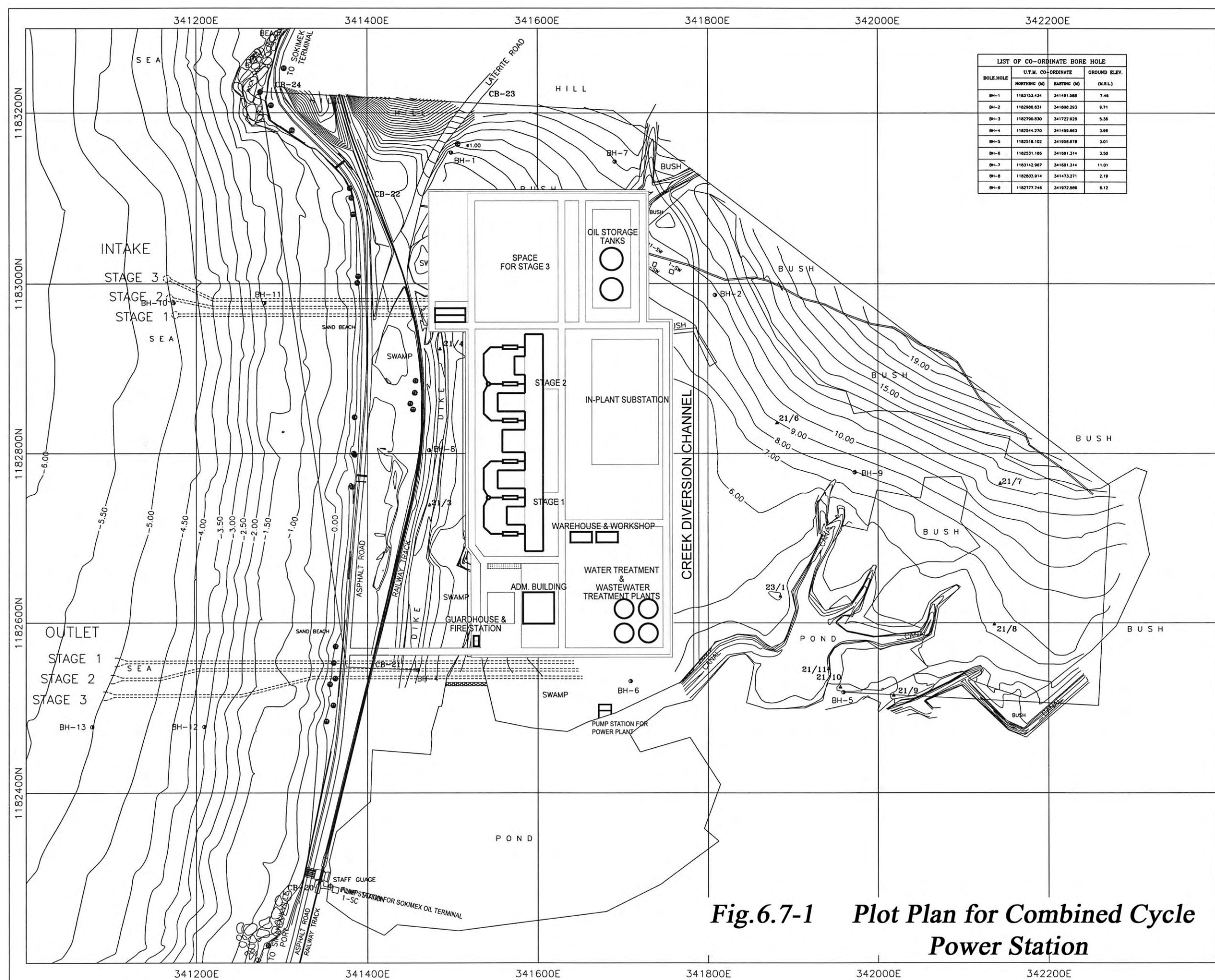


Fig.6.7-1 Plot Plan for Combined Cycle Power Station

LEGEND

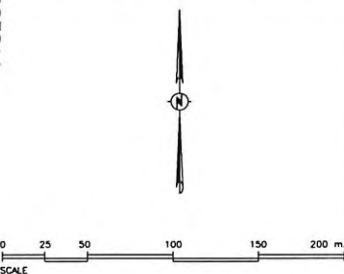
△	PERMANENT HORIZONTAL AND VERTICAL CONTROL
—	TRAVERSE STATION (TEMPORARY)
—	WATER PIPELINE
⊙	SPOT LIGHT
—	CONTOUR LINE INTERVAL 0.50 M.
●	BORE HOLE
□	BUILDING
1-SW	ONE STOREY WOODEN HOUSE
1-SC	ONE STOREY CONCRETE HOUSE
—	TREES PERIMETER
● #X.XX	TREE WITH STEM DIAMETER
—	BOUNDARY LINE

NOTES

1. THE CO-ORDINATE AND ELEVATION WAS REFERED FROM G.P.S. "CB-11"
2. THE CO-ORDINATES WHERE SHOWN IN THIS DRAWING ARE U.T.M. CO-ORDINATE.
3. THE ELEVATION REFERED FROM MEAN SEA LEVEL.
4. MORE INFORMATION SEE SURVEY REPORT.

LIST OF CO-ORDINATE CONTROL POINT

STA.	U.T.M. CO-ORDINATE	ELEVATION (M.S.L.)	REMARKS
NORTHING (M)	EASTING (M)		
CB-11	1176532.855	337612.508	6.480 CONCRETE MONUMENT
CB-20	1182292.327	341341.277	3.346 CONCRETE MONUMENT
CB-21	1182557.109	341405.936	3.102 CONCRETE MONUMENT
CB-22	1183102.181	341405.512	3.442 CONCRETE MONUMENT
CB-23	1183221.407	341538.451	20.223 CONCRETE MONUMENT
CB-24	1183220.930	341291.716	2.320 CONCRETE MONUMENT
CB-25	1185379.873	346353.658	18.428 CONCRETE MONUMENT
CB-26	1185144.836	350827.338	3.272 CONCRETE MONUMENT
CB-27	1185075.592	350795.057	2.455 CONCRETE MONUMENT



No.	REVISION	APPROVE	DATE

CONSULTANTS
NEWJEC
 NEWJEC INC.
 OSAKA JAPAN

PROJECT
 SIHANOUKVILLE
 CCGT FEASIBILITY STUDY
 SIHANOUKVILLE, CAMBODIA

TITLE

ARCHITECT		
STRUC. ENGINEER		
CIVIL ENGINEER		
ENVIR. ENGINEER		
SURVEY ENGINEER		

DRAWN BY		SHEET No.
CHECKED BY	DATE	DATE
APPROVED BY	DATE	SCALE

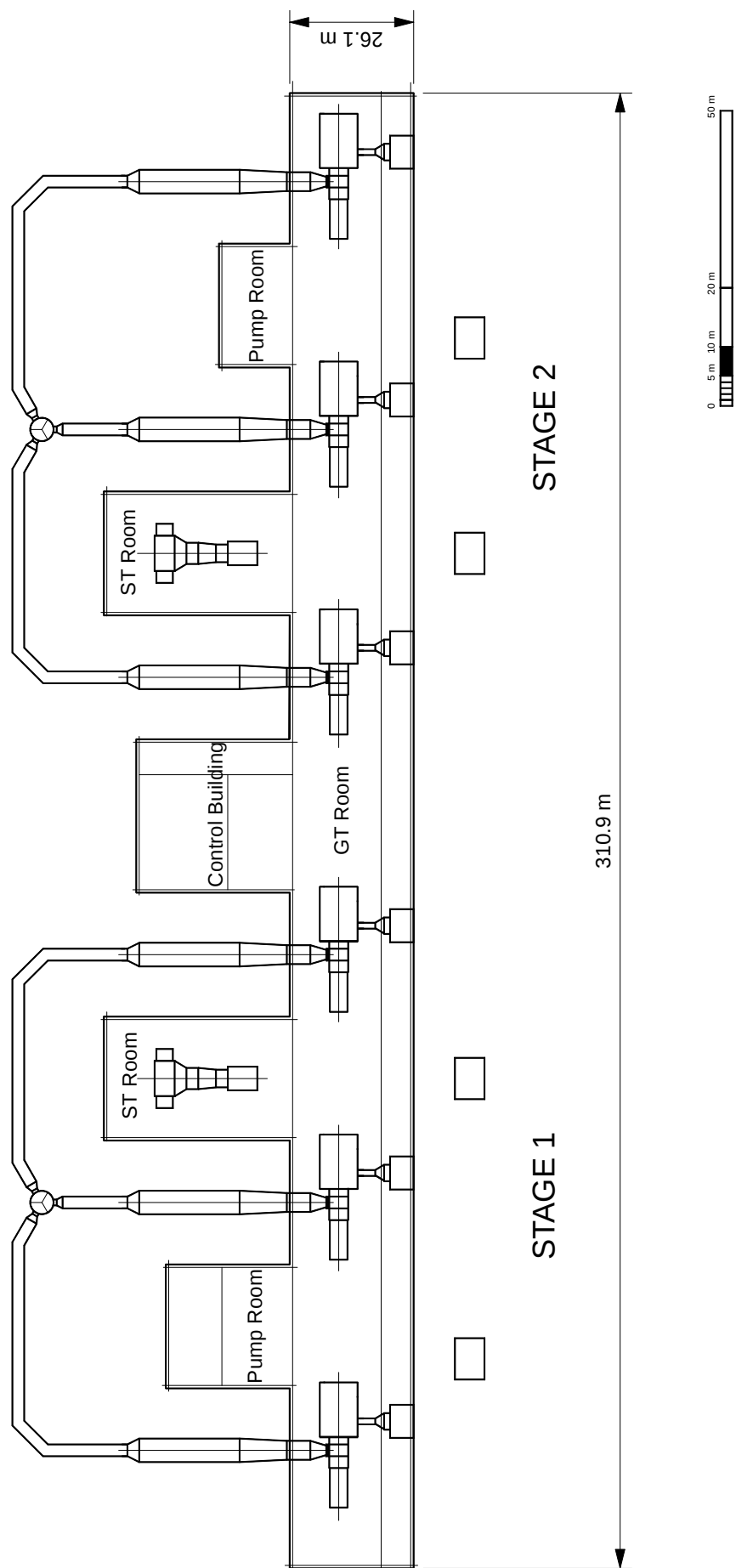


Fig.6.7-2 General Arrangement of Power Plants

第 7 章 環境影響調査の結果

7. 環境影響調査の結果

環境影響評価および改善策の検討を下記をベースに実施した。

- (i) 本報告書にて検討されているプロジェクトレイアウトおよび F/S 設計
- (ii) TEAM 作成の報告書（別冊）にて報告されている環境ベースライン調査の結果（調査団作成の EIA レポート（別冊）にもまとめられている）
- (iii) カンボディア環境法およびアジア開発銀行や世界銀行等の国際援助機関により指定あるいは推奨された方法および様式（これも調査団作成の EIA レポート（別冊）にもまとめられている）

本章では、環境影響評価および改善策立案の結果について、以下に述べる。

7.1. プロジェクトの実施により発生し得る環境影響

7.1.1. 建設工事による影響

計画および想定

工事計画は、本フィージビリティ調査の業務範囲外であるが、90 MW から 180 MW への拡張工事については、十分留意する必要がある（本報告書 6.5.3.節参照）。

環境影響評価に関連する重要点として下記を考慮した。

- a. 通常、各ユニットは、Stage 毎に別々に建設される。
- b. 全ての Stage の整地は、Stage 1 の建設時に実施する。
- c. 共通の構造物、例えば作業所、倉庫、所内用揚水井、食堂等については、Stage 1 だけでなく、Stage 2 あるいは、Stage 2 および 3 も合わせて計画する。
- d. 全ての Stage 用の煙突、冷却水関連構造物および汚染物抑制関連システムは、最終開発設備容量を 270 MW として環境基準を充足するように設計する。

加えて、環境評価の目的のために、各 Stage の建設について、下記の想定が行われた。

- 工事には 24 ヶ月以上を要する。
- ピーク時の建設労働者は約 500 人に達する。
- シアヌークヴィル市から近いので、作業用宿舎は提供しない。
- 工事用清水は、1 日あたり約 50 m³ 必要とする。

- 工事には、海外の業者が参加するが、環境制御の手法は、融資機関のガイドライン等により大きく変り得る。

予想される環境影響

工事の施工により起り得る環境影響に付いて、下述する。

a. 進入道路沿いの交通渋滞および事故

道路近傍の多くの既設構造物，道路および近接地域の交通，経済活動の大きさおよびシアヌークヴィルからの作業者の通勤を含む工事用車輛の増加の理由から、シアヌークヴィル港とサイトの間の交通事故による死傷者および交通事故の数は、増加するものと予想される。

b. 騒 音

昼間の交通渋滞を避けるため、あるいはその他の配慮により、夜間のトラックの通行量が増加すれば騒音が進入道路近くの住民の健康に影響を与える。

c. プラントサイト近辺の不法占拠および侵入

作業者および職を求める人および家族は、サイト近くに無計画に住みつくことが予測され、これにより病気，伝染病，安全上の問題，社会不安，Prey Treng Pond の汚染，樹木の伐採，環境ベースライン調査時に観測された野生動物や保護種の鳥類の死が誘引される。

d. サイト造成段階での土地侵食および土壌堆積

サイト造成工事は、Prey Treng Pond に大量の沈泥の堆積や生態系の変化につながる侵食を引き起こす可能性がある。

e. 冷却水システムの建設中の沈殿物および塩化

どのように海底の土を扱うかにもよるが、沈泥や土壌・地下水の塩化を引き起こし、海生ベントス（底生生物）を消滅させる可能性がある。

f. 流出，生活排水および処理排水による水質汚染

工事段階での大量の燃料，化学物質，重機，工事用材料およびトイレ等の使用は、これらによる汚物の漏出，排水の不適切な処理により Prey Treng Pond の水

質汚染を引き起こす可能性のある多くの要因を含んでいる。

g. プロジェクト地域の住民移転

プロジェクト地域の現在の住民数は少なく、住民数が増加することなく、彼らが新しい生活を始めるために妥当な補償金が支払われるなら、移転による影響も少ない。しかし、移転問題は工事が始まる前に他の住民がプロジェクトサイトに入植することが許可されたり、補償金の支払いが遅れたり、あるいは不十分であると問題は大きくなる。

h. プラント稼働中の建設による相乗影響

Stage 1 あるいは Stage 2 稼働中に建設工事を行うときは、相互影響が発生する可能性があるので、いくつかの予想される影響は、Stage 1 の建設時よりも Stage 2 および 3 の建設時の方が大きくなることが予測される。

影響として考えられるのは、歩行者および車輛事故、衝突や振動による既存構造物への損害、水およびスペース（場所）の使用量、汚染物量、騒音、冷却水等の増加である。

i. 工事により創出される雇用機会および経済活動

工事用雇用者の内訳は無いが、工事は、現地雇用の機会を創出し、各 Stage 毎の 2 年間の建設期間経済活動を活性化させる。

j. サイト造成中および建設工事中の粉塵

土地造成中および建設工事中車輛による土埃により、周辺の環境を悪化させる懸念がある。

7.1.2. プラント稼働中の影響

プラント設計において、プラント稼働時の環境影響を除去したり、軽減するための方策につき十分な検討を行った。以下に記載しているものは採用された設計方針に基づいて検討したものである。具体的な方策については 7.2 節に略述する。

予想される影響

影響は大きくないと考えられるが、プラント稼働中の主な潜在影響について下記する。

a. 大気汚染

主燃料として天然ガスを用いる場合、プロジェクト近辺地域の NO₂ および CO 濃度が増加するが、しかし、サイト近くの丘の上を除いては、増加すると言っても最大許容値を大きく下回る濃度である。ディーゼル油が燃料として用いられた場合は、さらに NO₂、SO₂ とも同じパターンで増加し、煤塵も僅かながら増加する。

b. 水質汚染

サイトで使用される大量の燃料および化学物質並びに発電所運転要員を原因とする影響は、誤った漏水、消火活動、トイレや化学物質の汚水処理システムの不適切な使用およびメインテナンスの結果として発生する水質汚染があげられる。貯水池の大きさが小さいこととサイトに近いという理由から、最も影響を受けると考えられるのは、Prey Treng Pond である。

c. 海生魚類プランクトンの死滅

魚類プランクトンの数は、豊かな漁場の典型を示しているが、冷却水の温度上昇および塩素処理は、冷却水システムを通過する多くの魚卵や幼生を死滅させる恐れがある。しかし、採取調査結果から判断すると、下記の理由により魚の生息数には大きな影響を及ぼさないと思われる。

- (i) 魚類プランクトンの生息密度は、外洋に比べて、設備直近では一様に低い。
- (ii) 取水口近くに特別な種類のプランクトンが集中しているということはない。
- (iii) 合計数および種類には季節変動があるが、1 年を通して魚類プランクトンは豊富である。

放出された冷却水が、他の魚類プランクトンに与える影響は、ノズル形放水による急速拡散のため、少ないと予測される。

270 MW 運転時であっても、ノズルから 20 ~ 30 m のところでの水温は、周りの海水温度より 1 ~ 2°C 高い程度である。

d. 永続雇用および経済活動

プラントは、稼動期間中、シアヌークヴィル地域の雇用と経済活動に貢献することが期待出来る。

7.2. 環境影響軽減対策

プロジェクトと環境との調和を図る事を目的とした環境影響軽減対策はフィージビリティ調査での重要なテーマであり、下記の事項に配慮を払っている。

- a. JICA 調査団には環境問題を積極的に、専門的に扱う環境専門家を配している。
- b. フィージビリティ調査の初期段階から環境に対する配慮に心がけ、それをサイトの選択・評価においての主要テーマとした。
- c. フィージビリティ調査には、プロジェクトに対する本格 EIA 作成や環境影響軽減対策に必要な情報を集めるための 1 年間に亘る環境ベースライン調査が含まれている。この調査は 2000 年 9 月に開始され 2001 年 8 月に終了した。
- d. 冷却水の取水・放水設備は周囲の景観を損ねたり、構造物による影響が無い様に、取水・放水管を海底に埋める設計としている。つまり冷却水配管は、サイト外に処分する必要性のある大量の海底土砂を産み出すことなく建設する。また、冷却水取水口での吸込み水の流速を 0.2 m/s の低速とすることにより、魚類への影響の少ない設計としている。
- e. 冷却水への塩素注入については、連続注入よりも海生プランクトン（魚の卵や幼生）への影響の少ない間欠注入を行う計画としている。間欠注入は、それがシアヌークヴィルの海での冷却水管への生物付着に対し効果が無いと判断されない限り、推奨されるべき方法であり、連続注入の必要性は運転経験により判断されるべきである。
- f. 冷却水放水設備については、温水影響ゾーンを出来るだけ狭くするために、その構造・配置に考慮を払っている。また、温水の再循環を防ぐために、全てのリスクは解消されたわけではないが、配置変更を行った。
- g. Stage 1 または Stage 1 および Stage 2 が運転中に次のステージの建設が重なる時の影響についても、既に乾季の水の確保や、建設用地の確保について考慮済みである。
- h. プロジェクトの計画や環境影響軽減対策には、カンボディアの環境基準に加え国際援助機関の環境基準も考慮済みである。全般的には、カンボディアの基準をベースとした設計としているが、カンボディアの基準に欠陥やあいまいさがあるも

のについては、世界銀行やその他の適当なガイドラインに従う事としている。例えば、カンボディアの NO_2 および SO_2 の排出基準には、基準値の定義となる燃焼条件や温度・圧力条件の記載が無い。この条件が無いと、空気を吹込み希釈して排出することも可能になり制限値としての意味を為さない。従って、数値としてはカンボディアの基準値を採用するが、条件として世界銀行のガイドラインにあるガスタービンに対する条件“乾ガスで 15% O_2 , 1.013 bar , 0°C ”を適用する事とした。

- i. Prey Treng Pond からのプラント補給水の確保には、池の季節による水位変動を乱すことの無い様、また、Sokimex への水供給を阻害することの無い様な設備計画を進めている。具体的にはプラントに 1 ヶ月分の容量の貯蔵タンクを計画している。池の水位や生態系に出来るだけ影響を及ぼさない様に、雨季の水の潤沢な期間に池からの水を貯蔵し、それを乾季に必要な応じ使用することとしている。
- j. 煙突の形式と高さは、US EPA ISC3 (Industrial Source Complex 3) 煙拡散モデルを使用した 50 ケース以上の作業に基づいて決定されている。最終的に 3 Stage 全てにディーゼル油を使用しても環境基準を満足する高さ 50 m の共通煙突 (Satge 毎に 1 本) としている。
- k. コスト、環境影響および将来起り得る稼働中の設備と建設中の設備との相乗影響を軽減するために、Stage 1 の工事には Stage 2 および 3 との共通設備を含める。例えば、下記の設備が考えられる。
 - (i) サイト造成、進入道路の補強、道路あるいは鉄道との交差を必要とする構造物は、3 Stage 全ての分を含む。
 - (ii) 作業場、倉庫、飲料水システム、タンクおよびポンプ類、通信機器類およびその他の設備については、Stage 1 および Stage 2 用のサイズとし、建設する。
- l. 影響軽減対策への住民参加は、プロジェクトサイトに関する人口、社会経済、生態、魚、考古学的遺物等の環境ベースライン調査チームによる関係者へのインタビューにより実施され、プロジェクト地域の土地所有者とシアヌークヴィル市副市長との間において土地売却に対する意志確認が行われた。
- m. プロジェクトの政府認可を容易にするため、環境影響評価が完成次第できるだけ早い時期に、環境調査申請書 (Environmental Examination Application) および EIA の提出に関するアドバイスを得るため環境省との接触を開始すべきである。カンボディア政府によるプロジェクト実施の承認後、土地取得に係る全ての問題を扱

う“土地取得委員会”が設けられる。この委員会とシアヌークヴィル市役所が取得した土地の住民移転に関わる問題を取扱う。

従って、EIA レポートは、住民移転計画や移転する住民の収入回復については触れていない。

7.2.1. 建設工事の軽減対策

a. 進入道路沿いの交通渋滞の制御

シアヌークヴィル港とサイト間の進入道路での歩行者の死傷および交通事故を低減するため、入札書類では、請負業者に下記を要求すべきである。

- (i) 低速で車輛を運行するよう運転手を訓練および管理する。
- (ii) 下記を実施するための交通警察官の増員に対するシアヌークヴィル市官庁の費用を負担する。
 - (a) 進入道路沿いの工事車輛の危険についての住民およびその子供達への徹底
 - (b) 密集地域の交通整理
 - (c) シアヌークヴィル港近くの道路沿いの密集地域の路肩への侵入者の管理

b. 進入道路沿いの夜間騒音の制御

シアヌークヴィル港とサイト間の夜間のトラック往来量は、道路沿いの住民の健康を害する騒音を発しないよう、厳しく規制されなければならない。もし可能なら、禁止すべきである。

c. 不法占拠者、侵入者および廃水の制御

Prey Treng Pond の汚染およびコレラ等水を媒介とする病気の慢延を防止するため、入札書類では、請負業者に下記を要求する条項を含めるべきである。

- (i) 全ての廃水は、カンボディアの基準を満たすべく処理し、浄化された廃液を Prey Treng Pond 堰下流に排水する。
- (ii) 従業員や飯場生活者が Prey Treng Pond 近傍に住み付くのを監視する増員警察官に対するシアヌークヴィル市官庁の費用を負担する。

d. 病気の管理および安全の推進

水や蚊を媒介とする病気、性感染症およびその他の伝染性の病気を管理するた

め、および工事中のケガを直ちに治療するため、入札書類あるいは契約書において、請負業者に下記を要求する条項を加えるべきである。

- (i) 清潔に保たれた十分な数の便所と WHO 基準を満たす飲料水を全ての工事現場に提供する。
- (ii) 全ての新規雇用者の健康診断および治療の機会を提供する。
- (iii) 現場の診療所，救急車および運転手，救急治療具およびキットを提供し、最低 2 人は救急の訓練を受けさせる。
- (iv) シアヌークヴィルの病院で下記の手配をし、その費用を負担する。
 - (a) プロジェクトで発生した重症のケガ人の受入れ
 - (b) 工事人夫と現地住民との間で性感染症が蔓延するのを予防するためにアドバイス，教育および用品を提供する。

e. Prey Treng Pond を堆砂から守る

Prey Treng Pond の堆砂を防ぐため、侵食および堆砂管理対策がサイト造成工事の一貫として組み入れられなければならない。

対策の主要素は、下記を含む。

- (i) 雨季に剥き出しの土壌を晒すことを少なくするための土木掘削工事等の時期
- (ii) サイトからの流水の Prey Treng Pond 堰下流への転流
- (iii) Prey Treng Pond へ入込む水のための沈澱池の構築およびメンテナンス
- (iv) 掘削地域の即座の再緑化、舗装あるいは生物工学的対応
- (v) サイト造成工事の開始から舗装あるいは再緑化の完了まで、測量した断面に沿った Prey Treng Pond の深さのモニタリング

f. 冷却水システム建設時に発生する廃土の管理

取・放水設備工事のための海底浚渫中の海生ベントス（底生生物）の死滅あるいは、内陸土壌の塩化を防ぐため、廃土は、注意深く管理されなければならない。例えば、沿海部の土地に集積する等。

g. サイトへの新規移入者に魅力を与えることのない適切な便宜を提供する住民移転管理

工事開始前に移住者を増加させないために、プロジェクト地域への新規移入者を寄付けない厳しい管理が必要である。サイトに現在居住している家族については、妥当な補償と収入と生活環境の再構築の提供と支援を行う。

h. 稼働中の設備への妨害を最少限に抑える

Stage 2 または 3 建設中の Stage 1 または 2 への事故損害の影響を最少限に抑えるため、

- (i) Stage 1 および 2 の機器配置の変更は、Stage 2 および 3 の機械の搬入、組立、操業あるいは維持管理に必要なスペースへの侵犯を避けるため、Stage 3 建設が完了するまでプロジェクトにより継続的に管理されなければならない。
- (ii) 建設完了時点での Stage 1 および 2 への変更は、正確に完成図 / 書類等に表示されなければならない。

i. Stage 3 のための使える工事用地の提供

Stage 3 の工事に必要な安全で効率の良い用地を確保するため、Stage 1 着工前にプラントサイト近くで Prey Treng Pond 南に約 11 ha の用地を取得する。この土地は、Stage 3 完工まで不法占拠者排除するための管理を行う。

j. 仮雇用のためのガイダンスの提供

影響を受ける住民および自治体にプロジェクト便益を分配することを奨励するため、入札書類に請負業者は、カンボディア人を優先的に雇用することを求める旨の条項を加える。例えば、最も優先度の高い雇用者はプロジェクトの遂行により、立ち退きを余儀なくされた人達とし、2 番目の優先順位は Stung Hav 地区の住民、3 番目は、シアヌークヴィル市の住民等である。

7.2.2. プラント稼働中の影響軽減

a. 排ガスのモニタリング

排ガス濃度を予測値内に抑えるため、煙突排出ガスは、NO_x、SO_x、微粒子排出の濃度を月 1 度測定する。

b. 漏出の防止

燃料や化学物質の事故漏出の影響のリスクを最少限に抑えるため、プラント運転に必要な燃料および化学物質移動および貯蔵のための漏出防止および管理計画を作成する。

計画の主要素は、以下を含む。

- (i) 接触すると危険な反応を起こす化学物質の分散貯蔵の手順
- (ii) 事故漏出を避けるための手順

- (iii) 大量漏出時の不活性保留構造物
- (iv) 大，小 全ての漏出を安全に回収および廃棄するための手順および機器
- (v) 化学物質および燃料を扱う従業員が適切に教育され、計画が正しく実施されていることを確認するための手順

c. 廃水処理設備の操業および維持管理のモニタリング

汚水の定期的検査を含む操業および維持活動を監視する必要がある。

d. 冷却水の放出のモニタリングおよび検出したものに対する対応

温排水の再循環を含め、Stage 2 および 3 の冷却水放出の影響を低減するため：

- (i) 塩素の連続注入を避けるため、操業初年度は塩素注入実績をモニターする。
- (ii) 冷却水システムへ入り込む海水の温度は最低 Stage 1 の操業初年度および Stage 1 および 2 同時運転開始初年度は継続的にモニターする。
- (iii) 温排水塊の形状および状況は、同一年度で干満両期間を通じて毎月測定する。
 - (a) 垂直方向 1 m，水平方向 10 から 100 m の間隔で放水口から温水塊の端まで 4 方向
 - (b) 取・排水口間の潮流速度および方向を測定
- (iv) 温排水塊シミュレーションのモデル化をこれらの測定データを用いて Stage 2 および 3 の詳細設計期間中に実施する。
- (v) 温排水塊測定およびモデル化の結果を受けて必要があれば Stage 2 および 3 の取・排水口の設計を変更する。

第 8 章 発電所運営体制

8. 発電所運営体制

8.1. 組織

現在のシアヌークヴィル・ディーゼル発電所の組織と本プロジェクトで計画されるシアヌークヴィル・コンバインドサイクル発電所の組織（推奨案）を比較したものを Fig.8.1-1 に示す。シアヌークヴィル・ディーゼル発電所の資料によると、本発電所の組織は、“Superintendent’s room”と“Office” section および “Technical” section で構成されている。“Superintendent’s room” が “Office” section と “Technical” section を管理している。また、“Office” section は 3 つのセクション (“Administration” personnel, “Accounting” personnel and “Sales and Commercial” personnel) から成っている。“Technical” section は “Production” personnel と “Supply” personnel から成っている。

シアヌークヴィル・コンバインド火力発電所は、カンボディア国初の大型火力発電所であり、発電所組織を発電所の特徴や特性に合わせて構成する必要がある。本プロジェクトで計画されるコンバインド火力発電所は、カンボディア国内のディーゼル発電所と比較すると、以下の点に違いがある。

- (1) 主要機器は、ガスタービン，排熱回収ボイラ，蒸気タービンである。
- (2) 蒸気系の熱サイクルがある。
- (3) ボイラ用水に純水を使用する。
- (4) 機械，電気，計測・制御とも構成機器が多く、システム構成がより複雑である。

従って、プラントを保守・運転する上で以下の専門知識が必要である。

- (1) 各主要機器の専門知識
- (2) 蒸気系の利用技術
- (3) ボイラ用水等の化学分析技術
- (4) 複雑なシステムの操作・監視技術
- (5) 予備品管理等その他の運用技術

プラントの稼働率を向上させるためには、次の組織構成が推奨される。

“Production” section は、運転および保修業務に分割し、かつ機器毎に担当者を割り当てる。“Sales and Commercial” personnel と “Supply” personnel はその活動拠点が主な消費地（プノンペン市）となるため、プノンペンの事務所に移転する。新しい “Technical” section は 2 つの新しいグループから構成される。一つは、発電所全体の技

術的運営方針を計画したり環境省への各種報告を行う “Technical” personnel、もう一つは、化学的な問題（発電所用水の水質管理等）を担当する “Chemical” personnel である。“Operation” section の中の “Logistics” personnel は、発電所設備を運転していく上で必要な資材管理、燃料受入れ、運転員の教育計画策定等を行う。

