

スリ・ランカ民主社会主義共和国
ケラワラピティヤコンバインドサイクル
発電所建設計画調査

最終報告書
(要約版)

平成11年1月

東電設計株式会社



経調資
J R
99-009

Y

国際協力事業団
スリ・ランカ民主社会主義共和国
セイロン電力庁

スリ・ランカ民主社会主義共和国
ケラワラピティヤコンバインドサイクル
発電所建設計画調査

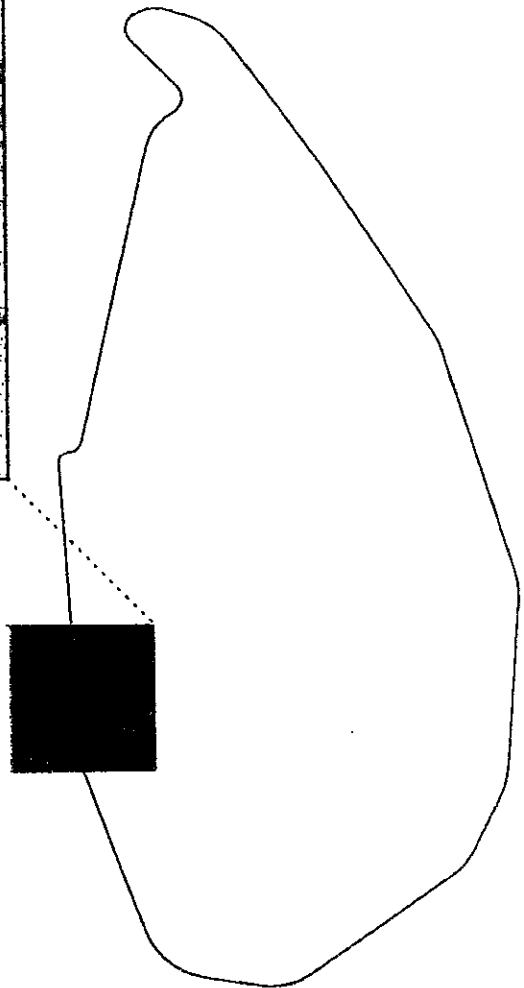
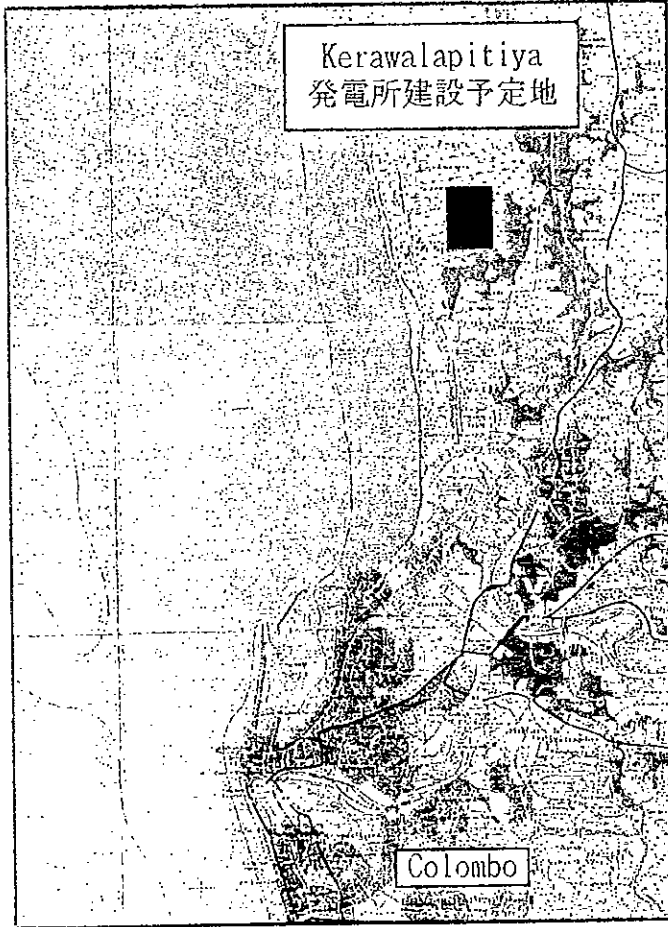
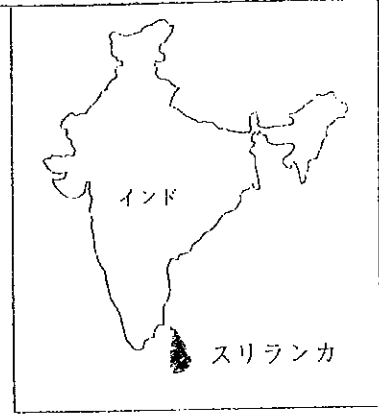
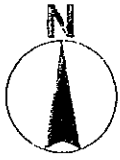
最終報告書
(要約版)

平成11年1月

東電設計株式会社



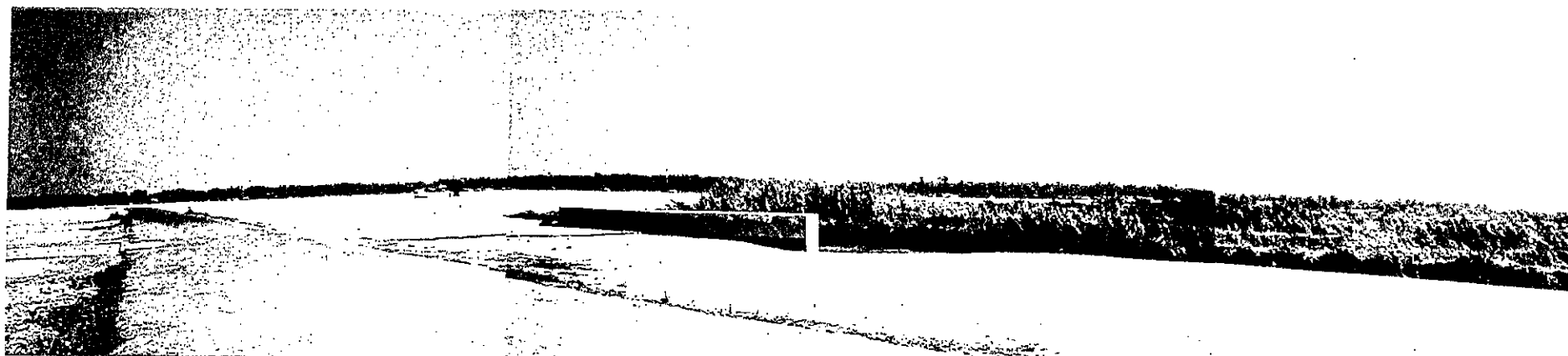
1147614 [0]



調査業務位置図



CEB 発電所予定地点
(埋立地)



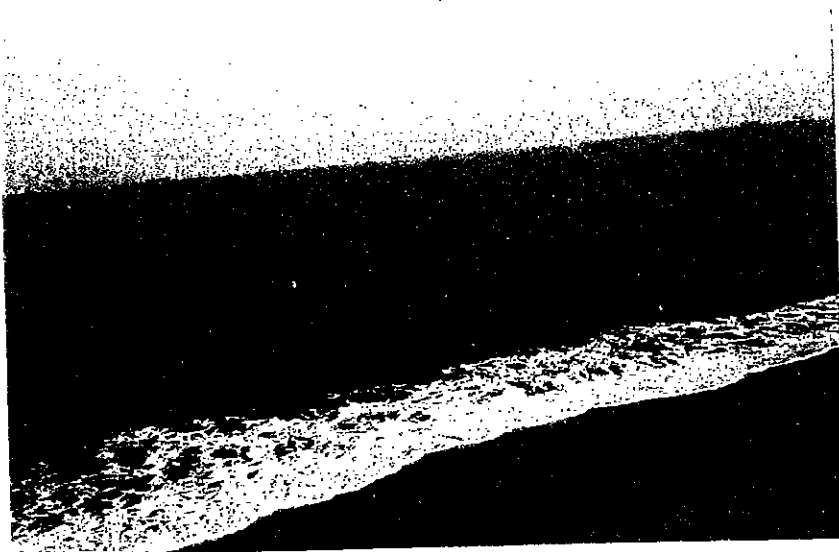
埋立地内進入路及び
取放水パイプラインルート



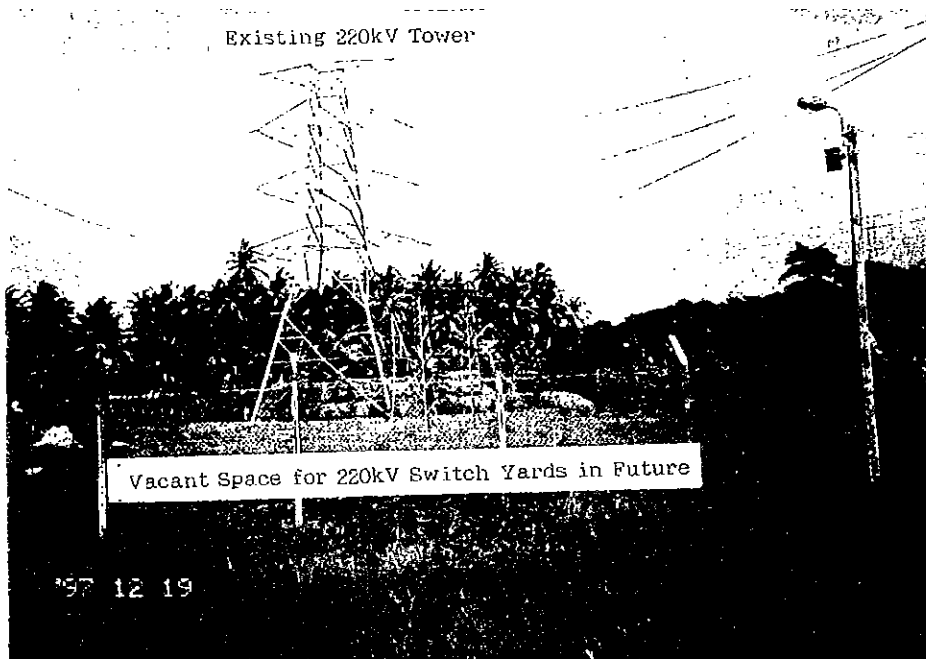
海岸線の状況



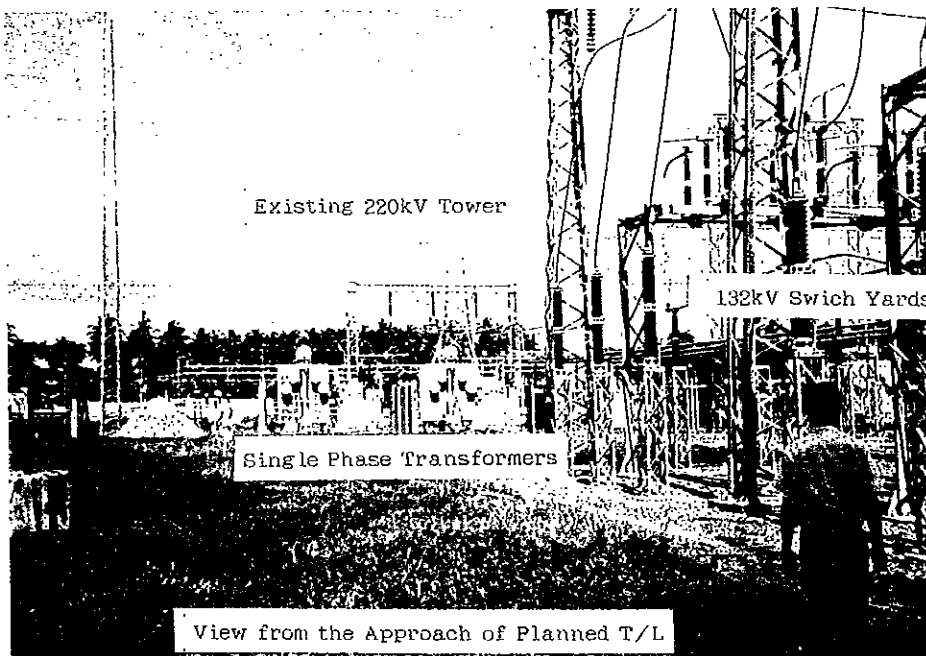
取放水／パイプライン上陸地点



12月の海の状況



コツゴダ変電所への送電線ルート



コツゴダ変電所

スリ・ランカ民主社会主義共和国
ケラワラピティヤコンバインドサイクル発電所建設計画調査
最終報告書(要約版)

目次

	頁
1 序章	
1.1 調査の背景及び経緯	1-1
1.2 調査の目的、概要、範囲及び期間	1-5
1.3 技術移転	1-10
1.4 研修員の受入れ	1-10
2 スリ・ランカ国の電力事情及び発電計画	
2.1 スリ・ランカ国の電力事情	2-1
2.2 長期電源開発計画(LTGEP)のレビュー結果	2-3
3 燃料供給計画	
3.1 本プロジェクト用燃料	3-1
3.2 本プロジェクト用燃料の荷揚げ	3-1
3.3 揚油設備の計画	3-2
3.4 燃料輸入	3-11
4 土木設備計画	
4.1 現地踏査結果	4-1
4.2 現地調査工事	4-1
4.3 取・放水設備計画	4-5
4.4 発電所構内主要土木設備の計画	4-10
4.5 重量物輸送計画	4-12
5 環境影響評価	5-1
6 ケラワラピティヤ発電所の F/S レベル設計	
6.1 コンバインドサイクルプラント	6-1
6.2 プラント主要機器の設計思想	6-3
6.3 主要機器仕様	6-5
6.4 発電所配置計画	6-9

6.5 運転・保守について	6-12
6.6 発電所建設工程	6-14
7 電力系統解析および送電線計画	
7.1 電力系統解析	7-1
7.2 送電線計画	7-1
8 プロジェクトコスト及び経済・財務分析	
8.1 プロジェクトコスト	8-1
8.2 経済評価	8-2
8.3 財務評価	8-7
8.4 民間資本活用の可能性	8-10
8.5 本件プロジェクトに民間資本を活用し得る可能性を探るための いくつかのケーススタディ	8-12
9 結論と勧告	
9.1 結論	9-1
9.2 勧告	9-15

付図一覧

図番号	図 題	ページ
Figure 1-1	セイロン電力庁(CEB)の機構	1-4
Figure 1-2	調査業務のフローチャート	1-9
Figure 2-1	既存発電所位置図	2-2
Figure 2-2	電力量バランス	2-5
Figure 2-3	発電出力バランス	2-5
Figure 3-1	一点係留ブイ並びに燃料パイプラインルート計画図	3-8
Figure 3-2	一点係留ブイ概略図	3-9
Figure 3-3	燃料受入パイプライン概略図	3-10
Figure 4-1	取水塔並びに海底取水管計画図	4-14
Figure 4-2	取放水路ルート計画図	4-15
Figure 4-3	取放水路計画図	4-16
Figure 4-4	放水口計画図	4-17
Figure 4-5	スクリーン・循環水ポンプ室計画図	4-18
Figure 4-6	燃料タンク計画図	4-19
Figure 4-7	メンテナンス橋計画図	4-20
Figure 4-8	進入路拡幅計画図	4-21
Figure 6-1	敷地区	6-5
Figure 6-2	ケラワラピティヤ発電所配置計画図 (A案)	6-10
Figure 6-3	ケラワラピティヤ発電所配置計画図 (B案)	6-11
Figure 6-4	ケラワラピティヤ・コンバインドサイクル発電所建設工程表	6-15

付表一覧

表番号	表題	ページ
Table 2-1	電力開発計画	2-4
Table 6-1	候補となるガスタービンの型式	6-2
Table 6-2	ケラニテッサ ガスタービンの運転記録	6-13
Table 8-1	プロジェクトコスト及びその内訳	8-1

1. 序 章

1. 序章

1.1 調査の背景及び経緯

1.1.1 スリ・ランカ民主社会主義共和国の電力概要

スリ・ランカ民主社会主義共和国（以下、「スリ・ランカ国」）の発・送・配電のほとんどを管理しているセイロン電力庁が策定した長期電源開発計画その他の資料から、電力事情を概観すると次の通りである。

- ① 水主火従である。主要な水力地点は開発済みであり、一部の水力系は灌漑と共用である。
- ② 火力発電用燃料はすべて輸入に頼っており、残渣油、重油、ヘビーディーゼル油など重質油が適用されている。
- ③ 電力需要量は、ここ 20 年間で年平均 7.8%の増加を示している。
- ④ 既設火力設備の性能低下が激しい。

(1) スリ・ランカ国の発電概要

スリ・ランカ国の発電設備は、水力が 1,135MW、火力が 224MW（銘板出力では 250MW）である。

水力設備は、ケレニ川水系（5 箇所、合計 335MW、13 ユニット）、マハウエリ川水系（6 箇所、合計 660MW、13 ユニット）が主なもので、後者は灌漑用ダムとしても供用されているため、発電側だけの条件で運転できない季節もある。

火力設備の内訳は、ガスタービン 18MW×6、蒸気タービン 22MW×2、ディーゼルエンジン 18MW×4 である。

1994 年の総年間発電電力量は、4,365GWh で水力、火力の内訳はそれぞれ 93.7%、6.3%である。

(2) 火力発電用燃料

スリ・ランカ国における石油類は、原油で輸入され、セイロン石油公社(Ceylon

Petroleum Corporation)がケラニヤ地区に所有する精油所で精製されるものと、自動車用ディーゼル油、灯油、LPG などの状態で輸入されるものがある。

この内、火力用には、ボイラに残渣油、ディーゼルエンジンに重油、ガスタービンにヘビーディーゼル油など比較的重質な油が適用されている。

(3) 電力需要

電力需要量は、ここ 20 年間で年平均 7.8%の増加を示している。この増加は地方電化に伴う家庭用が多くを占めている。一方、産業用の需要の増加は低く、全体に占める需要割合は、低下傾向にある。