シアヌークヴィル・コンバインドサイクル発電所の組織と業務分掌を Fig.8.1-2 に示す。

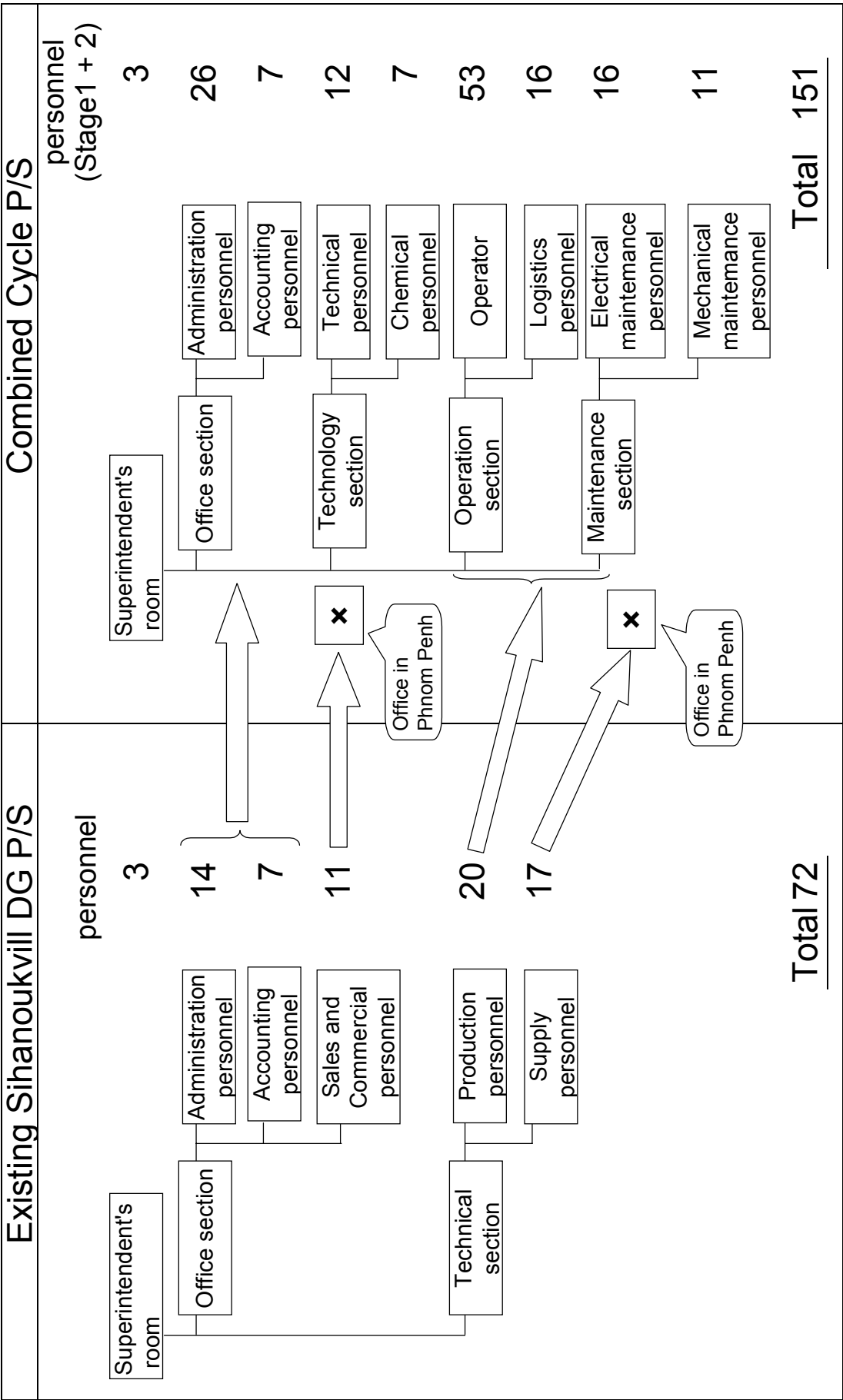


Fig.8.1-1 *Comaprison of the Organization between DG P/S and Combined Cycle P/S*

Combined Cycle P/S		Function
<pre> graph TD SR[Superintendent's room 3] --- OS[Office section 26] SR --- MS[Maintenance section 16] OS --- AP[Administration personnel 3] OS --- AccP[Accounting personnel 7] OS --- TS[Technology section 12] OS --- CP[Chemical personnel 7] TS --- TP[Technical personnel 12] TS --- ChP[Chemical personnel 7] OS --- OpS[Operation section 53] OpS --- O[Operator 53] OpS --- LP[Logistics personnel 16] MS --- EMP[electrical maintenance personnel 16] MS --- MEMP[Mechanical maintenance personnel 11] </pre> personnel (Stage1 & 2) 3 26 7 12 7 53 16 16 11 <u>Total 151</u>		• Overall management (station manager, and 2 vice station managers (administration, technical)) • Administration (Commercial, Personnel matter, Labor management, Education, Health administration, Public welfare, Document management etc) • Others (Drivers, Medical staffs, Security guards, Office workers) • Accounting, Material procurement, etc. • Data Evaluation and Statistics (Environment, Efficiency of the plant etc) • Chemical affairs (Quality control of supply water, Chemical analysis, etc.) • Operation (4 groups on 3 shifts) • Logistics for Operation (Material control for operation such as fuel, disposal control of sludge, sewage & etc., planning an education for operating, etc.) • Maintenance (Electrical & C&I) • Maintenance (GT, ST & HRSG, BOP)

Fig.8.1-2 Organization and Function of Sihanoukville Combined Cycle Power Station

8.2. 要員配置

シアヌークヴィルコンバインドサイクル発電所の要員配置の推奨案は、EDC のシアヌークヴィル・ディーゼル発電所の要員配置と我々の経験的な考え方をベースに想定されている。シアヌークヴィル・コンバインドサイクル発電所の要員配置の検討結果を Table 8.2-1 に示す。

Table 8.2-2 は “Operator” の構成案である。“Operator” section は 4 グループの運転員で構成される。1 日交代で任に当り、1 グループは休みである。Stage 1 では、1 グループ 9 名で構成され、Stage 1 プラス Stage 2 に対しては 1 グループ 12 名に増員されている。計 53 名には OJT (On the Job Training) 要員を 4 名含む。OJT 要員は、傷病や退職等により運転員に急な欠員が発生した場合に対する予備員としての役割を果たす。Table 8.2-3 は、“Maintenance” section の構成である。Stage 1 プラス Stage 2 (180 MW) に対して 3 班（機械，電気，計装）で 27 名となる。また、“Administration” personnel はドライバー，医療職員，ガードマン，オフィスワーカー等計 19 名を含め 26 名から構成される。

Stage 1 プラス Stage 2（合計 180 MW）の場合は、約 150 名の発電所要員数となる。ただし、各部署の業務分掌および要員数については、EDC の組織運営や人材等の実状に応じて見直していく必要がある。

Table 8.2-1 Recommended Personnel Allocation in Sihanoukville C/C Power Station

		Sihanoukville D/G Power Station	Sihanoukville C/C Power Station (Stage 1)	Sihanoukville C/C Power Station (Stage 1 + 2)	Difference between "a" and "b"	Remarks
		a		b	b-a	
Superintendent's room		3	3	3	0	Station manager, and 2 vice station managers (administration, technical)
Office section	Administration	14	24	26	12	Including drivers, medical staffs, etc.
	Accounting	7	7	7	0	Referring to Sihanoukville D/G Power Station
	Sales and Commercial	11	0	0	△ 11	Other office in Phnom Penh
Technology section	Technical	20	8	12	95	Referring to a typical C/C Power Station
	Chemical		5	7		
Operation section	Operation		41	53		Referring to a breakdown list
	Logistics		11	16		Referring to a typical C/C Power Station
Maintenance section	Electrical maintenance		12	16		Referring to a breakdown list
	Mechanical maintenance		8	11		
Supply section	Measuring	7	0	0	△ 7	Other office in Phnom Penh
	Distribution	10	0	0	△ 10	
Total		72	118	151	79	

Number of generators	8	4	8
Total output of Power Station (MW)	8.3	90	180

Table 8.2-2 Composition of Operators

(per 1 group for Stage 1)

				[personnel]
Chief of an operating group				1
	C.C.R (Central Control Room)	Stage 1	ST & HRSG, GT, E	3
	Patrol for main equipment	Stage 1	ST & HRSG, GT, E	3
	Patrol for BOP (Balance Of Plant)	Stage 1	BOP	2
Total				9

(per 4 group for Stage 1)

OJT (On the Job Training) trainee	4
-----------------------------------	----------

Total number = 9 × 4 + 4 (OJT) + 1 (Section manager) = 41
--

(per 1 group for Stage 1 + Stage 2)

				[personnel]
Chief of an operating group				1
	C.C.R	Stage 1	ST & HRSG, GT, E	3
		Stage 2	ST & HRSG, GT, E	3
	patrol for main equipment	Stage 1	ST & HRSG, GT, E	3
		Stage 2	ST & HRSG, GT, E	
	patrol for BOP	Stage 1 & Stage 2	BOP	2
Total				12

(per 4 group for Stage 1 + Stage 2)

OJT (On the Job Training) trainee	4
-----------------------------------	----------

Total number = 12 × 4 + 4 (OJT) + 1 (Section manager) = 53

Table 8.2-3 Composition of Maintenance Personnel

(Stage 1 : 90 MW)				[personnel]				
Manager of the maintenance section				1				
				Chief of the mechanical maintenance personnel				1
				Main equipment	Stage 1	ST, GT	2	
					Stage 1	HRSG	1	
				BOP	Stage 1	BOP	2	
				OJT (On the Job Training) trainee			1	
				Subtotal			8	
				Chief of the electrical and C&I maintenance personnel				1
				Vice-chief (electrical)				1
				Main equipment	Stage 1	GEN, TR	1	
BOP	Stage 1	BOP	2					
Substation	Stage 1	Substation	1					
OJT (On the Job Training) trainee			1					
Vice-chief (C&I)				1				
Main equipment	Stage 1	Boiler Control System etc	1					
BOP	Stage 1	BOP	2					
OJT (On the Job Training) trainee			1					
Subtotal			12					
Total			20					

(Stages 1 +2 : 180 MW)				[personnel]
	Manager of the maintenance section			1
	Chief of the mechanical maintenance personnel			1
	Main equipment	Stage 1	ST, GT	2
		Stage 2	ST, GT	2
		Stage 1 & 2	HRSG	1
	BOP	Stage 1 & 2	BOP	3
	OJT (On the Job Training) trainee			1
	Subtotal			11
	Chief of the electrical and C&I maintenance personnel			1
	Vice-chief (electrical)			1
	Main equipment	Stage 1	GEN, TR	1
		Stage 2	GEN, TR	1
	BOP	Stage 1 & 2	BOP	3
	Substation	Stage 1 & 2	Substation	2
	OJT (On the Job Training) trainee			1
	Vice-chief (C&I)			1
	main equipment	Stage 1	Boiler Control System etc	1
		Stage 2	Boiler Control System etc	1
	BOP	Stage 1 & 2	BOP	2
	OJT (On the Job Training) trainee			1
Subtotal			16	
Total			27	

8.3. 運転・保守技術者の訓練計画

訓練計画は、基本的に次の3タイプに分類される。

- (1) カンボディア国内および外国における講義
- (2) OJT (On the Job Training)
- (3) 営業運転開始後のアドバイザーによる訓練

講義と OJT の内容は、Table 8.3-1 に示される通りで、講義、および の内訳は、Table 8.3-2 に示す通りである。講義は、一般、プロジェクトマネジメント、設計/環境、運転、保守と資材管理ならびに発電所見学で構成される。そして、実践的な教育は、外国のコンサルタントや機器製作者および電力会社によって実施されることが推奨される。特に、シミュレータ研修は、ガスタービンや HRSG や蒸気タービンというような、経験者のほとんどいないカンボディア人の運転者には新分野の機器運転方法を理解する上で極めて有効な訓練方法である。

日本のいくつかの電力会社は、コンバインドサイクル発電所の運転訓練用シミュレーターを持っていることから、カンボディアの運転員を日本にあるシミュレーターを用いて教育することも可能である。

OJT で実りある教育効果をあげるためには、訓練者が機器の分解、組立、点検、調整等の実際の作業に直接参加し、自ら体験することが重要である。よって、プラント供給者との契約書の中に、契約者義務として EDC 人員に必要な OJT を行うことを明記しておくべきである。

ヒューマンエラーや不適切な保守や資材管理によって、コンバインドサイクルプラントのような高効率プラントを運転不能に至らしめたり、電力供給に支障をきたすことは、社会的に致命的な損失である。従って、プラントの効率的な運転を継続し、運転・保守員の能力向上を図るためには、運転開始・設備引き渡し完了後プラント供給者の保証期間終了まで数人の経験豊かなエンジニアをアドバイザーとして、プラントに残すべきである。

アドバイザーには、次に示す技術者が含まれるものとする。

- (1) ガスタービン技術者
- (2) 蒸気タービン技術者
- (3) 計装関係技術者

アドバイザーは、保証期間の日中の勤務時間中だけでなく、トラブル発生のような緊急時にはいつでも発電所運転員をサポートしなければならない。

ガスタービンと計装関係のアドバイザーには、保証期間終了後も更に 6 ヶ月か 1 年間発電所で運転員や保修員の能率向上のための指導に参画させることが望ましい。

訓練計画のスケジュールを Fig.8.3-1 に示す。

Table 8.3-1 Program of Classroom Training and OJT

Type	Location	Subject	Trainer	Trainee	Duration (Working Day)	Time	Number of Trainees
Classroom	in Foreign Countries	① General	Consultant	Managers & Engineers	1	at start of project	3 ~ 4
		② Project management			4		
		③ Design/Environment	Contractor and/or Electric Power Co.	Engineers & Technicians	15 *	during manufacturing	5 ~ 6 personnel × 2 times
		④ Operation			43 *		
		⑤ Maintenance & Material control			2		
		⑥ Power Station Tour			2		
OJT	at Site	⑦ Operation	Contractor	Engineers & Technicians	10 *	during erection	10 personnel × 2 times
		⑧ Maintenance & Material control			5		
	at Site	⑨ Construction	Contractor	Technicians	full time during construction/ erection/ operation	during construction/ erection/ operation	all operators & maintenance pesonnel
		⑩ Operation					
		⑪ Maintenance & Material control					

* Breakdowns of the classroom ③, ④ and ⑦ are shown in Table 8.3-2.

Table 8.3-2 Breakdowns of the Classroom ③, ④ and ⑦

③ Design/Environment			15 days
	Mechanical	Gas Turbine	4 days
		HRSG	2 days
		Steam Turbine	2 days
		Balance of Plant	2 days
	C&I		3 days
	Chemical/Environment		2 days
④ Operation (in foreign countries)			43 days
	Lecture	(at manufacturing co.)	5 days
		(at electric power co.)	12 days
	Practice	(using simulator)	26 days
⑦ Operation (at Site)			10 days
	Gas Turbine Island		5 days
	Steam / Water Cycle		3 days
	Balance of Plant		2 days

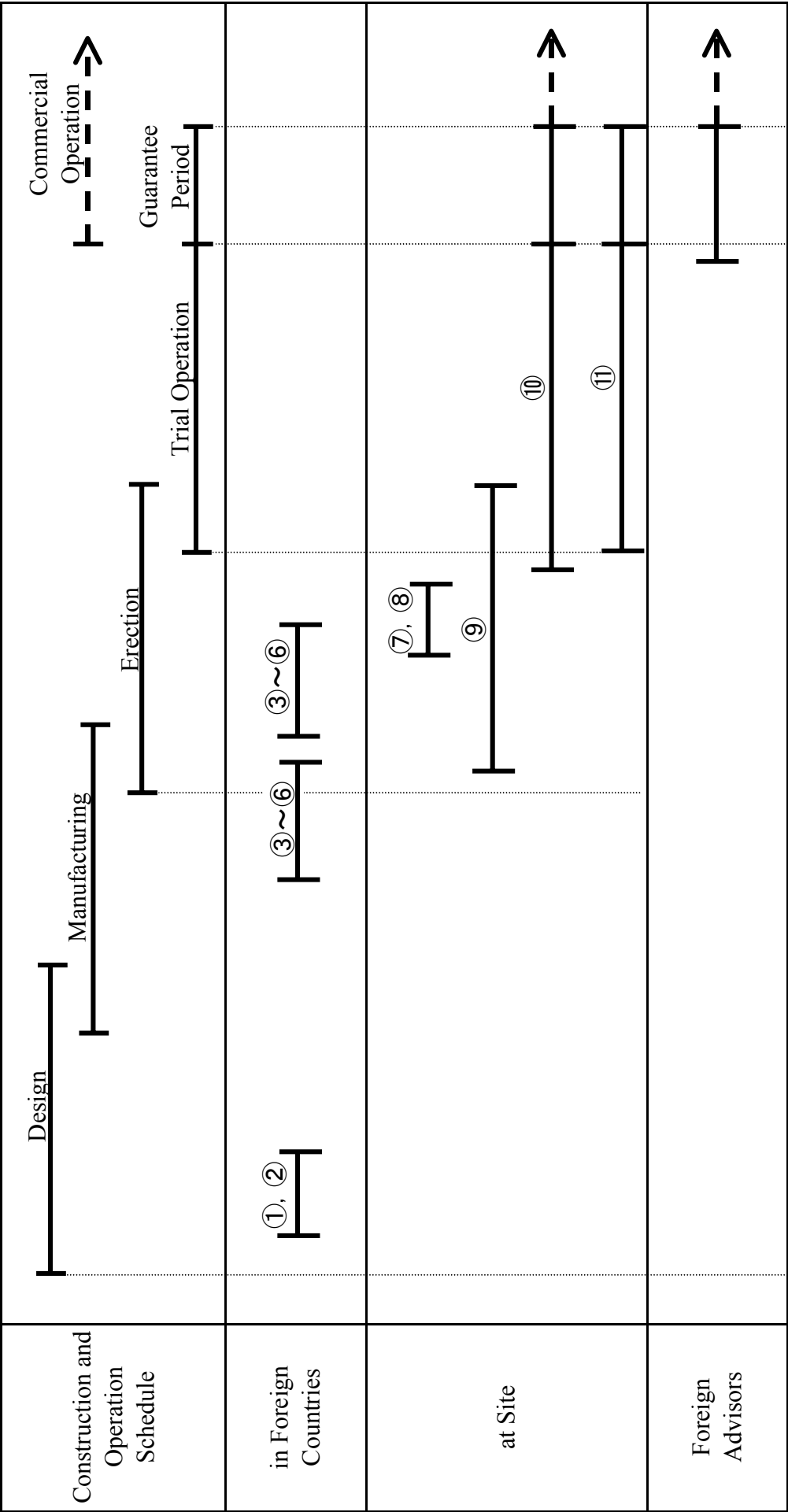


Fig.8.3-1 Schedule of Training Plan

第 9 章 予想プロジェクト実施工程

9. 予想プロジェクト実施工程

予想プロジェクト実施工程を Fig. 9-1 に示す。

この工程は第 2 章で検討した最適電源開発計画に基づいたものである。

本調査業務の開始時点でのカンボディアの電源開発計画では、シアヌークヴィルの発電所は 1 期目 (90 MW) を 2004 年、2 期目 (90 MW) を 2005 年に投入する計画となっていた。しかしこの計画は 2000 年時点で既に EDC により変更され、最近入手した EDC の 2000 年度の年次報告によると、シアヌークヴィル発電所の投入計画は IPP2 が投入されなかったときの High Scenario において、2007 年に 90 MW となっている。この年次報告書は 2008 年以降の計画を示していないので、シアヌークヴィル発電所の 2 期目 (90 MW) の投入時期は不明である。

本レポートの第 2 章の最適電源開発では、シアヌークヴィル発電所の投入時期につきそれぞれ、Base Case では Stage 1 を 2006 年、Stage 2 を 2008 年、Low Case では Stage 1 を 2006 年、Stage 2 を 2009 年とすることを示唆している。

Fig.9-1 に示す 180 MW 発電プラントの実施スケジュールは Base Case の 2 年の時期差をベースとしている。

一方、Kampot からシアヌークヴィルへの送電線の建設計画は未だ決定されていない。Fig. 9-1 ではこの送電線のフィージビリティ調査開始から建設完了までの必要期間を約 53 カ月と想定している。

Fig. 9-1 から分る様に、シアヌークヴィル発電所の可能投入時期は、送電線の実施工程によって左右される。従って、発電所の実施工程を守るためには、発電所建設の決定以前に送電線の F/S を開始することを推奨する。

第 10 章 經濟・財務分析

10. 経済・財務分析

10.1. 建設費

シアヌークヴィル・コンバインドサイクル発電プラントの建設費は Table 10.1-1 に示すように、Stage 1 が 100.2 百万ドル，Stage 2 が 74.6 百万ドルと想定される。建設費内訳の詳細を Table 10.1-2 および Table 10.1-3 に示す。

Table 10.1-1 Summary of Construction Cost

(Million \$)

Stage	F/C Portion	L/C Portion	Total
Stage 1	83.6	16.6	100.2
Stage 2	65.4	9.3	74.6
Total	149.0	25.9	174.8

註：建設費は 2001 年価格レベルでの見積りで、関連送電線は除外している。
四捨五入のため、合計は一致しない。

建設費は以下の条件で算定した。

海外から輸入また海外で組立て加工される機器および材料は同規模のコンバインドサイクルの国際競争入札価格もしくは実際の契約額を参考にして積算している。原則的にはほとんどの機械製品・電気製品は輸入と想定している。

カンボディア国内で調達可能な材料費は本検討過程で収集した資料に基づいている。

設備据付に必要な労務費は周辺国の労務費を参考としたが、土木・建築作業にかかわる労務費はカンボディア国内のプロジェクトの費用を参考としている。

建設費には取付道路，Sokimex 石油ターミナルからプロジェクトサイトまでの燃料油パイプライン，シアヌークヴィル港からプロジェクトサイトまでの既存道路・橋梁の改修，プロジェクトサイト近くを走る鉄道および道路の仮付け替え工事も含んでいる。

土地取得費

土地取得費についてはシアヌークヴィル市から情報提供を受けた 1 m² 当り 2.3 ドルの

単価を使用した。必要な取得土地面積は 32 ha と想定した。

移 転 費

現時点ではプロジェクトサイト内には 4 家族しか存在しない。しかし、移転費の見積りでは 10 家族を想定している。移転費単価はカンボディア国の送電線プロジェクトで使用されている 1 家族あたり 3,000 ドルと想定した。

地雷探査費

地雷探査費は CMAC から提供された 1 m² 当り 0.6 ドルと想定した。この単価は関係政府機関からの要請に応じて CMAC が実施する実際の地雷除去作業 (Level 3) に相当する。

Table 10.1-2 Estimate of Construction Cost (as of 2001)

(unit :1,000 US\$)

	Stage-1			Stage-2		
	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total
Mechanical	44,290	3,330	47,620	41,100	3,090	44,190
Electrical	19,250	1,230	20,480	14,610	930	15,540
Civil Works	5,450	6,650	12,100	2,520	3,090	5,610
Building & Structure	3,400	1,830	5,230	1,570	850	2,420
Spare Parts & Others	6,720	0	6,720	3,470	0	3,470
Subtotal	79,110	13,040	92,150	63,270	7,960	71,230
Training	100	0	100	50	0	50
Owner's Administration Fee (3%, 2%)	0	2,600	2,600	0	1,300	1,300
Engineering Consultant Fee (5%, 3%)	4,390	0	4,390	2,040	0	2,040
Land Acquisition	0	740	740	0	0	0
Resettlement & Compensation	0	30	30	0	0	0
Mine Survey	0	190	190	0	0	0
Subtotal	4,490	3,560	8,050	2,090	1,300	3,390
Grand Total	83,600	16,600	100,200	65,360	9,260	74,620

Note : Mechanical, Electrical, Civil Works, Building & Structure, and Spare Parts & Others include Physical Contingency of 5 %.

	F/C	L/C	Total
Associated Transmission Line (Site ~ Kampot)	8,640	2,160	10,800

Table 10.1-3 Breakdown of Construction Cost

Unit: 1000 US\$

	Item	Stage 1		Stage 2		Total
		Quantity	Cost	Quantity	Cost	
Mechanical	Gas turbine and associated equipment	3	22000	3	22000	44000
	Steam turbine and associated equipment	1	6500	1	6500	13000
	HRSB and associated equipment	3	6600	3	6600	13200
	Fuel gas supply system	L.S.	570	L.S.	570	1140
	Fuel oil storage and supply system	L.S.	580	L.S.	580	1160
	Cooling water system	L.S.	1200	L.S.	1200	2400
	Plant pipings	L.S.	1800	L.S.	1600	3400
	Water treatment system	L.S.	840	L.S.	420	1260
	Wastewater treatment & incineration	L.S.	400	L.S.	50	450
	Fire prevention and protection system	L.S.	1200	L.S.	500	1700
	Emergency diesel generator	1	130	-	0	130
	Crane, mobile equipment incl. fire engine	L.S.	1700	L.S.	500	2200
	Other mechanical equipment	L.S.	830	L.S.	570	1400
	Stacks	1	1000	1	1000	2000
	Subtotal		45350		42090	87440
Electrical	Control and instrumentation	L.S.	7700	L.S.	6500	14200
	Plant electrical equipment	L.S.	8900	L.S.	7600	16500
	In-plant substation	L.S.	2900	L.S.	700	3600
	Subtotal		19500		14800	34300
Civil and Structural Works	Land formation	L.S.	430	L.S.	0	430
	River diversion	L.S.	420	L.S.	0	420
	Equipment foundation and Others	L.S.	2160	L.S.	1640	3800
	Water storage tank proper	L.S.	500	L.S.	500	1000
	Wastewater treatment facilities	L.S.	300	L.S.	100	400
	In-plant road	L.S.	910	L.S.	0	910
	Drainage system	L.S.	1580	L.S.	0	1580
	Cooling water pipe & system	L.S.	3100	L.S.	3100	6200
	Access road	L.S.	110	L.S.	0	110
	Improvement of regional road & bridge	L.S.	310	L.S.	0	310
	Temporary works (relocation of road/railroad)	L.S.	1700	L.S.	0	1700
	Power house	1	3600	Extension	2300	5900
	Administration building	1	900	-	0	900
	Other miscellaneous buildings	L.S.	450	-	0	450
	Security fencing, plantation, etc.	L.S.	30	-	0	30
	Subtotal		16500		7640	24140
Spare Parts and Others	Spare parts		4000		3000	7000
	Special tools and workshop machines		1500		0	1500
	Laboratory equipment		600		0	600
	Consumables		300		300	600
	Subtotal		6400		3300	9700
Grand Total of Construction Works			87750		67830	155580
Miscellaneous Expense	Training	L.S.	100	L.S.	50	150
	Owner's administration fee	3 %	2600	2 %	1300	3900
	Engineering consultant fee	5 %	4388	3 %	2035	6423
	Physical contingency (5%)	5 %	4388	5 %	3392	7780
	Land acquisition cost (2.3 \$/m ²)	32 ha	736	0	0	736
	Resettlement fee (3,000 \$/one)	10 houses	30	0	0	30
	Mine survey cost (0.6 \$/m ²)	32 ha	192	0	0	192
	Subtotal		12434		6777	19211
Total Project Cost			100,184		74,607	174,791

10.2. 経済分析

10.2.1. 目 的

経済分析の目的はカンボディア国の経済的観点から本プロジェクトの実施が経済的に有効であるかどうかを検証することにある。

10.2.2. 経済分析の手法

現在提案されているシアヌークヴィルコンバインドサイクル発電プラントは将来の電力需要を満たすためのものであり、もし、本プロジェクトが実施されない場合には、発電規模が同等な他の代替発電プラントの実現が同じく将来の電力需要を満たすために必要とされる。

従って、本プロジェクトの経済的有効性は本プロジェクトと代替発電プラントの費用比較を行うことにより検証される。

費用比較に関しては、“With-Without”手法が電力分野での経済分析で広く使われている手法である。“With”とは提案されているプロジェクト（シアヌークヴィルコンバインドサイクル発電プラント）を指し、“Without”とは代替発電プロジェクト（ディーゼル発電機など）を指す。

10.2.3 経済的有効性の判断

プロジェクトの経済的有効性は以下の経済指標を使って判断される。

(1) 経済的内部収益率 (Economic Internal Rate of Return)

経済的内部収益率 (EIRR) は現在価値に割り戻した総費用と総便益を等しくする割引率と定義され、数学的には以下の関係となる。

$$\sum_{k=1}^n \frac{B_k}{(1+i)^k} = \sum_{k=1}^n \frac{C_k}{(1+i)^k}$$

ここで、 B_k : k年目の便益

C_k : k年目の費用

i : 割引率

10%～12%の経済的内部収益率を世界銀行やアジア開発銀行ではハードルレートと設定して、発展途上国の電力分野に広く使われている。もし上記計算から求められる EIRR がハードルレートより大きい場合にはプロジェクトの経済的有効性は証明され、ハードルレートより小さい場合にはプロジェクト実現のためには金額では算定されない他の補足資料が必要となる。

(2) 純現在価値 (Net Present Value)

純現在価値 (NPV) はキャッシュフローを割り戻すという最も直接的なプロジェクトの評価手法であり、単にキャッシュフローの現在価値で表示される。例えば便益の純現在価値が費用の純現在価値より小さいとか。

純現在価値は以下の式で表示される。

$$NPV = \sum_{k=1}^n \frac{B_k - C_k}{(1+r)^k}$$

ここで、 r :ハードルレート

NPV が正になれば、プロジェクトは経済的に実行可能と判断される。

(3) Benefit – Cost Ratio (B/C)

便益 - 費用比率も現在価値に割り戻した値で評価され、下記のように表示される。

$$\frac{B}{C} = \frac{NPV \text{ of Benefit}}{NPV \text{ of Cost}} = \frac{\sum_{k=1}^n \frac{B_k}{(1+r)^k}}{\sum_{k=1}^n \frac{C_k}{(1+r)^k}}$$

B/C が 1.0 より大きければプロジェクトは経済的に実行可能と判断される（現実的には 1.2 がしばしば使われる）。

10.2.4. 経済分析の一般条件

経済分析には以下の条件を適用した。

- (1) Stage 1 および Stage 2 の商業運転開始は 2.2 節の最適電源開発計画および第 9 章の実施計画を基に、それぞれ 2006 年 9 月 1 日、2008 年 9 月 1 日と想定した。

- (2) プラントの年稼働率は 2.2 節の最適電源開発計画の結果から Table 10.2-1 のように想定した。

Table 10.2-1 Capacity Factors of Sihanoukville C.C. Power Plant

Stage	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 ~
Stage 1	0.24	0.75	0.55	0.63	0.67	0.70	0.50
Stage 2	-	-	0.18	0.63	0.67	0.70	0.50

- (3) プロジェクト建設は国際入札で実施されるであろうとの理由で、ドルで表示されているプロジェクト費用を経済価格（国境価格）とみなす。
- (4) 物価上昇³，補助金や諸税は単に国内での資本の移転にすぎないとの観点からこれら補助金や諸税は経済分析では除外する。
- (5) エンジニアリング料や管理費用は他の代替火力発電プラントとプロジェクト費用レベルを同一にするという目的から除外する。
- (6) 代替火力プラントの kW 価値修正係数は以下の式で計算する。

$$\text{kW Adjustment} = \frac{(1 - \frac{T1}{365})(1 - T2)(1 - T3)(1 - T4)}{(1 - \frac{A1}{365})(1 - A2)(1 - A3)(1 - A4)}$$

ここで、 T1 = プロジェクトの計画点検維持日数（日）
T2 = プロジェクトの事故停止率（小数）
T3 = プロジェクトの所内率（小数）
T4 = プロジェクトの送・配電線ロス（小数）
A1 = 代替火力プラントの計画点検維持日数（日）
A2 = 代替火力プラントの事故停止率（小数）
A3 = 代替火力プラントの所内率（小数）
A4 = 代替火力プラントの送・配電線ロス（小数）

- (7) 代替火力プラントの kWh 価値修正係数も同様に以下の式から算定する。

$$\text{kWh Adjustment} = \frac{(1 - T3)(1 - T4)}{(1 - A3)(1 - A4)}$$

³ 物価上昇は燃料タイプによって物価上昇率が違うと予想される場合に考慮される。（例えば石油系対石炭）

上記式中で送電線ロスは両者とも同じという想定で省略される。

(8) 送電線費用についても上記 (7)と同じ理由から経済分析では省略しうる。

10.2.5. 燃料および燃料価格

現時点ではカンボディアで使用される油燃料は全て輸入されているので、油燃料価格については CIF (Cost, insurance and freight) 価格を使用する。ディーゼル油、重油の平均 CIF 価格は 3.1 節で述べられている EDC から提供された実績値から算定した。

将来発掘が期待されている天然ガスについては、発掘費用がガス田の非効率性から国際市場価格に比べて幾分高くなり、国内消費に充当させるものと予想される。天然ガス価格は諸経費等を含めて発電所サイトにて暫定的に 4.0 \$/MMBTU と想定した。

Table 10.2-2 Fuel Prices for Economic Analysis

Fuel Type	Fuel Price (CIF Price)	Remarks
Diesel Oil *1)	237 \$/MT	Average from 1996 Nov. ~ 2001. July
Heavy Fuel Oil *2)	154 \$/MT	Average from 1996 Nov.~ 2001. August
Natural Gas	4.0 \$/MMBTU	Engineer's assumptions (L.H.V. base) 3.5 \$/MMBTU and 4.5 \$/MMBTU are also testified in the economic analysis.