(4) 既設火力設備の性能低下

既設のガスタービン、蒸気タービン、ディーゼルエンジンいずれも定格出力を 1 割程度下廻っている。

1.1.2 本件の要請

上記の様な状況のもとにセイロン電力庁は、1996 年から 2010 年までの長期電源開発計画を作成し、将来の電力需要に対応し、かつ渇水期に頻繁に起きる電力不足を解消するため、脆弱な水主火従構造の改善を目指し、2004 年までに石炭火力及びコンバインドサイクル発電等を中心とした火主水従の電力供給体制を確立させようとしている。

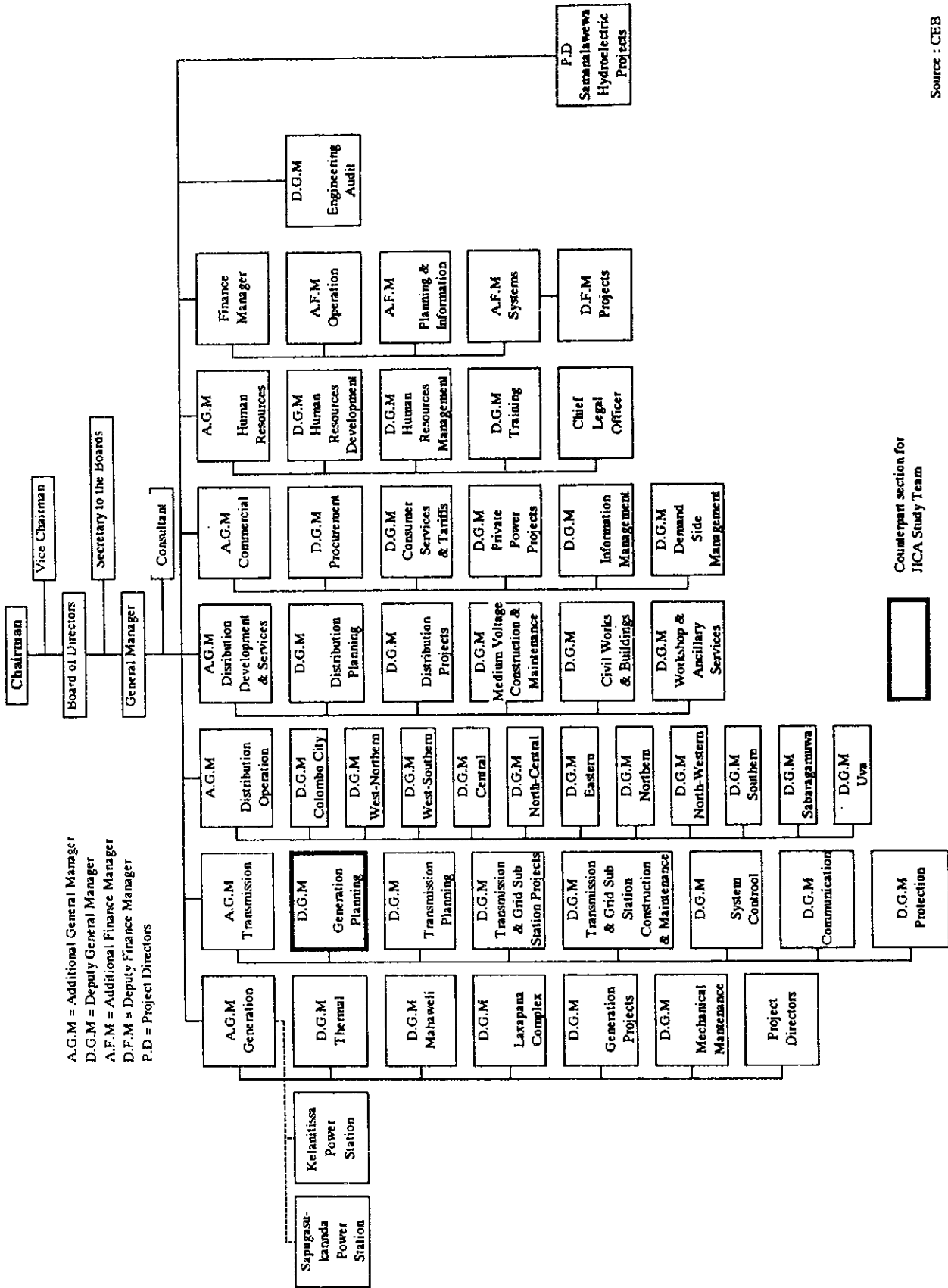
本プロジェクトは、現在最優先のもののひとつであり、従来の計画を一部変更し、熱効率及び施設稼働率のより高いコンバインドサイクル発電プロジェクト(150MW)として、1996 年度に本件の F/S の策定の実施を日本政府に対し正式に要請してきた。

本プロジェクトの資金調達については、OECF の融資及び民間資本による BOT あるいは BOO の導入が考えられている。何れにしても、昨今の電力事情から本プロジェクトの緊急性は高く、セイロン電力庁にとって事業実現の意欲は非常に高いと思われる。

1.1.3 カウンターパート機関

本調査業務のカウンターパート機関は、スリ・ランカ国灌漑・電力・エネルギー省セイロン電力庁(Ceylon Electricity Board 以下：CEB)であり、コロンボ市内に本部があり、スリ・ランカ国全土の電力供給を独占的に行っている政府機関である。Figure 1-1 にその組織表を示す。

Figure 1-1 セイロン電力庁(CEB)の機構



Source : CEB

1.2 調査の目的、概要、範囲及び期間

1.2.1 目的

本調査は、セイロン電力庁が計画しているケラワラピティヤ・コンバインドサイクル発電所（150MW 級）建設に関するフィージビリティ調査（以下：F/S）及び環境影響評価（以下：EIA）の実施、併せて関連技術分野の先方国への技術移転を目的とする。

また、同発電所が 2001 年頃に部分運転開始できるよう最適な建設計画を作成する。

1.2.2 調査対象地域

建設サイトは、コロンボ港から直線距離で 8km のケラワラピティヤ地域に位置する。同地域は、もとは湿地帯で昨年造成工事が完了した工業用埋立地である。

調査対象地域には、主にプラント本体、燃料施設、取放水路及びサブステーションまでの送電施設が設けられる。

環境影響評価調査については、大気環境に関しては 10km、他の評価項目に関しては 2km の周辺地域に限定する。

1.2.3 調査の概要、範囲

本調査は 1997 年 7 月 16 日にスリ・ランカ国灌漑・電力・エネルギー省セイロン電力庁(Ceylon Electricity Board : CEB)と予備調査団との間で合意、署名された S/W(Scope of Work)及び M/M(Minutes of Meeting)を基本として、貴事業団業務指示書に従って実施するものであり、調査事項、調査範囲は以下の通りである。

(1) S/W に定められている調査事項

- ①Thermal Generation Option Study(以下：TGOS)及び Long Term Generation Expansion Planning Studies(以下：LTGEP)のレビュー

- ② コンバインドサイクル発電所建設の F/S レベル設計
- ③ 環境影響評価(EIA)
- ④ 経済評価及び財務分析
- ⑤ 上記分野における技術移転

(2) 調査業務の範囲

調査は、基礎的調査、F/S レベル設計及び EIA、経済評価及び財務分析の 3 段階で行い、それぞれの調査範囲は以下の通りである。

① 基礎的調査

まず、既存資料の収集及び分析並びに現地踏査による情報収集により、TGOS 及び LTGEP を最小コストの観点から再検討し、本プラント及び競合するプラントの最適投入時期、規模等を提案した。

建設工程の計画ではオープンサイクルで運転を可能にしつつ、コンバインドサイクルプラント建設を志向し、可能な範囲で短納期を目指す。

次に、本プロジェクトの全体基本計画案（発電規模、建設工程案、基本的レイアウト、燃料選定等）を作成した。

併せて、F/S 及び EIA のための基礎データ収集を開始するが、EIA については、既にいくつかの調査が行われており、本段階ではこれら既存の報告書を基にした初期環境調査及び不足部分についての現地補足調査を行った。

② F/S レベル設計及び EIA

まず、同国のエネルギー事情及び、ケラワラビティヤの全体計画に勘案して、本発電施設への最適な燃料供給計画を策定した。これは、本調査での最重要課題であり、内外から調達され得るナフサ、ディーゼル油あるいは LPG 等の中から、低コスト、安定調達、プラント寿命等を総合的に検討の上最適な燃料を選択し、その供給・輸送方法を多方面から検討した。

更に、有望な案に関しては燃料供給施設の建設、管理運営の事業実施方法（経営主体、経営形態等）及びファイナンス方法も考案・検討した。

次に、発電施設及び燃料供給施設を F/S レベルで設計し、発電機器及び建設資材の各種調達方法を調査した上で、国内及び国際市場の実勢価格に基づ

いて積算した。この際には、プロジェクトの最適化を図りつつ設計検討を行い代替案を作成した。

また併せて、本プロジェクトの EIA をスリ・ランカ国の環境基準に基づき開始し、随時 F/S レベル設計に反映した。

③ 経済評価及び財務分析

経済評価に関しては、150MW 重油焚き火力発電所と比較して、総合的な経済評価を実施した。

次に、発電施設、発電インフラ、油揚施設（海上施設を含む）等の概念設計の結果から、かつ燃料供給の事業実施方法の検討結果の考慮して、財務上のケーススタディ（公的援助機関のソフトローン、民間資金を導入した BOO/BOT 等を想定したもの）を行い、各種の事業計画を分析評価し、最適案及び代替案を作成した。

(3) 調査業務の期間

調査業務は、以下の 3 段階に分けて実施した。

① 第 1 ステージ

基礎的調査段階 1997 年 11 月 ～ 1998 年 2 月

② 第 2 ステージ

F/S レベル設計及び EIA 段階 1998 年 3 月 ～ 1998 年 6 月

③ 第 3 ステージ

経済評価及び財務分析段階 1998 年 6 月 ～ 1999 年 1 月

[調査団]

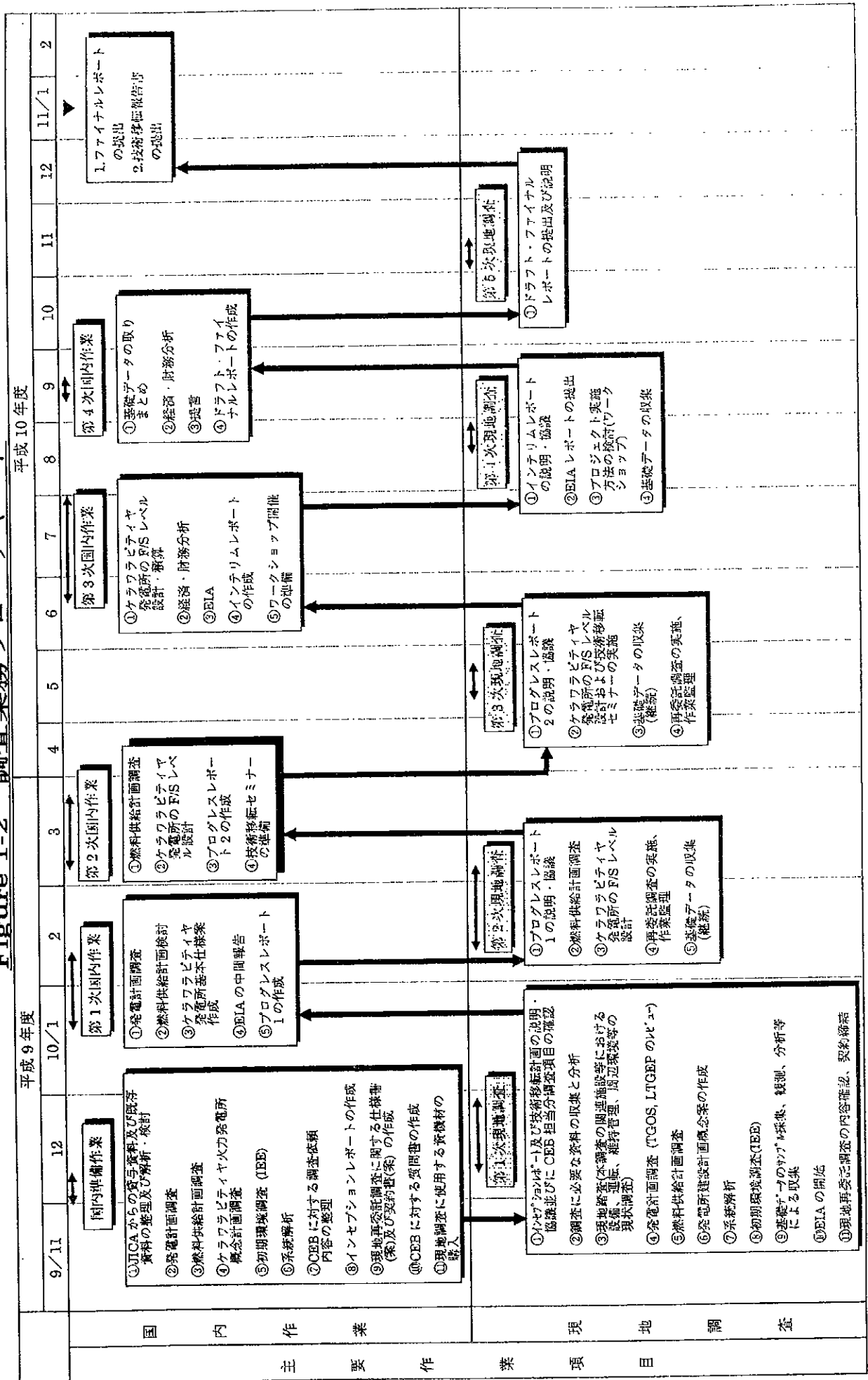
総括/火力発電所建設計画	筒井善二郎
発電/燃料計画	飯田 修身
電力経済/財務分析	石塚 良昭
電力土木(設計積算)	鈴木 英世
建築(設計積算)	上山 等

弱電/制御機器	平田 直弘
強電/発電機器	茂木 信一
GT(ガスタービン)系機器	三賢 憲治
ST/HRSG(スチームタービン/排熱回収 ボイラ)系機器	岡野 秀之
プラント附属設備	小野 政義
海洋土木/測量	小島 明
生物環境、社会/経済環境	工藤 充丈
業務調整	永野 雄一/片桐一郎/加茂孝一

(4) 調査業務のフローチャート

Figure 1-2 に示す調査業務のフローチャートに従って業務を遂行した。

Figure 1-2 調査業務フローチャート



1.3 技術移転

本調査期間中にカウンターパートである CEB に対して技術移転を実施した。

技術移転の方法としては、現地での共同作業の実施及び現地での技術移転セミナー及びワークショップを実施した。

1.4 研修員の受入れ

研修員として、カウンターパートである CEB より Mr. Ajitha Ranaraja RANASINGHE を 1998 年 11 月 29 日から 12 月 13 日の 15 日間受け入れた。その間、発電所の運営・管理、コンバインドサイクル発電所に関する技術指導及び発電所の視察などの研修を行った。

2. スリ・ランカ国の電力事情 及び発電計画

2. スリ・ランカ国の電力事情及び発電計画

2.1 スリ・ランカ国の電力事情

2.1.1 発電電力量、ピーク負荷

ここ 20 年間の発電電力量の伸びは平均 7.6%を示している。

ピーク負荷についても、1996 年以外は発電電力量の伸びと同様に伸びており、20 年間の平均伸び率は 7.1%を示している。

この様に、スリ・ランカ国において電力の需要は大きく伸びており、従来は干ばつでも水力発電の低下分を火力が補って来たが、近年は補いきれない状態にある。従って、降雨量に左右されない火力設備の早急な充実が望まれる。

2.1.2 発電設備

既存発電設備の位置を Figure 2-1 に示す。

2.1.3 電力の消費

一人当りの電力消費量は増加の一途を辿っている。

また、一般家庭の電力消費も増大している。これは、電化を推し進めていることが大きな要因である。1996 年時点の電化率は 46.8%で、政府は 2005 年までに 80%の電化を計画している。

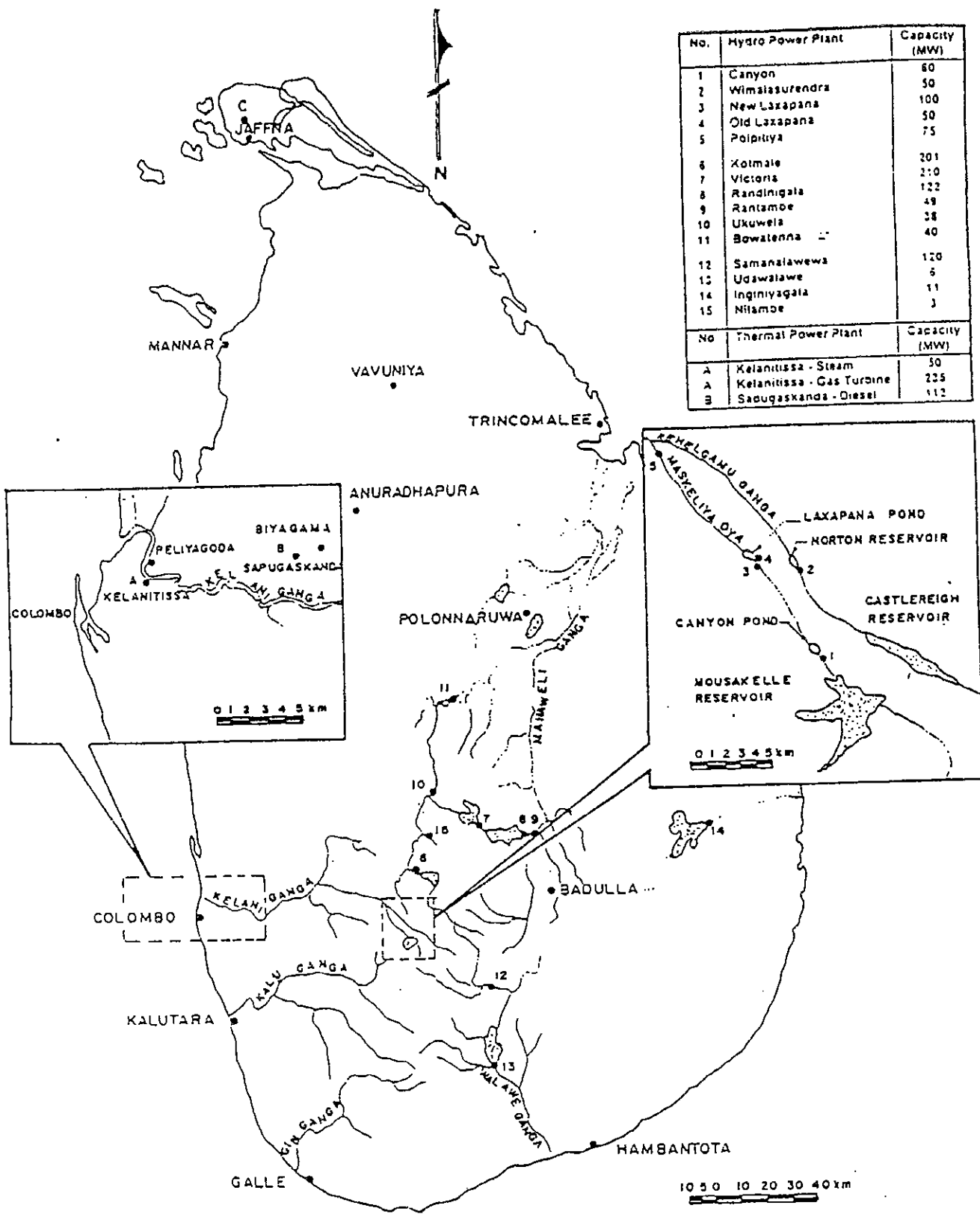


Figure 2-1 既存発電所位置図

2.2 長期電力開発計画(LTGEP)のレビュー結果

2.2.1 電力開発計画手法

電力開発計画は、IAEA(International Atomic Energy Agency)が開発したコンピュータソフト WASP(Wien Automatic System Planning Package)を利用して、作成されている。

2.2.2 電力開発計画

WASP により得られた電力開発計画結果を、Table 2-1 に示す。

2012 年までの計画として、水力設備増設は 70MW、火力設備増設は 2588.5MW、火力設備除却は 116MW となっている。

これらの増設の結果の電力量バランスを Figure 2-2 に、発電出力バランスを Figure 2-3 に示す。

Table 2-1 電力開発計画

Year	Hydro Add.	Thermal Additions	Thermal Retirement	LOLP
1998	-	Lakdanavi 22.5MW Diesel Plant(BOO)	-	8.266
1999	-	Sapugaskanda 40MW Diesel Extension(KFW)	-	1.002
		KHW Plant 51MW (BOO)		
		Kelanitissa 100MW Part of 150MW CC (OECF)		
2000	-	Gas Turbine 105MW	-	0.023
		Steam Turbine 50MW Part of 150MW CC (OECF)		
2001		Kerawalapitiya 150MW CC	Kelanitissa 2×22MW Steam Turbine	0.039
		CC Plant 150MW (BOO or BOT)		
2002	Kukule 70MW	-	-	0.080
2003	-	-	-	0.374
2004	-	West Coast 300MW Coal Fired	Sapugaskanda 2×18MW Diesel	0.249
2005	-	Gas Turbine 105MW	-	0.441
2006	-	West Coast 300MW Coal Fired	-	0.251
2007	-	-	-	0.920
2008	-	West Coast 300MW Coal Fired	Sapugaskanda 2×18MW Diesel	0.820
2009	-	Trincomalee 300MW Coal Fired	-	0.660
2010	-	Gas Turbine 105MW	-	1.229
2011	-	Trincomalee 300MW Coal Fired	-	1.112
2012	-	Gas Turbine 2×105MW	-	1.400
Total	70MW	2588.5MW	116MW	-

Notes :

LOLP : "Loss of Load" Probability

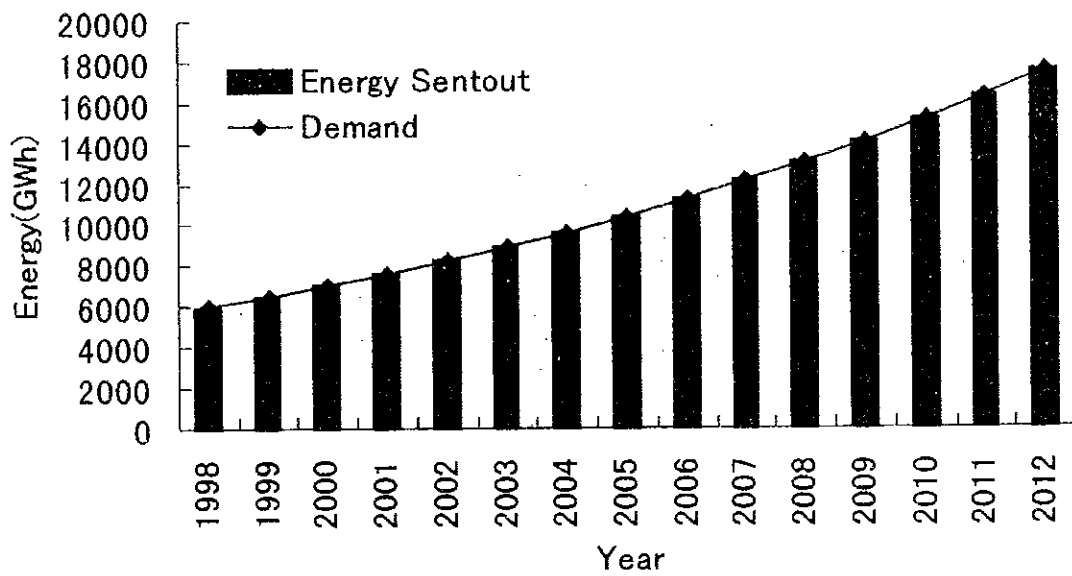


Figure 2-2 電力量バランス

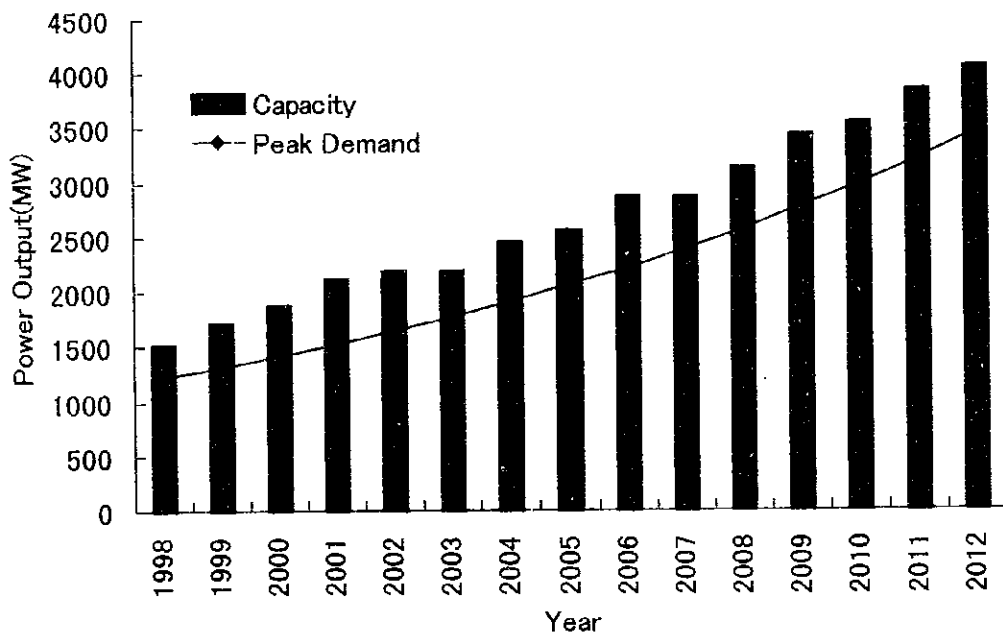


Figure 2-3 発電出力バランス

3. 燃料供給計画

3. 燃料供給計画

3.1 本プロジェクト用燃料

各燃料の特性をまとめると、以下の通りである。

- (1) LNGを受入れるためにはプロジェクト開始時点から参画していなければならない、取引き上硬直性が強い上、本プロジェクトの消費量は LNG プロジェクトの容量に比べ、非常に少ない。
- (2) LPG は世界市場が一社に握られており、その市場・価格安定性が懸念され、また Shell Gas Lanka Limited からの供給も期待できない。
- (3) ナフサは適用できるガスタービンメーカーは限られている上、一般的にナフサでガスタービンを起動することはできないため、起動用の燃料を用意するのが通常の方法である。更に、供給が何らかの原因で停止した場合のバックアップが確保できない。
- (4) ヘビーディーゼル油は、ガスタービン用燃料としては適用可能であるが、一般市場に出まわっておらず、CPC は 1996 年からこの燃料の供給を止めている。
- (5) オートディーゼル油は、ガスタービン用燃料として問題なく、世界的に広く流通しているので容易に入手できる。

上述の様に、LNG、LPG、ナフサ、ヘビーディーゼル油は何れも問題をかかえているので、本プロジェクト用燃料としては、オートディーゼル油が最適である。

なお、オートディーゼル油の硫黄分は、当初は最も流通している 0.5%とするが、発電所増設に伴い、環境値を守る硫黄分を選定するものとする。

3.2 本プロジェクト用燃料の荷揚げ

本プロジェクトでの燃料の荷揚げ方法について下記の 3 案を考えた。

第 1 案 : コロンボ港内にある既設揚油バースを改造ならびに増設する。

第 2 案 : コロンボ港内に揚油バースを新設する。

第 3 案 : 発電所予定地前面海域に新たに揚油バースを新設する。

現地調査を行い、コロンボ港を管理している Sri Lanka Port Authority (SLPA)ならびに揚油設備を運用している CPC と打ち合わせた結果、コロンボ港内に揚油バースを増設ならびに新設する案（第 1 案、第 2 案）は、計画できないことが判明した。

従って、第 3 案の発電所予定地前面海域に新たに揚油バースを新設する計画とした。

3.3 揚油設備の計画

3.3.1 検討対象船舶規模

揚油設備の検討に際し、燃料船の規模を現時では 30,000DWT のタンカーとして、計画した。

対象船舶諸元	:	30,000DWT
船長	:	L=185m
型幅	:	B=28.3m
型深	:	D=15.2m
満載喫水 df	:	10.9m

3.3.2 係留方式の選定

燃料船の係留方式は以下の方式が考えられる。

- ・ 固定式 (栈橋タイプ、ドルフィンタイプ)
- ・ 一点係留式 (Single Point Mooring)
- ・ 多点係留式 (Multi Point Mooring)

上記 3 タイプについて比較検討した結果、設置場所が外洋となること、モンスーン時期には海象条件が厳しいこと、コロンボ港沖合で CPC 揚油設備として運用実績の有ることから、本プロジェクトの係留方式は一点係留式で計画することとした。

3.3.3 一点係留ブイの型式選定

一点係留ブイには CALM(Catenary Anchor Leg Mooring)型と SALM(Single Anchor Leg Mooring)型があり、両者とも多くの実績があるが、本プロジェクトでは CALM 型ブイで計画した。

3.3.4 揚油地点の選定

一点係留ブイの設置地点の選定するにあたり、一点係留ブイの必要操船水域ならびに必要な水深は以下の通りである。

- ・ 必要操船水域面積 : 約 985,000m² (半径 560m)
- ・ 必要最小水深 : 約 14.0m

(1) 設置位置の選定

設置位置選定に際し、Shell Gas Lank Limited も同前面海域に多点係留ブイを設置し、海底パイプラインで LPG を揚げる事を計画している。

Shell Gas Lank Limited のパイプラインルートに関しては、Shell Gas Lank Limited が以前コロombo港からの海底パイプラインルート案を検討し、一部工事に着手したが、諸般の事情により工事を中止した経緯がある。この時、沖合約900mの位置で汀線に沿った岩礁の一部を掘削しており、この位置を変えずにパイプラインルートが計画されている。

このため Shell Gas Lank Limited は EIA レポート提出済のため、パイプラインルートの変更は出来ない事情がある。

従って今回の一点係留ブイの位置、海底パイプラインのルートについては、今回実施した深浅測量図を基に、下記の条件を考慮し計画した。

- ・ Shell Gas Lank Limited と CEB の海底パイプライン間の最小離隔距離は、工事上の制約から約 90m～100m とする。
- ・ Shell Gas Lank Limited のブイと CEB の一点係留ブイの離隔距離は 1.5km 以上とする。

この上記条件を基に一点係留ブイの位置、パイプラインルートを検討し、Shell Gas Lank Limited との協議の結果、両者問題がないことを確認した。

一点係留ブイ設置水深 : -16.0m

設置位置 : 200,250.00N

95,110.00E

(スリランカ国ローカル座標)

3.3.5 一点係留ブイの概略構造の検討

一点係留ブイの固定方法は、海底の地質、地形状態より、CPC と同タイプで 6 方向にアンカーを配置し、ブイとアンカーはアンカーチェーンで結ぶ計画とした。

燃料ホースについては、常時海面上に設置しておくフローティングタイプと、常時は海底に沈めておき、揚油時に海面に浮上させる浮沈方式とがあるが、今回は、浮沈方式で計画することとした。

3.3.6 一点係留ブイの着標（稼働）可能日数の検討

(1) 一点係留ブイの使用条件の設定

		係 留 時	
		送油時	離標時
波	有義波高	1.5m	3.0m
	有義波周期	10sec	12sec
風	風 速	15m/s	25m/s
潮流	潮 流 速	0.4m/s	0.4m/s

b. パイプラインサイズ

パイプラインサイズは Darcy-Weisbach の式により上記条件を基に必要パイプラインサイズを算定した結果、配管径を 24B(600mm)の計画とした。

(2) パイプラインの概略構造検討

パイプラインの構造は海底、陸上に分けて検討を行い、その結果を下記に示す。

a. 海底パイプライン

・導管（本体）

内径 : 584.6mm
外径 : 610.0mm
板厚 : 12.7mm
材質 : API 5L Gr×52

・塗覆装（外面）

コールタールエナメル（外面） t=6mm
コンクリートコーティング（外面） t=35mm

・外径 : 692mm（パイプ+コーティング）

・導管重量 空中 : 424.3kg/m
水中 : 38.8kg/m

b. 陸上部パイプライン

・導管（本体）

内径 : 591.0mm
外径 : 610.0mm
板厚 : 9.5mm
材質 : API 5LGr×42

・塗覆装（外面）

ポリエチレンコーティング t=2.0mm

・外径 : 614mm（パイプ+コーティング）

・導管重量 空中 : 144.4kg/m

(3) 海底パイプラインの埋設深さの検討

海底パイプラインは下記に示す事項を考慮して全線埋設する計画とした。

・火力発電所用の燃料受入れ専用パイプラインで重要設備である。(1 lineのみである)

- ・付近に Shell Gas Lank Limited のブイがあり、LPG 船がパイプライン上を航行する。
- ・小型の漁船等が航行する。
- ・セキュリティの面で有利である。

海底パイプラインの埋設深さは船舶による投走錨の影響を考慮する必要がある。これは海底パイプライン敷設路線上に錨が落下した場合、ならびに投錨された錨が引きずられても、錨が直接導管に触れない埋設深さを確保しておかなければならない。

このため、今回の海底パイプラインに関しては下記の条件により埋設深さを検討した。

・検討条件

対象船舶	: 30,000DWT	
錨の重量 (空中)	: 6,450kg-f	
錨の落下高さ	: 21.8m	(空中 5.8m)
		(水中 16.0m)
埋戻し地質	: 砂質地盤	

上記条件に基づき検討した結果、

- ・砂質地質に対する投錨の貫入量 $H_1=0.7\text{m}$
- ・走錨による錨の貫入量 $H_2=1.1\text{m}$

となる。従って投走錨による貫入量は 1.8m となることから、今回の導管の土被りは 2.0m として計画した。

(4) 海底パイプラインの敷設方法の検討

海底パイプラインは敷設工程が最も重要であり、適切な敷設工法及び機器を選定し、綿密な計画と管理によって敷設の安全を図る必要がある。

今回のプロジェクトでは以下の敷設工法が考えられる。

- ・海底曳航法
- ・浮遊曳航法
- ・敷設船法

上記 3 工法について比較検討した結果、陸上側にパイプヤードを設けることができること、パイプラインが直線であること、海底パイプラインの延長距離が約 4.6km であること等より、本プロジェクトでの敷設工法は海底曳航

法が最適と考える。

(5) Shore Line ならびに Hamilton Canal の敷設方法の検討

燃料パイプラインの上陸地点の汀線付近は、モンスーン時期以外でも波が打ち寄せている。

汀線付近の浚渫工事を計画する場合、波による砂の埋戻り、浚渫船の汀線部へのアプローチ等を考慮しなければならない。更にこの付近には汀線部に岩盤部が予想されるため、これらを総合的に考える必要がある。

このような状況の中で汀線部の掘削方法を選定すると、以下の案が考えられる。

a 案： 開削工法

b 案： 推進工法（直線推進工法）

c 案： 弧状削進工法

（HDD 工法、Horizontal Directional Drilling Method）

上記 3 工法について比較検討した結果、a 案、b 案に比べ c 案は下記の理由により最適な工法と考える。

- ・ 発進・到達立坑が不要で経済的である。
- ・ 長距離の削進が可能である。（最長 $l=1800\text{m}$ 、 $\phi 1000\text{m/m}$ ）
- ・ 海洋等の汚濁など環境公害がない。
- ・ 短期間に施工できる。
- ・ 汀線付近の工事が不要である。
- ・ Shell Gas Lank Limited もこの工法を採用する計画である。