出典: *1) and *2) EDC

燃料の物価上昇は全ての燃料に対し同じ上昇率が適用されとの考えから今回考慮していない。

10.2.6. 燃料転換

現時点ではプロジェクトに使用する燃料を特定できないので、経済分析では以下の燃料変換シナリオを想定した。

- (1) 天然ガスを運開当初から経済寿命の 20 年間フルに使用する。(Base Case).
- (2) ディーゼル油を当初の 5 年間使用し、残りの 15 年間は天然ガスを使用する
- (3) ディーゼル油を当初の 10 年間使用し、残りの 10 年間は天然ガスを使用する。
- (4) ディーゼル油を運開当初から経済寿命の 20 年間フルに使用する。

(2) , (3)および(4)のシナリオについては、燃料転換に伴って、1.2 百万ドルのガス処理装置費用を考慮する。

10.2.7. プロジェクト特性と条件

本検討過程で明らかになったプロジェクト特性と仮定条件を Table 10.2-3 にまとめた。

Table 10.2-3 Project Characteristics and Assumed Conditions

Items	Value	Unit	Remarks																								
Installed capacity	180	MW	90 MW × 2 stages																								
Capacity Factor (Average 54%)		%	<table><tr><td></td><td>2006</td><td>2007</td><td>2008</td><td>2009</td><td>2010</td><td>2011</td><td>2012 ~</td></tr><tr><td>ST-1</td><td>24</td><td>75</td><td>55</td><td>63</td><td>67</td><td>70</td><td>50</td></tr><tr><td>ST-2</td><td>-</td><td>-</td><td>18</td><td>63</td><td>67</td><td>70</td><td>50</td></tr></table>		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 ~	ST-1	24	75	55	63	67	70	50	ST-2	-	-	18	63	67	70	50
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 ~																				
ST-1	24	75	55	63	67	70	50																				
ST-2	-	-	18	63	67	70	50																				
Construction cost	164.4	M.\$	Excluding Engineering and Administration Fees ST-1: 93.2 M.\$, ST-2 :71.2 M.\$																								
Scheduled maintenance days	49	Days	For kW and kWh adjustments use only																								
Forced outage rate	8.0	%																									
Station use	2.8	%																									
Fixed O/M cost	20.0	\$/kW-year																									
Natural Gas																											
Fuel price	4.0	\$/MMBTU	LHV Base, Domestic price including markup																								
Heat rate	6,829	BTU/kWh																									
Fuel cost	27.32	\$/MWh																									
Variable O/M	1.0	\$/MWh																									
Diesel Oil																											
Fuel price	6.02	\$/MMBTU	LHV Base, CIF Price for Diesel :237 \$/ton																								
Heat rate	7,030	BTU/kWh																									
Fuel cost	42.32	\$/MWh																									
Variable O/M	2.5	\$/MWh																									
Construction period	2	Years	Disbursement schedule are 40 % and 60 %.																								
Construction start	2004, 2006		2-staged construction																								
Operation start	2006, 2008		Each operation of 90 MW																								
Economic life time	20	Years																									

10.2.8. 代替火力プラント

現在のカンボディアの供給システムからプロジェクトと等価な規模のディーゼル発電プラントを代替火力プラントと設定した。

Table 10.2-4 に代表的な等価ディーゼル発電プラントの諸特性を示す。

Table 10.2-4 Characteristics of Alternative Diesel and Assumed Conditions

Items	Value	Unit	Remarks																								
Installed capacity	197.8	MW	98.9 MW ×2 stages, (Middle Speed)																								
Annual generation		GWh	<table><tr><td></td><td>2006</td><td>2007</td><td>2008</td><td>2009</td><td>2010</td><td>2011</td><td>2012~</td></tr><tr><td>ST-1</td><td>192.8</td><td>602.4</td><td>441.8</td><td>506.1</td><td>538.2</td><td>562.3</td><td>401.7</td></tr><tr><td>ST-2</td><td>-</td><td>-</td><td>144.5</td><td>506.1</td><td>538.2</td><td>562.3</td><td>401.7</td></tr></table>		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012~	ST-1	192.8	602.4	441.8	506.1	538.2	562.3	401.7	ST-2	-	-	144.5	506.1	538.2	562.3	401.7
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012~																				
ST-1	192.8	602.4	441.8	506.1	538.2	562.3	401.7																				
ST-2	-	-	144.5	506.1	538.2	562.3	401.7																				
Construction cost	271.0	M.\$	Excluding Engineering and Administration Fees																								
Scheduled maintenance days	28	days																									
Forced outage rate	20	%																									
Station use	4.6	%																									
Fixed O/M cost	21.0	\$/kW-year																									
Variable O/M cost	3.0	\$/MWh																									
Fuel Price	3.99	\$/MMBTU	L.H.V. Base, CIF Price for HFO: 154.0 \$/ton																								
Heat rate	7,888	BTU/kWh	HFO																								
Fuel cost	31.49	\$/MWh	HFO																								
Construction period	2	years	Disbursement schedules are 50 % and 50 %.																								
Construction start	2004, 2006		2-staged construction																								
Operation start	2006, 2008		Each operation of 90 MW																								
Economic life time	20	years																									
kW Adjustment	1.099																										
kWh Adjustment	1.019																										

10.2.9. 計算ケースと計算結果

(1) 計算ケース

燃料転換シナリオおよび天然ガスの価格組み合わせで Table 10.2-5 に掲げた 10 ケースの計算を実施する。

計算ケースの 100 番台、200 番台および 300 番台は天然ガスの導入時期による差に着目したケースで、400 番は天然ガスの優位性を見るため、ディーゼル油を経済寿命の 20 年間フルに使用した場合である。

天然ガス価格については、4.0、3.5 および 4.5 \$/MMBTU を想定している。

(2) 計算結果

Table 10.2-5 には経済分析結果も併記している。代表的なケース（ケース番号 100、300 および 400）については計算シートを Attachment 3.1 から Attachment 3.3 に示す。

建設費が代替火力プラントより安く、また天然ガスの燃料費も重油より安いというメリットからプロジェクトの経済指標はケース番号 400 を除いて卓越した経済性を示している。

ケース番号 400 については、3.81 % の EIRR が得られたが、これは割引率が 3.81 % 以上では費用の純現在価値が便益の純現在価値より下回ることを示している（割引率が 3.81 % 以下では $B - C$ は負となる）。

ケース番号 100 番の $B - C$ および B/C はケース番号 400 番に比べてそれぞれ 4 倍、30% 増しとなっている。

Table 10.2-5 Calculation Cases and Summary of Results

1. Calculation Cases

Se.No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Case No.	100	110	120	200	210	220	300	310	320	400
A Fuel Conversion Scenario										
(1) Natural Gas for full 20 years	⊙	○	○							
(2) Diesel Oil 5 years + NG 15 years				○	○	○				
(3) Diesel Oil 10 years + NG 10 years							○	○	○	
(4) Diesel Oil for full 20 years										○
B Natural Gas Fuel Price										
(1) 4.0 US\$/MMBTU	⊙			○			○			
(2) 3.5 US\$/MMBTU		○			○			○		
(3) 4.5 US\$/MMBTU			○			○			○	
C Diesel Oil Price (CIF)										
(1) 237 US\$/ton				○	○	○	○	○	○	○

Note: ⊙ means Base Case.

2. Calculation Results

Economic Internal Rate of Return (EIRR)	%	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	3.81*1
Net Present Value of Cost	M.US\$	249.3	233.7	264.2	276.3	266.5	285.5	299.0	294.1	303.6
Net Present Value of Benefit	M.US\$	345.0	345.0	345.0	345.0	345.0	345.0	345.0	345.0	345.0
B - C	M.US\$	95.7	111.3	80.8	68.7	78.5	59.5	46	50.9	41.4
B/C		1.38	1.48	1.31	1.25	1.29	1.21	1.15	1.17	1.14

Note: Net Present Value as of 2001 is discounted value with 10 % discount rate.

N.A means EIRR>100 %

*1: For the Case No. 400, B-C becomes positive on condition that the discount rate is higher than 3.81 %, unless B-C becomes negative.

10.3. 財務分析

10.3.1. 目 的

財務分析の目的はプロジェクト所有者および資金の貸手側の観点からプロジェクトが財務的に実行可能かどうかを検証することにある。従って、分析では諸税や補助金を加味した市場価格で行う。

カンボディア国⁴ ではドルもカンボディアンリエルと同様に流通しているので、財務分析ではドル貨幣単位で実施する。

10.3.2. 手法と財務分析上の定義

財務的内部収益率 (FIRR) は財務分析で最も良く使われる指標で、FIRR はプロジェクト内部収益率 (Project IRR) と資本出資元の立場から見た株主資本利益率 (Return on Equity) に分けられる。

プロジェクト内部収益率は全て自己出資とした場合の投資に対する予想収益率を表す。これに対して、株主資本利益率は自己出資分に対する期待収益率を表す。

従って、前者の指標は財務条件（ローン条件）に一切左右されず、プロジェクトそのものが持っている財務的収益性を示すものである。後者は外部からの資金導入によりいかにしてプロジェクトの収益性が改善されるかを示す指標である。

世界銀行の論文⁵によれば、電源開発では少なくとも 20%から 30%の株主資本利益率が求められるとされている。

債務返済指数 (Debt Service Coverage Ratio) も財務指数のひとつで、銀行側が最も注目する指標である。世界銀行の資料によれば、1.5 以上の DSCR が望ましいとされている。DSCR は以下の式から算出する。

$$DSCR = \frac{Net\ Sales\ Revenue}{(Capital\ Repayment + Interest\ Payment)}$$

ここに、Net Sales Revenue = Sales Revenue – Operation Cost – Profit Tax

⁴ 例えば電力料金はカンボディアン・リエルで請求されるが、支払いはリエルでもドルでもどちらでも良い。

⁵ “Submission and Analysis of Proposals for Private Generation Project in Developing Countries”, 1994

財務的年均等化発電原価 (Financial levelised production cost:LPC) は電力料金と良く比較され、以下の式から計算する。

$$LPC = \frac{\text{NPV of Total Cost with 10 \% Discount Rate}}{\text{NPV of Salable Energy with 10\% Discount Rate}}$$

10.3.3. 年間発電量と販売電力量

(1) 年間発電量

年間発電量は 2.2 節の最適化電源開発計画結果から導かれるプラント稼働率から算出できる。プラント稼働率は経済分析と同様に Table 10.3-1 のように設定し、経済寿命 20 年間の平均プラント稼働率は 54%と見込まれる。

Table 10.3-1 Capacity Factors of Sihanoukville C.C. Power Plant

Stage	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 ~
Stage 1	0.24	0.75	0.55	0.63	0.67	0.70	0.50
Stage 2	-	-	0.18	0.63	0.67	0.70	0.50

註：表から 2007 年の年間発生電力量は 591.3 GWh となる。(= 90 MW × 0.75 × 8,760 hrs × 0.001)

(2) 所内率と送配電線ロス

所内率は経済分析と同様に 2.8 % と想定する。

送電線ロスについては以下のように想定した。

- プロジェクトサイト～Takeo : 1.7% (220 kV × 2 回線)
- プロジェクトサイト～プノンペン : 2.7 % (220 kV × 2 回線)
- Chau Doc～プノンペン : ピーク時間帯 4 % およびショルダー時間帯 2 %⁶

プノンペン市内の配電ロスについては EDC の予想から 13%⁷と仮定し、プロジェクトサイトから消費端までの送配電ロスの合計を 15.7%と想定する。

⁶ “Feasibility Study for the First Transmission Link between Phnom Penh and the Southern Region of Cambodia, Project Review”, page 57, April 2001.

⁷ 2001 年 11 月の時点の EDC からの情報によれば、2006 年頃のプノンペン地区の配電ロスは 12%～14%と見込まれている。

(3) 販売電力量

上記の仮定に基づき、販売電力量は以下となる。

$$\begin{aligned}
 \text{販売電力量} &= \text{発電量} \times (1 - \text{所内率}) \times (1 - \text{T/L ロス}) \\
 &= \text{発電量} \times (1 - 0.028) \times (1 - 0.157) \\
 &= 0.8194 \times \text{発電量}
 \end{aligned}$$

10.3.4. 建設費

建設費はプロジェクトのプラント建設費および Kampot からプロジェクトサイト（約 83 km）までの送電線建設費からなる。プノンペン市から Takeo までの送電線建設費は世界銀行のプロジェクトで負担されるものと仮定し、また Kampot から Takeo まではドイツの無償供与で実施されるものと仮定した。

建設費を Stage 1，Stage 2 各々に現地貨幣と外貨に分けたものを Table 10.3-2 に示す。

Table 10.3-2 Estimated Construction Cost (M.\$)

Stage No	F/C Portion (M.\$)		L/C Portion (M.\$)		Total	
	Before Escalation	After Escalation	Before Escalation	After Escalation	Before Escalation	After Escalation
Stage 1 90 MW	83.6	92.2	16.6	18.2	100.2	110.4
Stage 2 90 MW	65.4	75.5	9.3	10.6	74.6	86.1
Subtotal	149.0	167.7	25.9	28.8	174.8	196.5
220 kVA × 2 circuits	8.6	9.4	2.2	2.4	10.8	11.8
Total	157.6	177.1	28.0	31.2	185.6	208.3

註：上記費用には諸税，建中利子およびその他財務費用は含まれていない。

四捨五入のため、合計は一致しない。

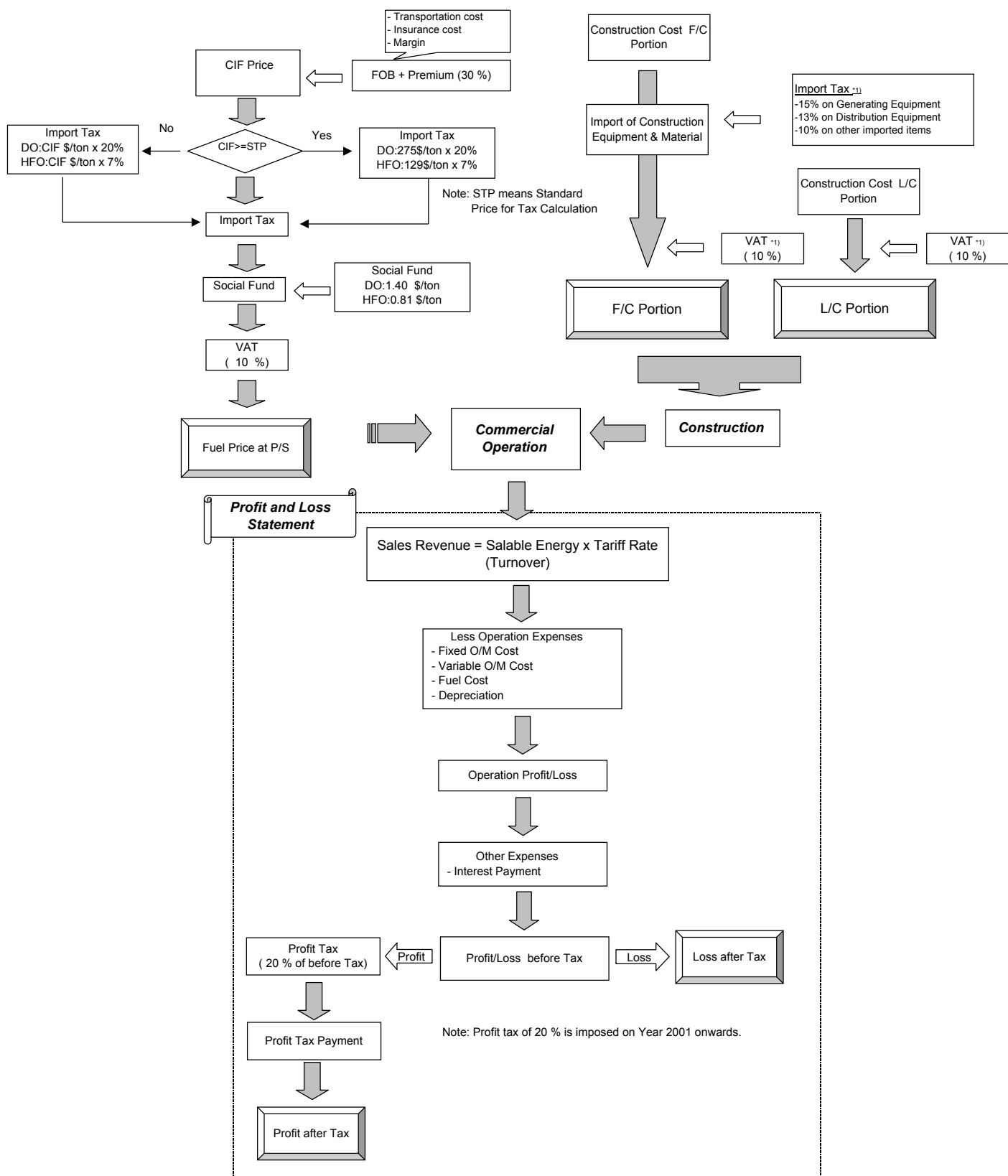
上記表ではアジア開発銀行 レポート⁸に従って年率 2.4%の物価上昇を考慮している。

⁸ “Provincial Power Supply Project”, Asian Development Bank, November 2000, page 17.

10.3.5. プロジェクトに課税される諸税

Fig. 10.3-1 はプロジェクトに課税される諸税を示している。工事期間中に発生する諸税費用はカンボディア政府の出資金として取り扱う。

10%の付加価値税は現地貨，外貨両方に課税される。



Note) VAT of 10 % is imposed on Local and Foreign costs excluding Consultant Services

*1) Source: Asian Development Bank "Provincial Power Supply Project", Appendix-5, page1

Fig.10.3-1 Taxes and Duties on Project

10.3.6. 電力料金予想

2000 年現在の平均電気料金は 554 Riel/kWh⁹（または 14.57 ¢/kWh）で Attachment 1.5 に現行の電気料金体系表を示す。

将来の電気料金については、Table 10.3-3 および 4 に掲げる EDC レポート、アジア開発銀行プロジェクトレポート¹⁰ および世界銀行のプロジェクトレポート¹¹ の料金予想を参考とした。

Table 10.3-3 Future Power Tariff Scenario (Riel/kWh)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
ADB ^{*1)}	652	700	752	728	730	746	778
EDC ^{*2)}	608	613	620	628	636	646	656

*1) ADB “Provincial Power Supply Project”, November 2000, Appendix-9, Page 4, Table A9.1

*2) EDC Report, page 14

Table 10.3-4 Exchange Rate Forecast (Riel/\$) and Power Tariff Forecast (¢/kWh)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Exc. Rate ^{*3)}	3,971	4,149	4,335	4,530	4,734	4,946	5,169
EDC	15.31	14.79	14.31	13.86	13.44	13.06	12.68
ADB ^{*4)}	16.42	16.87	17.35	16.07	15.42	15.08	15.05
World Bank ^{*5)}	16.1	16.1	16.1	14.5	13.8	13.4	12.5

*3) EDC Report, page 14

*4) ADB の ¢/kWh は、上記の為替レートから換算した値。

*5) World Bank “Project Overview Report”, Page 58, Table 7

註：ドルに対する為替変動は年率 4.5% の下落を EDC は見込んでいる。

上記の料金予想から 2006 年以降の電気料金を 13.0 ¢/kWh と仮定する。

ただし、上記平均電力料金には以下の費用が含まれており、プロジェクト財務収支に寄与する電力料金は平均電力料金から直接運転経費以外の経費を除いた値となる。

- 直接運転経費（燃料費、固定 および 変動運転維持費）

⁹ “Prepared and Analyses Study, EDC’s Strategic Planning for Year 2001, 2002 and 2003 within Planning until 2010 “, Page 14, EDC, November 2000

¹⁰ “Report and Recommendation of the President to the Board of Directors on a Proposed Loan to the Kingdom of Cambodia for the Provincial Power Supply Project”, November 2000

¹¹ “The World Bank Cambodia Rural Electrification and Transmission Project (PHRD TF025765) Feasibility Study Report for the Transmission Link between Phnom Penh and the Southern Region of Cambodia, Project Overview”, April 2001

- IPPからの電力購入費
- 送・配電設備の維持費
- 本店経費

Table 10.3-5 は 1997 年から 1999 年の EDC のプノンペン運転地区の発電にかかわる費用である。

Table 10.3-5 Cost Related to Power Generation in Phnom Penh Operation (Million Riel)

FY Year	1997	1998	1999
1. Cost Related to Power Generation ^{*1)}			
Fuel			
Diesel Oil	32,255	46,806	23,822
Fuel Oil	5,541	-	10,046
Light Oil & Materials	1,585	1,593	2,429
IPP Purchase	33,133	58,061	73,693
Depreciation	7,780	13,741	11,656
Wages and Salaries	196	818	1,176
Subtotal	80,490	121,019	122,822
2. Total Expenditure ^{*2)}			
Cost of Sales	74,782	109,918	131,708
Operating Expenses	14,829	40,539	13,776
Cost of Sales + Operating Expenses	89,611	150,457	145,484
Direct Cost Ratio (1/2)	90.32%	80.43%	84.42%

*1) 出典: Finance and Accounting Department of EDC, September 2001

*2) 出典: EDC Annual Report 1998, November, 1999, and Finance and Accounting Dpt of EDC, September 2001.

1998 年の運転経費の中には不良債権の項目が含まれているため、1997 年と 1999 年の 2 年間で平均の直接費用比率を求めると以下の通りである。

$$\text{Direct Cost Ratio} = \frac{(80,490 + 122,822)}{(89,611 + 145,484)} = 86.48\% = 85\%$$

以上からプロジェクトに寄与する電力料金を 11.05 ¢/kWh (13 ¢/kWh × 85% = 11.05)と設定する。

10.3.7. 固定・変動運転維持経費

(1) 固定運転維持経費

固定運転維持経費は主として機器修繕費用と運転スタッフの給与からなる。EDC レポートによれば、EDC は 1999 年のスタッフ費用を Table 10.3-6 のように計画していた。

Table 10.3-6 EDC Staff Cost in PHN's for 1999

(Unit: 1,000 \$)	
1. Salaries	1,446
2. Social Insurance Charge	232
3. Advantage in kind	63
4. Bonus	176
Total Staff Cost	1,917

出典: "EDC Annual Report 1998, Table 4-8", Feb. 1999

ブノンペン運転地区の 2000 年 12 月末時点の従業員数が 1,295 名であったので、一人あたりの年間経費は凡そ 1,480 ドルと見込まれる。

また、本プロジェクトではプラントの要員として Stage 1 で 118 人, Stage 1・2 合計で 151 名を提案している。このほかの関係経費を考慮すると固定運転維持経費は以下の額と予想される。

(a) Stage 1 : 固定運転維持経費 = 3.62 Million \$ (40.22 \$/kW-year)

- 人件費 : $1,480 \text{ \$}/人 \times 118 \text{ 人} = 0.17 \text{ Million \$}$
- 維持費 : プラント費 (ST1) の 3 % = $101.4 \text{ Million \$} \times 3\%$
= 3.04 Million \$
- 保険等 : プラント費 (ST1) の 0.4 % = $101.4 \text{ Million \$} \times 0.4\%$
= 0.41 Million

(b) Stage 2 : 固定運転維持経費 = 2.85 Million \$ (31.67 \$/kW-year)

- 人件費 : $1,480 \text{ \$}/人 \times 33 \text{ 人} = 0.05 \text{ Million \$}$

- 維持費 : プラント費 (ST2)の 3 % = 82.2 Million \$ × 3 %
= 2.47 Million \$
- 保険等 : プラント費 (ST2)の 0.4 % = 82.2 Million \$ × 0.4 %
= 0.33 Million \$

註 : ここで定義されるプラント費とは Mechanical Works, Electrical Works, Civil and Structural Works and Spare Parts の費用を指す。

関連送電線の維持費は一般には投資額の 1%とされていることから、0.1 百万ドル (= 11.8 Million \$ × 1 %)と想定され、この費用は Stage 1 が負担するものとする。

(2) 変動運転維持経費

変動運転維持経費は東南アジアの発展途上国の同規模のプラントを参考にして、天然ガス焚きでは 1.0 \$/MWh , ディーゼル油焚きでは 2.5 \$/MWh と仮定した。

10.3.8. 燃料費用と燃料転換

プロジェクトに使える燃料は天然ガスとディーゼル油の 2 種類と想定した。

(1) 燃料費

財務分析で使用する燃料費は諸税を含む市場価格で、Table 10.3-7 の現行課税を考慮する。

ディーゼル油は諸税額算定に基準価格の 275 \$/ton が使用される。

Table 10.3-7 Taxes and Duties on Fuel

Fuel Type	Import Tax	Social Fund	VAT
Diesel Oil	20 %	1.40 \$/ton	10 %
Natural Gas	None *1)	1.40 \$/ton	10 %

註 : 天然ガスの税率は仮定値。*1) 天然ガスは国産と仮定

課税対象前の燃料価格はディーゼル油が 237 \$/ton (CIF 価格) , 天然ガスが 4.0 \$/MMBTU (L.H.V. ベース) と想定した。

また、ディーゼル油については年率 2%の物価上昇を考慮し、天然ガスについては国内産との理由から物価上昇を考慮しない。

(2) 燃料転換

経済分析でも触れたように、カンボディア国内での天然ガスの採掘が将来期待されており、経済分析と同様に以下の燃料転換シナリオを想定した。

- (a) 天然ガスが運転開始当初からプラントの経済寿命の 20 年間フルに使われる。
(Base Case)
- (b) ディーゼル油が運転開始から 5 年間使われ、その後、天然ガスが 15 年間使用される。
- (c) ディーゼル油が運転開始から 10 年間使われ、その後、天然ガスが 10 年間使用される。
- (d) ディーゼル油が運転開始当初からプラントの経済寿命の 20 年間フルに使われる。

燃料転換に伴い、1.2 百万ドルのガス処理装置費用を考慮する。

10.3.9. 減価償却方法

EDC では現在加速減価償却法が採用されており、償却率は Table 10.3-8 に示すように 0%から 20%の値となっている。

Table 10.3-8 Percent of Annual Depreciation

Categories	Percents
Land	0 %
Land Improvement	20 %
Administration Building	3 %
Production Building	11 %
Substation	4 %
Generator	11 %
Other Equipment	11 %
Network Equipment	4 %
Vehicle	15 %
Office Furniture	10 %

Source: Finance and Accounting Department of EDC, September 2001

プロジェクトに関わる全ての費用は減価償却の対象と想定し、上記表から償却率を一様に 11%とする。

10.3.10. 実施方法

プロジェクトの実施方法として、以下の 2 通りを想定する。

- (1) オプション 1 : EDC が公的ローンを使ってプロジェクトを実施する。
- (2) オプション 2 : 民間投資家が自己資本とローンを使ってプロジェクトを実施し、その後電力買取契約 (Power Purchase Agreement) に従って、EDC に売電する (BOT 形態)。

10.3.11. 資金計画

(1) 資金源

上記オプション 1 の場合、例えば国際協力銀行 (JBIC) やアジア開発銀行などの公的資金源が最有力候補と思われる。

オプション 2 の場合には公的機関の対民間向けローン (例えば Overseas Investment Loan) や銀行団が適用可能と思われる。

(2) 融資条件と資金計画

代表的な公的機関および民間の融資条件は以下の通り。

(a) JBIC ローン (円借款)

JBIC は外貨の 100%か総プロジェクト費用の 85%のうち、どちらか高い方を融資する。ただし、JBIC 融資は諸税分には適用されない。

カンボディア国は LLDC (Least Less-Developed Country) に所属するので、標準借款の場合、以下の条件で融資を受けられる。

- 金利 1.0 %
- 償還期間 30 年 (据置期間 10 年を含む)

(b) アジア開発銀行 ローン (ドルローン)

アジア開発銀行が融資した “Provincial Power Supply Project” を参照すると、アジア開発銀行も外貨の 100%もしくは建設中金利を含む総プロジェクト費用の約 90%のうち、高い方を融資するものと思われる。ただし、アジア開発銀行ローンも諸税分には適用されない。

上記プロジェクトによれば標準ローン (Special Drawing Right) の条件は以下の様である。

- 据置期間中の金利 1.0 %
- その後年率 1.5 % の金利
- 償還期間 32 年 (8 年間の据置を含む)

(c) 海外投資ローン (Overseas Investment Loan)

OIL は日本企業が出資者として IPP に関与している場合に限り、IPP プロジェクトに融資される。海外投資ローンは債務の 60%融資と思われる。その他のローン条件は以下と想定される。

- 年間金利 = LIBOR + 1.0 % (LIBOR: London Interbank Offered Rate)
- 償還期間 15 年間 (据置期間 5 年を含む)

(d) 補助ローン (Subsidiary Loan)

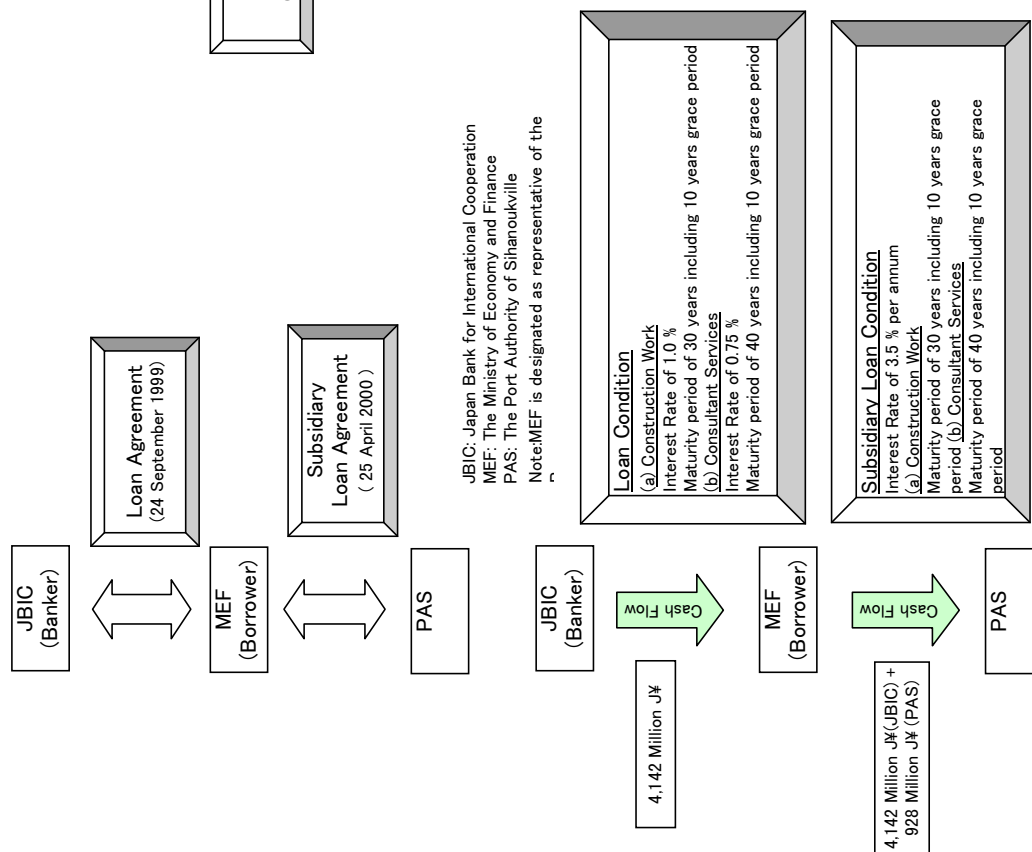
上記 (a) および(b)の場合ローン合意書が銀行側と借入側で締結される。なお、この場合、カンボディア国経済・財務省が借入側の代表をつとめることとなる。

このローン合意書とは別に、経済・財務省 (MEF)は補助ローン合意書に基づいてローン額とカンボディア負担分の両方を併せてプロジェクト実行母体に又貸しする。Fig. 10.3-2 はローン合意書と補助ローン合意書の適用事例であり、シアヌークヴィルコンバインドサイクルプロジェクトにも適用されるものと思われる。

従って、財務分析ではこの補助ローン (Subsidiary Loan)を条件としてプロジェクトの実行可能性を検討する。

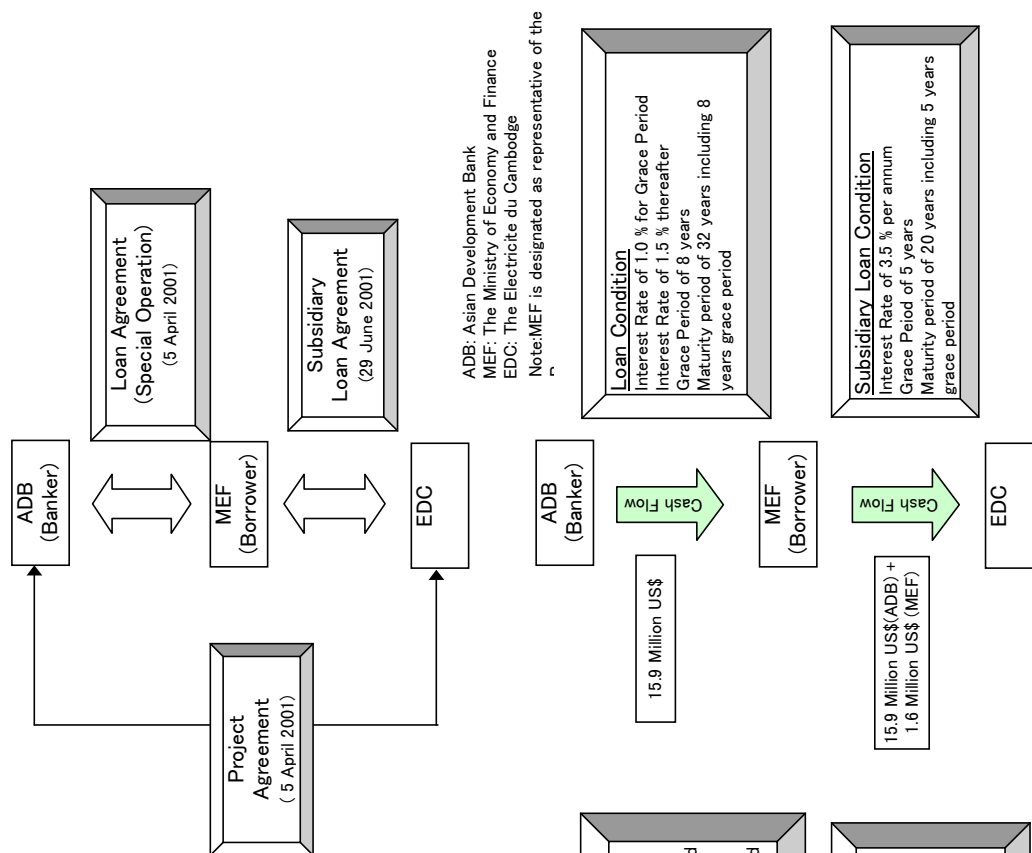
Subsidiary Loan-1 はプロジェクトコストの 85%を公的機関から融資を受けた場合(Source-A) , Subsidiary Loan-2 は IDC を含めてプロジェクトコストの 90%を公的機関から融資を受けた場合 (Source-B)と想定する。

Case-1 Japan Bank for International Cooperation
"Sihanoukville Port Urgent Rehabilitation Project"



Note:The subsidiary Loan shall be denominated in Japanese Yen, and PAS shall repay the principal and pay interest of the Subsidiary Loan in Japanese Yen in accordance with the provisions of this Agreement

Case-2 Asian Development Bank
"Provincial Power Supply Project"



Note:The subsidiary Loan shall be denominated in United States dollars and repaid by EDC to MEF also in United States dollar. Foreign exchange risk shall be borne by EDC.