この工法を採用することにより、汀線から内陸側約 300m の Hamilton Canal の伏越しについても影響することなく施工することができる計画とした。

Figure 3-1 一点係留ブイ並びに燃料パイプラインルート計画図

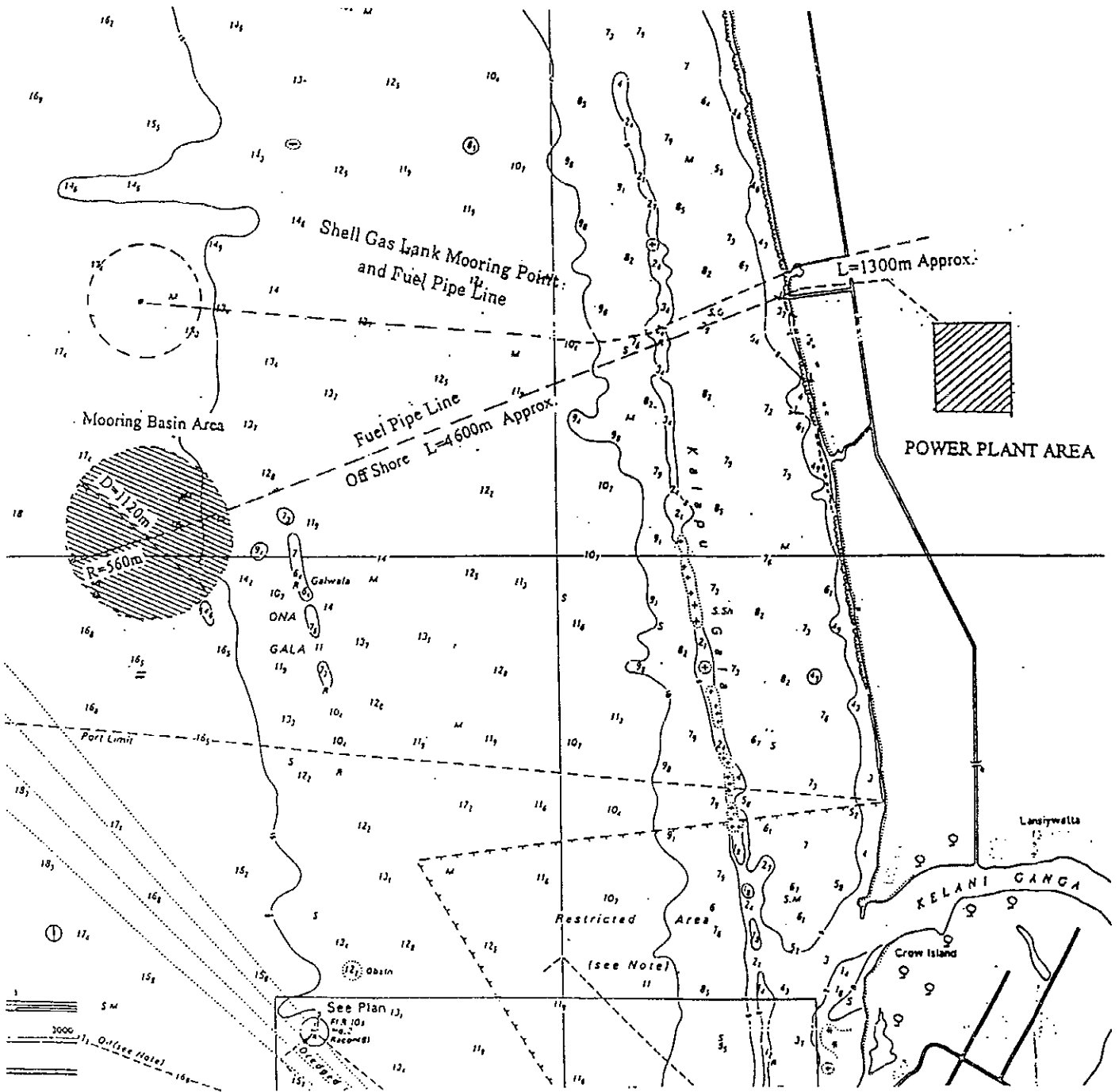


Figure 3-2 一点係留ブイ概略図

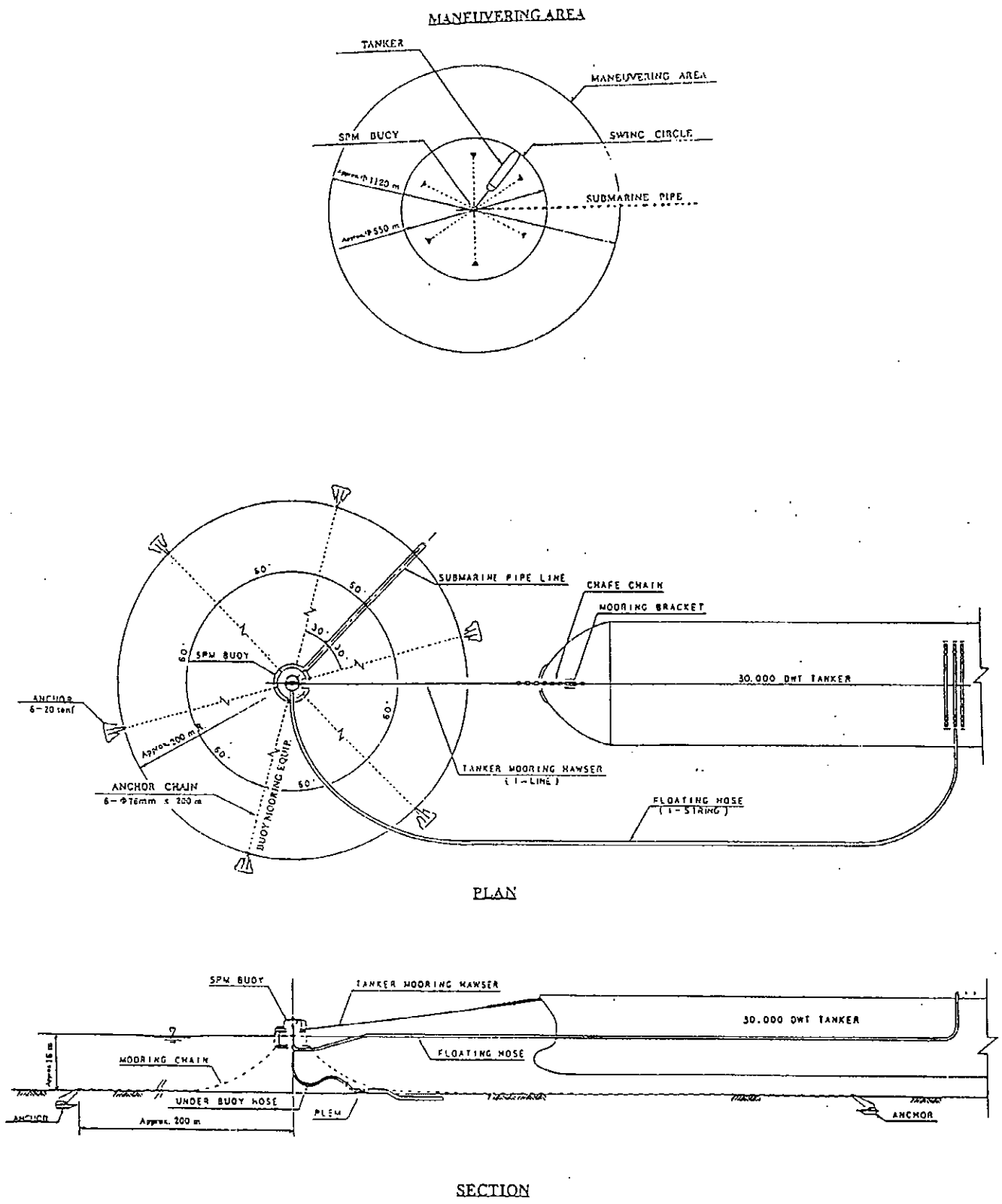
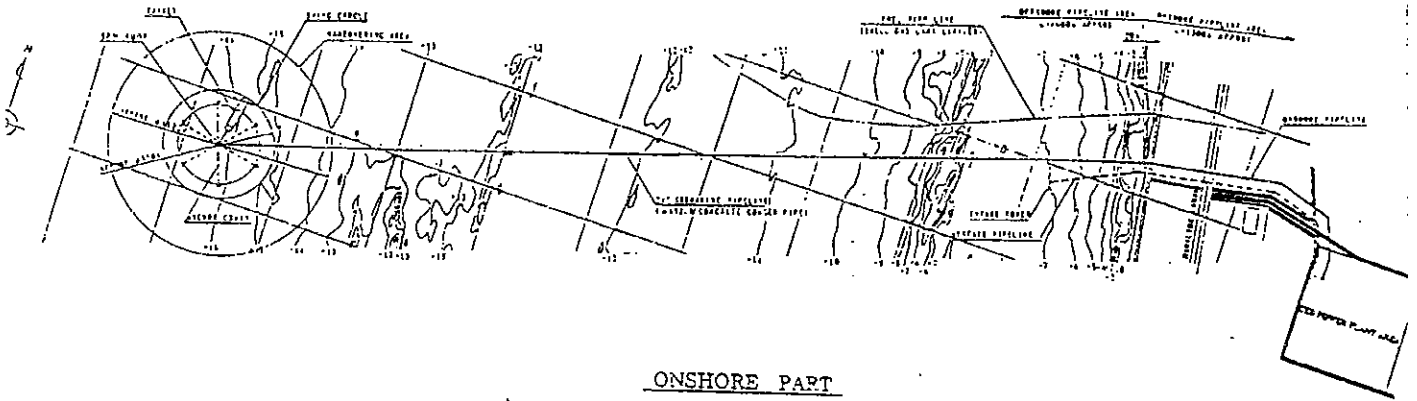
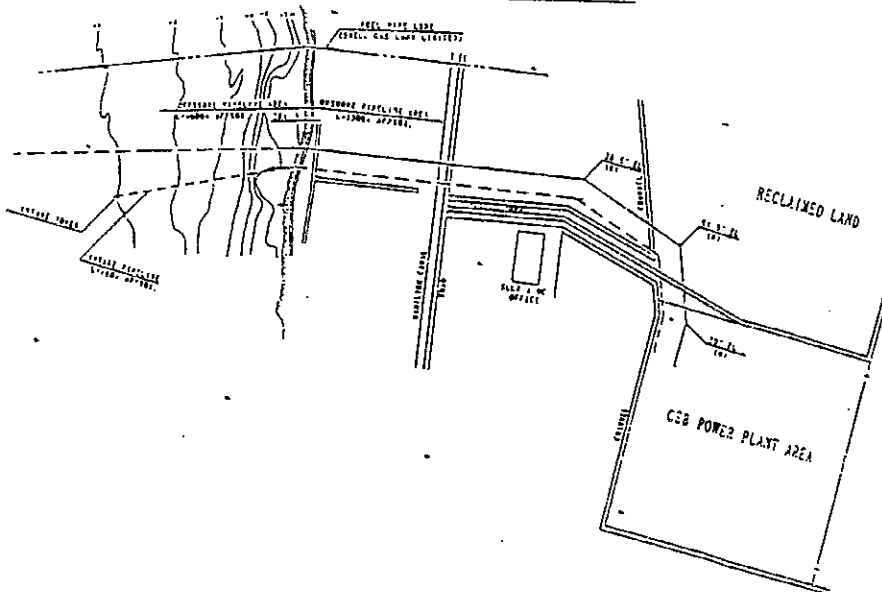


Figure 3-3 燃料受入パイプライン概略図

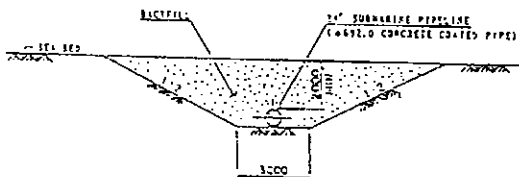
PLAN



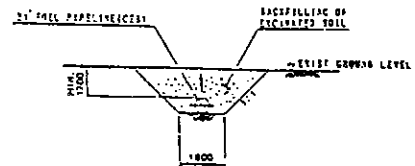
ONSHORE PART



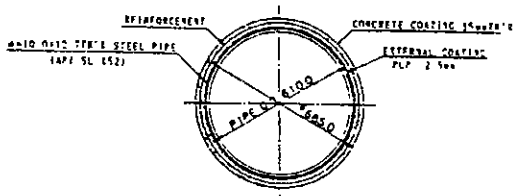
SECTION (OFFSHORE)



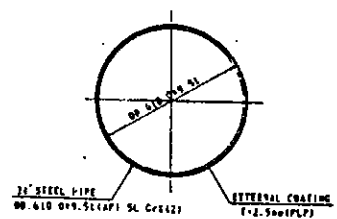
SECTION (ONSHORE)



24" CONCRETE COATED PIPE



DETAIL OF ONLAND PIPE



3.4 燃料輸入

スリ・ランカ国において、燃料輸入は同国の法に基づき、CPC(Ceylon Petroleum Corporation)が独占して実施している。

従って、CEB が必要とする燃料は、全面的に CPC から供給されている現状にある。

本プロジェクト用燃料調達について、CEB は CPC から供給を受けるか、他の組織からの供給を受けるとしており、CEB 自身が調達することはないとしている。

従って、燃料輸入スキームについては、CEB 自身がスリ・ランカ国内の事情を考慮して、CPC からの供給を受けるか、燃料輸入のための新たな組織を設けるかを判断して、燃料調達がプロジェクト遂行に支障を来さない様にしなければならない。

4. 土木設備計画

4. 土木設備計画

4.1 現地踏査結果

ケラワラピティヤ C/C 発電所予定地点は広大な Muthurajawela 湿地と Negombo ラグーンで構成される地域のうち、約 160ha が工業、住宅用の土地として Sri Lanka Land Reclamation and Development Corporation によって埋立造成され、その土地の南端に位置している。埋立の方法は沖合約 10km の付近の海砂を浚渫し、排砂管により埋立が行われた。

CEB の発電所予定地点の敷地面積は約 28.0ha で予定地点内に 2 本の排水路（開渠）が存在する。発電所予定地点の西端から海岸線までは約 900m で、海岸から約 300m 付近に幅約 20m の Hamilton Canal が南北に通っている。この海岸から Hamilton Canal の間は住居が点在していること、Hamilton Canal から発電所西端までは住居、工場等が存在する。

4.2 現地調査工事

土木設備の計画に関わる現地調査工事を、地形測量、地質調査、海象調査について実施した。

4.2.1 調査工事の実施

調査工事は、スコープ オブ ワークで以下に定められた通り JICA ならびに CEB でそれぞれ実施した。

調査項目	実施期間	0-カ/コントラクター名
地形測量	CEB	SURVEY DEPARTMENT
地質調査	CEB	CECB
海象調査	JICA	LHI

4.2.2 調査結果

(1) 地形測量

a. 測量範囲

地形測量の範囲は発電所予定地点（CEB 用地）と燃料受入パイプライン並びに取放水路ルート沿いに行った。測量面積は以下の通りである。

発電所予定地点を含む埋立地内	0.67 km ²
埋立地～Hamilton Canal	0.22 km ²
Hamilton Canal～海岸線	0.16 km ²
合計	1.05 km ²

b. 基準点設置

地形測量時に新たに基準点（ベンチマーク）を8点設置した。
設置した基準点は以下の通りである。

設置場所	B.M. No.	標高	座標	
			E	N
発電所予定地点 (4点)	B.M.1	EL+2.124	100,496,031	200,970,207
	B.M.2	EL+1.960	100,959,515	200,968,557
	B.M.3	EL+2.315	100,961,073	201,510,276
	B.M.4	EL+1.969	100,478,587	201,552,800
Hamilton Canal 沿い (2点)	B.M.5	EL+0.702	99,894,161	201,549,516
	B.M.6	EL+0.669	99,864,864	201,691,725
海岸沿い (2点)	B.M.7	EL+0.961	99,574,673	201,633,007
	B.M.8	EL+1.315	99,541,928	201,702,508

c. 測量結果

CEB の発電所予定地点の面積は約 28.0ha で、標高は平均 EL+2.0m 付近である。発電所予定地点から Hamilton Canal までは約 550m の距離で、ほとんど湿地帯となっており、この湿地帯の中に住居が点在している。

このため、Hamilton Canal 沿いの道から各住居に通じている小道以外は湿地帯となっているため立入ることができない。

又、Hamilton Canal から海岸線までは約 350m の距離で、海岸線に沿った道沿いに住居が点在しており、それ以外は湿地帯となっており、この中にも立入ることができない。

従って、発電所用地は広大な湿地帯を埋立て造成したことから、それ以外の周辺部は基本的には全て湿地帯で埋立をしなければ立入る事ができない。

尚、既設道路沿いに点在する住居は 50cm~1.0m 程度の埋立をしたうえで住居が建てられている。

(2) 地質調査

地質調査は CEB 発電所予定地と燃料受入並びに取放水路ルート of 地質をマクロ的に把握する目的で実施した。

地質調査は発電所予定地点内を5箇所（このうち1本は連続サンプリング用）発電所予定地点から海岸線までの間を4箇所実施した。

地質調査の概要は以下の通りである。

ボーリング位置	ボーリング No.	標高(m)	ボーリング深さ(m)
発電所予定地内	No.1a	EL+1.869	29.98
	※No.1b	EL+1.832	40.50
	No.2	EL+2.114	17.90
	No.3	EL+2.174	25.07
	No.4	EL+2.317	20.22
埋立地内	No.6	EL+1.976	30.31
埋立地～Hamilton Canal	No.8	EL+1.610	23.45
Hamilton Canal 沿い	No.5	EL+0.593	40.06
海岸線沿い	No.7	EL+0.767	31.50

※連続サンプリング

(3) 海象調査

海象調査は発電所予定地点の前面海域について、下記の項目を実施した。

- ・ 深浅測量
- ・ 水温／塩分濃度測定
- ・ 流向、流速測定

a. 深浅測量

(a) 深浅測量範囲並びに調査期間

深浅測量範囲は、燃料受入設備、取放水設備の計画を行う目的から発電所予定地点前面海域を 18.4km² (海岸線 4.6km、沖合 4.0km) の範囲にわたり実施した。

- ・ 測定機器 : 音響測定器
- ・ 測線間隔 : 100m
- ・ 等高線間隔 : 0.5m
- ・ 縮尺 : 1:2000

測定期間は、1998年1月9日～12日の間に測量船で深浅測量を行い、1998年5月2日～8日の間は海岸線沿いに補足測定を行い、完了した。

(b) 深浅測量結果

汀線沿いは岩礁が点在しており、汀線沿いから沖合約 900m 付近にやはり岩礁が存在する (幅約 100m、高さ約 3m)。汀線から沖合約 900m までの海底勾配は、燃料受入れパイプライン及び取放水設備ルート付近で約 1/140 程度の緩い勾配となっている。更に沖合 900m 付近の岩礁から沖合に向かつては、約 1/375 程度の非常に緩い勾配である。

又、等高線が海岸線に沿って規則的に深くなっていることから波向きもほぼ海岸線に直角に入射していると考える。

b. 水温／塩分濃度測定

(a) 水温／塩分濃度測定位置ならびに測定期間

水温、塩分濃度測定は、発電所予定地点前面海域の取水口予定地点付近の水深-10mの地点で、上層、中層、下層の3点について、定点観測（1点）を行った。

- ・ 測定機器 : EC300
(Electrical Conductivity Sensor)
- ・ 測定深度 : 上層 -1m
中層 -5m
下層 -8m
- ・ 測定位置 : 201324N
98259E

測定期間についてはモンスーンシーズンをさけた1998年の1～2月（第1回測定）並びにモンスーンシーズンの6月（第2回測定）の2回に分けて測定を行った。

(b) 測定結果

水温結果は第1回測定で平均31℃、第2回測定で平均29.5℃である。鉛直方向については水深10m付近での温度差はほとんど変化はなかった。

又、塩分濃度測定は第1回目で平均32.0、第2回目測定でもほぼ同じ値である。鉛直方向については表層と中層、下層との差はほとんどなかった。

c. 流向、流速測定

(a) 流向、流速測定位置並びに測定期間

流向、流速測定は発電所予定地点前面海域の取水口予定地点付近の水深-8mの地点で海面から-2mの位置で定点観測（1点）を行った。(Figure 5-2-3 参照)

- ・ 測定機器 : S-4 Current Meter
- ・ 測定深度 : -2m
- ・ 測定位置 : 201324N
98259E

測定期間は測定機器がセットしやすい（モンスーンシーズンを避けた）1998年1月～2月に観測を行った。

(b) 測定結果

流向については南北方向に流れが卓越しており、海岸線に沿った南北方向の沿岸流が顕著に現れている。

流速については最大 25cm/s が観測されているが平均 6cm/sec 程度の流速である。

4.3 取・放水設備計画

取・放水設備を計画する場合、海水を冷却水とした直接冷却方式と、淡水を冷却水とした間接冷却方式とがあるが、本計画では直接冷却方式で計画した。

4.3.1 取・放水地点の概要

発電所予定地点から海岸線までの間は、Hamilton Canal、道路、住居、工場等が点在している。又、この付近の前面海域の海底勾配は約 1/140 の遠浅海岸であり、汀線から 900m 付近に汀線に沿って岩礁が存在する。

この海岸付近を管轄している Cost Conservation Development (CCD) のヒアリング結果では、コロombo港の北にあるケラニ川から北に 30km 範囲の海岸線では 70% が浸食傾向にある、特にケラニ川から北側 2~3km の海岸線は浸食が激しかったが、海岸を被覆石等で補強した結果、現在では浸食が止まっている。又、サイト前面付近の海岸線は浸食がそれほど激しくない。このため CCD はこの付近一帯の海岸線維持に非常に気を配っているとの事である。従って、海浜変形を起す様な構造物等の設置は好ましくないとの指導である。

4.3.2 取放水方式の選定

取放水方式の選定に当り、現地状況ならびに CCD 等のヒアリング結果を下記に示す。

- ・発電所予定地点から海岸線まで直線で約 900m 近くあり、この間、住居、工場、道路、Hamilton Canal が点在する。
- ・発電所予定地点前面の海底勾配は約 1/140 でゆるやかな勾配である。
- ・発電所予定地点前面の海岸線は浸食海岸でないものの、CCD が汀線付近に構造物を作ることを非常にきらっている。
- ・この付近の海岸は漂砂が多い為、漁港が漂砂により埋没した事例がある。

以上の事項を総合的に判断すると、取水方式は汀線付近に循環水ポンプ室等を設置せず、清浄で安定した海水が取水でき、なおかつ自然海岸に一切影響を与えない、沖合 -7m からの深層取水方式が最適と考える。

放流方式は汀線付近からの表層放流方式と沖合での深層放流方式が考えられるが、

沖合からの深層放流方式は水深が 5m 以上必要となること、工事費が表層放流方式に比べて高い割には温排水の拡散範囲が低減しないこと等より、経済的に有利な表層放流方式が最適と考える。なお、放流流速は漁船等の船舶に影響を与えないよう汀線で $V=1.0\text{m/sec}$ 程度で計画した。

尚、取放水設備に関しては、経済面から 1,2 号機別々とせず 300MW (150MW×2Unit) 対応の共通取放水方式で計画した。

4.3.3 取放水口位置ならびに取放水路のルート選定

(1) 取放水路のルート選定（陸上部分）

現地踏査の結果 Hamilton Canal から海岸線まで及び発電所予定地点西側から Hamilton Canal までは住居、教会、工場等有るため、この地域をはずれた北西側の用地が取放水ルートとして最適であると考ええる。

取放水路の用地の幅を検討した結果メンテナンス道路、燃料受入パイプラインを含め約 50m 程度が必要となる。

この用地幅を考慮し、北西側からのルートを選定のうえ調査した結果、このルート上にも住居が点在するため、湿地帯に点在する約 20 件程度の住居（非登録の仮設住居）移転が必要となる。

又、Shell Gas Lank Limited の燃料受入パイプラインがこの付近に計画されているが、現地調査の結果 Shell Gas Lank Limited のパイプライン計画位置と現在最適と考えるルートからは 170m 以上隔れるため問題はない。

(2) 取水口（取水塔）の設定位置の選定

取水口（取水塔）の設置位置は下記の条件を基に選定した。

- ・設置水深は -7.0m 付近とする。
- ・汀線より約 900m の位置に在る岩礁の内側とする。
- ・設置位置周辺の海底地形がフラットである。
- ・燃料受入パイプラインより約 100m 隔した南側とする。

この結果取水塔設置位置は汀線から約 460m 離れた位置を選定した。

尚、温排水の再循環に関しては放水口からの距離が約 460m となること、もし放水口からの 1°C 上昇した温排水が到達したとしても取水深度が平均 -5.3m であることから、温排水に依る再循環は生じないものとする。

海底取水管ルートに関しては取水塔から陸側に向けた直線のルートとし、陸上に設ける取水路ピットに接合する計画とした。

4.3.4 取水構造の検討

(1) 取水塔

取水塔はベロシティキャップ式の鉛直取水タイプで取水流速は 20cm/sec とし、円周水平方向からスクリーンを通して取水する方式で計画した。

取水塔構造は取水塔上面に設けたベロシティキャップにより、表層の漂流物や懸濁した海水の流入を防ぎ、底面導流板により底層の浮遊懸濁水の流入を防ぐ型式とした。

尚、取水塔は重量が軽く、安定性、施工性ならびにメンテナンスも容易で多くの実績を有する鋼製タイプで計画した。

(2) 海底取水管

海底取水管の据付けは海中作業となるため重量が軽く、施工性ならびに多くの実績を有する鋼管タイプとする。

鋼管の接続方法は海中作業となるため、多くの実績ならびに信頼性のある、メカニカルジョイント方式で計画した。

又、メンテナンス用に約 100m 毎に点検用マンホールを設け、ダイバーに依る点検が出来るように計画した。

尚、取水管の土被りは、漁船等による投走錨を考慮して約 1.0m の土被りとした。

(3) 陸上部取水路

陸上部の取水路については海底取水管と同様の鋼管タイプとコンクリート製ボックスカルバートタイプの2案が考えられる。

陸上の施工であること、ならびに経済的にも有利であること等を考慮し、今回のプロジェクトでは鉄筋コンクリート製のボックスカルバートタイプで計画した。

又、ボックスカルバートの構造断面は水理上、構造上から最も有利となる正方形とした。

尚、海底取水管と鉄筋コンクリートのボックスカルバートの接続については、汀線から陸上側に約 50m 入った地点で、接合ピットを設け、このピットで海底取水管との接合を行う計画とした。

(4) Hamilton Canal の横断方法

取水路の Hamilton Canal の横断については、水理上の面から Hamilton Canal の下を伏越す方式となる。

この Hamilton Canal を伏越す方法としては以下の2案が考えられる。

A 案…… 開削方式

B 案…… 推進方式

上記2案を検討した結果、Hamilton Canalは漁船の交通量が比較的多いこと、並行している道路もバス等が運行しており、交通量が多い事等を考慮し、工期、経済面で有利なB案（推進方式）で計画した。

推進方式の選定については推進管の管径が取放水路の通水断面より取水路でφ2.6m 放水路でφ2.4m 程度となることから、軟弱な粘性土地盤にも有利で、推進機器のコストが最も安いブラインド推進工法で計画した。

4.3.5 放水路、放水口構造の検討

(1) 放水路

放水路は取水路と同様鉄筋コンクリート製のボックスカルバートで計画した。

又、Hamilton Canalならびに並行している道路の横断方法についても取水路と同様の推進工法で横断する計画とした。

(2) 放水口

放水口は鉄筋コンクリート構造とし、放水路と放水口の接続部には施工面ならびにメンテナンスを考慮して、角落としを設ける構造とした。

放水口先端は放水流ならびに波による洗掘を考慮し、カットオフとして鋼矢板を打設する計画とした。

又、放水口前面も放水流ならびに波による洗掘を考慮し、被覆石を放水口前面に布設する計画とした。

尚、放水口の両脇についても波による洗掘防止のため、CCDから指導された被覆石で補強を行う計画とした。

4.3.6 取放水路の概略水理検討

(1) 取水路の概略水理検討

取水口と発電所構内循環水ポンプ室までは約1670mの延長となる。このため、発電所構内の循環水ポンプ室における水位低下量をどの程度に抑えるかが問題となる。

今回のような内陸型の発電所計画の場合、水位低下量を大きくすればポンプ設備費、運転経費が高くなり、水位低下量を小さくすれば取水路断面が大きくなり、取水設備の工事費等が高くなる。従って、今回の計画では過去の実績に基づき計画水位低下量を-2.0m程度に抑える計画とした。

循環水ポンプ室での水位低下量を-2.0mにした場合の海底取水管、取水路の断面は1,2号機運転時の計画取水量 $Q=7.2\text{m}^3/\text{s}$ (1号機 $3.6\text{m}^3/\text{s}$ 、2号機 $3.6\text{m}^3/\text{s}$)を基に、概略水理計算を行ない以下の断面で計画した。

海底取水管	: 内径φ2.4m	V=2.5m/s
取水路	: 内径 2.7m×2.7m	V=1.0m/s

尚、取水路は経済面、水理面から自由水面を持たない全断面通水とし、水路内頂部計画高は LWL より、-10cm 程度下げた高さで計画した。

(2) 放水路の概略水理検討

放水路の延長は発電所復水器冷却用の循環水管吐出口から放水口まで約 1300m となる。このため、放水口放水位が HWL 時 (EL+0.970m) の時でも発電所構内の放水路内の放水位が発電所敷地計画高 (EL+2.2m) 程度に抑える必要がある。

従って以上の事項を考慮し、概略水理検討を行い、以下の断面で計画した。

放水路	: 内径 2.5m×2.5m	V=1.15m/s
-----	----------------	-----------

尚、放水路も取水路と同様自由水面を持たない全断面通水とし、水路内頂部計画高は LWL 時の放水位より-10cm 程度下げた高さで計画した。

4.3.7 メンテナンス橋

海岸線から発電所構内までの取放水路の維持管理のために Hamilton Canal に新たに橋が必要となる。

発電所予定地点付近には Hamilton Canal を横断している橋が 1 橋あるが、重車輛が頻繁に通行できる強度は保有していない。

このため取放水路並びに燃料受入パイプライン工事中は Hamilton Canal に仮設栈橋を設置し、既設の橋は使用しない計画とした。

工事終了後は工事用の仮設栈橋を撤去するため、取放水設備等のメンテナンスのためにトレーラー、クレーン車等が Hamilton Canal を横断する必要がある。このため新たに CEB 専用の横断橋 (幅 6m、長さ 20m) を設ける計画とした。

尚、この橋は CEB 専用橋として計画するが、付近住民等も供用できるものと考ええる。

4.4 発電所構内主要土木設備の計画

4.4.1 発電所構内地盤高

発電所予定地は既に造成されており、現在の敷地造成レベルは EL+2.0m である。

発電所構内地盤高は建設中の基礎掘削の残土の有効活用ならびに諸設備の排水、構内の雨水排水等を考慮し、現地盤より 20cm 高い、EL+2.2m を計画地盤高とした。

4.4.2 構内道路

構内道路は発電所建設、運転、保守等より 2 タイプの道路計画とする。

- ・ 10m 道路 (2 車線)

サービスビルならびに発電所本館廻りの外周道路

- ・ 8m 道路 (2 車線)

燃料タンク、水処理等の機器周辺道路

尚、構内道路は全てアスファルト舗装として計画した。

4.4.3 スクリーン・ポンプ室

スクリーン・ポンプ室は 1,2 号機共通の 1 体構造とし、スクリーン・ポンプ室内の中仕切壁で 1,2 号機各々に分離する計画とした。

スクリーン部は深層取水で取水口にバースクリーンが設置してあり、表層のゴミ等の混入のおそれがないため、トラベリングスクリーンのみとし、スクリーン部の接近流速は LWL 時で約 35cm で計画した。

スクリーンからの洗浄水はスクリーン室脇に Wash Water Pit を設け、ごみを取り除いた後の洗浄水は放水路の入れることも考えられるが、放水路の放水位が高いため、スクリーン室前面の分水池に戻す方式とした。

又、分水池脇の共通部分にデサリネーションプラントならびにコロリネーションプラント用の取水ピットを設け、この部分から取水できる計画とした。

更にスクリーン・ポンプ室両脇はメンテナンス用に Lay down エリアを設けることとした。

尚、スクリーン・ポンプ室基礎は -9m 付近に砂の支持層が存在することから、直接基礎として計画した。

4.4.4 循環水管

環境水ポンプ～復水器～放水路までの循環水管は貝付着防止の目的から管内の最大流速が 3.5m/sec 以上で、尚かつ壁面 (壁面から 0.2mm の位置) の流速が 1.63m/s

を満足する最大管径を考慮し、概略検討した結果、循環水管径は

$$\phi=1.1\text{m (A ; }0.95\text{m}^2\text{)、V=3.8m/sec}$$

で、埋設土被は 1.5m として計画した。

尚、材質については信頼性のある鋼管で計画した。

4.4.5 燃料タンク基礎ならびに防油堤

(1) 燃料タンク基礎

燃料タンクは 1500kl×2 基、8000kl×2 基の計画である。この燃料タンク基礎は地盤状況によってさまざまな基礎形式が考えられる。

今回実施した地盤調査結果では、地表面より-3m までは非常にやわらかい埋立砂層、-3m~6m までは非常にやわらかいピート層があり、-9m 付近で比較的良好な砂層が出現する。

特にピート層はタンクの荷重により、長期に渡り圧密沈下が生じること、埋立層も非常に緩い地盤であることから、今回のプロジェクトでは以下の基礎工法を検討した。

A 案 : サンドパイル+盛土によるプレロード工法

B 案 : サンドコンパクションパイル工法

C 案 : 杭工法

以上の工法を比較検討した結果、A 案はプレロードのための大量の土砂と圧密完了までの時間がかかること(約 1 年程度)、又 B 案は特殊機械と大量の良質砂が必要となることから、本プロジェクトでは比較的短い工期で施工でき、将来にわたりタンクの沈下等の問題が生じない C 案で計画した。

尚、杭には鋼管杭、PC 杭、RC 杭等が考えられるが、現地状況を総合的に判断した結果、全て現地製作が出来る RC 杭で計画した。

(2) 防油堤

防油堤の構造形式は鉄筋コンクリートによる擁壁タイプと土砂による盛土タイプがあるが、今回のプロジェクトでは、以下の理由により盛土タイプで計画した。

- ・地盤条件が悪いため、防油堤が長期間にわたり沈下するおそれがある。
- ・防油堤が沈下した場合、盛土タイプは補修がしやすい。
- ・防油堤延長距離が約 760m となり、盛土タイプの方が経済的である。

尚、防油堤高さは防油堤の容量計算を行った結果 1.1m となり、タンク間の中仕切堤の高さは 30cm で計画した。

4.5 重量物輸送計画

発電所建設時に運搬する重量物及び長尺物は 150MW 級のコンバインドサイクルでは排熱回収ボイラー(HRSG)を除いて最大約 130ton 程度である。又、排熱回収ボイラーは大きさ及び重量面で単体では運搬できないことより重量で 130ton を超えない範囲で分割し運搬する計画とした。

4.5.1 輸送ルート調査

(1) コロンボ港

コロンボ港での水切りは Sri Lanka Port Authority (SLPA)に依ると、港内の北に位置する North Guide Pier において過去重量物を水切りした経緯があることから、今回の計画もこの場所で水切りすることとなる。

但し、この岸壁には荷役設備がない為、荷役設備を備えた運搬船が必要となる。

コロンボ港内の運搬路については港内道路が整備がなされているが、運搬時に一部仮設備等を一時的に撤去、移動を行う程度でほぼ問題はないものとする。

(2) コロンボ港～発電所予定地付近（ルート A3）

コロンボ港から発電所予定地入口の国道（ルート A3）間は道路幅員、道路舗装ともおおむね問題ないものと考えられる。但し、交互点を 90° 曲がらなければならぬ箇所があり、信号機等を一時的に移設する必要がある。

又、ケラニ川を横断している橋梁(Sri Lanka-Japan Friendship Bridge)は 7 桁間の PC 橋梁で道路幅員は 7.5m である。重量物輸送計画に伴い、道路所轄箇所である Road Development Authority (RDA)にヒアリングした結果、ケラニ川を横断している橋梁については、重量物運搬時の軸重を最大 15ton とする様指導された。

(3) ルート A3～発電所予定地

ルート A3～発電所予定地までは、ケラニ川を渡り左折して Hamilton Canal 沿いのルートとルート A3 を北上して、発電所予定地東側から入る 2 ルートが考えられる。Hamilton Canal 沿いの道路は道路幅員も 4m 程度で軟弱であるため非常に危険であること、途中にコンクリート橋（長さ約 5m、幅 4m）があり、改修しなければならない。