Fig.10.3-2 Loan Agreement and Subsidiary Loan Agreement

10.3.12. 計算条件

以上の検討から財務分析で使用する計算条件を Table 10.3-9 に要約する。

Table 10.3-9 Sihanoukville C.C. Project Calculation Conditions

Items	EDC Project					IPP Project (BOT)		
Installed Capacity	90 MW × 2 stages = 180 MW							
Annual Capacity Factor (Average 54%)	ST-1	2006 24%	2007 75%	2008 55%	2009 63%	2010 67%	2011 70%	2012~ 50%
	ST-2	-	-	18%	63%	67%	70%	50%
Station Use	2.8 %							
T/L and Distribution Loss	15.7%					0% (Sales at P/S exit)		
Salable Energy	Generation Energy × 81.94%					Generation Energy × 97.2%		
Construction Cost for Stage 1 F/C L/C inc. duties and taxes Total (inc. T/L)	After escalation 101.6 Million \$ 45.3 Million 146.9 Million \$					Import tax will be exempted. ^{*1)} 101.6 Million \$ 31.9 Million \$ 133.5 Million \$		
Construction Cost for Stage 2 F/C L/C inc. duties and taxes Total (inc. T/L)	After Escalation 75.5 Million \$ 29.5 Million \$ 105.0 Million \$					Import tax will be exempted. ^{*1)} 75.5 Million \$ 18.8 Million \$ 94.3 Million		
Escalation L/C F/C	2.4 % per annum 2.4 % per annum							
Disbursement Schedule Stage 1 Stage 2	2004 22.8%	2005 50.3%	2006 26.9%	2007 -	2008 -			
	-	-	22.2%	51.3%	26.5%			
Finance Planning Financial Source Interest Rate (=IDC) Commitment Fee Grace Period Repayment Period Loan Limit Top Front Fee	Subsidiary Loan - 1 3.5 % per annum - 8 years 23 years including grace period 100 % of F/C or 85 % of the project cost -					OIL \$ Loan LIBOR+1 % *2) (3.46 + 1 = 4.46) 0.25 % of remaining loan 5 years 15 years 60 % of debt portion 1.0 % of loan amount		
Finance Source Interest rate (=IDC) Commitment Fee Front End Fee Grace Period Repayment Period Loan Limitation	Subsidiary Loan - 2 3.5 % per annum - - 8 years 23 years inc. 5 years grace period 100 % of F/C or 90 % of the construction cost inc. IDC					Bank Syndicate Loan LIBOR+2.5 %(3.46 + 2.5=5.96) 0.5 % 1.25 % of loan amount 5 years 15 years including grace period None		
Equity : Debt	-					30 % : 70 %		
Economic Life Time	20 years							
Depreciation Method	Accelerated method with 11 % for 20-years economic lifetime							

<i>Items</i>	<i>EDC Project</i>	<i>IPP Project (BOT)</i>
Power Tariff as of 2006 excluding maintenance cost of T/L, D/S and overhead	11.05 ¢/kWh	¢/kWh for PPA PPA: Power Purchase Agreement
Operation Cost Fixed O/M Cost Variable O/M Cost Fuel Cost	Stage 1: 40.2 \$/kW-year (inc. T/L: 41.5) Stage 2: 31.7 \$/kW-year Natural Gas : 1.0 \$/MWh Diesel Oil : 2.5 \$/MWh Natural Gas : 30.27 \$/MWh Diesel Oil : 58.28 \$/MWh	
Tax and Duties Profit Tax	20%	9 % with 8 years Tax Holiday ^{*1)}
Commencement of Operation	Stage 1: 2006 Sep.1 Stage 2: 2008 Sep.1	
Discount Rate	10 %	
Exchange Rate	1 \$ = 4000 Riel as of 2001	

Note : *1) Power Purchase Agreement between Leader Universal Holdings Berhad Delcom Services SDN BHD INTERCORE INC. and EDC, Appendix K, page 94.

*2) LIBOR は 2001 年 10 月現在 3.46 %。(Source: www.bankrate.com/brm/news/biz/ratechart.asp)

10.3.13. 計算ケースと計算結果

(1) 計算ケース

上記検討を基に、Table 10.3-10 に示す 27 ケースを計算する。

- (a) ケース番号 1000 番台は Subsidiary Loan-1 で実施された場合である。
- (b) ケース番号 2000 番台は Subsidiary Loan-2 で実施された場合である。
- (c) ケース番号 3000 番台はプロジェクトが IPP で実施され、ROE が 20%となる EDC への電力販売料金を計算し、EDC への売電は発電所出口渡しと想定している。
- (d) ケース番号 4000 番台は EDC が購入するヴィエトナムや IPP-1 からの電力購入料金と比較するために、付加価値税や利益税を除外した発電原価を計算している。また、同比較のため、配電ロスも除外している。

上記のプロジェクト実施方法による全ての費用を含む総プロジェクト費用を Table 10.3-11 に掲載する。

(2) 計算結果

Table 10.3-10 には財務分析の計算結果も併記しており、ケース番号 1000 , 2000 , 3000 および 4000 については Attachment 3.4 から Attachment 3.7 にその計算シートを載せている。

(a) プロジェクト IRR

天然ガスが経済寿命 20 年間フルに使われるか、運転開始から 5 年未満に投入される場合にはほぼ 10%のプロジェクト IRR が期待できる。また、ディーゼル油が経済寿命の 20 年間フルに使われた場合、プロジェクト IRR は計算不能で、プロジェクトの財務面から見た魅力は雲散する。

従って、プロジェクト IRR の観点からは、プロジェクトの運転後 5 年未満に天然ガスが投入されれば、プロジェクトの財務的実行可能性は期待しうる。

(b) 株主資本利益率 (ROE) と債務返済指数 (DSCR)

Table 10.3-11 に見られように、EDC は補助ローン合意書に基づいて建設中金利 (IDC) のみを負担すればいいので、ROE は全てのケースで良い利益率を示している。

しかし、DSCR に着目するとディーゼル油が運転開始から 10 年以上使用された場合には DSCR の最小値は 1.0 を下回るか負の値になる。1 以下の DSCR とは、EDC は金利・元本を支払うための手元資金が不足し、追加ローンを組む必要があることを意味する。

従って、天然ガスが運転開始から 5 年未満に投入可能であるという保証がある場合、貸手側はプロジェクトを許諾しうるが、そうで無い場合には許諾されないであろう。

(c) 年均等化発電原価

有効電力料金 11.05 ¢/kWh の下での諸税を含む年均等化発電原価は運転開始から 5 年以内に天然ガスが投入された場合には、天然ガスの価格 4.0 \$/MMBTU のときで、7.84 ¢/kWh から 9.45 ¢/kWh と予想される。また、天然ガスが 11 年目以降もしくは天然ガスが全く投入されない場合には年均等化発電原価は 10.96 ¢/kWh から 12.85 ¢/kWh と予想される。

天然ガスが運転開始から投入された場合の発電原価は 11 年目に投入された場合の発電原価より約 30%も安くなることが予想される。

(d) IPP プロジェクト

IPP プロジェクトの場合、財務的に実行可能な ROE を 20%と想定した。この ROE 20%を満足するためには、EDC への売電単価（発電所出口渡し）は、天然ガスの投入時期が 5 年以内、価格が 4.0 \$/MMBTU の時で、7.70 ¢/kWh

から 9.85 ¢/kWh と予想される。

この販売料金は、途中の 15.7%の送配電ロスを考慮すると消費者端に換算すれば、9.13 ¢/kWh ~ 11.68 ¢/kWh に相当する。

この消費者端での売電単価は EDC が実施した場合の年均等化発電原価を上回っており、IPP プロジェクトで実施した場合には、EDC は自己で実施した場合の発電以上の高い原価で電力購入を迫られる事となる。

ディーゼル油が全運転期間使用される場合には、EDC への売電単価は 14.39 ¢/kWh と期待値の電力料金 13.00 ¢/kWh を上回る結果となり、EDC にとって受け入れられるものではない。

(e) 税金を含まない発電原価

- IPP-1 からの電力購入との比較

Attachment 1.3 は現在の EDC の運営状況を示している。EDC は電力買取契約 (PPA) に基づいて IPP-1 から 8.94 ¢/kWh (1997) ~ 10.95 ¢/kWh (2000) の単価で電力を購入している。EDC は IPP-1 が使用する燃料の税金を IPP-1 に代わって負担しており、上記の売電単価には税金は含まれていない。

ケース番号 4000 番台は IPP-1 からの購入料金と同一レベルで比較するために、発電原価には税金を除外している。

プロジェクトの発電原価 5.78 ¢/kWh は明らかに現行 IPP-1s から購入している料金単価を下回っている。

- ヴィエトナムからの電力輸入との比較

カンボディア政府とヴィエトナム政府は 1999 年 6 月に「Power Sector Cooperation」に調印し、それに基づき MIME (Ministry of Industry, Mines and Energy) と MOI (Ministry of Industry, Viet Nam) 間でヴィエトナム国からカンボディア国への Power Trade Agreement が交わされた。2000 年 7 月 24 日調印された「Power Purchase Agreement」によれば、ヴィエトナム国からの電力購入は以下の条件となっている。

- | | |
|------------|----------------------------|
| a. 電力購入開始年 | : 2003 ¹² 年 |
| b. 電力供給地点 | : Thot Not 経由 Chau Doc 変電所 |
| c. 結合点 | : カンボディア国とヴィエトナム国との国境 |
| d. 電力量計測点 | : Chau Doc 変電所 |

¹² 2.4 節で述べているように、実際の電力輸入はこれより遅れる模様。

- e. 電力供給可能量 : 80 MW (2003 ~ 2005)
: 200 MW (2006 年以降)
- f. 契約電力単価有効期間 : 5 年
- g. 支払通貨 : ドル

Table 10.3-12 Power Purchase Prices from Vietnam

Dry Season (November ~ June 30)	Peak hours	(18:00 ~ 22:00)	8.50 ¢/kWh
	Normal hours	(4:00 ~ 18:00)	6.25 ¢/kWh
	Off-peak hours	(22:00 ~ 4:00)	4.50 ¢/kWh
Wet Season (July ~ October 31)	Peak hours	(18:00 ~ 22:00)	8.00 ¢/kWh
	Normal hours	(4:00 ~ 18:00)	6.00 ¢/kWh
	Off-peak hours	(22:00 ~ 4:00)	3.00 ¢/kWh

国境での平均購入単価はほぼ 6.0 ¢/kWh¹³と推定される。

国境価格を 6.0 ¢/kWh と仮定した場合、Takeo およびブノンペン市での相当購入価格は途中の送電線ロスを考慮すると Table 10.3-13 に示す値となる。

なお、同表にはケース番号 4000 と 4100 の発電原価も比較のために記載している。

Table 10.3-13 Comparison of Purchase Price and LPC

	Power Purchase from Vietnam	Levelised Production Cost (LPC)
At Phnom Penh	$6.0 / (1 - 0.02) = 6.12 \text{ ¢ / kWh}$	5.78 ¢ / kWh (No. 4000)
At Takeo	$6.0 / (1 - 0.01) = 6.06 \text{ ¢ / kWh}$	5.73 ¢ / kWh (No. 4100)

注：Chau Doc からのプノンペンおよび Takeo までの送電ロスを 2.0%、1.0%と仮定する。

上記比較から、4.0 \$/MMBTU の天然ガスが運転開始年から投入された場合には、プロジェクトの発電原価はヴィエトナム国からの電力購入単価より安くなることが期待できる。

さらに、将来シアヌークヴィル工業団地が実現した場合¹⁴、その立地条件から益々プロジェクトが優位になるとと思われる。

¹³ 乾季 = $(8.5 \times 4 + 6.25 \times 14 + 4.5 \times 6) / 24 = 6.2$, 雨季 = $(8.0 \times 4 + 6.0 \times 14 + 3.0 \times 6) / 24 = 5.6$, 通年 = $(6.2 \times 8 + 5.6 \times 4) / 12 = 6.0$

¹⁴ アジア開発銀行からの情報によれば、海外投資家を招くために、現在国内線専用のシアヌークヴィル空港の国際線への改善計画がカンボディア政府とバンコック航空の間で話し合われている。

Table 10.3-10 Calculation Cases and Results for Financial Analysis

1. Calculation Cases																												
Se.No.	Case No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
A. Finance Sources	(1) Subsidiary Loan-1	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
	(2) Subsidiary Loan-2	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
	(3) OIL + Bank Syndicate Loan																			⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
B Implementation Method	(1) Implemented by EDC	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
	(2) IPP																			⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
C Fuel Conversion Scenario	(1) Natural Gas for full 20 years	⊙	⊙	⊙							⊙		⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙		⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
	(2) Diesel 5 years + NG 15 years				⊙	⊙	⊙					⊙			⊙	⊙	⊙	⊙		⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
	(3) Diesel 10 years + NG 10 years							⊙	⊙	⊙																		
	(4) Diesel Oil for full 20 years											⊙							⊙							⊙		
D Natural Gas Price (inc. Taxes)	(1) 4.43 US\$/MMBTU	⊙			⊙			⊙				⊙	⊙	⊙		⊙	⊙			⊙			⊙			⊙	⊙	⊙
	(2) 3.88 US\$/MMBTU		⊙			⊙			⊙					⊙			⊙			⊙	⊙		⊙					
	(3) 4.98 US\$/MMBTU			⊙			⊙			⊙					⊙			⊙				⊙			⊙			
E Diesel Oil Price (inc. Taxes)	(1) 326.54 US\$/ton										⊙								⊙							⊙		
F T/L from Kamput to Site	(1) Including T/L (11.8 M US\$)	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
	(2) Excluding T/L											⊙																
G Power consumption at	(1) Phnom Penh	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙
	(2) Takeo																											
H Value Added Tax & Profit Tax	(1) No VAT																											⊙
	(2) No Profit Tax																											⊙
Note: ⊙means base case.																												
2. Calculation Results																												
1 Project IRR (%)	Stage-1	11.6	12.7	10.5	6.6	7.1	5.9	3.0	3.4	2.6	N.A.	13.2	11.6	12.7	10.5	6.6	7.1	5.9	N.A.	8.9	9.0	8.9	10.0	10.1	10.0	8.0	20.7	21.0
	Stage-2	16.5	17.7	15.2	12.1	12.8	11.2	7.1	7.5	6.5	N.A.	16.5	16.5	17.7	15.2	12.1	12.8	11.2	N.A.	14.1	14.1	14.2	16.9	17.1	16.7	12.3	27.6	28.0
	Stage-1 & Stage-2	13.5	14.5	12.3	8.7	9.4	8.1	4.8	5.2	4.3	N.A.	14.5	13.5	14.5	12.3	8.7	9.4	8.1	N.A.	10.9	11.0	10.9	12.6	12.8	12.5	9.6	23.0	23.4
2 Return on Equity (%)	Stage-1	210	224	197	46	48	43	1	4	-2	N.A.	237	210	224	196	45	47	43	N.A.	150	150	149	14.7	14.7	14.8	150	309	313
	Stage-2	244	258	230	91	94	88	33	35	31	N.A.	244	245	258	230	91	94	88	N.A.	294	29.4	29.5	30.2	30.3	30.2	29.2	337	342
	Stage-1 & Stage-2	213	226	199	59	61	57	14	16	11	N.A.	238	213	226	199	59	61	56	N.A.	200	20.0	20.0	19.9	19.9	20.0	20.1	310	314
3 Min. Debt Service Coverage Ratio	Stage-1	1.0	1.1	0.9	1.0	1.1	0.9	0.1	0.1	0.1	-0.6	1.1	1.0	1.1	0.9	1.0	1.1	0.9	-0.6	1.0	1.0	1.0	0.6	0.5	0.7	0.9	1.8	1.8
	Stage-2	1.5	1.6	1.4	1.5	1.6	1.4	0.2	0.2	0.2	-0.9	1.5	1.5	1.6	1.3	1.5	1.6	1.3	-0.9	1.5	1.5	1.5	2.3	2.4	2.2	1.2	2.6	2.7
	Stage-1 & Stage-2	1.5	1.6	1.4	1.1	1.1	1.1	0.1	0.1	0.1	-0.9	1.5	1.5	1.6	1.3	1.1	1.1	1.1	-0.9	1.2	1.2	1.2	1.0	0.9	1.1	1.1	2.4	2.4
4 Levelised Production Cost (¢/kWh)	Stage-1	8.12	7.77	8.49	10.07	9.90	10.28	11.44	11.36	11.55	13.04	7.90	8.15	7.79	8.53	10.10	9.92	10.31	13.08	7.26	6.89	7.66	9.14	8.94	9.34	11.86	6.09	6.02
	Stage-2	7.48	7.12	7.84	8.65	8.39	8.91	10.34	10.21	10.48	12.59	7.48	7.49	7.13	7.86	8.66	8.41	8.94	12.61	6.34	5.96	6.73	7.52	7.25	7.80	11.25	5.40	5.34
	Stage-1 & Stage-2	7.84	7.48	8.20	9.45	9.24	9.67	10.96	10.86	11.08	12.85	7.72	7.86	7.50	8.23	9.47	9.26	9.71	12.88	6.86	6.48	7.25	8.43	8.20	8.66	11.59	5.78	5.73
Power Tariff for PPA (¢/kWh) at P/S exit		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.70	7.32	8.09	9.85	9.68	10.04	12.13	-	-

**Table 10.3-11 Total Project Cost and Finance Arrangement for
Sihanoukville Combined Cycle Project**

1. Subsidiary Loan - 1

(Unit :Million US\$)

	Stage-1			Stage-2			Stage-1 & Stage-2		
	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total
Construction Cost	79.9	16.0	95.9	62.4	8.8	71.2	142.3	24.8	167.1
Physical Contingency	3.8	0.6	4.4	3.0	0.4	3.4	6.8	1.0	7.8
Price Contingency	8.5	1.6	10.1	10.1	1.4	11.5	18.6	3.0	21.6
Duties and Taxes	0.0	24.7	24.7	0.0	18.9	18.9	0.0	43.6	43.6
IDC by EDC	7.6	0.0	7.6	5.4	0.0	5.4	13.0	0.0	13.0
Associated T/L	9.4	2.4	11.8	0.0	0.0	0.0	9.4	2.4	11.8
Total	109.2	45.3	154.5	80.9	29.5	110.4	190.1	74.8	264.9

	Stage-1		Stage-2		Stage-1 & Stage-2	
	Amount	Portion	Amount	Portion	Amount	Portion
Official Finance Source-A	122.2	79.1%	86.1	78.0%	208.3	78.6%
RGC	24.7	16.0%	18.9	17.1%	43.6	16.5%
EDC	7.6	4.9%	5.4	4.9%	13	4.9%
Total	154.5	100.0%	110.4	100.0%	264.9	100.0%

2. Subsidiary Loan - 2

(Unit :Million US\$)

	Stage-1			Stage-2			Stage-1 & Stage-2		
	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total
Construction Cost inc.IDC	81.7	16.0	97.7	63.7	8.8	72.5	145.4	24.8	170.2
Physical Contingency	3.8	0.6	4.4	3.0	0.4	3.4	6.8	1.0	7.8
Price Contingency	8.5	1.6	10.1	10.1	1.4	11.5	18.6	3.0	21.6
Duties and Taxes	0.0	24.7	24.7	0.0	18.9	18.9	0.0	43.6	43.6
IDC by EDC	7.6	0.0	7.6	5.4	0.0	5.4	13.0	0.0	13.0
Associated T/L	9.4	2.4	11.8	0.0	0.0	0.0	9.4	2.4	11.8
Total	111.0	45.3	156.3	82.2	29.5	111.7	193.2	74.8	268.0

	Stage-1		Stage-2		Stage-1 & Stage-2	
	Amount	Portion	Amount	Portion	Amount	Portion
Official Finance Source - B	124.0	79.3%	87.4	78.2%	211.4	78.9%
RGC	24.7	15.8%	18.9	16.9%	43.6	16.3%
EDC	7.6	4.9%	5.4	4.8%	13.0	4.9%
Total	156.3	100.0%	111.7	100.0%	268.0	100.0%

3. Overseas Investment Loan + Bank Syndicate Loan

(Unit :Million US\$)

	Stage-1			Stage-2			Stage-1 & Stage-2		
	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total	F/C	L/C	Total
Construction Cost	79.9	16.0	95.9	62.4	8.8	71.2	142.3	24.8	167.1
Physical Contingency	3.8	0.6	4.4	3.0	0.4	3.4	6.8	1.0	7.8
Price Contingency	8.5	1.6	10.1	10.1	1.4	11.5	18.6	3.0	21.6
Duties and Taxes	0.0	11.3	11.3	0.0	8.2	8.2	0.0	19.5	19.5
IDC & Financial Fee	8.9	0.0	8.9	6.2	0.0	6.2	15.1	0.0	15.1
Associated T/L	9.4	2.4	11.8	0.0	0.0	0.0	9.4	2.4	11.8
Total	110.5	31.9	142.4	81.7	18.8	100.5	192.2	50.7	242.9

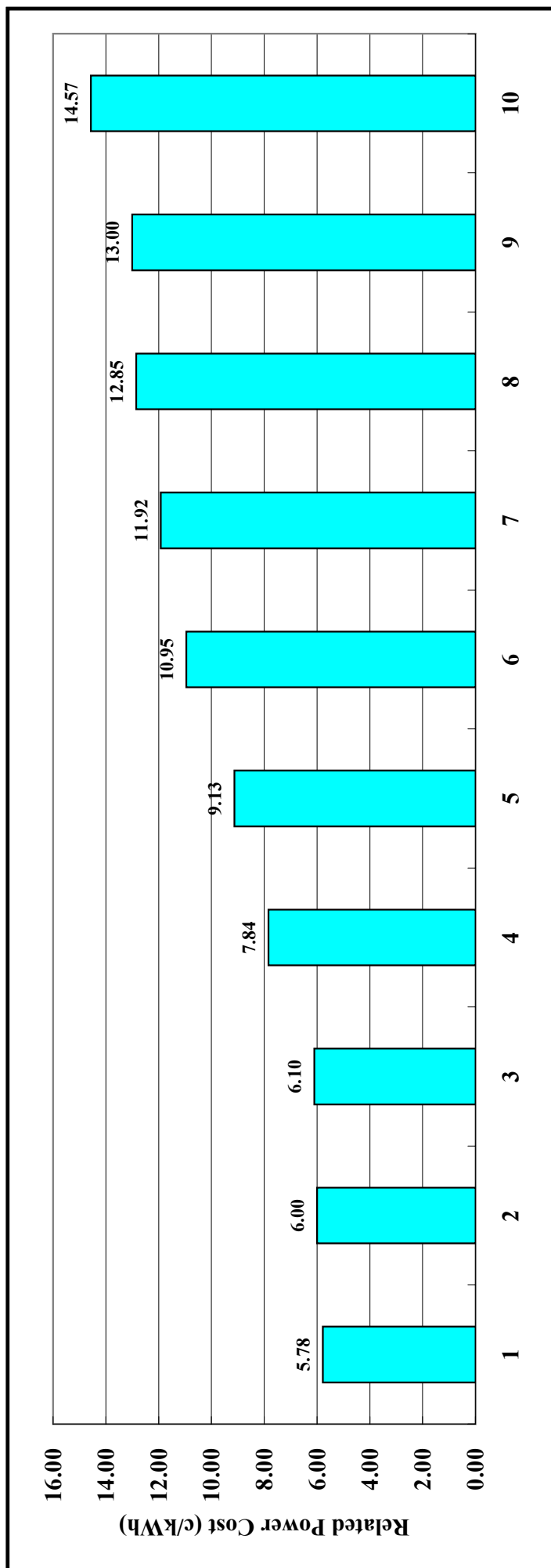
	Stage-1		Stage-2		Stage-1 & Stage-2	
	Amount	Portion	Amount	Portion	Amount	Portion
Overseas Investment Loan	59.9	42.1%	42.2	42.0%	102.1	42.0%
Bank Syndicate Loan	39.8	27.9%	28.1	28.0%	67.9	28.0%
IPP Own Finance	42.7	30.0%	30.2	30.0%	72.9	30.0%
Total	142.4	100.0%	100.5	100.0%	242.9	100.0%

10.4. 結 論

経済・財務分析を通じて、前記の計算条件下で以下の結論が導かれる。

- (1) プラント建設費、諸税、建中金利、その他財務費用および Kampot までの関連送電線を含めるとプロジェクト総費用は Stage 1 で 155 百万ドル、Stage 2 で 110 百万ドルと予想される。
- (2) 天然ガスがプロジェクト運転開始後 5 年未満に投入される場合には、経済性、財務性が期待できる反面、ディーゼル油がフルに使われる場合、プロジェクトの経済的および財務的実行可能性は期待できない。
- (3) 特に天然ガスが運転開始当初から投入された場合には、プロジェクトの発電原価は現行の IPP-1 からの電力購入料金を大幅に下回り、また、将来ヴィエトナム国からの電力購入料金より安くなることが期待される。
- (4) 4.0 \$/MMBTU の天然ガス価格は世界市場¹⁵に照らし合わせるとやや割高の感がする。もし、天然ガスが 4.0 \$/MMBTU 以下で入手できるのであれば、プロジェクトの経済性、財務性はさらに向上する。
- (5) 以上の検討を基に、Fig.10.4-1 に EDC および財務分析結果に関する電力コストを示している。Fig.10.4-1 に見られるように、天然ガスを 20 年間焚く場合のシアヌークヴィルコンバインドサイクル発電プラントは各コストレベルで最小のコストを示しており、EDC の将来の電気料金低減に多大に寄与することが期待される。
- (6) プロジェクトを実現するために EDC に課せられた課題は EDC の財務問題と思われる。Attachment 1.3 に見られるように、EDC は 1997 年以降赤字運営が続いている。現在の財務状況では、プロジェクト費用の 5%にしか過ぎない IDC を EDC が負担することさえ、難しいのではないと思われる。シアヌークヴィルコンバインドサイクルプロジェクトは EDC にとって総額 265 百万ドルに達する一大プロジェクトであり、プロジェクトが着手されるまでに、EDC の経営改善が強く望まれる。

¹⁵ “2001 World Development Indicators, World Bank” によれば 1998 年から 2000 年の 3 カ年の天然ガスの平均はヨーロッパで 2.72 \$/MMBTU、アメリカで 2.81 \$/MMBTU である。



Power Cost Items	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Levelised Production Cost for Sihanoukville C.C NG for 20 years	Average Import Power Tariff from Vietnam	Average Import Power Tariff from Vietnam	Levelised Production Cost for Sihanoukville C.C NG for 20 years	Power Purchase Price from Sihanoukville C.C NG for 20 years by IPP	Power Purchase Price from IPP-1 in 2000	Production Cost of EDC (PHN's) in 1999 inc. Power Purchase from IPP-1	Levelised Production Cost for Sihanoukville C.C DO for 20 years	Assumed Power Tariff from 2006 onwards	Average Power Tariff in 2000
Taxes	W/O Taxes	W/O Taxes	W/O Taxes	W/ Taxes	W/O Import Duties	W/O Import Duties	W/ Taxes	W/ Taxes	W/O VAT	W/O VAT
Cost at	Entrance at Phnom Penh	Border between Vietnam and Cambodia	Entrance at Phnom Penh	Consumer's end in Phnom Penh	Consumer's end in Phnom Penh	IPP-1 P/S Exit	Consumer's end in Phnom Penh	Consumer's end in Phnom Penh	Consumer's end in Phnom Penh	Consumer's end in Phnom Penh

Fig.10.4-1 Comparison of Related Power Cost

第 11 章 プロジェクト実施上の問題点

11. プロジェクト実施上の問題点

11.1. 燃 料

本プロジェクトでは、天然ガスを主燃料、ディーゼル油をバックアップ燃料とすることで計画されているが、3.1 章にも述べた様に、現時点ではカンボディアでは天然ガスは使用できない。

天然ガスを使用可能とするための、自国での開発、他国からの輸入等のいくつかのオプションがカンボディア政府により検討されているが、各オプションともそれぞれ問題があり、直ぐには結論が出そうには見えない。

最も好ましいオプションは自国での開発であろう。それは、自国の天然資源の有効利用、第三者の意向に左右されずに利用計画を立てられること、また、外貨の節約の意味からカンボディア政府にとって、最も利益のある解決法と考えられる。

しかし、開発業者の Woodside 社の説明によると、カンボディア領海内のガス田は必ずしも経済的に有利とは言えず、1 個の井戸から得られるガス量が比較的小さいために井戸掘削費用が割高になると言っている。

また、現在カンボディア国内には本発電プロジェクト以外には具体的な需要計画が少ないため、ガスパイプラインの設備費用も割高になると言われている。天然ガスの価格は、需要が増大すればそれに従い下がってくる傾向にある。現在の 180 MW の発電規模は、天然ガスの経済的価格を実現するためには、小さ過ぎると評価されており、少なくとも 300 MW 以上の発電規模が好ましいと言われている。

従って、これらの不利な条件を加味して、いくらでガスを入手できるかが、本プロジェクト実現のためのキーポイントとなる。

もしカンボディア政府が将来の電源開発を天然ガスを利用するコンバインドサイクルを主体として行う方針を立て、発電規模とその導入時期を決めた具体的なプランを作成すれば、天然ガス利用実現のための大きな動機付けとなると考えられる。