発電所予定地東側からはいるルートは国道から埋立地入口まで約 1.9km あり、道路幅員は現状で 4m から 5.5m で、途中まで民家が点在する。

従って、この区間を全面的に改修する必要がある。

以上 2 ルート案について現地踏査結果を整理し、CEB と協議の結果、東側からはいるルートを選定する事とした。

(4) 重量物運搬距離

重量物運搬距離はコロンボ港から発電所予定地まではコロンボ市内、国道 A3、東側からの進入路、埋立地内道路を含め全長で約 18km 程度である。

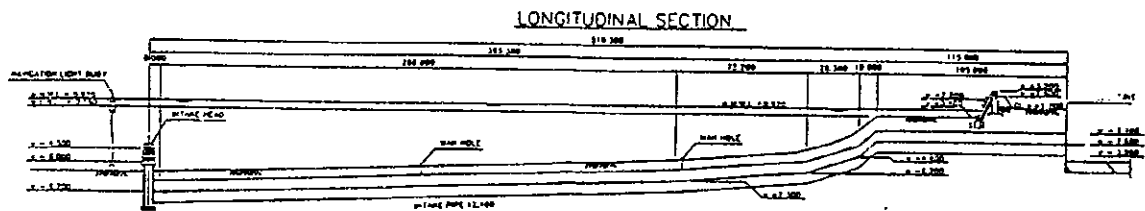
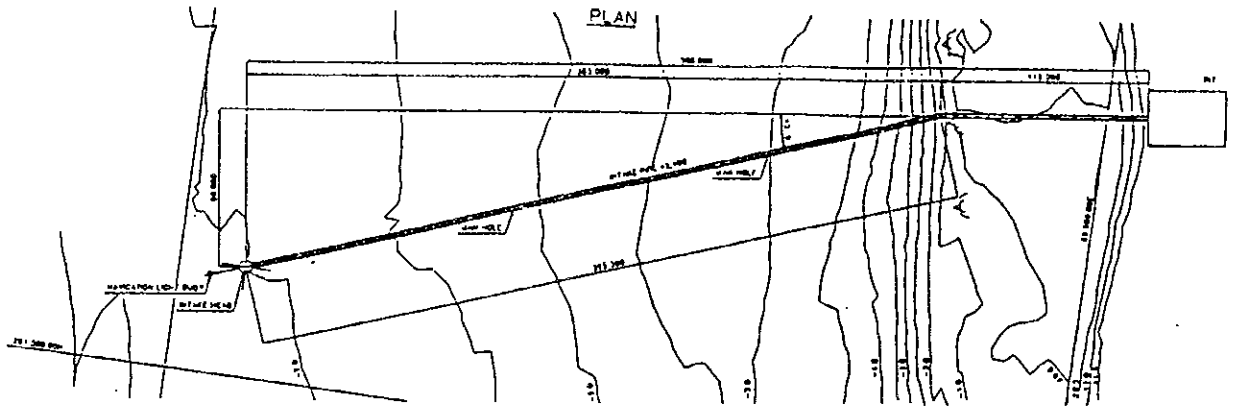
4.5.2 重量物搬入道路拡幅の検討

今回の発電所建設計画での重量物輸送を検討した結果、道路幅 10m、車道部（舗装部分）7m 幅が必要となるため、ルート A3 から発電所予定地東側までの約 1.9km 間は既設道路を拡幅し、改修する必要がある。

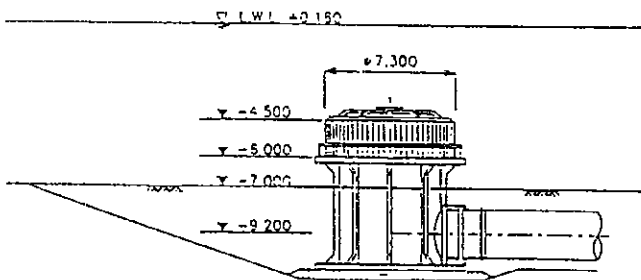
この既設道路について Shell Gas Lank Limited と協議した結果、LPG 基地の建設ならびに建設後の LPG 運搬（プロパンタンク）にこの道路を使用する計画であり、Shell Gas Lank Limited は現状の道路を幅 6m の舗装道路とする計画である。

従って、Shell Gas Lank Limited が先行工事した 6m 道路から 10m 道路に拡幅する計画とした。

Figure 4-1 取水塔並びに海底取水管計画図



INTAKE HEAD



TYPICAL SECTION

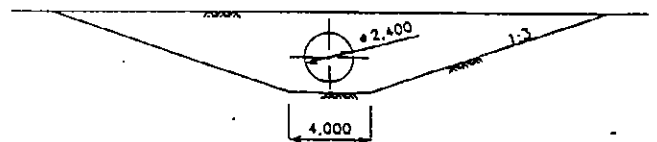


Figure 4-2 取放水路ルート計画図

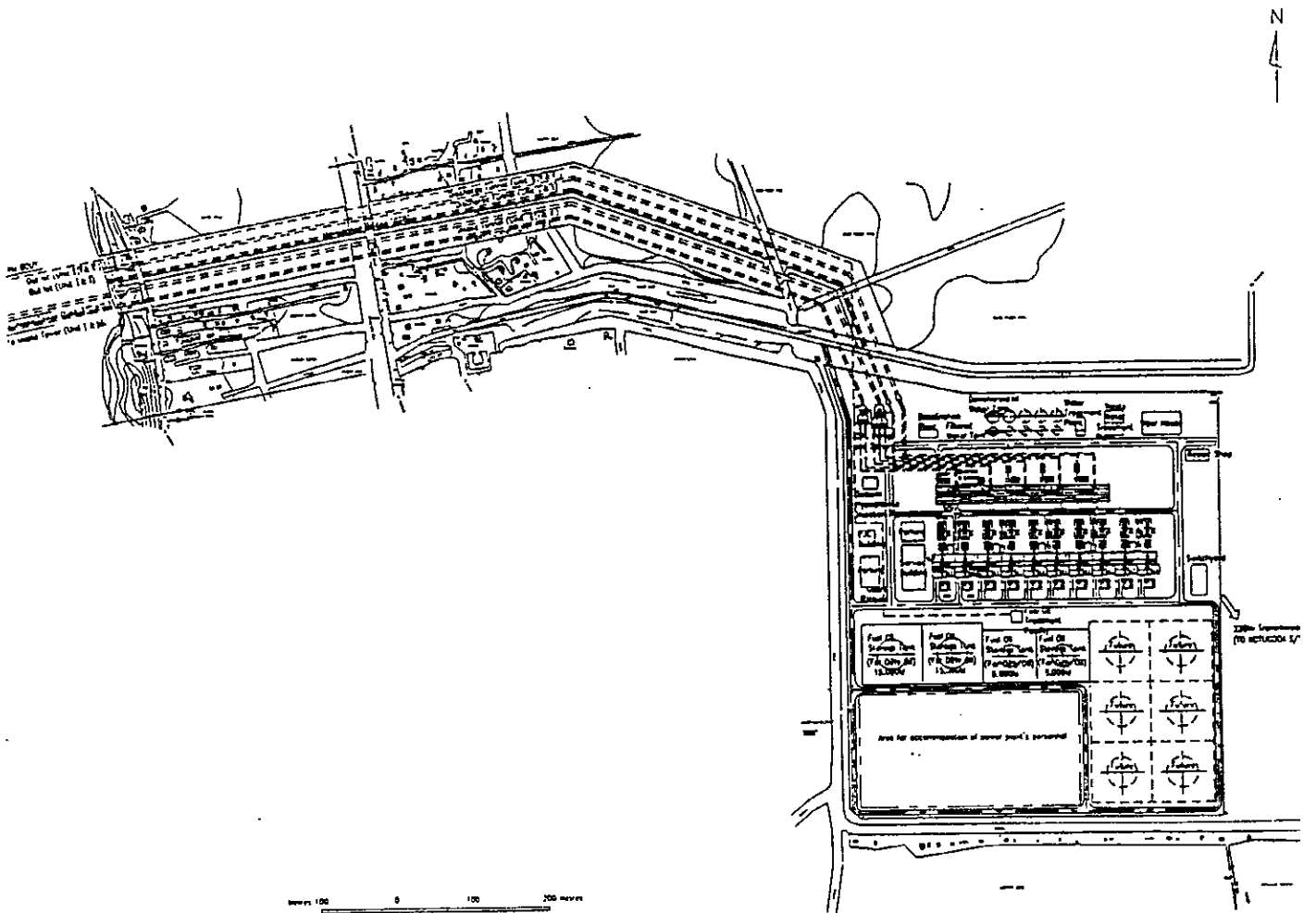
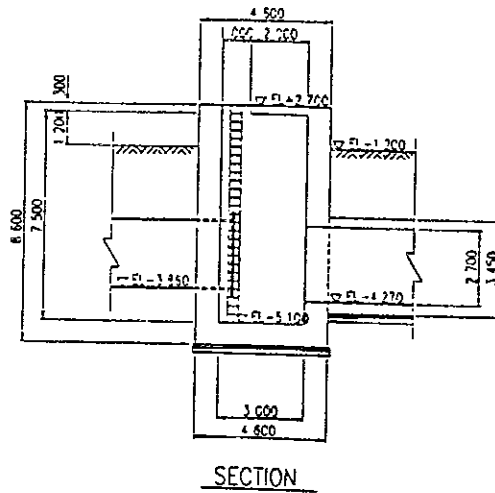


Figure 4-3 取放水路計画図

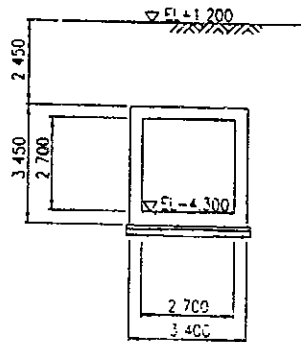
CONNECTION PIT
(SUBMARINE PIPE & INTAKE CULVERT)



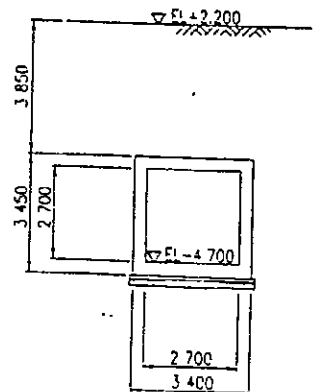
SECTION

INTAKE CULVERT

TYPICAL SECTION
(OUTSIDE OF PLANT AREA)

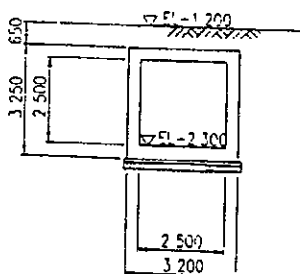


TYPICAL SECTION
(POWER PLANT AREA)



DISCHARGE CULVERT

TYPICAL SECTION
(OUTSIDE OF PLANT AREA)



TYPICAL SECTION
(POWER PLANT AREA)

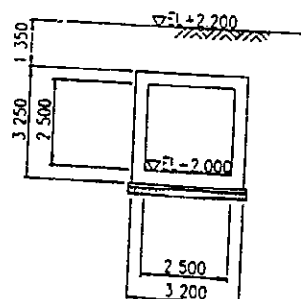
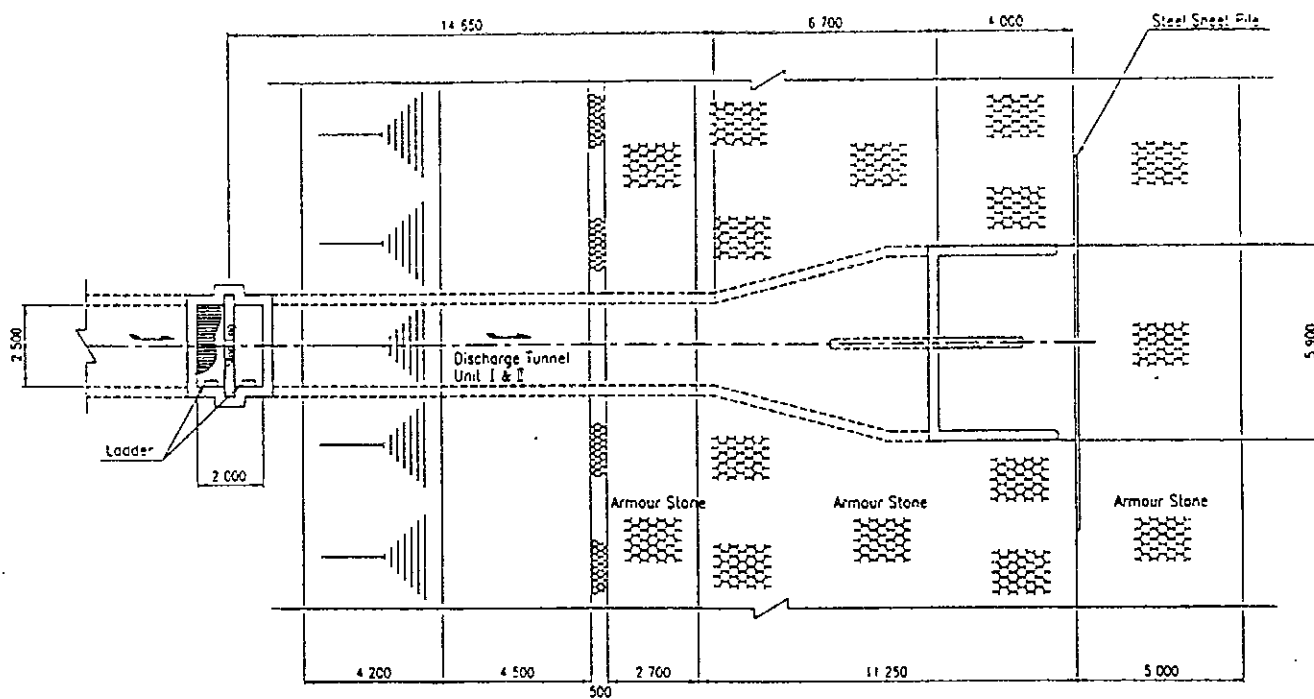
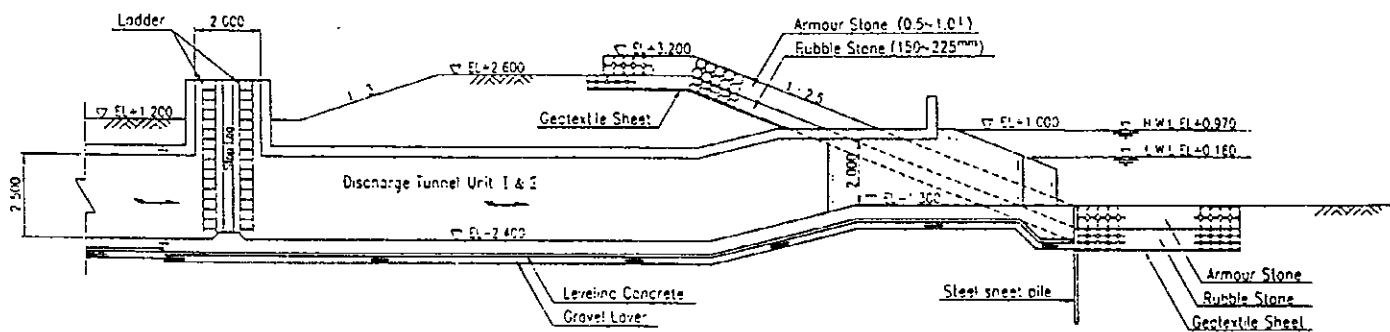


Figure 4-4. 放水口計画図

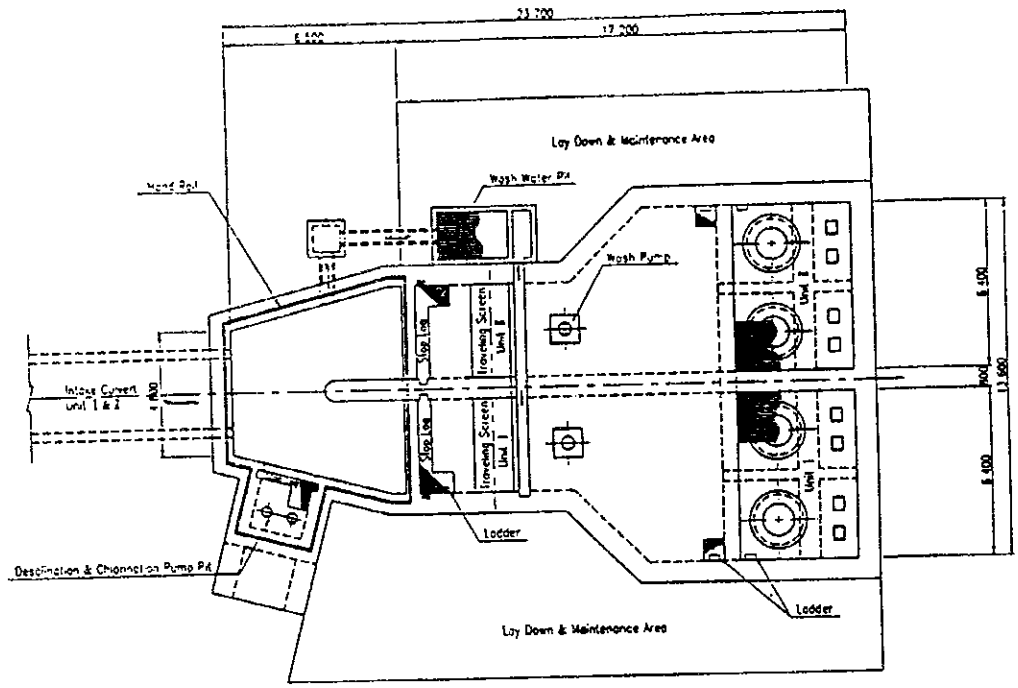


PLAN

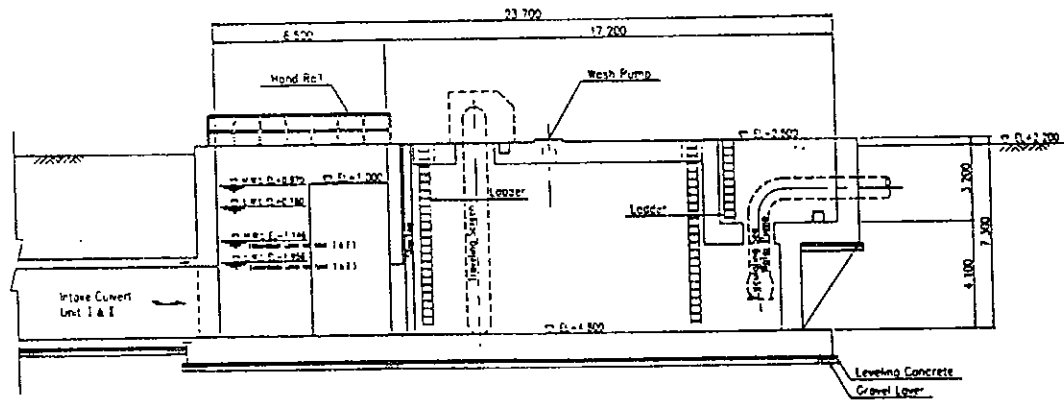


SECTION

Figure 4-5 スクリーン・循環水ポンプ室計画図

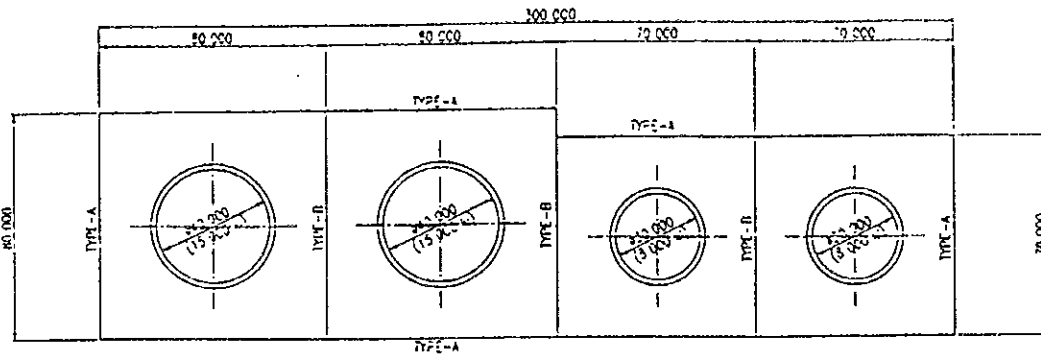


PLAN



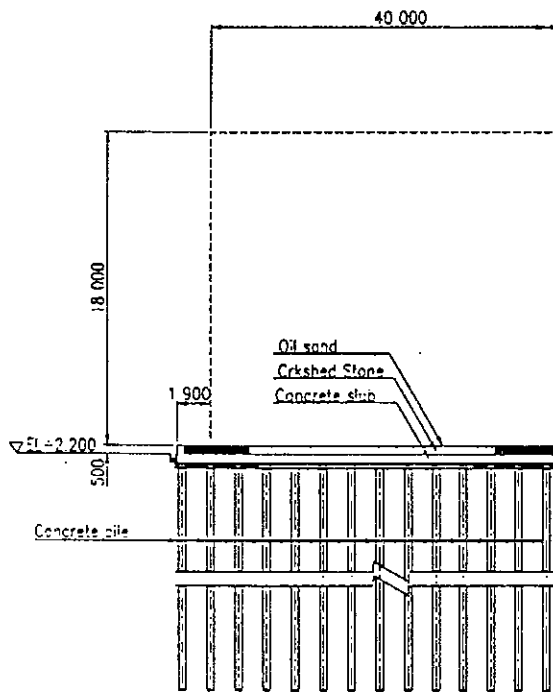
SECTION

Figure 4-6 燃料タンク計画図

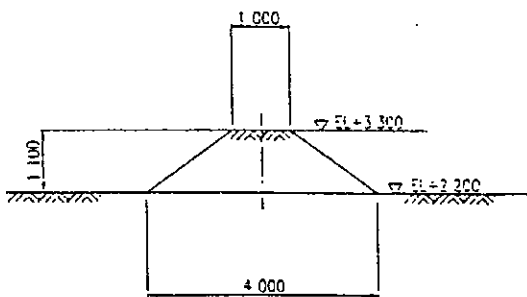


PLAN

OIL STORAGE TANK FOUNDATION
(15 000 kl)

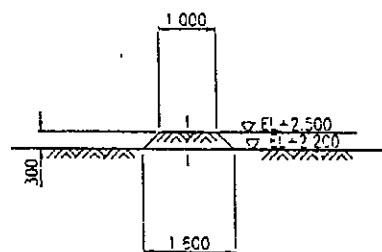


OIL DYKE (OUTSIDE)
(EMBANKMENT TYPE-A)



SECTION

OIL DYKE (INSIDE)
(EMBANKMENT TYPE-B)



SECTION

Figure 4-7 メンテナンス橋計画図

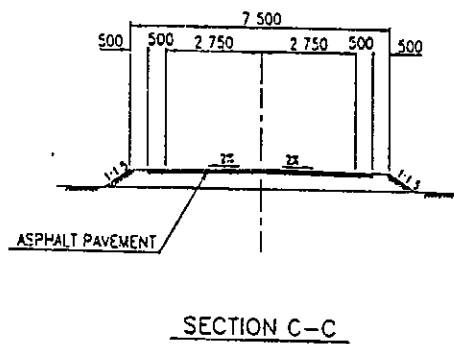
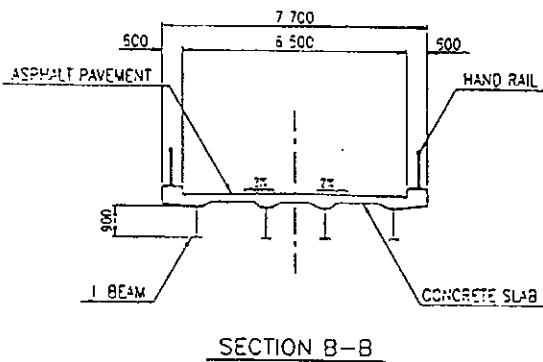
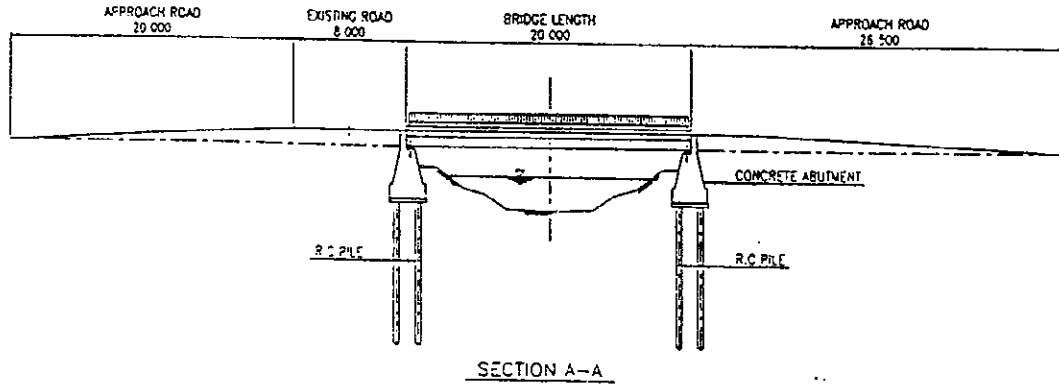
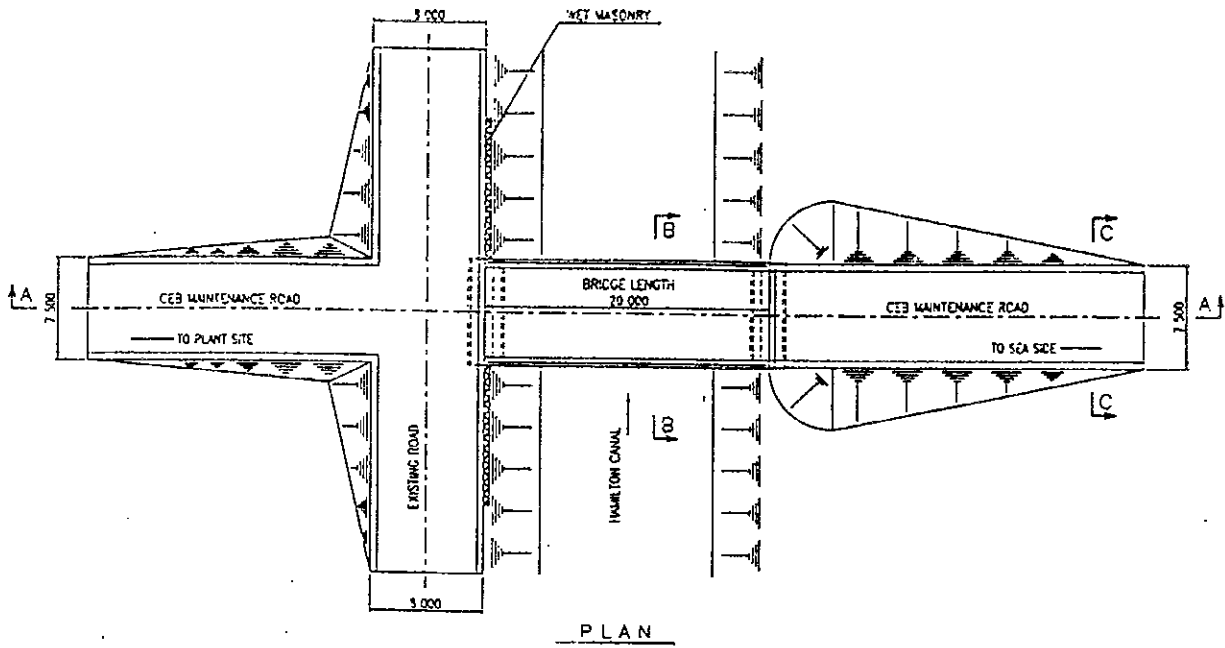
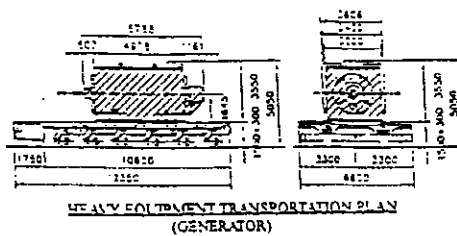
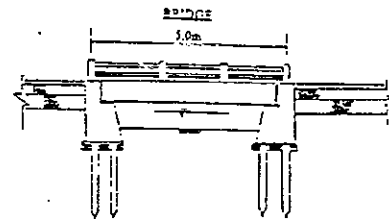
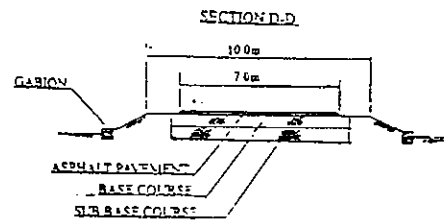
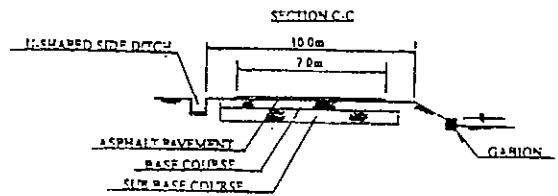
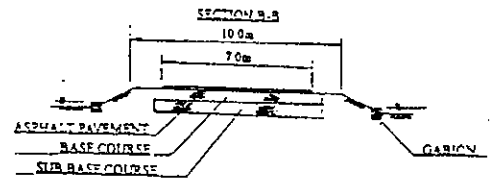
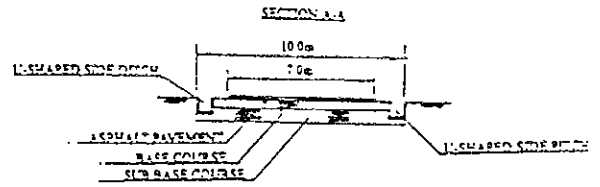
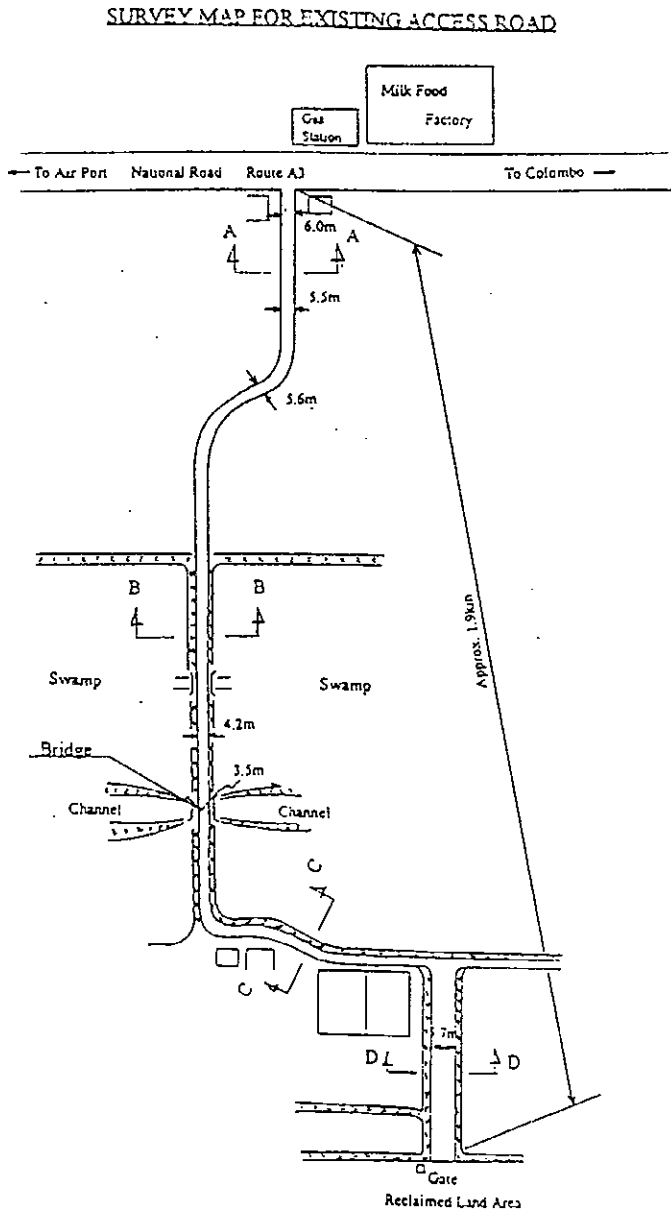


Figure 4-8 進入路拡幅計画図



5. 環境影響評価

5. 環境影響評価

計画しているケラワラピティヤ・コンバインドサイクル火力発電所は、比較的公害のエネルギーによりこの国の急がれる電力供給に貢献するものである。発電に関する代替案の検討を行った結果、本コンバインドサイクル火力発電所は、将来の需要に対して経済的に優れた計画であるという結論を得た。

ケラワラピティヤ・コンバインドサイクル火力発電所の建設及び稼働に際して、以下の利益が考えられる。

- ・年間約960 GWhの電力が供給されることになる。
- ・国内の経済成長に貢献する。
- ・重大な環境面に対する影響がない。

計画実施により以下の環境及び経済の状況が予測される。

環境の状況

- ・大気汚染物質であるSO₂、NO₂及びSPMの排出は、スリランカの環境基準を下回る値である。
- ・工事用車両及び稼働設備からの騒音は、敷地境界において騒音の基準を下回るレベルである。
- ・発電所からの排水は、スリランカの水質基準を下回る値である。
- ・発電所から海域に排水される温排水による水温の上昇は、環境水温に比べて10℃以下の上昇である。温度が上昇する範囲は、温排水が急速に海水と混合しその温度が減少するために非常に小さい範囲となっている。したがって、重大な影響は予測されない。
- ・送電線は湿地帯保護区域の境界線に沿って建設される計画である。送電線鉄塔の建設による影響を最小限とするために、詳細な動植物調査を建設工事前に実施することが望まれる。
- ・大気質及び発電所からの排水に関するモニタリングを実施し、関係機関にその報告を行うものとする。
- ・土地の取得、住民移転または住宅の一部改造等に対しては、当事者に十分配慮し、適切な補償を行う予定である。

経済の状況

- ・高効率発電所による電力供給（予想発電効率約46%）
- ・地元雇用への貢献
- ・電力の供給は、予測される電力需要の伸びに対応すると共に、海外からの投資を増やす可能性を持つ。

周辺環境に与える影響は、排出する大気汚染物質や排水の濃度が基準以下に押さえられることより少ないものと考えられる。また、発電所は既に工業用及び商業用に造成された土地に建設されるものである。

本プロジェクトは、スリランカの環境基準を満たすものであり、よって計画の実施が望まれる。

6. ケラワラピティヤ発電所 の F/S レベル設計

6. ケラワラピティア発電所のF/Sレベル設計

6.1 コンバインドサイクルプラント

6.1.1 コンバインドサイクルプラント構成形式の最適化

コンバインドサイクル発電プラント1ユニットはガスタービン、排熱回収ボイラ、蒸気タービン及び発電機から構成されており、呼称出力150MWのプラントを形成するには、適用されるガスタービンの台数と容量によって、多くの構成が考えられる。従って、現地の条件を勘案して、このプロジェクトに最適の構成を選定することは、この調査を実りの多いものとするのに、重要な過程である。

最適のプラント構成はそのプラントの運用性、保守性、性能、主機緊急停止時の電力系統網への影響、プラント建設費、市場性及びケラワラピティア発電所の将来の容量増強能力など多くの観点から検討する必要がある。

しかし、そのプラントにより多くの台数のガスタービンを採用することは、上に挙げた大部分の観点から実際的ではなく、この調査では検討最大台数を3台としてコンバインドサイクルプラント構成形式の最適化を検討した。検討結果の概要は次の通り。