11.2. 実施工程

11.2.1. Kampot - シアヌークヴィル間の送電線との関係

最適電源開発の検討では、シアヌークヴィル発電所は 2006 年に Stage 1 を、2008 年に Stage 2 を導入する結論となっている。

しかし、Fig.9-1 に示される様に可能な Stage 1 の建設完了は、Kampot～シアヌークヴィル間の送電線の完成が条件となる。

現在の所、同送電線建設の具体的計画はなく、また、フィージビリティ調査も行われていない。Fig.9-1 に示している送電線の工程は、シアヌークヴィル発電所を 2006 年に運転開始するために要求される仮想のスケジュールであり、確定されたものではない。従って、発電所完成時期を遅らせないためには、発電所建設の最終決定を待つことなく、送電線のフィージビリティ調査を出来るだけ早くに開始することを推奨する。

11.2.2. 天然ガスの使用可能時期との関係

一方、発電所運転開始時から天然ガスを使用することを条件とすると、天然ガスの使用開始可能時期が問題となる。本プロジェクトのガスタービンは、バックアップ燃料としてディーゼル油を使う計画としているので、天然ガスの使用開始が遅れても価格の高いディーゼル油を使用することによる短期間の不利益を除けば、運転上、特に問題はない。しかし、この場合であっても、ある期間遅れて、天然ガスが確実に使用可能になることが、プロジェクト実施決定段階で確認されていなければならないであろう。

天然ガス開発業者の計画によると、PSC (Production Sharing Contract) が調印されてから商業生産に至るまでの期間は約 5 年と言っている。しかし、開発業者と CNPA (カンボディア石油庁) 間の PSC 調印はまだなされていないので、2006 年度中にガスを供給できるかどうかは、微妙である。また、実際に供給が実現するためには、価格条件が合意されなければならない。一般にこの種の交渉は、長期間を要するのが常であるので、プロジェクトを要求時期にスタートするためには当事者である MIME/EDC が主導的な立場で交渉を積極的に進めることを推奨する。

11.3. カンボディアの電源構成

現在、カンボディアの最大の発電所は IPP (Independent Power Producer) の IPP1 37.1 MW であり、その他は数千 kW から 2 万 kW 以下の小容量ディーゼル発電所である。これに 2003 年から 12 MW の Kirirom 水力発電所 (IPP) が加わり、2004 年からはヴィエトナムとの連系がスタートする計画となっている。また将来投入される発電所は、シアヌークヴィル発電所を除くと、Kamchay (47 – 120 MW) , Stung Atay (110 MW) , St. Russei Chrun (125 MW) , Battang Bang (60 MW)等、全て水力発電所となっている。

IPP1 および Kirirom 発電所は Take-or-Pay の契約形態上、負荷調整の役割はあまり期待できない。

また、他の水力発電所も負荷調整することなく、利用可能な水量に応じた発電を行うこととなる。

従って、負荷調整可能な電源は、将来順次停止されていくであろう既設のディーゼル発電所を除くと、シアヌークヴィル発電所、C6 発電所 (18 MW)とヴィエトナム連系のみとなる。

シアヌークヴィル発電所は高効率の新火力発電所であり、ベース負荷運用をし、低価格の電力を発生することを期待されているが、上記理由により、その役目を十分に果たす程負荷を上げて運転できない環境にある。

さらに水力発電所に関連するもう一つの問題は、可能発生電力量が季節によって大きく変ることである。この差を補うため、負荷調整用火力発電所は雨期には低負荷、乾期には高負荷の運転を行うことになる。負荷調整用火力発電所の規模は乾期の水力発電所の低出力を考慮して決められるため、結果的に火力発電所の利用率は低くなり、経済性が低下する。換言すると、発電システム全体として高い予備率を必要とする結果にもなる。

従って、今後のカンボディアの電源開発計画においては、高い料金の長期の IPP 契約を抑制する必要があることは当然ながら、全体の投資コスト、運転コストを考慮した火力発電、水力発電の最適バランスを追求した計画とする必要がある。

また、将来の火力発電能力の増強は、安い天然ガスの入手にも継がることになる。

11.4. 運営管理・人員計画

カンボディアの発電所の主体はディーゼル発電所であり、これ以外は小さな汽力発電所が 1 ヶ所あるだけである。ガスタービンの運転の経験は全くない。

従って、シアヌークヴィル発電所建設を決めた時点から直ちに運転員の教育・訓練を開始する必要がある。可能であれば、外国の同種発電所における長期実地訓練が望ましい。また、運転開始当初の 2 ～ 3 年間は外国の熟練技術者を運転チームのリーダーとし、教育・訓練を受けることを推奨する。また、当初は運転管理プラン、保守・点検、資材調達等の全体プランの作成・管理のできる外国人を雇用することも必要であろう。

シアヌークヴィル発電所の運営要員規模を Stage 2 完成時点で 151 人と推定している（第 8 章参照）。このうち技術関係は 115 人である。2000 年時点の EDC の社員数は 1,513 人で、このうち“Engineers, Vocational Technician”および“Skilled Worker”と分類されている人数は 858 人である。また、発電所に属している人間は、プノンペン地区で約 330 人、地方発電所合計で約 210 人、合計 540 人である。

従って、プノンペン地区の発電所を順次縮小・閉鎖を行っていけば、シアヌークヴィル発電所の要員を EDC 内部だけで充当することも可能な様に思われる。

しかし、これは約 260 km 離れた首都圏から地方への多数の職員の転勤を伴うので、シアヌークヴィル地区で新たに雇用しなければならないことになるかも知れない。

11.5. 資金計画

今回の検討で、本プロジェクトの建設資金は Kampot までの関連送電線を含めると、総額で 265 百万ドル（円貨換算で約 318 億円相当）と予想され、そのうち低利の公的ローンからの融資分を 212 百万ドル（同 254 億円相当）と想定している。公的ローンとしては国際協力銀行も当然候補の一つであるが、カンボディア国へ国際協力銀行が融資した最近の実績は 1999 年の「シアヌークヴィル港緊急リハビリテーション事業」で融資額は約 41 億円であった。これに比べると本件の必要融資額は遥かに多額であり、国際協力銀行単独で必要投資額の調達は困難かも知れず、アジア開発銀行との協調融資も視野に入れるべきである。

また、現在の計画では Stage 1 建設後、2 年遅れて Stage 2 を建設するスケジュールとなっているが、建設資金調達の面から、Stage 2 の建設を遅らさざるを得ない可能性もある。

第 12 章 総合評価と推奨

12. 総合評価と推奨

12.1. 総合評価

- (1) シアヌークヴィル発電所は、2006 年に Stage 1 の 90 MW , 2008 年に Stage 2 の 90 MW を建設することを推奨する。しかし、可能な建設時期は、Kampot ~ シアヌークヴィル間の送電線の建設スケジュール , 天然ガスの使用可能時期および資金調達の可能性次第である。
- (2) 最も適した発電形式は、天然ガス焚きのガスタービンコンバインドサイクルである。
- (3) プラント建設最適地は、シアヌークヴィル市街より北北東に約 9 km 離れた OP-4 サイトである。
- (4) 発電所で使用される燃料は、天然ガスが主燃料で、ディーゼル油をバックアップ燃料として使用する。
天然ガスの供給源は未だいくつかのオプションにつき検討中であるが、最も好ましいオプションはカンボディア領域内での開発であろう。
- (5) 発電所は、運転開始時より天然ガスを使用できることが好ましい。天然ガスの目標価格は諸税を除いた平均発電コストで 6 ¢/kWh 以下を達成できる約 4.0 \$/MMBTU (L.H.V.ベース , 税抜き) 以下である。
- (6) 財務分析中の年均等化発電原価は、天然ガスを運転開始当初から導入した場合でも、7.8 ¢/kWh (4.0 \$/MMBTU) と予想される。
東南アジアの天然ガスコンバインドサイクル発電所の同発電原価は、一般に 4.0 ~ 5 ¢/kWh 以下と言われており、これらと比較しても依然として割高な発電原価である。
当プロジェクトの発電原価が割高な理由として、以下のカンボディア国電力部門が抱える問題点が挙げられる。
 - (a) ガス田の非効率性および天然ガスの需要未開発から天然ガス価格が国際市場価格より割高と予想されること。

- (b) 将来の電源開発計画に水力導入が予定されており、そのため、本プロジェクトの運転パターンがベースロード対応では無く、負荷調整型として運用される可能性が高いこと。
 - (c) 発電規模が比較的小さく、かつ、構成する発電機の単機容量が電力系統の大きさから小容量に抑えられているため、設備コストが割高となっていること。
- (7) 本レポートや EIA レポートに記述されたプラント設計方針や環境管理計画および環境影響低減計画を実施することにより、本プロジェクトによる環境への影響はカンボディア国やその他主要な国際基準を十分満足することが確認された。

12.2. 推 奨

- (1) Kampot～シアヌークヴィル間の送電線のフィージビリティ調査は、出来るだけ早く開始すべきである。
- (2) 天然ガスの開発を加速するため、MIME および EDC は開発業者との交渉に積極的に参加するとともに、カンボディア国内の天然ガスの需要量に関する具体的な指標を提示することを推奨する。
- (3) 電源開発計画は、水力と火力の最適バランスを考慮して構築されるべきである。天然ガスを使用する火力発電所のさらなる建設は、天然ガス開発を促進することにも繋がる。

Attachments

Attachment 1

General

- 1.1 Organization Chart of MIME and EAC
- 1.2 Organization Chart of EDC
- 1.3 EDC Operation Status
- 1.4 Statement of Operation of EDC
- 1.5 Tariff Structure of EDC (as of September 2001)

Attachment 2

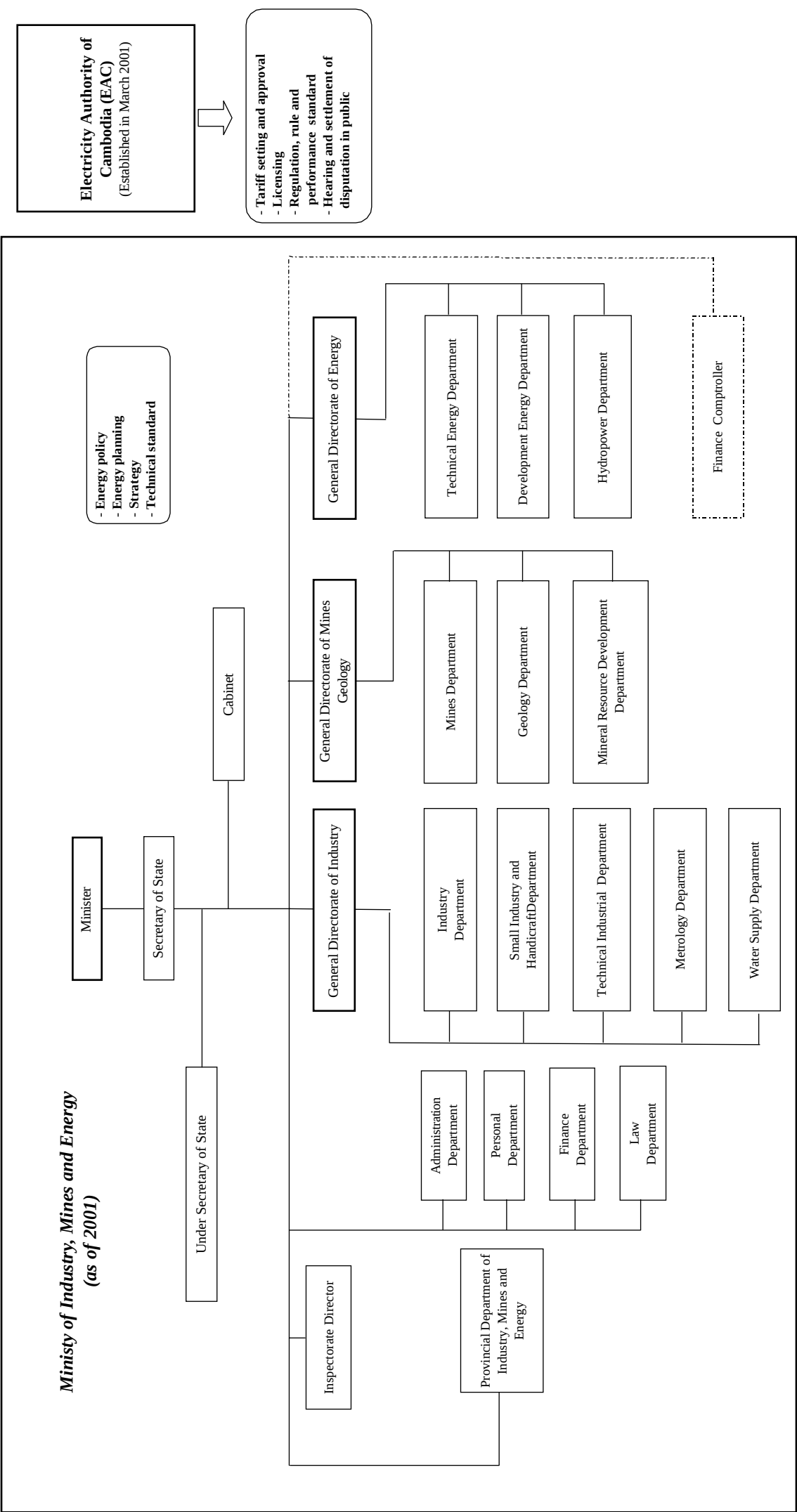
Power Development Plan

- 2.1 Total Demand Forecast
- 2.2 Development Program until 2016 for Cambodia System
- 2.3 Generated Energy Forecast GWh until 2016 for Cambodia

Attachment 3

Economic and Financial Analysis

- 3.1 Economic Calculation Sheet for Case No. 100
- 3.2 Economic Calculation Sheet for Case No. 300
- 3.3 Economic Calculation Sheet for Case No. 400
- 3.4 Financial Calculation Sheet for Case No. 1000
- 3.5 Financial Calculation Sheet for Case No. 2000
- 3.6 Financial Calculation Sheet for Case No. 3000
- 3.7 Financial Calculation Sheet for Case No. 4000

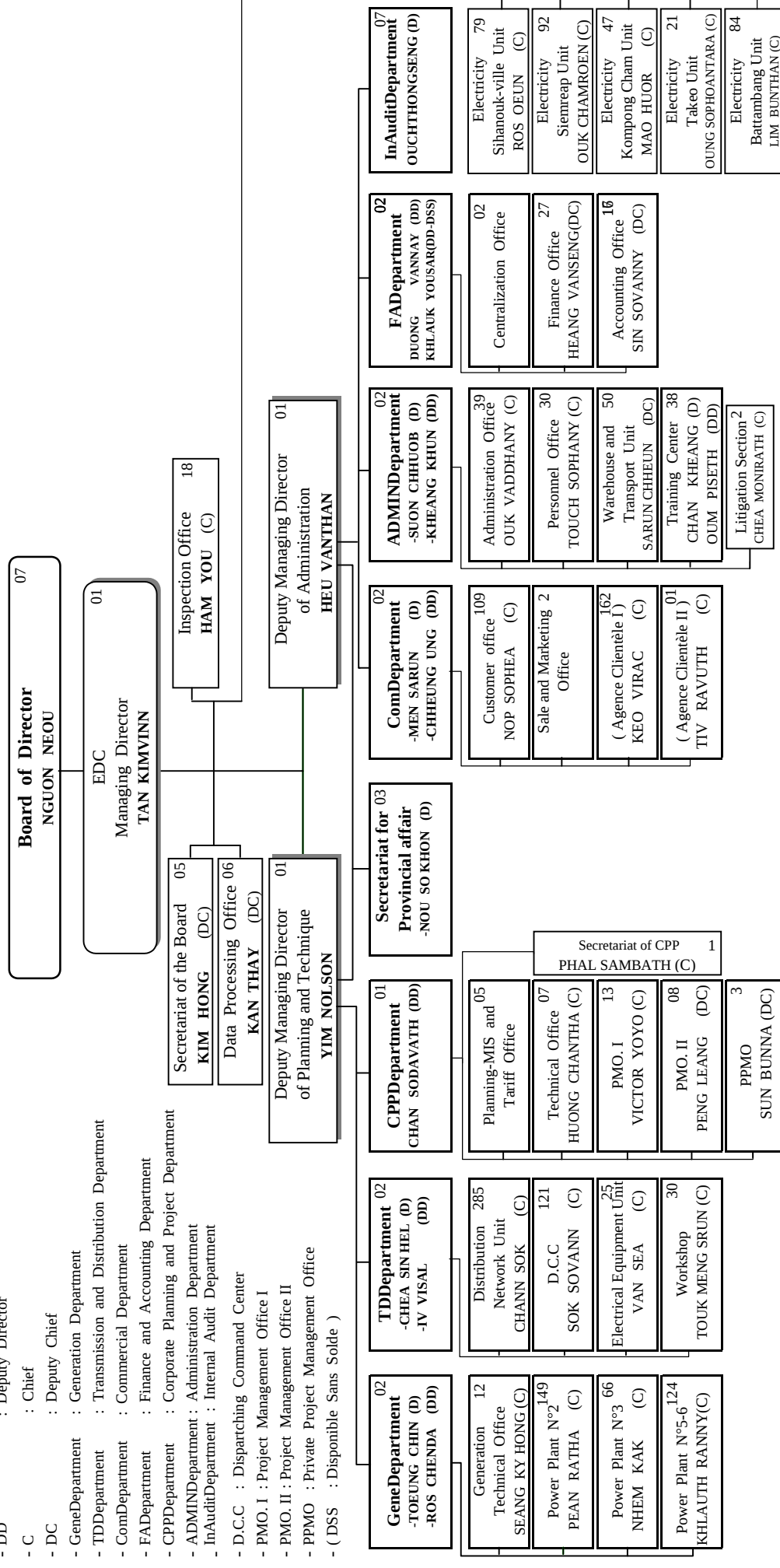


Attachment 1.1 Organization Chart of MIME and EAC

(Rectified according to decision 1st session meeting on 08-12-2000 and 2nd session meeting on 26-12-2000 of Board of Directors EDC (2nd mandate))

***ABBREVIATIONS**

- D : Director
- DD : Deputy Director
- C : Chief
- DC : Deputy Chief
- GeneDepartment : Generation Department
- TDDDepartment : Transmission and Distribution Department
- ComDepartment : Commercial Department
- FADDepartment : Finance and Accounting Department
- CPPDepartment : Corporate Planning and Project Department
- ADMINDepartment : Administration Department
- InAuditDepartment : Internal Audit Department
- D.C.C : Dispatching Command Center
- PMO. I : Project Management Office I
- PMO. II : Project Management Office II
- PPMO : Private Project Management Office
- (DSS : Disposable Sans Solde)



Total : EDC Phnom Penh 1379 p (November 2001)
 Total : EDC Province 323 p (November 2001)
Grand total : 1702 p

Attachment 1.2 Organization Chart of EDC

Attachment 1.3 EDC Operation Status

Installed Capacity	MW	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
PHN's (Total)		48.64	40.32	50.32	85.32	120.62	77.80	98.20	112.00
EDC's		48.64	40.32	50.32	85.32	85.62	42.80	63.20	62.00
IPP's-I		-	-	-	-	35.00	35.00	35.00	35.00
IPP' (Jupiter)		-	-	-	-	-	-	-	15.00
SHV's		3.76	3.76	3.76	3.76	5.56	10.56	10.00	10.00
SRP's		1.88	1.88	2.16	2.96	2.96	2.96	4.04	4.04
EDC's		1.88	1.88	2.16	2.96	2.96	2.96	2.50	2.50
Private Generator		-	-	-	-	-	-	1.54	1.54
KGC's (Private Generator)		2.66	2.60	2.60	3.30	3.30	3.30	2.03	2.03
Takeo (Private Generator)		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.12
Total		56.94	48.56	58.84	95.34	132.44	94.62	114.27	129.19
		1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
1. Yearly Energy Generation	GWh								
PHN's (Total)		132.35	132.99	168.80	223.16	286.59	341.51	358.22	380.01
EDC's		132.35	132.99	168.80	223.16	167.74	161.46	146.00	158.47
IPP's-I		-	-	-	-	118.85	180.05	212.22	208.29
IPP' (Jupiter)		-	-	-	-	-	-	-	13.25
SHV's		9.03	9.48	10.91	11.08	11.58	11.50	13.96	14.82
SRP's		2.19	4.55	6.29	7.35	8.25	10.02	9.46	12.16
KGC's		2.80	2.71	3.00	3.40	3.85	4.40	5.13	5.46
Takeo		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.55
Total		146.37	149.73	189.00	244.99	310.27	367.43	386.77	414.00
2. Yearly Electric Energy Sales	GWh								
PHN's		78.60	82.24	93.81	170.16	218.40	265.74	264.22	320.4
SHV's		5.52	5.89	6.96	7.52	8.04	8.06	9.86	12.72
SRP's		-	2.11	2.78	3.60	4.32	5.13	6.13	10.32
KGC's		1.37	1.36	1.50	2.12	2.58	3.37	3.99	3.99
Takeo		-	-	-	-	-	-	-	1.1
Total		85.49	91.60	105.05	183.40	233.34	282.30	284.20	348.53
3. System Losses of EDC	%								
PHN's		40.6%	38.2%	44.4%	23.7%	23.8%	22.2%	26.2%	15.7%
SHV's		38.9%	37.9%	36.2%	32.1%	30.6%	29.9%	29.4%	14.2%
SRP's		-	53.6%	55.8%	51.0%	47.6%	48.8%	35.2%	15.1%
KGC's		51.1%	49.8%	50.0%	37.6%	33.0%	23.4%	22.2%	26.9%
Takeo		-	-	-	-	-	-	-	29.0%
Total		-	38.8%	44.4%	25.1%	24.8%	23.2%	26.5%	15.8%
4. Fuel Expenses	M.Riel								
PHN's		25,982	23,547	33,686	48,522	37,328	46,806	33,868	49,798
Heavy Fuel Oil		-	-	-	-	-	-	10,046	26,394
Diesel Oil		25,982	23,547	33,686	48,522	37,328	46,806	23,822	23,404
SHV's		-	-	-	-	-	-	-	-
SRP's		-	-	-	-	-	-	-	-
KGC's		-	-	-	-	-	-	-	-
Takeo		-	-	-	-	-	-	-	-
Total		-	-	-	-	-	-	-	-
5. EDC's Energy Sales	GWh								
PHN's		78.62	82.19	93.85	170.27	127.82	125.62	107.75	133.59
Exchange Rate	1US\$=			2,530	2,700	3,120	3,740	3,810	3,900
6. Generation Cost at P/S	(4/1)								
PHN's	Riel/kWh	196.31	177.06	199.56	217.43	222.53	289.89	231.97	314.24
PHN's	USc/kWh	-	-	7.89	8.05	7.13	7.75	6.09	8.06
7. Production Cost at End User	(4/5)								
PHN's	Riel/kWh	330.48	286.49	358.93	284.97	292.04	372.6	314.32	372.77
PHN's	USc/kWh	-	-	14.19	10.55	9.36	9.96	8.25	9.56
8. Purchase Price of IPP's-I									
Energy Purchase (a)	M.Riel	-	-	-	-	33,133	58,061	73,693	-
Energy Purchase (a)	000'US\$	-	-	-	-	-	15,517	19,356	22,797
Unit Price (b)=(a)/1. IPP's-I	Riel/kWh	-	-	-	-	278.78	-	-	-
Unit Price in US\$ Expression	USc/kWh	-	-	-	-	8.94	8.62	9.12	10.94
9. Total Customers	Nos.	-	-	7,557	20,758	21,694	49,556	103,162	117,028
Annual Increase	%	-	-	-	175%	5%	128%	108%	13%

Source: "Electricite du Cambodge 1998", February ,1999, "Electricite du Cambodge 2000", and at EDC November, 2001 for Generation and Sales in 2000.

Note: System loss from 1997 to 2000 are calculation value based on item 1. and 2. above.

The current EDC system was established in Year 1996.

N.A means Not Available.

Attachment 1.4 Statement of Operation for EDC

Statements of Operations for EDC in 1997

(Unit: Riel '000)

	Phnom Penh Operations	Sihanoukville Branch Operation	Siem Reap Branch Operation	Kampong Cham Branch Operation	Total
Turnover	78,890,179	4,700,010	4,015,890	1,707,501	89,313,580
Cost of Sales	74,782,224	3,550,854	3,005,020	1,502,354	82,840,452
Gross Profit /Loss	4,107,955	1,149,156	1,010,870	205,147	6,473,128
Operating Expenses	14,828,501	1,351,381	958,940	164,794	17,303,616
Operating Profit/Loss	-10,720,546	-202,225	51,930	40,353	-10,830,488
Other Income-Net	-2,877,980	-261,736	35,289	-3,842	-3,108,269
Loss before Provision for Minimum Tax	-13,598,526	-463,961	87,219	36,511	-13,938,757
Provision for Minimum Tax	0	18,414	1,624	6,909	26,947
Other Adjustment	-5,229,413	-424,100	148,160	0	-5,505,353
Net Profit/Loss for the Year	-8,369,113	-58,275	-62,565	29,602	-8,460,351

Statements of Operations for EDC in 1998

(Unit: Riel '000)

	Phnom Penh Operations	Sihanoukville Branch Operation	Siem Reap Branch Operation	Kampong Cham Branch Operation	Total
Turnover	103,609,767	6,556,020	6,016,952	2,227,615	118,410,354
Cost of Sales	109,917,640	2,888,303	4,185,054	1,795,743	118,786,740
Gross Profit /Loss	-6,307,873	3,667,717	1,831,898	431,872	-376,386
Operating Expenses	40,538,562	2,339,667	2,136,251	366,759	45,381,239
Operating Profit/Loss	-46,846,435	1,328,050	-304,353	65,113	-45,757,625
Other Income-Net	-2,781,005	-1,492,150	227,846	7,402	-4,037,907
Loss before Provision for Minimum Tax	-49,627,440	-164,100	-76,507	72,515	-49,795,532
Provision for Minimum Tax	988,131	65,535	1,343	10,140	1,065,149
Net Profit/Loss for the Year	-50,615,571	-229,635	-77,850	62,375	-50,860,681

Accumulated Loss at Beginning of Year	-8,369,113	-58,275	-62,565	29,602	-8,460,351
--	------------	---------	---------	--------	------------

Accumulated Loss at End of Year	-58,984,684	-287,910	-140,415	91,977	-59,321,032
------------------------------------	-------------	----------	----------	--------	-------------

Note: Operating Expenses include Provision of Bad Debt (Allowance for doubtful power revenue, which will be collected in FY 2000.)

Statements of Operations for EDC in 1999

(Unit: Riel '000)

	Phnom Penh Operations	Sihanoukville Branch Operation	Siem Reap Branch Operation	Kampong Cham Branch Operation	Total
Turnover	145,739,874	6,453,953	6,584,196	2,783,249	161,561,272
Cost of Sales	131,707,666	5,469,654	4,437,015	2,089,850	143,704,185
Gross Profit /Loss	14,032,208	984,299	2,147,181	693,399	17,857,087
Operating Expenses	13,776,339	2,175,829	2,729,431	542,882	19,224,481
Operating Profit/Loss	255,869	-1,191,530	-582,250	150,517	-1,367,394
Other Income-Net	-2,840,620	472,553	168,184	-26,067	-2,225,950
Loss before Provision for Minimum Tax	-2,584,751	-718,977	-414,066	124,450	-3,593,344
Provision for Minimum Tax	1,508,044	64,539	4,091	4,954	1,581,628
Net Profit/Loss for the Year	-4,092,795	-783,516	-418,157	119,496	-5,174,972

Accumulated Loss at Beginning of Year	-58,984,684	-277,910	-140,415	91,977	-59,311,032
--	-------------	----------	----------	--------	-------------

Accumulated Loss at End of Year	-63,077,479	-1,061,426	-558,572	211,473	-64,486,004
------------------------------------	-------------	------------	----------	---------	-------------

Note: Cost of Sales includes a) Fuel, b) Energy Purchase, c) Repair & Maintenance and d) Wages & Salaries.

Operating Expenses includes e) Other operation expenses, f) Operating Income, g) Depreciation, and h) Interest payment.

Source: EDC Annual Report 1998, November 1999 and Finance and Accounting Department of EDC in September 2001.

Attachment 1.5 Tariff Structure of EDC (as of November 2001)

1. Phnom Penh Operation (Effective in August 2000)		Existing Power Tariff	
		Riel/kWh	c/kWh (1US\$=3900 Riel)
Sector			
I. Residential Sector			
	0-50 kWh/month	350	8.97
	51-100 kWh/month	550	14.10
	>100 kWh/month	650	16.67
II. Industrial & Handicraft Sector			
	<45,000 kWh/month	600	15.38
	45,000 - 80,000 kWh/month	550	14.10
	80,000 - 130,000 kWh/month	550	14.10
	>130,000 kWh/month	500	12.82
	Medium Voltage	480	12.31
III. Commercial & Service Sectors			
	<45,000 kWh/month	650	16.67
	45,000 - 80,000 kWh/month	600	15.38
	80,000 - 130,000 kWh/month	600	15.38
	>130,000 kWh/month	500	12.82
	Medium Voltage	480	12.31
IV. Hotels & Guest Houses			
	<45,000 kWh/month	650	16.67
	45,000 - 80,000 kWh/month	600	15.38
	80,000 - 130,000 kWh/month	600	15.38
	>130,000 kWh/month	500	12.82
	Medium Voltage	480	12.31
V. Embassy, Foreigners' Houses, NGO Go		800	20.51
VI. Government Institutions		700	17.95

2. Sihanoukville Operation (Effective in Feb. & Jul. 1999)		Riel/kWh	c/kWh
Sector			
I. Residential Sector		500	12.82
II. Industrial & Handicraft Sector			
	<20,000 kWh/month	670	17.18
	20,000 - 50,000 kWh/month	670/610 a)	17.18 15.64
	50,000 - 110,000 kWh/month	670/560	17.18 14.36
	>110,000 kWh/month	670/513	17.18 13.15
III. Commercial & Service Sector			
	<20,000 kWh/month	740	18.97
	20,000 - 50,000 kWh/month	685	17.56
	50,000 - 110,000 kWh/month	625	16.03
	>110,000 kWh/month	570	14.62
IV. Hotel & Guest Houses			
	<20,000 kWh/month	760	19.49
	20,000 - 50,000 kWh/month	700	17.95
	50,000 - 110,000 kWh/month	650	16.67
	>110,000 kWh/month	610	15.64
V. Houses for Foreigners		740	18.97
VI. Embassy, Government Institutions		760	19.49

Note: a) 670/610 - night/day time

3. Siem Reap Operation (Effective in July 1999)		Riel/kWh	c/kWh
Sector			
Overall Sector			
	<20,000 kWh/month	875	22.44
	20,000 - 50,000 kWh/month	735	18.85
	50,000 - 110,000 kWh/month	670	17.18
	>110,000 kWh/month	620	15.90

4. Kampong Cham Operation		Riel/kWh	c/kWh
Sector			
Flat Rate		850	21.79

Attachment 2.1 Total Demand Forecast

- Base Case -

Year	Energy Generated (GWh)	Growth Rate (%)	Average Load Factor (%)	Peak Generation (MW)	Growth Rate (%)	Remarks
1999	552		61	103		actual
2000	559	1	59	109	6	actual
2001	633	13	58	125	15	forecast
2002	719	14	57	144	15	forecast
2003	798	11	56	163	13	forecast
2004	884	11	55	183	12	forecast
2005	978	11	54	206	13	forecast
2006	1,069	9	53	228	11	forecast
2007	1,187	11	53	258	13	forecast
2008	1,303	10	52	288	12	forecast
2009	1,441	11	51	324	13	forecast
2010	1,588	10	50	363	12	forecast
2011	1,747	10	49	407	12	forecast
2012	1,901	9	48	451	11	forecast
2013	2,082	10	47	503	12	forecast
2014	2,279	9	46	561	12	forecast
2015	2,492	9	46	625	11	forecast
2016	2,722	9	45	696	11	forecast

**Attachment 2.2 (1/4) Development Program until 2016 for Cambodia System
(Base Case)**

Year	Name of Project	Installed Capacity (Units x MW)	Additional Capacity (MW)	Supply Capacity (MW)	Demand (MW)	Margin	Reserve Margin (%)	LOLP	Remarks
2000	Total			110.2	70.0	40.2	57.43%	12	
	Existing			95.2					
	Hydro								
	Thermal			15.0					
	Temporary IPP	1 x 15.0	15.0						
2001	Total			110.2	80.3	29.9	37.24%	59	
	Existing			110.2					
	Hydro								
	Thermal								
2002	Total			110.2	94.8	15.4	16.24%	218	
	Existing			110.2					
	Hydro								
	Thermal								
2003	Total			122.2	107.6	14.6	13.57%	277	
	Existing			110.2					
	Hydro			12.0					
	Kirirom	1 x 12.0	12.0						
	Thermal								
2004	Total			187.2	130.6	56.6	43.34%	0	
	Existing			122.2					
	Hydro								
	Thermal			-15.0					
	Temporary IPP	-1 x 15.0	-15.0						
	Import			80.0					
2005	Total			165.0	147.0	18.0	12.24%	51	
	Existing			187.2					
	Hydro								
	Thermal			-22.2					
	Diesel	-1 x 22.2	-22.2						
2006	Total			255.0	168.2	86.8	51.61%	10	
	Existing			165.0					
	Hydro								
	Thermal			90.0					
	Sihanoukville	1 x 90.0	90.0						
2007	Total			245.0	191.2	53.8	28.14%	59	
	Existing			255.0					
	Hydro								
	Thermal			-10.0					
	Diesel	-1 x 10.0	-10.0						
2008	Total			335.0	213.6	121.4	56.84%	8	
	Existing			245.0					
	Hydro								
	Thermal			90.0					
	Sihanoukville	1 x 90.0	90.0						

**Attachment 2.2 (2/4) Development Program until 2016 for Cambodia System
(Base Case)**

Year	Name of Project	Installed Capacity (Units x MW)	Additional Capacity (MW)	Supply Capacity (MW)	Demand (MW)	Margin	Reserve Margin (%)	LOLP	Remarks
2009	Total			335.0	255.2	79.8	31.27%	48	
	Existing			335.0					
	Hydro								
	Thermal								
2010	Total			455.0	285.8	169.2	59.20%	0	
	Existing			335.0					
	Hydro								
	Thermal								
	Import			120.0					
2011	Total			455.0	320.5	134.5	41.97%	2	
	Existing			455.0					
	Hydro								
	Thermal								
2012	Total			455.0	370.7	84.3	22.74%	29	
	Existing			455.0					
	Hydro								
	Thermal								
2013	Total			565.0	414.0	151.0	36.47%	0	
	Existing			455.0					
	Hydro			110.0					
	Stung Atay	1 x 110.0	110.0						
	Thermal								
2014	Total			565.0	461.8	103.2	22.35%	13	
	Existing			565.0					
	Hydro								
	Thermal								
2015	Total			692.0	518.1	173.9	33.56%	0	
	Existing			565.0					
	Hydro			127.0					
	Kamchay	1 x 127.0	127.0						
	Thermal								
2016	Total			817.0	655.3	161.7	24.68%	0	
	Existing			692.0					
	Hydro			125.0					
	St. Russei Chrum	1 x 125.0	125.0						
	Thermal								

**Attachment 2.2 (3/4) Power Development Program until 2016 for Cambodia System
(Low Case)**

Year	Name of Project	Installed Capacity (Units x MW)	Additional Capacity (MW)	Supply Capacity (MW)	Demand (MW)	Margin	Reserve Margin (%)	LOLP	Remarks
2000	Total			110.2	70.0	40.2	57.43%	12	
	Existing			95.2					
	Hydro								
	Thermal			15.0					
	Temporary IPP	1 x 15.0	15.0						
2001	Total			110.2	79.4	30.8	38.79%	52	
	Existing			110.2					
	Hydro								
	Thermal								
2002	Total			110.2	92.6	17.6	19.01%	181	
	Existing			110.2					
	Hydro								
	Thermal								
2003	Total			122.2	104.0	18.2	17.50%	208	
	Existing			110.2					
	Hydro			12.0					
	Kirirom	1 x 12.0	12.0						
	Thermal								
2004	Total			187.2	125.0	62.2	49.76%	0	
	Existing			122.2					
	Hydro								
	Thermal			-15.0					
	New IPP	-1 x 15.0	-15.0						
	Import			80.0					
2005	Total			165.0	139.4	25.6	18.36%	23	
	Existing			187.2					
	Hydro								
	Thermal			-22.2					
	Diesel	-1 x 22.2	-22.2						
2006	Total			255.0	158.2	96.8	61.19%	3	
	Existing			165.0					
	Hydro								
	Thermal			90.0					
	Sihanoukville	1 x 90.0	90.0						
2007	Total			245.0	178.0	67.0	37.64%	34	
	Existing			255.0					
	Hydro								
	Thermal			-10.0					
	Diesel	-1 x 10.0	-10.0						
2008	Total			245.0	197.0	48.0	24.37%	68	
	Existing			245.0					
	Hydro								
	Thermal								

**Attachment 2.2 (4/4) Power Development Program until 2016 for Cambodia System
(Low Case)**

Year	Name of Project	Installed Capacity (Units x MW)	Additional Capacity (MW)	Supply Capacity (MW)	Demand (MW)	Margin	Reserve Margin (%)	LOLP	Remarks
2009	Total			335.0	233.1	101.9	43.72%	23	
	Existing			245.0					
	Hydro								
	Thermal			90.0					
	Sihanoukville	1 x 90.0	90.0						
2010	Total			335.0	258.7	76.3	29.49%	51	
	Existing			335.0					
	Hydro								
	Thermal								
2011	Total			455.0	287.4	167.6	58.32%	0	
	Existing			335.0					
	Hydro								
	Thermal								
	Import			120.0					
2012	Total			455.0	329.8	125.2	37.96%	4	
	Existing			455.0					
	Hydro								
	Thermal								
2013	Total			455.0	365.1	89.9	24.62%	26	
	Existing			455.0					
	Hydro								
	Thermal								
2014	Total			565.0	403.7	161.3	39.96%	0	
	Existing			455.0					
	Hydro			110.0					
	Stung Atay	1 x 110.0	110.0						
	Thermal								
2015	Total			565.0	449.1	115.9	25.81%	7	
	Existing			565.0					
	Hydro								
	Thermal								
2016	Total			692.0	563.2	128.8	22.87%	2	
	Existing			565.0					
	Hydro			127.0					
	Kamchay	1 x 127.0	127.0						
	Thermal								

Attachment 2.3 (1/2) Generated Energy Forecast GWh until 2016 for Cambodia(Base Case)

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Energy Demand(GWh)		379	433	508	569	668	742	831	927	1,021	1,190	1,311	1,442	1,619	1,775	1,943	2,135	2,586
Thermal Generation(GWh)		379	432	506	513	482	399	731	800	953	1,094	1,186	1,270	1,369	1,079	1,199	890	680
Hydro Generation(GWh)		0	0	0	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	641	641	1,199	1,867
Import from Vietnam(GWh)		0	0	0	0	133	289	47	73	14	42	71	120	196	55	103	46	39
Emergency Energy(GWh)		0	0	2	3	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0
Thermal Unit	C2	36 (23%)	52 (33%)	75 (48%)	77 (49%)	85 (54%)												
	C3	3 (2%)	6 (5%)	13 (11%)	15 (12%)	1 (1%)	4 (5%)	1 (1%)										
	C5	1 (1%)	2 (2%)	5 (5%)	6 (6%)	0 (0%)	3 (4%)	0 (0%)	1 (2%)	0 (0%)	1 (1%)	0 (0%)	0 (0%)	1 (1%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
	C6	76 (48%)	93 (59%)	114 (72%)	115 (73%)	130 (82%)	126 (80%)	33 (21%)	45 (28%)	10 (6%)	19 (12%)	27 (17%)	38 (24%)	54 (34%)	20 (13%)	30 (19%)	0 (0%)	0 (0%)
	IPP-1	254 (83%)	262 (85%)	266 (87%)	266 (87%)	267 (87%)	266 (87%)	140 (46%)	163 (53%)	62 (20%)	85 (28%)	105 (34%)	126 (41%)	155 (51%)	83 (27%)	109 (36%)	59 (19%)	43 (14%)
	Temporary IPP	10 (7%)	18 (13%)	33 (25%)	35 (26%)													
Hydro Unit	Sihanoukville							557 (71%)	591 (75%)	881 (56%)	990 (63%)	1,054 (67%)	1,105 (70%)	1,159 (74%)	976 (62%)	1,059 (67%)	831 (53%)	637 (40%)
	Kirirom				53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)
	Kamchay																558 (50%)	558 (50%)
	Stung Atay														588 (61%)	588 (61%)	588 (61%)	588 (61%)
	St. Russei Chrum																	668 (61%)
	Battambang 1&2																	
Import	Vietnam					133 (19%)	289 (41%)	47 (7%)	73 (10%)	14 (2%)	42 (6%)	71 (4%)	120 (7%)	196 (11%)	55 (3%)	103 (6%)	46 (3%)	39 (2%)

Upper : Generation (GWh)
Lower : Capacity Factor (%)

Attachment 2.3 (2/2) Generated Energy Forecast GWh until 2016 for Cambodia(Low Case)

Upper : Generation (GWh)

Lower : Capacity Factor (%)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Energy Demand(GWh)	379	428	496	550	639	704	781	862	941	1,087	1,186	1,294	1,440	1,565	1,698	1,850	2,223
Thermal Generation(GWh)	379	427	494	495	472	392	691	754	810	1,012	1,090	1,172	1,266	1,334	1,015	1,107	952
Hydro Generation(GWh)	0	0	0	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	641	641	1,199
Import from Vietnam(GWh)	0	0	0	0	115	259	37	55	77	22	42	69	122	178	43	103	72
Emergency Energy(GWh)	0	0	2	2	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	0
Thermal Unit	C2	36 (23%)	51 (32%)	72 (45%)	71 (45%)	79 (50%)											
	C3	3 (2%)	5 (4%)	12 (9%)	13 (10%)	1 (0%)	3 (3%)	0 (0%)									
	C5	1 (1%)	1 (2%)	4 (4%)	5 (5%)	0 (0%)	2 (3%)	0 (0%)	1 (2%)	0 (0%)	1 (1%)	0 (0%)	0 (0%)	1 (1%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)
	C6	76 (48%)	91 (58%)	111 (70%)	110 (70%)	126 (80%)	120 (76%)	37 (23%)	46 (29%)	13 (8%)	19 (12%)	26 (16%)	38 (24%)	49 (31%)	17 (11%)	0 (0%)	0 (0%)
	IPP-1	254 (83%)	262 (85%)	266 (87%)	266 (87%)	267 (87%)	266 (87%)	129 (42%)	167 (54%)	74 (24%)	84 (28%)	102 (33%)	125 (41%)	146 (48%)	71 (23%)	96 (31%)	70 (23%)
	Temporary IPP	10 (7%)	17 (13%)	30 (23%)	30 (23%)												
Hydro Unit	Sihanoukville						534 (68%)	569 (72%)	595 (76%)	925 (59%)	986 (63%)	1,044 (66%)	1,103 (70%)	1,138 (72%)	927 (59%)	1,011 (64%)	883 (56%)
	Kirirom				53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)	53 (50%)
	Kamchay																558 (50%)
	Stung Atay														588 (61%)	588 (61%)	588 (61%)
	St. Russei Chrum																
	Battambang 1&2																
Import	Vietnam					115 (16%)	259 (37%)	37 (5%)	77 (11%)	22 (3%)	42 (6%)	69 (4%)	122 (7%)	178 (10%)	43 (2%)	103 (6%)	72 (4%)

Attachment 3.2 Economic Calculation for Case No.300

Case No.	300	EIRR	7582.68%	NPV-C	299.01	M.US\$	NPV-B	345.01	M.US\$	B-C	46	M.US\$	B/C	1.15	at 10% Discount Rate																	
Sithanokville C.C.Project																																
Alternative Diesel Power Plant																																
Rated Capacity	90 MW																															
Construction Period	2 years																															
Disbursement	60%																															
Fuel Type	DO																															
Fuel Price	237 \$/ton																															
Fuel Cost	42.32 \$/MWh																															
Fuel Conversion	11 years after commencement of operation																															
Fuel Conversion from 2 to 1																																
Conversion System	1.2 MUSS for Whole Stages																															
1st Stage																																
Construction Cost	92.0 MUSS																															
Operation Start	2006 year																															
Capacity Factor	0.24																															
Generation Energy	189.2																															
Station Use	5.3																															
Sending-out Energy	183.9																															
Fixed O/M cost	20 \$/kW-year																															
2nd Stage																																
Construction Cost	71.2 MUSS																															
Operation Start	2008 year																															
Capacity Factor	0.18																															
Generation Energy	141.9																															
Station Use	4																															
Sending-out Energy	137.9																															
Fixed O/M cost	20 \$/kW-year																															
Alternative Diesel Power Plant																																
Equiv. Capacity	98.9 MW																															
Constr. Period	2 years																															
Disbursement	50%																															
F.Type	HFO																															
Fuel Price	154 \$/ton																															
Fuel Cost	31.49 \$/MWh																															
Scheduled Maintenance	20.0%																															
Forced Outage Rate	4.6%																															
Station Use	20 years																															
Life Time	20 years																															
KW Adjustment Factor =	1.089																															
KWh Adjustment Factor =	1.019																															
Cost: Sithanokville C.C. Plant																																
Year	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
Construction Cost	M.US\$	-	-	-	-	23.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	92.0	
Conversion System	M.US\$	-	-	-	-	45.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6	
Generation Energy	GWh	-	-	-	-	189.2	591.3	433.6	496.7	528.2	551.9	534.2	394.2	394.2	394.2	394.2	394.2	394.2	394.2	394.2	394.2	394.2	394.2	394.2	394.2	394.2	394.2	394.2	394.2	394.2	8569.9	
Sending-out Energy	GWh	-	-	-	-	183.9	574.7	421.5	482.8	513.4	536.4	383.2	383.2	383.2	383.2	383.2	383.2	383.2	383.2	383.2	383.2	383.2	383.2	383.2	383.2	383.2	383.2	383.2	383.2	383.2	8330.4	
Fixed O/M cost	M.US\$	-	-	-	-	0.5	1.5	1.1	1.2	1.3	1.4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	37.8	
Variable O/M cost	M.US\$	-	-	-	-	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	15.3
Fuel Type	M.US\$	-	-	-	-	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	DO	276.3
Fuel Cost	M.US\$	-	-	-	-	8	25	18.3	21	22.4	23.4	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	16.7	71.2	
Construction Cost	M.US\$	-	-	-	-	16.2	36.7	18.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.0	
Conversion System	M.US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6	
Generation Energy	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8286.1	
Sending-out Energy	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8054.6	
Fixed O/M cost	M.US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37.8	
Variable O/M cost	M.US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-											

Attachment 3.3 Economic Calculation for Case No.400

Case No.	400	EIRR	3.81%	NPV-C	321.68	M.US\$	NPV-B	345.01	M.US\$	B-C	23.33	M.US\$	BC	1.07	at 10% Discount Rate
Sihonukville C.C.Project															
Rated Capacity		90 MW		Scheduled Maintenance		49 days		Lequiv. Capacity		98.9 MW		Scheduled Maintenance		28 days	
Construction Period		2 years		Forced Outage Rate		8.0%		Constr. Period		2 years		Forced Outage Rate		20.0%	
Disbursement		60%		Station Use		2.8%		Disbursement		50%		Station Use		4.6%	
Fuel Type		DO		Life Time		20 years		F-Type		HFO		Life Time		20 years	
Fuel Price		237 \$/ton						Fuel Price		154 \$/ton		kW Adjustment Factor =		1.099	
Fuel Cost		42.32 \$/MWh						Fuel Cost		31.49 \$/MWh		kWh Adjustment Factor =		1.019	
Fuel Conversion		1 years after commencement of operation													
2 to		2													
Conversion System		0.0 M.US\$ for Whole Stages													
1st Stage		2													
Construction Cost		92.0 M.US\$						Construction Cost		135.5 M.US\$		1,370 \$/kW		9 months	
Operation Start		2006		2007		2008		2009		2010		2007		2008	
Years		2006		2007		2008		2009		2010		2008		2009	
Capacity Factor		0.24		0.75		0.55		0.63		0.67		506.1		536.2	
Generation Energy		189.2		591.3		433.6		496.7		528.2		441.8		506.1	
Station Use		5.3		16.6		12.1		13.9		14.8		20.3		23.3	
Sending-out Energy		183.9		574.7		421.5		482.8		513.4		421.5		482.8	
Fixed O/M cost		20 \$/kW-year										513.4		536.4	
2nd Stage		2										536.4		383.2	
Construction Cost		71.2 M.US\$						Construction Cost		135.5 M.US\$		1,370 \$/kW		9 months	
Operation Start		2008		2009		2010		2011		2012		2010		2011	
Years		2008		2009		2010		2011		2012		2010		2012	
Capacity Factor		0.18		0.63		0.67		0.70		0.50		536.2		401.7	
Generation Energy		141.9		496.7		528.2		551.9		394.2		248		25.9	
Station Use		4		13.9		14.8		15.5		11		23.3		18.5	
Sending-out Energy		137.9		482.8		513.4		536.4		383.2		513.4		252.9	
Fixed O/M cost		20 \$/kW-year										536.4		383.2	
Cost: Sihonukville C.C. Plant															
Year		2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007	
Construction Cost		M.US\$		-		-		-		-		23.6		0.0	
Conversion System		M.US\$		-		-		-		-		0.0		-	
Generation Energy		GWh		-		-		-		-		189.2		591.3	
Sending-out Energy		M.US\$		-		-		-		-		183.9		574.7	
Fixed O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		1.8		1.8	
Variable O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		0.5		1.5	
Fuel Type		-		-		-		-		-		DO		DO	
Fuel Cost		-		-		-		-		-		8		25	
Construction Cost		M.US\$		-		-		-		-		16.2		36.7	
Conversion System		M.US\$		-		-		-		-		14.1		18.3	
Generation Energy		GWh		-		-		-		-		137.9		482.8	
Sending-out Energy		M.US\$		-		-		-		-		1.8		1.8	
Fixed O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		0.4		1.2	
Variable O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		DO		DO	
Fuel Type		-		-		-		-		-		DO		DO	
Fuel Cost		-		-		-		-		-		6		21	
Total Cost		M.US\$		0.0		0.0		0.0		23.3		45.1		50.1	
Construction Cost		M.US\$		-		-		-		-		44.7		44.7	
Generation Energy		GWh		-		-		-		-		192.8		602.4	
Sending-out Energy		M.US\$		-		-		-		-		183.9		574.7	
Fixed O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		2.1		2.1	
Variable O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		0.6		1.8	
Fuel Type		-		-		-		-		-		HFO		HFO	
Fuel Cost		-		-		-		-		-		6.1		19.0	
Subtotal Cost		M.US\$		0.0		0.0		0.0		23.0		55.5		22.9	
Construction Cost		M.US\$		-		-		-		-		23.0		67.8	
Generation Energy		GWh		-		-		-		-		-		-	
Sending-out Energy		M.US\$		-		-		-		-		137.9		482.8	
Fixed O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		2.1		2.1	
Variable O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		0.4		1.5	
Fuel Type		-		-		-		-		-		HFO		HFO	
Fuel Cost		-		-		-		-		-		4.6		15.9	
Total Cost		M.US\$		0.0		0.0		0.0		23.0		67.8		76.5	
Benefit : Alternative Diesel Plant															
B-C		0.0		0.0		-0.3		22.7		26.4		-9.0		-10.2	
Disc. Rate		10%		0.909		0.826		0.751		0.683		0.621		0.564	
NPV for Cost		as of 2001		0		0		17.5		30.8		31.1		36.6	
NPV for Benefit as of 2001		0		0		0		35.45		18.21		17.47		16.6	
NPV for Sending-out Energy		0		0		0		17.27		46.31		286.97		450.94	
NPV for Sending-out Energy		0		0		0		114.2		324.13		286.97		450.94	
Cost: Sihonukville C.C. Plant															
Year		2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007	
Construction Cost		M.US\$		-		-		-		-		23.6		0.0	
Conversion System		M.US\$		-		-		-		-		0.0		-	
Generation Energy		GWh		-		-		-		-		189.2		591.3	
Sending-out Energy		M.US\$		-		-		-		-		183.9		574.7	
Fixed O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		1.8		1.8	
Variable O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		0.5		1.5	
Fuel Type		-		-		-		-		-		DO		DO	
Fuel Cost		-		-		-		-		-		8		25	
Construction Cost		M.US\$		-		-		-		-		16.2		36.7	
Conversion System		M.US\$		-		-		-		-		14.1		18.3	
Generation Energy		GWh		-		-		-		-		137.9		482.8	
Sending-out Energy		M.US\$		-		-		-		-		1.8		1.8	
Fixed O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		0.4		1.2	
Variable O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		DO		DO	
Fuel Type		-		-		-		-		-		DO		DO	
Fuel Cost		-		-		-		-		-		6		21	
Total Cost		M.US\$		0.0		0.0		0.0		23.3		45.1		50.1	
Construction Cost		M.US\$		-		-		-		-		44.7		44.7	
Generation Energy		GWh		-		-		-		-		192.8		602.4	
Sending-out Energy		M.US\$		-		-		-		-		183.9		574.7	
Fixed O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		2.1		2.1	
Variable O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		0.6		1.8	
Fuel Type		-		-		-		-		-		HFO		HFO	
Fuel Cost		-		-		-		-		-		6.1		19.0	
Subtotal Cost		M.US\$		0.0		0.0		0.0		23.0		55.5		22.9	
Construction Cost		M.US\$		-		-		-		-		23.0		67.8	
Generation Energy		GWh		-		-		-		-		-		-	
Sending-out Energy		M.US\$		-		-		-		-		137.9		482.8	
Fixed O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		2.1		2.1	
Variable O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		0.4		1.5	
Fuel Type		-		-		-		-		-		HFO		HFO	
Fuel Cost		-		-		-		-		-		4.6		15.9	
Total Cost		M.US\$		0.0		0.0		0.0		23.0		67.8		76.5	
Benefit : Alternative Diesel Plant															
B-C		0.0		0.0		-0.3		22.7		26.4		-9.0		-10.2	
Disc. Rate		10%		0.909		0.826		0.751		0.683		0.621		0.564	
NPV for Cost		as of 2001		0		0		17.5		30.8		31.1		36.6	
NPV for Benefit as of 2001		0		0		0		35.45		18.21		17.47		16.6	
NPV for Sending-out Energy		0		0		0		17.27		46.31		286.97		450.94	
NPV for Sending-out Energy		0		0		0		114.2		324.13		286.97		450.94	
Cost: Sihonukville C.C. Plant															
Year		2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007	
Construction Cost		M.US\$		-		-		-		-		23.6		0.0	
Conversion System		M.US\$		-		-		-		-		0.0		-	
Generation Energy		GWh		-		-		-		-		189.2		591.3	
Sending-out Energy		M.US\$		-		-		-		-		183.9		574.7	
Fixed O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		1.8		1.8	
Variable O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		0.5		1.5	
Fuel Type		-		-		-		-		-		DO		DO	
Fuel Cost		-		-		-		-		-		8		25	
Construction Cost		M.US\$		-		-		-		-		16.2		36.7	
Conversion System		M.US\$		-		-		-		-		14.1		18.3	
Generation Energy		GWh		-		-		-		-		137.9		482.8	
Sending-out Energy		M.US\$		-		-		-		-		1.8		1.8	
Fixed O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		0.4		1.2	
Variable O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		DO		DO	
Fuel Type		-		-		-		-		-		DO		DO	
Fuel Cost		-		-		-		-		-		6		21	
Total Cost		M.US\$		0.0		0.0		0.0		23.3		45.1		50.1	
Construction Cost		M.US\$		-		-		-		-		44.7		44.7	
Generation Energy		GWh		-		-		-		-		192.8		602.4	
Sending-out Energy		M.US\$		-		-		-		-		183.9		574.7	
Fixed O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		2.1		2.1	
Variable O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		0.6		1.8	
Fuel Type		-		-		-		-		-		HFO		HFO	
Fuel Cost		-		-		-		-		-		6.1		19.0	
Subtotal Cost		M.US\$		0.0		0.0		0.0		23.0		55.5		22.9	
Construction Cost		M.US\$		-		-		-		-		23.0		67.8	
Generation Energy		GWh		-		-		-		-		-		-	
Sending-out Energy		M.US\$		-		-		-		-		137.9		482.8	
Fixed O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		2.1		2.1	
Variable O/M cost		M.US\$		-		-		-		-		0.4		1.5	
Fuel Type		-		-		-		-		-		HFO		HFO	
Fuel Cost		-		-		-		-		-		4.6		15.9	
Total Cost		M.US\$		0.0		0.0		0.0		23.0		67.8		76.5	
Benefit : Alternative Diesel Plant															
B-C		0.0		0.0		-0.3		22.7		26.4		-9.0		-10.2	
Disc. Rate		10%		0.909		0.826		0.751		0.683		0.621		0.564	
NPV for															

Attachment 3.4 (1/4) Finance Planning for Stage 1 for Case No. 1000

No.	1000	(Unit: Million US\$)									
A. Stage-1	Cost as of 2001	Annual Escalation	Construction Period								
			2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Total
A-1. Foreign Currency Portion	92.3		0.0	0.0	0.0	22.8	51.9	26.9	0.0	0.0	101.6
Land Acquisition and Compensation	0.0	2.4%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mechanical Works	44.3		0.0	0.0	0.0	9.5	24.4	15.0	0.0	0.0	48.9
Electrical Works	19.3		0.0	0.0	0.0	6.2	12.7	2.2	0.0	0.0	21.1
Civil and Structural Works	8.9		0.0	0.0	0.0	2.9	3.9	3.0	0.0	0.0	9.8
Spare Parts and Others	6.7		0.0	0.0	0.0	1.4	3.7	2.3	0.0	0.0	7.4
Consultant Services inc. Training	4.5		0.0	0.0	0.0	1.0	2.5	1.5	0.0	0.0	5.0
Owner's Administration Fee	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Associated Transmission Line	8.6		0.0	0.0	0.0	1.8	4.7	2.9	0.0	0.0	9.4
A-2. Local Currency Portion	18.8		0.0	0.0	0.0	5.1	9.5	6.0	0.0	0.0	20.6
Land Acquisition and Compensation	1.0	2.4%	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	0.3	0.0	0.0	1.1
Mechanical Works	3.3		0.0	0.0	0.0	0.7	1.8	1.1	0.0	0.0	3.6
Electrical Works	1.2		0.0	0.0	0.0	0.4	0.8	0.1	0.0	0.0	1.3
Civil and Structural Works	8.5		0.0	0.0	0.0	2.7	3.7	2.9	0.0	0.0	9.3
Spare Parts and Others	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Consultant Services inc. Training	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Owner's Administration Fee	2.6		0.0	0.0	0.0	0.6	1.4	0.9	0.0	0.0	2.9
Associated Transmission Line	2.2		0.0	0.0	0.0	0.5	1.2	0.7	0.0	0.0	2.4
Grand Total excluding Taxes and Duties	111.1		0.0	0.0	0.0	27.9	61.4	32.9	0.0	0.0	122.2
A-3. Import Duties											
Mechanical Works	48.9	15.0%	0.0	0.0	0.0	1.4	3.7	2.3	0.0	0.0	7.4
Electrical Works	21.1	15.0%	0.0	0.0	0.0	0.9	1.9	0.3	0.0	0.0	3.1
Civil and Structural Works	9.8	10.0%	0.0	0.0	0.0	0.3	0.4	0.3	0.0	0.0	1.0
Spare Parts and Others	7.4	10.0%	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.2	0.0	0.0	0.7
Associated Transmission Line	9.4	13.0%	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	0.4	0.0	0.0	1.2
Subtotal	96.6		0.0	0.0	0.0	2.9	7.0	3.5	0.0	0.0	13.4
A-4. Value Added Tax											
F/C portion excluding Consultant Services	96.6	10%	0.0	0.0	0.0	2.2	4.9	2.5	0.0	0.0	9.6
L/C portion excluding Land and Admini.	16.6	10%	0.0	0.0	0.0	0.4	0.8	0.5	0.0	0.0	1.7
Subtotal	113.2		0.0	0.0	0.0	2.6	5.7	3.0	0.0	0.0	11.3
A-5. Total Project Cost excluding IDC											
F/C Portion											
(1) Procurement and Construction	101.6		0.0	0.0	0.0	22.8	51.9	26.9	0.0	0.0	101.6
L/C Portion											
(1) Procurement and Construction	20.6		0.0	0.0	0.0	5.1	9.5	6.0	0.0	0.0	20.6
(2) Import Duties	13.4		0.0	0.0	0.0	2.9	7.0	3.5	0.0	0.0	13.4
(3) Value Added Tax	11.3		0.0	0.0	0.0	2.6	5.7	3.0	0.0	0.0	11.3
Subtotal	146.9		0.0	0.0	0.0	33.4	74.1	39.4	0.0	0.0	146.9
A-6. Official Finance Source - A (Full of F/C Portion)											
(1) Construction Cost	share (%)										
Own Finance by RGC (L/C + Taxes)			0.0	0.0	0.0	10.6	22.2	12.5	0.0	0.0	45.3
Source - A Loan (Full F/C Portion)			0.0	0.0	0.0	22.8	51.9	26.9	0.0	0.0	101.6
Source - A Loan Cumulative			0.0	0.0	0.0	22.8	74.7	101.6	101.6	101.6	
(2) Financing Cost (Source - A - MEF)											
IDC to be paid by RGC	1.0%		0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	0.9	0.0	0.0	1.5
Disbursement Fee	0.1%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1
Front End Fee	0.0%										
(3) Finance Arrangement											
Own Finance by RGC inc. IDC	31.6%		0.0	0.0	0.0	10.7	22.8	13.4	0.0	0.0	46.9
Source - A Loan	68.4%		0.0	0.0	0.0	22.8	51.9	26.9	0.0	0.0	101.6
Total Investment	100.0%		0.0	0.0	0.0	33.5	74.7	40.3	0.0	0.0	148.5
A-7. Official Finance Source - A (Max 85%)											
(1) Construction Cost	share (%)										
Own Finance by RGC (Share + Taxes)	0.0%		0.0	0.0	0.0	5.5	12.7	6.5	0.0	0.0	24.7
Source - A Loan	100.0%		0.0	0.0	0.0	27.9	61.4	32.9	0.0	0.0	122.2
Source - A Loan Cumulative			0.0	0.0	0.0	27.9	89.3	122.2	122.2	122.2	
(2) Financing Cost (Source - A - MEF)											
IDC to be paid by RGC	1.0%		0.0	0.0	0.0	0.1	0.6	1.1	0.0	0.0	1.8
Disbursement Fee	0.1%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1
Front End Fee/ Top Front Fee	0.0%										
(3) Finance Arrangement											
Own Finance by RGC inc. IDC	17.9%		0.0	0.0	0.0	5.6	13.4	7.6	0.0	0.0	26.6
Finance Source - A Loan	82.1%		0.0	0.0	0.0	27.9	61.4	32.9	0.0	0.0	122.2
Total Investment	100.0%		0.0	0.0	0.0	33.5	74.8	40.5	0.0	0.0	148.8
A-8. Subsidiary Loan Arrangement											
S.- A + MEF less IDC+ Disbursement Fee	146.9		0.0	0.0	0.0	33.4	74.1	39.4	0.0	0.0	146.9
Cumulative of Total Loan			0.0	0.0	0.0	33.4	107.5	146.9	146.9	146.9	
IDC to be paid by EDC	3.5%		0.0	0.0	0.0	0.6	2.5	4.5	0.0	0.0	7.6
A-9. Total Project Cost and Financing	154.5	100.0%	0.0	0.0	0.0	34.0	76.6	43.9	0.0	0.0	154.5
Source - A Loan	122.2	79.1%	0.0	0.0	0.0	27.9	61.4	32.9	0.0	0.0	122.2
Relent by MEF to EDC	24.7	16.0%	0.0	0.0	0.0	5.5	12.7	6.5	0.0	0.0	24.7
EDC	7.6	4.9%	0.0	0.0	0.0	0.6	2.5	4.5	0.0	0.0	7.6

Attachment 3.4 (2/4) Finance Planning for Stage 2 for Case No. 1000

No.	1000	(Unit: Million US\$)									
B. Stage-2	Cost as of 2001	Annual Escalation	Construction Period								
			2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Total
B-1. Foreign Currency Portion	65.4		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	39.3	19.7	75.5
Land Acquisition and Compensation	0.0	2.4%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mechanical Works	41.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.3	23.7	14.6	47.6
Electrical Works	14.6		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	10.4	1.7	16.7
Civil and Structural Works	4.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.9	1.5	4.8
Spare Parts and Others	3.5		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	2.1	1.2	4.0
Consultant Services inc. Training	2.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	1.2	0.7	2.4
Owner's Administration Fee	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Associated Transmission Line	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
B-2. Local Currency Portion	9.2		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	4.8	3.1	10.6
Land Acquisition and Compensation	0.0	2.4%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mechanical Works	3.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	1.8	1.1	3.6
Electrical Works	0.9		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.6	0.1	1.0
Civil and Structural Works	3.9		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.7	1.4	4.5
Spare Parts and Others	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Consultant Services inc. Training	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Owner's Administration Fee	1.3		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.7	0.5	1.5
Associated Transmission Line	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Grand Total excluding Taxes and Duties	74.6		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.2	44.1	22.8	86.1
B-3. Import Duties											
Mechanical Works	47.6	15.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	3.6	2.2	7.2
Electrical Works	16.7	15.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	1.6	0.3	2.6
Civil and Structural Works	4.8	10.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.5
Spare Parts and Others	4.0	10.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.1	0.4
Associated Transmission Line	0.0	13.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	73.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	5.6	2.8	10.7
B-4. Value Added Tax											
F/C portion excluding Consultant Services	73.1	10%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	3.8	1.9	7.3
L/C portion excluding Land and Admini.	9.1	10%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	0.3	0.9
Subtotal	82.2		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	4.2	2.2	8.2
B-5. Total Project Cost excluding IDC											
F/C Portion											
(1) Procurement and Construction	75.5		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	39.3	19.7	75.5
L/C Portion											
(1) Procurement and Construction	10.6		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	4.8	3.1	10.6
(2) Import Duties	10.7		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	5.6	2.8	10.7
(3) Value Added Tax	8.2		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	4.2	2.2	8.2
Subtotal	105.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.3	53.9	27.8	105.0
B-6. Official Finance Source - A (Full of F/C Portion)											
(1) Construction Cost		share (%)									
Own Finance by RGC (L/C + Taxes)			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.8	14.6	8.1	29.5
Source - A Loan (Full F/C Portion)			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	39.3	19.7	75.5
Source - A Loan Cumulative			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	55.8	75.5	
(2) Financing Cost (Source - A - MEF)											
IDC to be paid by RGC	1.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.7	1.1
Disbursement Fee	0.1%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Front End Fee	0.0%										
(3) Finance Arrangement											
Own Finance by RGC inc. IDC	29.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.9	15.0	8.8	30.6
Source - A Loan	71.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	39.3	19.7	75.5
Total Investment	100.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.4	54.3	28.5	106.1
B-7. Official Finance Source - A (Max 85%)											
(1) Construction Cost		share (%)									
Own Finance by RGC (Share + Taxes)	0.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	9.8	5.0	18.9
Source - A Loan	100.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.2	44.1	22.8	86.1
Source - A Loan Cumulative			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.2	63.3	86.1	
(2) Financing Cost (Source - A - MEF)											
IDC to be paid by RGC	1.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.3
Commitment Fee	0.1%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Front End Fee/ Top Front Fee	0.0%										
(3) Finance Arrangement											
Own Finance by RGC inc. IDC	19.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2	10.2	5.8	20.2
Finance Source - A Loan	81.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.2	44.1	22.8	86.1
Total Investment	100.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.4	54.3	28.6	106.3
B-8. Subsidiary Loan Arrangement											
S.-A + MEF less IDC + Disbursement Fee	105.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.3	53.9	27.8	105.0
Cumulative of Total Loan			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.3	77.2	105.0	
IDC to be paid by EDC	3.5%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.8	3.2	5.4
B-9. Total Project Cost and Financing	110.4	100.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.7	55.7	31.0	110.4
Source - A Loan	86.1	78.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.2	44.1	22.8	86.1
Relent by MEF to EDC	18.9	17.1%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	9.8	5.0	18.9
EDC	5.4	4.9%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.8	3.2	5.4

Attachment 3.4 (3/4) Profit and Loss Statement for Case No. 1000

[illegible]

1. Profit and Loss Statement

[illegible]

Attachment 3.4 (4/4) Cashflow Calculation for Case No. 1000

Case No.	1000
----------	------

2. Project IRR, FIRR, and Debt Service Coverage Ratio

2.1. Project Cashflow and Project IRR

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	Project IRR	
Investment	0.0	0.0	0.0	-33.4	-74.1	-39.4	0.0	0.0																							-146.9		
Earning after Operation	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.6	31.6	22.2	26.0	27.8	29.2	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	11.8	0.0	0.0	0.0	0.0	434.8		
Profit Tax	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-3.3	-1.7	-2.8	-3.4	-3.9	-2.3	-2.5	-2.6	-2.8	-2.9	-3.0	-3.1	-3.2	-3.3	-3.4	-3.5	-3.5	-3.6	-3.6	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-60.4		
Cashflow for ST-1	0.0	0.0	0.0	-33.4	-74.1	-31.8	28.3	20.5	23.2	24.4	25.3	17.6	17.4	17.3	17.1	17.0	16.9	16.8	16.7	16.6	16.5	16.4	16.4	16.3	16.3	9.8	0.0	0.0	0.0	0.0	227.5	11.6%	
Investment	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-23.3	-53.9	-27.8																							-105.0		
Earning after Operation	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.6	26.8	28.6	30.0	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	12.6	0.0	0.0	0.0	434.8		
Profit Tax	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-3.2	-3.8	-4.3	-2.6	-2.8	-2.9	-3.1	-3.2	-3.3	-3.4	-3.5	-3.5	-3.6	-3.7	-3.7	-3.8	-3.8	-3.8	-3.9	-2.3	0.0	0.0	-68.2		
Cashflow for ST-2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-23.3	-53.9	-22.2	23.6	24.8	25.7	18.1	17.9	17.8	17.6	17.5	17.4	17.3	17.2	17.2	17.1	17.0	17.0	16.9	16.9	16.9	16.8	10.3	0.0	0.0	0.0	261.6	16.5%
Cashflow for All Stages	0.0	0.0	0.0	-33.4	-74.1	-55.1	-25.6	-1.7	46.8	49.2	51.0	35.7	35.3	35.1	34.7	34.5	34.3	34.1	33.9	33.8	33.6	33.4	33.4	33.2	33.2	26.7	16.8	10.3	0.0	0.0	489.1	13.5%	

2.2. Equity Cashflow and ROE

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	ROE
Equity Cashflow	0.0	0.0	0.0	0.0	-2.5	-4.5	0.0	0.0																							-7.6	
Earning after Operation	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.6	31.6	22.2	26.0	27.8	29.2	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	11.8	0.0	0.0	0.0	0.0	434.8	
Profit Tax	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-2.3	-0.7	-1.8	-2.4	-2.9	-1.3	-1.6	-1.8	-2.0	-2.2	-2.4	-2.6	-2.8	-2.9	-3.0	-3.2	-3.3	-3.4	-3.5	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-48.1	
Principal Repayment	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	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	-147.0	
Interest Payment	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-5.1	-5.1	-5.1	-4.8	-4.5	-4.1	-3.8	-3.4	-3.1	-2.7	-2.4	-2.1	-1.7	-1.4	-1.0	-0.7	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-61.5	
SUM : ST-1	0.0	0.0	0.0	-0.6	-2.5	3.1	24.2	16.4	19.1	20.3	21.2	4.0	4.0	4.2	4.3	4.5	4.6	4.8	4.9	5.1	5.4	5.5	5.8	6.0	6.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	170.6	210.4%
DSCR : ST-1	-	-	-	-	-	-	5.75	4.22	4.75	4.98	5.16	1.27	1.28	1.30	1.32	1.34	1.36	1.38	1.40	1.43	1.47	1.49	1.54	1.57	1.62	1	-	-	-	-	Mini.	1.00
Equity Cashflow	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.4	-1.8	-3.2																							-5.4	
Earning after Operation	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.6	26.8	28.6	30.0	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	20.7	12.6	0.0	0.0	0.0	434.8	
Profit Tax	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-2.5	-3.1	-3.5	-1.9	-2.0	-2.3	-2.4	-2.6	-2.7	-2.9	-3.0	-3.1	-3.3	-3.4	-3.5	-3.6	-3.7	-3.7	-3.8	-2.3	0.0	0.0	-59.3	
Principal Repayment	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	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	-105.0	
Interest Payment	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-3.7	-3.7	-3.7	-3.7	-3.7	-3.4	-3.2	-2.9	-2.7	-2.5	-2.2	-2.0	-1.7	-1.5	-1.2	-1.0	-0.7	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	-45.2	
SUM : ST-2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.4	-1.8	2.4	20.6	21.8	22.8	15.1	15.0	8.0	8.1	8.2	8.3	8.3	8.5	8.6	8.7	8.8	9.0	9.1	9.3	9.5	9.7	3.3	0.0	0.0	220.9	244.1%
DSCR : ST-2	-	-	-	-	-	-	-	-	6.57	6.89	7.16	5.08	5.05	1.77	1.79	1.83	1.86	1.87	1.92	1.96	2.00	2.04	2.10	2.14	2.21	2.27	2.35	1.47	-	-	Mini.	1.47
Equity Cashflow for All	0.0	0.0	0.0	-0.6	-2.5	2.7	22.4	18.8	39.7	42.1	44.0	19.1	19.0	12.2	12.4	12.7	12.9	13.1	13.4	13.7	14.1	14.3	14.8	15.1	15.6	9.5	9.7	3.3	0.0	0.0	391.5	212.8%
DSCR for All Stages	-	-	-	-	-	-	5.75	5.31	5.51	5.78	6	2.04	2.06	1.5	1.52	1.55	1.57	1.6	1.63	1.66	1.7	1.73	1.78	1.82	1.88	1.55	2.35	1.47	-	-	Mini.	1.47

Levelised Production Cost (LPC) for All Stages

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	LPC	
Conversion Factor	1.000	0.909	0.826	0.751	0.683	0.621	0.565	0.513	0.467	0.424	0.386	0.351	0.319	0.290	0.263	0.239	0.218	0.198	0.180	0.164	0.149	0.135	0.123	0.112	0.102	0.092	0.084	0.076	0.069	0.063		c/kWh	
Equity Cashflow	0.0	0.0	0.0	0.6	2.5	4.5	0.0	0.0	4.2	4.2	4.3	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.6		
Fixed and Variable O/M	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	4.3	4.1	4.2	4.2	4.3	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.1	4.0	0.0	0.0	0.0	86.4		
Fuel Cost	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.7	17.9	13.1	15.0	16.0	16.7	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	7.9	0.0	0.0	0.0	258.9		
Principal Payment	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	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	147.0		
Interest Payment	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.1	5.1	5.1	5.1	4.8	4.5	4.1	3.8	3.4	3.1	2.7	2.4	2.1	1.7	1.4	1.0	0.7	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	61.5		
Profit Tax	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	0.7	1.8	2.4	2.9	1.3	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8	2.9	3.0	3.2	3.3	3.4	3.5	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	48.1		
SUM : ST-1	0.0	0.0	0.0	0.6	2.5	14.1	29.6	23.0	26.1	27.7	29.0	31.9	31.9	31.7	31.6	31.4	31.3	31.1	31.0	30.8	30.5	30.4	30.1	29.9	29.6	23.7	0.0	0.0	0.0	0.0	609.5		
Salable Energy for ST-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	155.0	484.5	355.3	407.0	432.8	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	213.2	0.0	0.0	0.0	0.0	7022.0		
Discounted Outflow	0.0	0.0	0.0	0.5	1.7	8.8	16.7	11.8	12.2	11.7	11.2	11.2	10.2	9.2	8.3	7.5	6.8	6.2	5.6	5.0	4.5	4.1	3.7	3.3	3.0	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	165.4		
Discounted Energy	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	96.2	273.5	182.3	189.9	183.6	174.3	113.2	102.9	93.6	85.0	77.3	70.3	63.9	58.1	52.8	48.0	43.6	39.7	36.1	32.8	19.7	0.0	0.0	0.0	0.0	2036.8	8.12	
Equity Cashflow	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.8	3.2	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.4		
Fixed and Variable O/M	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	3.4	3.4	3.5	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.2	0.0	0.0	0.0	69.3	
Fuel Cost	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.3	15.0	16.0	16.7	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	7.9	0.0	0.0	0.0	250.3	
Principal Payment	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	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	105.0		
Interest Payment	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.4	3.2	2.9	2.7	2.5	2.2	2.0	1.7	1.5	1.2	1.0	0.7	0.5	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	44.2	
Profit Tax	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.1	3.5	1.9	2.0	2.3	2.4	2.6	2.7	2.9	3.0	3.1	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.7	3.7	3.8	2.3	0.0	0.0	59.3	
SUM : ST-2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.8	10.5	24.6	26.2	27.4	20.8	20.9	27.9	27.8	27.7	27.6	27.6	27.4	27.3	27.2	27.1	26.9	26.8	26.6	26.4	26.2	20.4	0.0	0.0	0.0	533.5	
Salable Energy for ST-2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	116.2	407.0	432.8	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	323.0	213.2	0.0	0.0	0.0	6789.4	
Discounted Outflow	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	1.0	5.4	11.5	11.1	10.6	7.3	6.7	8.1	7.3	6.6	6.0	5.5	4.9	4.5	4.0	3.7	3.3	3.0	2.7	2.4	2.2	1.6	0.0	0.0	0.0	119.6	
Discounted Energy	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	59.6	189.9	183.6	174.3	113.2	102.9	93.6	85.0	77.3	70.3	63.9	58.1	52.8	48.0	43.6	39.7	36.1	32.8	29.8	27.1	16.3	0.0	0.0	0.0	1597.9	7.48

Attachment 3.5 (1/4) Finance Planning for Stage 1 for Case No. 2000

No.	2000		(Unit: Million US\$)								
A. Stage-1	Cost as of 2001	Annual Escalation	Construction Period								
			2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Total
A-1. Foreign Currency Portion	92.3		0.0	0.0	0.0	22.8	51.9	26.9	0.0	0.0	101.6
Land Acquisition and Compensation	0.0	2.4%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mechanical Works	44.3		0.0	0.0	0.0	9.5	24.4	15.0	0.0	0.0	48.9
Electrical Works	19.3		0.0	0.0	0.0	6.2	12.7	2.2	0.0	0.0	21.1
Civil and Structural Works	8.9		0.0	0.0	0.0	2.9	3.9	3.0	0.0	0.0	9.8
Spare Parts and Others	6.7		0.0	0.0	0.0	1.4	3.7	2.3	0.0	0.0	7.4
Consultant Services inc. Training	4.5		0.0	0.0	0.0	1.0	2.5	1.5	0.0	0.0	5.0
Owner's Administration Fee	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Associated Transmission Line	8.6		0.0	0.0	0.0	1.8	4.7	2.9	0.0	0.0	9.4
A-2. Local Currency Portion	18.8		0.0	0.0	0.0	5.1	9.5	6.0	0.0	0.0	20.6
Land Acquisition and Compensation	1.0	2.4%	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	0.3	0.0	0.0	1.1
Mechanical Works	3.3		0.0	0.0	0.0	0.7	1.8	1.1	0.0	0.0	3.6
Electrical Works	1.2		0.0	0.0	0.0	0.4	0.8	0.1	0.0	0.0	1.3
Civil and Structural Works	8.5		0.0	0.0	0.0	2.7	3.7	2.9	0.0	0.0	9.3
Spare Parts and Others	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Consultant Services inc. Training	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Owner's Administration Fee	2.6		0.0	0.0	0.0	0.6	1.4	0.9	0.0	0.0	2.9
Associated Transmission Line	2.2		0.0	0.0	0.0	0.5	1.2	0.7	0.0	0.0	2.4
Grand Total excluding Taxes and Duties	111.1		0.0	0.0	0.0	27.9	61.4	32.9	0.0	0.0	122.2
A-3. Import Duties											
Mechanical Works	48.9	15.0%	0.0	0.0	0.0	1.4	3.7	2.3	0.0	0.0	7.4
Electrical Works	21.1	15.0%	0.0	0.0	0.0	0.9	1.9	0.3	0.0	0.0	3.1
Civil and Structural Works	9.8	10.0%	0.0	0.0	0.0	0.3	0.4	0.3	0.0	0.0	1.0
Spare Parts and Others	7.4	10.0%	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.2	0.0	0.0	0.7
Associated Transmission Line	9.4	13.0%	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	0.4	0.0	0.0	1.2
Subtotal	96.6		0.0	0.0	0.0	2.9	7.0	3.5	0.0	0.0	13.4
A-4. Value Added Tax											
F/C portion excluding Consultant Service	96.6	10%	0.0	0.0	0.0	2.2	4.9	2.5	0.0	0.0	9.6
L/C portion excluding Land and Admini.	16.6	10%	0.0	0.0	0.0	0.4	0.8	0.5	0.0	0.0	1.7
Subtotal	113.2		0.0	0.0	0.0	2.6	5.7	3.0	0.0	0.0	11.3
A-5. Total Project Cost excluding IDC											
F/C Portion											
(1) Procurement and Construction	101.6		0.0	0.0	0.0	22.8	51.9	26.9	0.0	0.0	101.6
L/C Portion											
(1) Procurement and Construction	20.6		0.0	0.0	0.0	5.1	9.5	6.0	0.0	0.0	20.6
(2) Import Duties	13.4		0.0	0.0	0.0	2.9	7.0	3.5	0.0	0.0	13.4
(3) Value Added Tax	11.3		0.0	0.0	0.0	2.6	5.7	3.0	0.0	0.0	11.3
Subtotal	146.9		0.0	0.0	0.0	33.4	74.1	39.4	0.0	0.0	146.9
A-6. Official Finance Source - B (Full of F/C Portion)											
(1) Construction Cost		share (%)									
Own Finance by RGC (L/C + Taxes)			0.0	0.0	0.0	10.6	22.2	12.5	0.0	0.0	45.3
Source - B Loan (Full F/C Portion)			0.0	0.0	0.0	22.8	51.9	26.9	0.0	0.0	101.6
Source - B Loan Cumulative			0.0	0.0	0.0	22.8	74.7	101.6	101.6	101.6	
(2) Financing Cost (Source - B - MEF)											
IDC to be paid by RGC	1.0%		0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	0.9	0.0	0.0	1.5
Disbursement Fee	0.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Front End Fee	0.0%										
(3) Finance Arrangement											
Own Finance by RGC exc. IDC	30.5%		0.0	0.0	0.0	10.6	22.2	12.5	0.0	0.0	45.3
Source - B Loan inc. IDC	69.5%		0.0	0.0	0.0	22.9	52.4	27.8	0.0	0.0	103.1
Total Investment	100.0%		0.0	0.0	0.0	33.5	74.6	40.3	0.0	0.0	148.4
A-7. Finance Source - B (Max 90%)											
(1) Construction Cost		share (%)									
Own Finance by RGC (Share + Taxes)	0.0%		0.0	0.0	0.0	5.5	12.7	6.5	0.0	0.0	24.7
Source - B Loan	100.0%		0.0	0.0	0.0	27.9	61.4	32.9	0.0	0.0	122.2
Source - B Loan Cumulative			0.0	0.0	0.0	27.9	89.3	122.2	122.2	122.2	
(2) Financing Cost (Source - B - MEF)											
IDC to be paid by RGC	1.0%		0.0	0.0	0.0	0.1	0.6	1.1	0.0	0.0	1.8
Disbursement Fee	0.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Front End Fee/ Top Front Fee	0.0%										
(3) Finance Arrangement											
Own Finance by RGC exc. IDC	16.6%		0.0	0.0	0.0	5.5	12.7	6.5	0.0	0.0	24.7
Source - B Loan inc. IDC	83.4%		0.0	0.0	0.0	28.0	62.0	34.0	0.0	0.0	124.0
Total Investment	100.0%		0.0	0.0	0.0	33.5	74.7	40.5	0.0	0.0	148.7
A-8. Subsidiary Loan Arrangement											
Source - B Loan + MEF	148.7		0.0	0.0	0.0	33.5	74.7	40.5	0.0	0.0	148.7
Cumulative of Total Loan			0.0	0.0	0.0	33.5	108.2	148.7	148.7	148.7	
IDC to be paid by EDC	3.5%		0.0	0.0	0.0	0.6	2.5	4.5	0.0	0.0	7.6
A-9. Total Project Cost and Financing	156.3	100.0%	0.0	0.0	0.0	34.1	77.2	45.0	0.0	0.0	156.3
Source - B Loan inc. IDC by RGC	124.0	79.3%	0.0	0.0	0.0	28.0	62.0	34.0	0.0	0.0	124.0
Relent by MEF to EDC	24.7	15.8%	0.0	0.0	0.0	5.5	12.7	6.5	0.0	0.0	24.7
EDC	7.6	4.9%	0.0	0.0	0.0	0.6	2.5	4.5	0.0	0.0	7.6

Attachment 3.5 (2/4) Finance Planning for Stage 2 for Case No. 2000

No.	2000		(Unit:Million US\$)								
B. Stage-2	Cost as of 2001	Annual Escalation	Construction Period								
			2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Total
B-1. Foreign Currency Portion	65.4		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	39.3	19.7	75.5
Land Acquisition and Compensation	0.0	2.4%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mechanical Works	41.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.3	23.7	14.6	47.6
Electrical Works	14.6		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	10.4	1.7	16.7
Civil and Structural Works	4.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.9	1.5	4.8
Spare Parts and Others	3.5		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	2.1	1.2	4.0
Consultant Services inc. Training	2.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	1.2	0.7	2.4
Owner's Administration Fee	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Associated Transmission Line	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
B-2. Local Currency Portion	9.2		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	4.8	3.1	10.6
Land Acquisition and Compensation	0.0	2.4%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mechanical Works	3.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	1.8	1.1	3.6
Electrical Works	0.9		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.6	0.1	1.0
Civil and Structural Works	3.9		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.7	1.4	4.5
Spare Parts and Others	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Consultant Services inc. Training	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Owner's Administration Fee	1.3		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.7	0.5	1.5
Associated Transmission Line	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Grand Total excluding Taxes and Duties	74.6		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.2	44.1	22.8	86.1
B-3. Import Duties											
Mechanical Works	47.6	15.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	3.6	2.2	7.2
Electrical Works	16.7	15.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	1.6	0.3	2.6
Civil and Structural Works	4.8	10.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.5
Spare Parts and Others	4.0	10.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.1	0.4
Associated Transmission Line	0.0	13.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	73.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	5.6	2.8	10.7
B-4. Value Added Tax											
F/C portion excluding Consultant Service	73.1	10%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	3.8	1.9	7.3
L/C portion excluding Land and Admini.	9.1	10%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	0.3	0.9
Subtotal	82.2		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	4.2	2.2	8.2
B-5. Total Project Cost excluding IDC											
F/C Portion											
(1) Procurement and Construction	75.5		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	39.3	19.7	75.5
L/C Portion											
(1) Procurement and Construction	10.6		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	4.8	3.1	10.6
(2) Import Duties	10.7		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	5.6	2.8	10.7
(3) Value Added Tax	8.2		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	4.2	2.2	8.2
Subtotal	105.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.3	53.9	27.8	105.0
B-6. Finance Source - B (Full of F/C Portion)											
(1) Construction Cost		share (%)									
Own Finance by RGC (L/C + Taxes)			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.8	14.6	8.1	29.5
Source - B Loan (Full F/C Portion)			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	39.3	19.7	75.5
Source - B Loan Cumulative			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	55.8	75.5	
(2) Financing Cost (Source - B - MEF)											
IDC to be paid by RGC	1.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.7	1.1
Disbursement Fee	0.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Front End Fee	0.0%										
(3) Finance Arrangement											
Own Finance by RGC exc. IDC	28.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.8	14.6	8.1	29.5
Source - B Loan inc. IDC	72.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.6	39.7	20.4	76.6
Total Investment	100.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.4	54.3	28.5	106.1
B-7. Finance Source - B (Max 90 %)											
(1) Construction Cost		share (%)									
Own Finance by RGC (Share + Taxes)	0.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	9.8	5.0	18.9
Source - B Loan	100.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.2	44.1	22.8	86.1
Source - B Loan Cumulative			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.2	63.3	86.1	
(2) Financing Cost (Source - B - MEF)											
IDC to be paid by RGC	1.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.3
Disbursement Fee	0.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Front End Fee/ Top Front Fee	0.0%										
(3) Finance Arrangement											
Own Finance by RGC exc. IDC	17.8%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	9.8	5.0	18.9
Source - B Loan inc. IDC	82.2%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.3	44.5	23.6	87.4
Total Investment	100.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.4	54.3	28.6	106.3
B-8. Subsidiary Loan Arrangement											
Source - B Loan + MEF	106.3		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.4	54.3	28.6	106.3
Cumulative of Total Loan			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.4	77.7	106.3	
IDC to be paid by EDC	3.5%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.8	3.2	5.4
B-9. Total Project Cost and Financing	111.7	100.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.8	56.1	31.8	111.7
Source - B Loan inc. IDC by RGC	87.4	78.2%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.3	44.5	23.6	87.4
Relent by MEF to EDC	18.9	16.9%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	9.8	5.0	18.9
EDC	5.4	4.8%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.8	3.2	5.4

Attachment 3.5 (3/4) Profit and Loss Statement for Case No. 2000

Case No. 2000		2nd Stage										1st Stage										2000									
Rated Capacity		90 MW		90 MW		90 MW		90 MW		90 MW		Rated Capacity		90 MW		90 MW		90 MW		90 MW		90 MW		90 MW		90 MW		90 MW		90 MW	
Construction Period		2 years		2 years		2 years		2 years		2 years		Construction Period		2 years		2 years		2 years		2 years		2 years		2 years		2 years		2 years		2 years	
Subsidiary Loan Condition		124.0 M.US\$		124.0 M.US\$		124.0 M.US\$		124.0 M.US\$		124.0 M.US\$		Subsidiary Loan Condition		87.4 M.US\$		87.4 M.US\$		87.4 M.US\$		87.4 M.US\$		87.4 M.US\$		87.4 M.US\$		87.4 M.US\$		87.4 M.US\$		87.4 M.US\$	
Source - B Loan		24.7 M.US\$		24.7 M.US\$		24.7 M.US\$		24.7 M.US\$		24.7 M.US\$		Source - B Loan		18.9 M.US\$		18.9 M.US\$		18.9 M.US\$		18.9 M.US\$		18.9 M.US\$		18.9 M.US\$		18.9 M.US\$		18.9 M.US\$		18.9 M.US\$	
Relend by MEF to EDC		148.7 M.US\$		148.7 M.US\$		148.7 M.US\$		148.7 M.US\$		148.7 M.US\$		Relend by MEF to EDC		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$	
Total Loan Amount		7.6 M.US\$		7.6 M.US\$		7.6 M.US\$		7.6 M.US\$		7.6 M.US\$		Total Loan Amount		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$	
EDC Equity		156.3 M.US\$		156.3 M.US\$		156.3 M.US\$		156.3 M.US\$		156.3 M.US\$		EDC Equity		111.7 M.US\$		111.7 M.US\$		111.7 M.US\$		111.7 M.US\$		111.7 M.US\$		111.7 M.US\$		111.7 M.US\$		111.7 M.US\$		111.7 M.US\$	
Total Project Cost		122.2 M.US\$		122.2 M.US\$		122.2 M.US\$		122.2 M.US\$		122.2 M.US\$		Total Project Cost		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$	
Construction Cost		2006 year		2006 year		2006 year		2006 year		2006 year		Construction Cost		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year	
Operation Start		2006		2007		2008		2009		2010		Operation Start		2008		2009		2010		2011		2012		2012		2012		2012		2012	
Capacity Factor		0.24		0.75		0.55		0.63		0.67		Capacity Factor		0.18		0.63		0.67		0.70		0.50		0.50		0.50		0.50		0.50	
Generation Energy		189.2		591.3		433.6		496.7		528.2		Generation Energy		141.9		496.7		528.2		551.9		394.2		394.2		394.2		394.2		394.2	
Station Use		5.3		16.6		12.1		13.9		14.8		Station Use		4		13.9		14.8		15.5		11		11		11		11		11	
Sending-out Energy		183.9		574.7		421.5		482.8		513.4		Sending-out Energy		137.9		482.8		513.4		536.4		383.2		383.2		383.2		383.2		383.2	
T/L and D/S Loss		28.9		90.2		66.2		75.8		80.6		T/L and D/S Loss		21.7		75.8		80.6		84.2		60.2		60.2		60.2		60.2		60.2	
Salable Energy		155.0		484.5		355.3		407.0		432.8		Salable Energy		116.2		407		432.8		452.2		323		323		323		323		323	
Fixed O/M cost		40.2		\$/kW-year for Plant								Fixed O/M cost		31.7		\$/kW-year for Plant															
Transmission Line		41.5		\$/kW-year including								Transmission Line		31.7		\$/kW-year including															
Interest Rate		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		Interest Rate		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%	
Grace Period		8 years		8 years		8 years		8 years		8 years		Grace Period		8 years		8 years		8 years		8 years		8 years		8 years		8 years		8 years		8 years	
Repayment Period		23 years		23 years		23 years		23 years		23 years		Repayment Period		23 years		23 years		23 years		23 years		23 years		23 years		23 years		23 years		23 years	
Total Loan Amount		148.7 M.US\$		148.7 M.US\$		148.7 M.US\$		148.7 M.US\$		148.7 M.US\$		Total Loan Amount		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$	
EDC Equity		7.6 M.US\$		7.6 M.US\$		7.6 M.US\$		7.6 M.US\$		7.6 M.US\$		EDC Equity		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$	
Total Project Cost		122.2 M.US\$		122.2 M.US\$		122.2 M.US\$		122.2 M.US\$		122.2 M.US\$		Total Project Cost		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$	
Construction Cost		2006 year		2006 year		2006 year		2006 year		2006 year		Construction Cost		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year	
Operation Start		2006		2007		2008		2009		2010		Operation Start		2008		2009		2010		2011		2012		2012		2012		2012		2012	
Capacity Factor		0.24		0.75		0.55		0.63		0.67		Capacity Factor		0.18		0.63		0.67		0.70		0.50		0.50		0.50		0.50		0.50	
Generation Energy		189.2		591.3		433.6		496.7		528.2		Generation Energy		141.9		496.7		528.2		551.9		394.2		394.2		394.2		394.2		394.2	
Station Use		5.3		16.6		12.1		13.9		14.8		Station Use		4		13.9		14.8		15.5		11		11		11		11		11	
Sending-out Energy		183.9		574.7		421.5		482.8		513.4		Sending-out Energy		137.9		482.8		513.4		536.4		383.2		383.2		383.2		383.2		383.2	
T/L and D/S Loss		28.9		90.2		66.2		75.8		80.6		T/L and D/S Loss		21.7		75.8		80.6		84.2		60.2		60.2		60.2		60.2		60.2	
Salable Energy		155.0		484.5		355.3		407.0		432.8		Salable Energy		116.2		407		432.8		452.2		323		323		323		323		323	
Fixed O/M cost		40.2		\$/kW-year for Plant								Fixed O/M cost		31.7		\$/kW-year for Plant															
Transmission Line		41.5		\$/kW-year including								Transmission Line		31.7		\$/kW-year including															
Interest Rate		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		Interest Rate		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%	
Grace Period		8 years		8 years		8 years		8 years		8 years		Grace Period		8 years		8 years		8 years		8 years		8 years		8 years		8 years		8 years		8 years	
Repayment Period		23 years		23 years		23 years		23 years		23 years		Repayment Period		23 years		23 years		23 years		23 years		23 years		23 years		23 years		23 years		23 years	
Total Loan Amount		148.7 M.US\$		148.7 M.US\$		148.7 M.US\$		148.7 M.US\$		148.7 M.US\$		Total Loan Amount		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$	
EDC Equity		7.6 M.US\$		7.6 M.US\$		7.6 M.US\$		7.6 M.US\$		7.6 M.US\$		EDC Equity		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$	
Total Project Cost		122.2 M.US\$		122.2 M.US\$		122.2 M.US\$		122.2 M.US\$		122.2 M.US\$		Total Project Cost		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$	
Construction Cost		2006 year		2006 year		2006 year		2006 year		2006 year		Construction Cost		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year	
Operation Start		2006		2007		2008		2009		2010		Operation Start		2008		2009		2010		2011		2012		2012		2012		2012		2012	
Capacity Factor		0.24		0.75		0.55		0.63		0.67		Capacity Factor		0.18		0.63		0.67		0.70		0.50		0.50		0.50		0.50		0.50	
Generation Energy		189.2		591.3		433.6		496.7		528.2		Generation Energy		141.9		496.7		528.2		551.9		394.2		394.2		394.2		394.2		394.2	
Station Use		5.3		16.6		12.1		13.9		14.8		Station Use		4		13.9		14.8		15.5		11		11		11		11		11	
Sending-out Energy		183.9		574.7		421.5		482.8		513.4		Sending-out Energy		137.9		482.8		513.4		536.4		383.2		383.2		383.2		383.2		383.2	
T/L and D/S Loss		28.9		90.2		66.2		75.8		80.6		T/L and D/S Loss		21.7		75.8		80.6		84.2		60.2		60.2		60.2		60.2		60.2	
Salable Energy		155.0		484.5		355.3		407.0		432.8		Salable Energy		116.2		407		432.8		452.2		323		323		323		323		323	
Fixed O/M cost		40.2		\$/kW-year for Plant								Fixed O/M cost		31.7		\$/kW-year for Plant															
Transmission Line		41.5		\$/kW-year including								Transmission Line		31.7		\$/kW-year including															
Interest Rate		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		Interest Rate		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%		3.5%	
Grace Period		8 years		8 years		8 years		8 years		8 years		Grace Period		8 years		8 years		8 years		8 years		8 years		8 years		8 years		8 years		8 years	
Repayment Period		23 years		23 years		23 years		23 years		23 years		Repayment Period		23 years		23 years		23 years		23 years		23 years		23 years		23 years		23 years		23 years	
Total Loan Amount		148.7 M.US\$		148.7 M.US\$		148.7 M.US\$		148.7 M.US\$		148.7 M.US\$		Total Loan Amount		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$		106.3 M.US\$	
EDC Equity		7.6 M.US\$		7.6 M.US\$		7.6 M.US\$		7.6 M.US\$		7.6 M.US\$		EDC Equity		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$		5.4 M.US\$	
Total Project Cost		122.2 M.US\$		122.2 M.US\$		122.2 M.US\$		122.2 M.US\$		122.2 M.US\$		Total Project Cost		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$		86.1 M.US\$	
Construction Cost		2006 year		2006 year		2006 year		2006 year		2006 year		Construction Cost		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year		2008 year	
Operation Start		2006		2007		2008		2009		2010		Operation Start		2008		2009		2010		2011		2012		2012		2012		2012		2012	
Capacity Factor		0.24		0.75		0.55		0.63		0.67		Capacity Factor		0.18		0.63		0.67		0.70		0.50		0.50		0.50		0.50		0.50	
Generation Energy		189.2		591.3		433.6		496.7		528.2		Generation Energy		141.9		496.7		528.2		551.9		394.2		394.2		394.2		394.2		394.2	
Station Use		5.3		16.6		12.1		13.9		14.8		Station Use		4		13.9		14.8		15.5		11		11		11		11		11	
Sending-out Energy		183.9		574.7		421.5		482.8		513.4		Sending-out Energy		137.9		482.8		513.4		536.4		383.2		383.2		383.2		383.2		383.2	
T/L and D/S Loss		28.9		9																											

Attachment 3.6 (1/4) Finance Planning for Stage 1 for Case No. 3000

No.	3000			(Unit:Million US\$)										
A. Stage-1				Cost as of 2001	Annual Escalation	Construction Period								
						2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Total
A-1. Foreign Currency Portion				92.3	2.4%	0.0	0.0	0.0	22.8	51.9	26.9	0.0	0.0	101.6
Land Acquisition and Compensation				0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Mechanical Works				44.3		0.0	0.0	0.0	9.5	24.4	15.0	0.0	0.0	48.9
Electrical Works				19.3		0.0	0.0	0.0	6.2	12.7	2.2	0.0	0.0	21.1
Civil and Structural Works				8.9		0.0	0.0	0.0	2.9	3.9	3.0	0.0	0.0	9.8
Spare Parts and Others				6.7		0.0	0.0	0.0	1.4	3.7	2.3	0.0	0.0	7.4
Consultant Services inc. Training				4.5		0.0	0.0	0.0	1.0	2.5	1.5	0.0	0.0	5.0
Owner's Administration Fee				0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Associated Transmission Line				8.6	0.0	0.0	0.0	1.8	4.7	2.9	0.0	0.0	9.4	
A-2. Local Currency Portion				18.8	2.4%	0.0	0.0	0.0	5.1	9.5	6.0	0.0	0.0	20.6
Land Acquisition and Compensation				1.0		0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	0.3	0.0	0.0	1.1
Mechanical Works				3.3		0.0	0.0	0.0	0.7	1.8	1.1	0.0	0.0	3.6
Electrical Works				1.2		0.0	0.0	0.0	0.4	0.8	0.1	0.0	0.0	1.3
Civil and Structural Works				8.5		0.0	0.0	0.0	2.7	3.7	2.9	0.0	0.0	9.3
Spare Parts and Others				0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Consultant Services inc. Training				0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Owner's Administration Fee				2.6		0.0	0.0	0.0	0.6	1.4	0.9	0.0	0.0	2.9
Associated Transmission Line				2.2	0.0	0.0	0.0	0.5	1.2	0.7	0.0	0.0	2.4	
Grand Total excluding Taxes and Duties				111.1		0.0	0.0	0.0	27.9	61.4	32.9	0.0	0.0	122.2
A-3. Import Duties (Exempted)														
Mechanical Works				48.9	0.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Electrical Works				21.1	0.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Civil and Structural Works				9.8	0.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Spare Parts and Others				7.4	0.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Associated Transmission Line				9.4	0.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal				96.6		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
A-4. Value Added Tax														
F/C portion excluding Consultant Service				96.6	10%	0.0	0.0	0.0	2.2	4.9	2.5	0.0	0.0	9.6
L/C portion excluding Land and Admini.				16.6	10%	0.0	0.0	0.0	0.4	0.8	0.5	0.0	0.0	1.7
Subtotal				113.2		0.0	0.0	0.0	2.6	5.7	3.0	0.0	0.0	11.3
A-5. Total Project Cost excluding IDC														
F/C Portion														
(1) Procurement and Construction				101.6		0.0	0.0	0.0	22.8	51.9	26.9	0.0	0.0	101.6
L/C Portion														
(1) Procurement and Construction				20.6		0.0	0.0	0.0	5.1	9.5	6.0	0.0	0.0	20.6
(2) Import Duties				0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
(3) Value Added Tax				11.3		0.0	0.0	0.0	2.6	5.7	3.0	0.0	0.0	11.3
Subtotal				133.5		0.0	0.0	0.0	30.5	67.1	35.9	0.0	0.0	133.5
A-6. Loan Arrangement-1														
(1) Construction Cost share (%)														
Equity Portion				25.4%		0.0	0.0	0.0	7.7	17.0	9.1	0.0	0.0	33.8
Debt Portion				74.6%		0.0	0.0	0.0	22.8	50.1	26.8	0.0	0.0	99.7
OIL				60.0%		0.0	0.0	0.0	13.7	30.1	16.1	0.0	0.0	59.9
Bank Syndicate Loan				40.0%		0.0	0.0	0.0	9.1	20.0	10.7	0.0	0.0	39.8
(2) OIL US\$ Loan LIBOR= 3.46% as of October 02, 2001														
Cumulative Amount						0.0	0.0	0.0	13.7	43.8	59.9	59.9	59.9	
IDC (LIBOR + 1.0%)				4.46%		0.0	0.0	0.0	0.3	1.3	2.3	0.0	0.0	3.9
Commitment Fee				0.25%		0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Top Front Fee				1.00%		0.0	0.0	0.0	0.6					0.6
(3) Bank Syndicate US\$ Loan														
Cumulative Amount						0.0	0.0	0.0	9.1	29.1	39.8	39.8	39.8	
IDC (LIBOR + 2.5%)				5.96%		0.0	0.0	0.0	0.3	1.1	2.1	0.0	0.0	3.5
Commitment Fee				0.50%		0.0	0.0	0.0	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.3
Front End Fee				1.25%		0.0	0.0	0.0	0.5					0.5
(4) Total Disbursement														
Own Finance Portion				30.0%		0.0	0.0	0.0	9.7	19.5	13.5	0.0	0.0	42.7
OIL US\$ Loan				42.1%		0.0	0.0	0.0	13.7	30.1	16.1	0.0	0.0	59.9
Bank Syndicate US\$ Loan				28.0%		0.0	0.0	0.0	9.1	20.0	10.7	0.0	0.0	39.8
Total Disbursement				100.0%		0.0	0.0	0.0	23.4	49.6	29.6	0.0	0.0	142.4

Attachment 3.6 (2/4) Finance Planning for Stage 2 for Case No. 3000

No.	3000	(Unit: Million US\$)									
B. Stage-2	Cost as of 2001	Annual Escalation	Construction Period								
			2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Total
B-1. Foreign Currency Portion	65.4		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	39.3	19.7	75.5
Land Acquisition and Compensation	0.0	2.4%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mechanical Works	41.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.3	23.7	14.6	47.6
Electrical Works	14.6		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	10.4	1.7	16.7
Civil and Structural Works	4.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.9	1.5	4.8
Spare Parts and Others	3.5		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	2.1	1.2	4.0
Consultant Services inc. Training	2.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	1.2	0.7	2.4
Owner's Administration Fee	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Associated Transmission Line	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
B-2. Local Currency Portion	9.2		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	4.8	3.1	10.6
Land Acquisition and Compensation	0.0	2.4%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mechanical Works	3.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	1.8	1.1	3.6
Electrical Works	0.9		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.6	0.1	1.0
Civil and Structural Works	3.9		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.7	1.4	4.5
Spare Parts and Others	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Consultant Services inc. Training	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Owner's Administration Fee	1.3		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.7	0.5	1.5
Associated Transmission Line	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Grand Total excluding Taxes and Duties	74.6		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.2	44.1	22.8	86.1
B-3. Import Duties (Exempted)											
Mechanical Works	47.6	0.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Electrical Works	16.7	0.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Civil and Structural Works	4.8	0.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Spare Parts and Others	4.0	0.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Associated Transmission Line	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	73.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
B-4. Value Added Tax											
F/C portion excluding Consultant Services	73.1	10%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	3.8	1.9	7.3
L/C portion excluding Land and Admini.	9.1	10%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	0.3	0.9
Subtotal	82.2		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	4.2	2.2	8.2
B-5. Total Project Cost excluding IDC											
F/C Portion											
(1) Procurement and Construction	75.5		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	39.3	19.7	75.5
L/C Portion											
(1) Procurement and Construction	10.6		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	4.8	3.1	10.6
(2) Import Duties	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
(3) Value Added Tax	8.2		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	4.2	2.2	8.2
Subtotal	94.3		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.0	48.3	25.0	94.3
B-6. Loan Arrangement-1											
(1) Construction Cost	share (%)										
Equity Portion	25.4%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.3	12.3	6.4	24.0
Debt Portion	74.6%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.7	36.0	18.6	70.3
OIL	60.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.4	21.6	11.2	42.2
Bank Syndicate Loan	40.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3	14.4	7.4	28.1
(2) OIL US\$ Loan	LIBOR= 3.46% as of October 02, 2001										
Cumulative Amount			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.4	31.0	42.2	
IDC (LIBOR + 1.0%)	4.46%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.9	1.6	2.7
Commitment Fee	0.25%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1
Top Front Fee	1.00%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4			0.4
(3) Bank Syndicate US\$ Loan											
Cumulative Amount			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3	20.7	28.1	
IDC (LIBOR + 2.5%)	5.96%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.8	1.5	2.5
Commitment Fee	0.50%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1
Front End Fee	1.25%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4			0.4
(4) Total Disbursement											
Own Finance Portion	30.1%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	14.0	9.5	30.2
OIL US\$ Loan	42.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.4	21.6	11.2	42.2
Bank Syndicate US\$ Loan	28.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3	14.4	7.4	28.1
Total Disbursement	100.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.1	35.6	20.7	100.5

Attachment 3.6 (3/4) Profit and Loss Statement for Case No. 3000

Case No.

3000

1st Stage

Rated Capacity

Construction Period

90 MW

2 years

JBIC OIC

Interest Rate

Grace Period

4.46%

5 years

Repayment Period

15 years

Loan Condition

OIL

Bank Syndicate Loan

Total Loan Amount

Equity Portion

Total Project Cost

Construction Cost

59.9 M.US\$

39.8 M.US\$

99.7 M.US\$

42.7 M.US\$

142.4 M.US\$

Operation Start

Years

Capacity Factor

Generation Energy

Station Use

Sending-out Energy

T/L and D/S Loss

Salable Energy

Fixed O/M cost

2006 year

2007

2008

2009

2010

2011

2012

2026

0.24

0.75

0.55

0.63

0.70

0.50

0.33

189.2

591.3

433.6

496.7

528.2

551.9

394.2

260.2

5.3

16.6

12.1

13.9

14.8

15.5

11

7.3

183.9

574.7

421.5

482.8

513.4

536.4

383.2

252.9

183.9

574.7

421.5

482.8

513.4

536.4

383.2

252.9

40.2 \$/kW-year for Plant

41.5 \$/kW-year including Transmission Line

2nd Stage

Rated Capacity

Construction Period

90 MW

2 years

JBIC OIC

Interest Rate

Grace Period

4.46%

5 years

Repayment Period

15 years

Loan Condition

OIL

Bank Syndicate Loan

Total Loan Amount

Equity Portion

Total Project Cost

Construction Cost

42.2 M.US\$

28.1 M.US\$

70.3 M.US\$

30.2 M.US\$

100.5 M.US\$

Operation Start

Years

Capacity Factor

Generation Energy

Station Use

Sending-out Energy

T/L and D/S Loss

Salable Energy

Fixed O/M cost

2008 year

2009

2010

2011

2012

2028

0.18

0.63

0.67

0.70

0.50

0.33

141.9

496.7

528.2

551.9

394.2

260.2

4

13.9

14.8

15.5

11

7.3

137.9

482.8

513.4

536.4

383.2

252.9

0

0

0

0

0

0

137.9

482.8

513.4

536.4

383.2

252.9

31.7 \$/kW-year for Plant

31.7 \$/kW-year including Transmission Line

Average Power Tariff as of:

2006

Tariff at Consumer's end

Power Purchase Agreement

Tariff escalation

13.0 ¢/kWh

7.7 ¢/kWh

0.0%

Profit Tax

Tax Holiday

Profit Tax

8 years

9%

Depreciation Method

Accelerated Depreciation of

11.0%

for

20 years

Imposed Duties and Taxes on Fuel

Fuel

Type

Standard Price for Import

Tax Calculation

Rate

Amount

Social Fund

Rate

Amount

Sub Total

VAT

Total Taxes

NG

DO

4 \$/MBTU

27.5 \$/ton

0%

20%

55.00

1.4 \$/ton

1.4 \$/ton

0.032 \$/MBTU

1.4 \$/ton

4.03

331.4

4.03

33.14

89.54

Unit Conversion Factor

1 kWh =

860 kcal =

3,413 BTU

1 BTU=

0.252 kcal

1 cuft=

0.0283 m3

1 Lb =

0.4536 kg

1 Nm3=

0.7536 kg for Natural Gas

Density

Diesel Oil

Heavy Fuel Oil

Heat Value

Natural Gas

Diesel Oil

0.8297

0.9361

8,341 kcal/Nm3

9,904 kcal/kg

Scheduled Maintenance

Forced Outage Rate

Station Use

Economic Life Time

T/L and D/S Loss

- days

-

2.8%

20 years

0.0%

Fuel Type

Fuel Price

Fuel Cost

Fuel Conversion

Fuel Conversion from

1

4 \$/MBtu

30.27 \$/MWh

1 years after commencement of operation

1 to

1

NG

30.27 \$/MWh

1 years after commencement of operation

1

Fuel Cost as of

2001 and

Fuel Escalation

Type No.

Symbol

Fuel Name

Fuel Price-1 (CIF)

Fuel Price aff. Tax

Fuel Price-2

Efficiency

Fuel Cost

Variable O/M

Fuel Escalation

1

NG

Natural Gas

4.0 \$/MBtu

4.43 \$/MBtu

4.43 \$/MBtu

6.829 Btu/kWh

30.27 \$/MWh

1.0 \$/MWh

0.0%

2

DO

Diesel Oil

237 \$/ton

8.29 \$/MBtu

7.030 Btu/kWh

58.28 \$/MWh

2.5 \$/MWh

2.0%

Note: Fuel Price based on L.H.V. (Low Heating Value)

1. Profit and Loss Statement

[illegible]

Attachment 3.7 (1/4) Finance Planning for Stage 1 for Case No. 4000

No.	4000	(Unit:Million US\$)									
A. Stage-1	Cost as of 2001	Annual Escalation	Construction Period								
			2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Total
A-1. Foreign Currency Portion	92.3		0.0	0.0	0.0	22.8	51.9	26.9	0.0	0.0	101.6
Land Acquisition and Compensation	0.0	2.4%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mechanical Works	44.3		0.0	0.0	0.0	9.5	24.4	15.0	0.0	0.0	48.9
Electrical Works	19.3		0.0	0.0	0.0	6.2	12.7	2.2	0.0	0.0	21.1
Civil and Structural Works	8.9		0.0	0.0	0.0	2.9	3.9	3.0	0.0	0.0	9.8
Spare Parts and Others	6.7		0.0	0.0	0.0	1.4	3.7	2.3	0.0	0.0	7.4
Consultant Services inc. Training	4.5		0.0	0.0	0.0	1.0	2.5	1.5	0.0	0.0	5.0
Owner's Administration Fee	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Associated Transmission Line	8.6		0.0	0.0	0.0	1.8	4.7	2.9	0.0	0.0	9.4
A-2. Local Currency Portion	18.8		0.0	0.0	0.0	5.1	9.5	6.0	0.0	0.0	20.6
Land Acquisition and Compensation	1.0	2.4%	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	0.3	0.0	0.0	1.1
Mechanical Works	3.3		0.0	0.0	0.0	0.7	1.8	1.1	0.0	0.0	3.6
Electrical Works	1.2		0.0	0.0	0.0	0.4	0.8	0.1	0.0	0.0	1.3
Civil and Structural Works	8.5		0.0	0.0	0.0	2.7	3.7	2.9	0.0	0.0	9.3
Spare Parts and Others	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Consultant Services inc. Training	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Owner's Administration Fee	2.6		0.0	0.0	0.0	0.6	1.4	0.9	0.0	0.0	2.9
Associated Transmission Line	2.2		0.0	0.0	0.0	0.5	1.2	0.7	0.0	0.0	2.4
Grand Total excluding Taxes and Duties	111.1		0.0	0.0	0.0	27.9	61.4	32.9	0.0	0.0	122.2
A-3. Import Duties											
Mechanical Works	48.9	15.0%	0.0	0.0	0.0	1.4	3.7	2.3	0.0	0.0	7.4
Electrical Works	21.1	15.0%	0.0	0.0	0.0	0.9	1.9	0.3	0.0	0.0	3.1
Civil and Structural Works	9.8	10.0%	0.0	0.0	0.0	0.3	0.4	0.3	0.0	0.0	1.0
Spare Parts and Others	7.4	10.0%	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.2	0.0	0.0	0.7
Associated Transmission Line	9.4	13.0%	0.0	0.0	0.0	0.2	0.6	0.4	0.0	0.0	1.2
Subtotal	96.6		0.0	0.0	0.0	2.9	7.0	3.5	0.0	0.0	13.4
A-4. Value Added Tax											
F/C portion excluding Consultant Services	96.6	0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
L/C portion excluding Land and Admini.	16.6	0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	113.2		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
A-5. Total Project Cost excluding IDC											
F/C Portion											
(1) Procurement and Construction	101.6		0.0	0.0	0.0	22.8	51.9	26.9	0.0	0.0	101.6
L/C Portion											
(1) Procurement and Construction	20.6		0.0	0.0	0.0	5.1	9.5	6.0	0.0	0.0	20.6
(2) Import Duties	13.4		0.0	0.0	0.0	2.9	7.0	3.5	0.0	0.0	13.4
(3) Value Added Tax	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	135.6		0.0	0.0	0.0	30.8	68.4	36.4	0.0	0.0	135.6
A-6. Official Finance source - A (Full of F/C Portion)											
(1) Construction Cost	share (%)										
Own Finance by RGC (L/C + Taxes)			0.0	0.0	0.0	8.0	16.5	9.5	0.0	0.0	34.0
Source - A Loan (Full F/C Portion)			0.0	0.0	0.0	22.8	51.9	26.9	0.0	0.0	101.6
Source - A Loan Cumulative			0.0	0.0	0.0	22.8	74.7	101.6	101.6	101.6	
(2) Financing Cost (Source - A - MEF)											
IDC to be paid by RGC	1.0%		0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	0.9	0.0	0.0	1.5
Disbursement Fee	0.1%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1
Front End Fee	0.0%										
(3) Finance Arrangement											
Own Finance by RGC inc. IDC	25.9%		0.0	0.0	0.0	8.1	17.1	10.4	0.0	0.0	35.6
Source - A Loan	74.1%		0.0	0.0	0.0	22.8	51.9	26.9	0.0	0.0	101.6
Total Investment	100.0%		0.0	0.0	0.0	30.9	69.0	37.3	0.0	0.0	137.2
A-7. Official Finance Source - A (Max 85%)											
(1) Construction Cost	share (%)										
Own Finance by RGC (Share + Taxes)	0.0%		0.0	0.0	0.0	2.9	7.0	3.5	0.0	0.0	13.4
Source - A Loan	100.0%		0.0	0.0	0.0	27.9	61.4	32.9	0.0	0.0	122.2
Source - A Loan Cumulative			0.0	0.0	0.0	27.9	89.3	122.2	122.2	122.2	
(2) Financing Cost (Source - A - MEF)											
IDC to be paid by RGC	1.0%		0.0	0.0	0.0	0.1	0.6	1.1	0.0	0.0	1.8
Disbursement Fee	0.1%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1
Front End Fee/ Top Front Fee	0.0%										
(3) Finance Arrangement											
Own Finance by RGC inc. IDC	11.1%		0.0	0.0	0.0	3.0	7.7	4.6	0.0	0.0	15.3
Source - A Loan	88.9%		0.0	0.0	0.0	27.9	61.4	32.9	0.0	0.0	122.2
Total Investment	100.0%		0.0	0.0	0.0	30.9	69.1	37.5	0.0	0.0	137.5
A-8. Subsidiary Loan Arrangement											
S. - A + MEF less IDC+ Disbursement Fee	135.6		0.0	0.0	0.0	30.8	68.4	36.4	0.0	0.0	135.6
Cumulative of Total Loan			0.0	0.0	0.0	30.8	99.2	135.6	135.6	135.6	
IDC to be paid by EDC	3.5%		0.0	0.0	0.0	0.5	2.3	4.1	0.0	0.0	6.9
A-9. Total Project Cost and Financing	142.5	100.0%	0.0	0.0	0.0	31.3	70.7	40.5	0.0	0.0	142.5
Source - A Loan	122.2	85.8%	0.0	0.0	0.0	27.9	61.4	32.9	0.0	0.0	122.2
Relent by MEF to EDC	13.4	9.4%	0.0	0.0	0.0	2.9	7.0	3.5	0.0	0.0	13.4
EDC	6.9	4.8%	0.0	0.0	0.0	0.5	2.3	4.1	0.0	0.0	6.9

Attachment 3.7 (2/4) Finance Planning for Stage 2 for Case No. 4000

(Unit: Million US\$)

No.	4000										
B. Stage-2	Cost as of 2001	Annual Escalation	Construction Period								
			2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Total
B-1. Foreign Currency Portion	65.4		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	39.3	19.7	75.5
Land Acquisition and Compensation	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mechanical Works	41.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.3	23.7	14.6	47.6
Electrical Works	14.6		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	10.4	1.7	16.7
Civil and Structural Works	4.1	2.4%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.9	1.5	4.8
Spare Parts and Others	3.5		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	2.1	1.2	4.0
Consultant Services inc. Training	2.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	1.2	0.7	2.4
Owner's Administration Fee	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Associated Transmission Line	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
B-2. Local Currency Portion	9.2		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	4.8	3.1	10.6
Land Acquisition and Compensation	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mechanical Works	3.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	1.8	1.1	3.6
Electrical Works	0.9		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.6	0.1	1.0
Civil and Structural Works	3.9	2.4%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	1.7	1.4	4.5
Spare Parts and Others	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Consultant Services inc. Training	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Owner's Administration Fee	1.3		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.7	0.5	1.5
Associated Transmission Line	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Grand Total excluding Taxes and Duties	74.6		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.2	44.1	22.8	86.1
B-3. Import Duties											
Mechanical Works	47.6	15.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	3.6	2.2	7.2
Electrical Works	16.7	15.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	1.6	0.3	2.6
Civil and Structural Works	4.8	10.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.5
Spare Parts and Others	4.0	10.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.1	0.4
Associated Transmission Line	0.0	13.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	73.1		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	5.6	2.8	10.7
B-4. Value Added Tax											
F/C portion excluding Consultant Services	73.1	0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
L/C portion excluding Land and Admini.	9.1	0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	82.2		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
B-5. Total Project Cost excluding IDC											
F/C Portion											
(1) Procurement and Construction	75.5		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	39.3	19.7	75.5
L/C Portion											
(1) Procurement and Construction	10.6		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	4.8	3.1	10.6
(2) Import Duties	10.7		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	5.6	2.8	10.7
(3) Value Added Tax	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	96.8		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.5	49.7	25.6	96.8
B-6. Official Finance Source - A (Full of F/C Portion)											
(1) Construction Cost share (%)											
Own Finance by RGC (L/C + Taxes)			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	10.4	5.9	21.3
Source - A Loan (Full F/C Portion)			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	39.3	19.7	75.5
Source - A Loan Cumulative			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	55.8	75.5	
(2) Financing Cost (Source - A - MEF)											
IDC to be paid by RGC	1.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.7	1.1
Disbursement Fee	0.1%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Front End Fee	0.0%										
(3) Finance Arrangement											
Own Finance by RGC inc. IDC	23.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.1	10.8	6.6	22.4
Source - A Loan	77.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.5	39.3	19.7	75.5
Total Investment	100.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.6	50.1	26.3	97.9
B-7. Official finance Source - A (Max 85%)											
(1) Construction Cost share (%)											
Own Finance by RGC (Share + Taxes)	0.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	5.6	2.8	10.7
Source - A Loan	100.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.2	44.1	22.8	86.1
Source - A Loan Cumulative			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.2	63.3	86.1	
(2) Financing Cost (Source - A - MEF)											
IDC to be paid by RGC	1.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	0.8	1.3
Commitment Fee	0.1%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Front End Fee/ Top Front Fee	0.0%										
(3) Finance Arrangement											
Own Finance by RGC inc. IDC	12.2%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4	6.0	3.6	12.0
Source - A Loan	87.8%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.2	44.1	22.8	86.1
Total Investment	100.0%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.6	50.1	26.4	98.1
B-8. Subsidiary Loan Arrangement											
S.- A + MEF less IDC + Disbursement Fee	96.8		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.5	49.7	25.6	96.8
Cumulative of Total Loan			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.5	71.2	96.8	
IDC to be paid by EDC	3.5%		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.6	2.9	4.9
B-9. Total Project Cost and Financing	101.7	100.0%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.9	51.3	28.5	101.7
Source - A Loan	86.1	84.7%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.2	44.1	22.8	86.1
Relent by MEF to EDC	10.7	10.5%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	5.6	2.8	10.7
EDC	4.9	4.8%	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	1.6	2.9	4.9

Attachment 3.7 (3/4) Profit and Loss Statement for Case No. 4000

Case No.		40001	
1st Stage			
Rated Capacity Construction Period	90 MW 2 years	122.2 M.U.S\$ 13.4 M.U.S\$ 135.6 M.U.S\$ 6.9 M.U.S\$	122.2 M.U.S\$ 13.4 M.U.S\$ 135.6 M.U.S\$ 6.9 M.U.S\$
Subsidiary Loan Condition			
Source - A Loan			
Relend by MEF to EDC			
Total Loan Amount			
EDC Equity			
Total Project Cost			
Construction Cost			
Operation Start			
Capacity Factor			
Generation Energy			
Station Use			
Sending-out Energy			
T/L and D/S Loss			
Salable Energy			
Fixed O/M cost			
2nd Stage			
Rated Capacity Construction Period	90 MW 2 years	86.1 M.U.S\$ 10.7 M.U.S\$ 96.8 M.U.S\$ 4.9 M.U.S\$	86.1 M.U.S\$ 10.7 M.U.S\$ 96.8 M.U.S\$ 4.9 M.U.S\$
Subsidiary Loan Condition			
Source - A Loan			
Relend by MEF to EDC			
Total Loan Amount			
EDC Equity			
Total Project Cost			
Construction Cost			
Operation Start			
Capacity Factor			
Generation Energy			
Station Use			
Sending-out Energy			
T/L and D/S Loss			
Salable Energy			
Fixed O/M cost			
Average Power Tariff as of: 2006			
Tariff at Consumer's end		13.0 ¢/kWh	
Effective Tariff for the Project		11.05 ¢/kWh	
Tariff escalation		0.0%	
Depreciation Method			
Accelerated Depreciation of		11.0% For 20 years	
Imposed Duties and Taxes on Fuel			
Fuel Type	Standard Price for Tax Calculation	Import Duties Rate	Amount
NG	4 \$/MBTU	0%	0.00
PG	275 \$/ton	20%	55.00
DO	2.25 \$/ton	0%	0.00
			1.4 \$/ton
			1.4 \$/ton
			331.4
			4.03
			0.00
			0.00
			0.00
			56.40
Unit Conversion Factor			
1 kWh =	860 kcal =	3,413 BTU	Diesel Oil 0.8297
1 BTU =	0.252 kcal		Heavy Fuel Oil 0.9361
1 cu ft =	0.0283 m³		Heat Value
1 Lb =	0.4536 kg		Natural Gas
1 Nm³ =	0.7536 kg for Natural Gas		Diesel Oil 8,341 kcal/Nm³
			9,904 kcal/kg
Profit Tax			
Tax Holiday		0 years	
Profit Tax		0%	

Scheduled Maintenance	- days	1	NG
Forced Outage Rate	-	4	\$/MBtu
Station Use	2.8%	27.54	\$/MWh
Economic Life Time	20 years	1	years after commencement of operation

Fuel Cost as of 2001				Fuel Escalation				
Type No.	Symbol	Fuel Name	Fuel Price-1(CIF)	Fuel Price-2	Efficiency	Fuel Cost	Variable OM	Fuel Escalation
1	NG	Natural Gas	4.0 \$/MBtu	4.03 \$/MBtu	6.829 Btu/kWh	27.54 \$/MWh	1.0 \$/MWh	0.0%
2	DO	Diesel Oil	237 \$/ton	237.4 \$/ton	7.030 Btu/kWh	52.37 \$/MWh	2.5 \$/MWh	2.0%

1. Profit and Loss Statement

Year	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Conversion System	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generation Energy	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salable Energy	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Effective Power Tariff	c/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sales Revenue	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fixed O/M cost	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variable O/M cost	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuel Type	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Unit Fuel Cost	\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuel Cost	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Earning after operating	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interest Payment	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Earning before Tax	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit Tax	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit after Tax	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conversion System	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generation Energy	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salable Energy	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Effective Power Tariff	c/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sales Revenue	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fixed O/M cost	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variable O/M cost	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuel Type	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Unit Fuel Cost	\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuel Cost	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Earning after operating	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interest Payment	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Earning before Tax	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit Tax	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit after Tax	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conversion System	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generation Energy	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salable Energy	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Effective Power Tariff	c/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sales Revenue	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fixed O/M cost	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variable O/M cost	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuel Type	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Unit Fuel Cost	\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuel Cost	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Earning after operating	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interest Payment	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Earning before Tax	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit Tax	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit after Tax	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conversion System	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generation Energy	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salable Energy	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Effective Power Tariff	c/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sales Revenue	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fixed O/M cost	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variable O/M cost	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuel Type	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Unit Fuel Cost	\$/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuel Cost	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Earning after operating	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciation	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interest Payment	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Earning before Tax	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit Tax	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit after Tax	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conversion System	M:US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generation Energy	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Salable Energy	GWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Effective Power Tariff	c/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-										