- (1) プラント運用性を考慮して、ガスタービン軸と蒸気タービン軸は別軸とする。
- (2) プラント熱効率は一般的にガスタービン出力の増加と共に高くなるが、現在の市場に出回っている50~100MW級ガスタービンが使われる限り、プラント熱効率に差はみられない。そのプラント熱効率は蒸気噴射(NO_x対策)を行った油燃料燃焼時で44~46%である。
- (3) 100MW級ガスタービン1台と50MW級蒸気タービン1台とで構成された150MWのプラントがオフピーク時にトリップした場合、電力系統の周波数が47.75Hzを下回る事が予想される。その結果、約100MWの系統負荷が選択遮断されることになる。
- (4) 50MW級ガスタービン2台と50MW級蒸気タービン1台とで構成された150MWのプラントは、建設費は割高となるが、1台のガスタービンがトリップしても、電力系統への影響はなく、またガスタービン2台が同時にトリップしない限り、発電所の全停も回避される。
- (5) ガスタービンの台数を限定すると、市場競争を狭めることになるので、1台

あるいは2台いずれのガスタービンで構成されるプラントも候補として取り上げる事とする。尚、入札に当たっては2台案がコスト面で不利にならないような配慮が必要である。

Table 6-1は最近の市場で調達できる本プロジェクトに適したガスタービンの型式を示したものである。

Table 6-1 候補となるガスタービンの型式

ISO 条件 ,
天然ガス

Model No.	Maker	Capacity (MW)	Rotating Speed(rpm)	Efficiency (LHV %)	Exhaust Gas Temp.(°C)	Exhaust Gas Flow(t/h)
GT 8C	ABB	53	3,000	34.4	517	508
GT 13D	ABB	96	3,000	32.0	490	1,120
V64.3	Siemens	63	3,000	36.5	531	538
F 9EA	GE	123	3,000	33.8	538	1,140
MW701D	Mitsubishi	131	3,000	33.9	513	1,260

ガスタービン・ワールド1997年版ハンドブックから引用

6.2 プラント主要機器の設計思想

コンバインドサイクル発電プラントはガスタービン、排熱回収ボイラ、蒸気タービン発電機の3つの主要機器から構成されており、現地の与条件を考慮に入れこれらの機器の概念設計を行ったのでその概要を述べる。

(1) ガスタービン

ガスタービンはコンバインドサイクル発電プラントの中核としての役目を演じるもっとも重要な機器であり、したがって最も高い信頼性が要求される。ガスタービンは、注文される毎に設計・製造される蒸気タービンとは違って、前もって開発・設計・標準化されている。それは、注文毎に特別に開発・設計するのでは割高になり、又、時間が掛かるからである。それで、必要となる時点で製造メーカーの生産機種となっている標準機種の中から適切なガスタービン型式を選定するのが通常の方法である。更に、選定される型式のガスタービンはその時点で少なくとも24,000時間の運転実績を有しているユニットが3台以上あることが必須条件である。最近、性能を決定付けるタービン入口温度が1,350℃級のガスタービンが商用化されているが、それらが、選定時点で前記条件を満足するほど成熟して、信頼性も高いとは言い難い。したがって、タービン入口温度が1,200℃迄の型式を候補とすることが望ましいと考えられる。

(2) 排熱回収ボイラ

排熱回収ボイラは、ガスタービン排気ガスの熱エネルギーを蒸気の熱エネルギーに変換する要素であり、熱エネルギー回収率は、与えられたガスタービン排ガス温度条件で発生させる蒸気の圧カレベルの数、圧力、温度及び排熱回収ボイラ出口ガス温度の4つのパラメータで特性付けられる。本プロジェクトでは、蒸気タービンの容量及びガスタービン排ガス温度を考慮して、二重複圧非再熱サイクルとした。尚、ボイラ出口設計温度は燃料中の硫黄による低温腐食を避けるために、170℃とした。又、構造に就いては、総合評価でやや有利となるガス縦流れ式を採用する事とした。

(3) 蒸気タービン

本プラントでは採用するガスタービンの台数に関係なく、プラントの運用性を考慮して1台の蒸気タービンで構成することとした。その場合容量は約50MWであり、実績・経済性の点から単車室形蒸気タービンを採用することとした。コスト低減効果は蒸気タービンだけでなく、そのコンクリート基礎やタ

一ピン建屋にも広がることとなる。

回転数は、機械損失や騒音の発生を伴う減速歯車を必要としない発電機直結の3,000rpmとした。

蒸気タービンの復水器冷却水システムとして、海水による一過流冷却式、機械通風湿式冷却塔式及び空気による直接冷却式の三つの方式が考えられ、比較結果本プラントでは海水による一過流冷却式を採用する事とした。

6.3 主要機器仕様

6.3.1 設計条件

本プラントの設計条件は、第3次現地調査時のCEBとの打ち合わせにより以下の通り決定した。

- (1) 大気温度 : 30°C (乾球)、26.7°C (湿球)
- (2) 相対湿度 : 78%
- (3) 大気圧力 : 1.033 bar
- (4) 冷却水温度 : 27.5°C
- (5) 復水器冷却方式 : 海水による一過流式直接冷却方式
- (6) 適用規格 : 国際的に通用している規格を適用する。
- (7) NOx 制御 : 蒸気噴射 (コンバインドサイクル運転時) あるいは水噴射 (シンプルサイクル運転時) により、NOx をガスタービン出口で 70ppm 以下 (15%O₂) とする。
- (8) 高度 : 海面レベル
- (9) 騒音レベル : 機側 1m SPL 85dB(A)
発電所境界線上 SPL 60dB(A)
- (10) 冷却水温度上昇 : 10°C
- (11) 運用条件 : ガスタービンは単独運転可能とする。従って、ガスタービンと排熱回収ボイラの間にはバイパス煙突を設置する。
- (12) 煙突高 : 80m (主煙突及びバイパス煙突共)
- (13) 敷地面積 : 下記図面の通り。

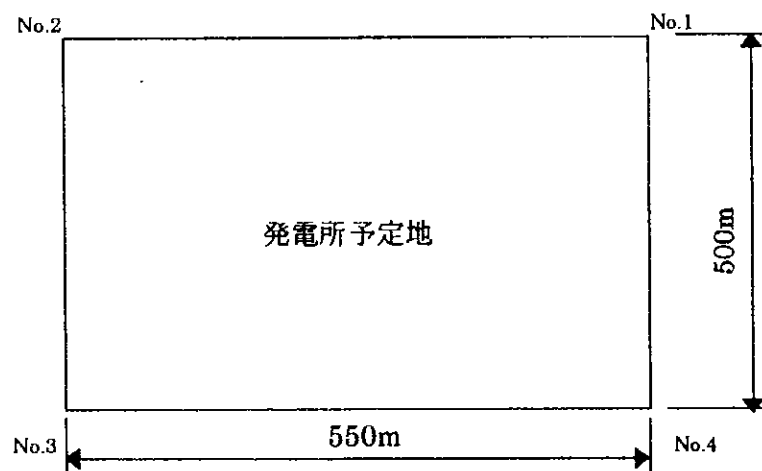


Figure 6-1 敷地図

6.3.2 主要機器仕様

(1) ガスタービン

- | | |
|---------|----------------------------------|
| a. 型式 | 単純開放サイクル重構造1軸 |
| b. 単機出力 | ISO条件で50MW級または100MW級(メーカーの型番による) |
| c. 数量 | 1台又は2台(プラント構成による) |

(2) 排熱回収ボイラ

- | | |
|-----------|--|
| a. 型式 | 排熱回収複圧式ボイラ |
| b. ガス流れ方向 | 縦方向 |
| c. 数量 | 1台又は2台(プラント構成による) |
| d. 蒸気条件 | 蒸気圧力 高圧 5~7 MPa, 低圧 0.5~0.7 MPa
蒸気温度 高圧 480~500°C, 低圧 150~200°C |

(3) 蒸気タービン

- | | |
|---------|--|
| a. 型式 | 混圧単流排気復水型 |
| b. 数量 | 1台 |
| c. 出力 | 約 50,000kW |
| d. 回転数 | 3,000 rpm |
| e. 蒸気条件 | 蒸気圧力 高圧 5~7 MPa, 低圧 0.5~0.7 MPa
蒸気温度 高圧 480~500°C, 低圧 150~200°C |
| f. 蒸気流量 | 高圧蒸気量 95~120 t/h, 低圧蒸気量 50~60 t/h |
| g. 真空度 | 約 8 kPa |
| h. 排気方向 | 軸流 |

(4) 発電機

- | | ガスタービン用 | 蒸気タービン用 |
|---------|-----------------------|-----------|
| a. 型式 | 閉鎖空冷円筒型回転界磁同期交流発電機 | |
| b. 数量 | 1台又は2台
(プラント構成による) | 1台 |
| c. 皮相出力 | 118 MVA | 59 MVA |
| d. 実効出力 | 100 MW | 50 MW |
| e. 電圧 | | 11 kV |
| f. 力率 | | 0.85 |
| g. 回転数 | | 3,000 rpm |
| h. 極数 | | 2 |

- i. 短絡比
- j. 絶縁
- k. 励磁方式

0.58~0.64

F種(温度上昇：B種相当)

静止型

(5) 海水淡水化装置

- a. 数量 1基
- b. 形式 多重効用法
- c. 容量 1,500t/day

(6) 原水タンク

- a. 数量 3基
- b. 形式 鋼製円筒タンク(ドーム式)
- c. 容量 1,600ton

(7) 純水装置

- a. 数量 2台
- b. 形式 ポリッシャー付き複床型
- c. 容量 55ton/h

(8) 純水タンク

- a. 数量 1基
- b. 形式 鋼製円筒タンク(インナールーフ式)
- c. 容量 1,500ton

(9) 排水貯水槽

- a. 数量 1式
- b. 形式 ビット式
- c. 容量 300m³

(10) 排水処理設備

- a. 数量 1式
- b. 容量 17m³/h

(11) 燃料受入設備 1式

(12) 燃料貯蔵タンク(Untreated Oil)

- a. 数 量 2 基
- b. 形 式 固定屋根円筒形
- c. 容 量 15,000 kl

(13) 油浄化装置

- a. 数 量 3 台
- b. 形 式 遠心分離型(Self-Cleaning Type)
- c. 容 量 15ton/h

(14) 燃料貯蔵タンク(Treated Oil)

- a. 数 量 2 基
- b. 形 式 固定屋根円筒形
- c. 容 量 8,000kl

(15) 燃料供給ポンプ

- a. 数 量 2 台
- b. 容 量 35 kl/h

(16) 防油堤

- a. 数 量 1 式
- b. 形 式 盛土
- c. 容 量 17,741m³

(17) 消火設備

- a. 用水源
原水タンク
- b. 消火用ポンプ
 - (a) 数 量 2 台
 - (b) 形 式 モータ及びディーゼルエンジン起動
- c. 火災警報システム
1 式
- d. 泡消火設備、粉末消火設備
 - (a) 形 式 移動可搬式又は携帯小型

6.4 発電所配置計画

6.4.1 配置検討条件

本プロジェクトの発電所配置は、以下の条件をもとに計画した。

- (1) 発電プラントを最大限に配置する。
- (2) 発電所の敷地面積は、CEB が行った地形測量の結果より Figure 6-1 に示す通りである。
- (3) 発電用燃料および復水器冷却水は、発電所予定地の北西から供給されるものとする。
- (4) 送電線は発電所から一旦南東方向に敷設されるので、開閉所は発電所敷地内の東側のやや南寄りに配置する。
- (5) ガスタービン、蒸気タービン及び発電機は屋内設置とする。
- (6) 発電プラントは、次の2種類の型式とする。

[A 案] ガスタービン 2 台 + 排熱回収ボイラ 2 台 + 蒸気タービン 1 台

[B 案] ガスタービン 1 台 + 排熱回収ボイラ 1 台 + 蒸気タービン 1 台

6.4.2 構内配置計画

以下に構内配置計画を 2 案示す。

(1) A 案

A 案は、Figure 6-2 に示すようにガスタービン 2 台 + 排熱回収ボイラ 2 台 + 蒸気タービン 1 台を基に計画した配置図であり、5 ブロック(最終出力 750MW)の配置が可能である。

(2) B 案

B 案は、Figure 6-3 に示すようにガスタービン 1 台 + 排熱回収ボイラ 1 台 + 蒸気タービン 1 台を基に計画した配置であり、5 ブロック(最終出力 750MW)の配置が可能である。

6.5 運転・保守について

コンバインドサイクル発電設備は、ガスタービン、排ガスボイラ及び蒸気タービンから構成されている。排ガスボイラは非燃焼機器でその保守は既設の燃焼ボイラに比較して非常に容易である。蒸気タービンは歴史的にも成熟した原動機であり、又、既設の蒸気タービンで保守技術には十分習熟していると考えられる。

このような理由で、本調査ではガスタービンの運転・保守に就いての考え方を述べると共に、既設ガスタービンの運転及び保守実績を解析し、その結果に基づきケラワラピティア コンバインドサイクル発電プラントの信頼性・稼働率向上対策を提言した。尚、この提案の導入に必要な費用は、プロジェクトの建設費で賄うこととする。以下に提言内容を示す。

- 初期の5年間の運転に必要な予備品を EPC 契約者の供給範囲とする。
- 損傷部分の修理や機器・設備の健全性確認のために、現地振動調整機器、TIG および MIG 溶接機、穴あけ機、旋盤、電気炉、中繰り盤、各種探傷機器、各種試験装置等を備えた保守工場の設置
- 運転・保守要員の EPC 契約者の工場及び現地でのトレーニング
- 運転・保守技術習熟のために機械エンジニア1人、制御もに明るい電気エンジニア1人の1年間駐在させる。
- 過去のトラブルや運転記録、ガスタービン、蒸気タービン及び排熱回収ボイラの性能劣化状況、そして、定期的な点検および部品取替えに必要な相当運転時間の状況を提供でき、且つ運転状況の診断機能を有する情報監理システムの導入

Table 6-2 は既設ケラニテッサ発電所の既設ガスタービン(1~6号機)の運転実績を示したものである。

Table 6-2 ケラニテッサ ガスターピンの運転記録

GT NO	1992				1993				1994			
	POH	FOH	OH	Total	POH	FOH	OH	Total	POH	FOH	OH	Total
01	583.0	501.5	2,759.2	3,843.7	0.0	5,107.8	2.5	5,110.3	744.0	4,636.0	6.5	5,386.5
02	2,184.0	4,824.5	1,375.6	8,384.1	744.0	199.5	328.2	1,271.7	1,425.0	246.0	2,104.7	3,775.7
03	1,464.0	751.5	3,579.7	5,795.2	1.0	5,061.5	321.2	5,383.7	0.0	3,814.5	1,659.6	5,474.1
04	1,761.5	34.5	3,869.4	5,665.6	0.0	255.0	164.6	419.6	617.0	1,635.5	826.8	3,079.3
05	336.8	2,823.5	3,469.1	6,629.4	0.0	8,759.5	0.1	8,759.6	8,740.0	0.0	19.3	8,759.3
06	972.5	1,687.0	2,315.5	4,975.0	8,760.0	0.0	0.0	8,760.0	4,169.5	1,397.0	1,781.0	7,347.5
Total	7,301.8	10,622.5	17,368.7	35,293.0	9,505.0	19,383.3	816.6	29,704.9	15,695.5	11,729.0	6,397.9	33,822.4
GT NO	1995				1996				1997(up to October)			
	POH	FOH	OH	Total	POH	FOH	OH	Total	POH	FOH	OH	Total
01	3,360.0	453.5	1,927.6	5,741.1	559.0	2,083.0	5,844.7	8,486.7	1,498.0	256.0	3,687.0	5,441.0
02	1,967.5	3,316.5	997.8	6,281.8	808.0	879.0	5,821.9	7,508.9	408.0	364.0	4,664.0	5,436.0
03	592.0	4,016.5	1,928.6	6,537.1	1,733.0	1,806.0	3,753.2	7,292.2	1,398.0	343.0	3,847.0	5,588.0
04	134.5	1,291.5	2,090.5	3,516.5	86.0	3,487.0	3,981.2	7,554.2	211.0	363.0	4,723.0	5,297.0
05	3,597.0	4,416.0	13.3	8,026.3	559.0	2,768.0	4,444.6	7,771.6	299.0	417.0	4,493.0	5,209.0
06	9.0	1,166.5	1,068.0	2,243.5	1,777.0	769.0	6,077.0	8,623.0	1,473.0	69.0	3,403.0	4,945.0
Total	9,660.0	14,660.5	8,025.8	32,346.3	5,522.0	11,792.0	29,922.6	47,236.6	5,287.0	1,812.0	24,817.0	31,916.0

The averaged reliability and availability factors of each year are obtained as shown using the above figures.

Year	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Reliability factor	79.8	63.0	77.7	72.1	77.6	95.4
Availability factor	66.0	45.0	47.8	53.7	67.7	82.0

Where the reliability and availability factors are defined as follows:

Reliability factor = $1 - (\text{Total FOH}) / (\text{Number of GTs} \times \text{Period Hours})$

Availability factor = $1 - (\text{Total FOH} + \text{Total POH}) / (\text{Number of GTs} \times \text{Period Hours})$

6.6 発電所建設工程

6.6.1 ケラワラピティヤ発電所の建設工程

発電所全体の建設工程（案）は、Figure 6-4 に示すようにスリランカ及び日本政府間のローン締結から運転開始まで 49 ヶ月を要すると考えられる。

なお、主要工程は以下の通りである。

- Loan Agreement ～ コンサルタントの決定 : 5 ヶ月
- Tender Document の作成、他 : 6 ヶ月
- 入札 ～ メーカー決定 : 7 ヶ月
- 着工 ～ 運転開始 : 31 ヶ月
- 合計(Loan Agreement ～ 運転開始) : 49 ヶ月

6.6.2 工程上配慮すべき事項

(1) 燃料受入設備ならびに取水設備の海上工事工程

海上工事については、11 月から翌年の 4 月までの 6 ヶ月間以外はモンスーンシーズンのため、海上作業が出来ない。従って、実質的な海上工事のスタートが 10 月または 11 月になるように、海上工事業者の Award の時期および全工程を配慮する必要がある。

(2) 進入路工事

進入路工事は約 8 ヶ月程度の工事期間が必要となるため、大物機器搬入時期まで完了する計画とした。

(3) 取放水路工事(陸上部)

取放水路の延長が約 2,500m となるため、取放水路用地の埋立、造成及び準備工事等を含めて 24 ヶ月の工程として計画した。

(4) ES-1(詳細設計)において海上部分の調査工事(海上ボーリング)が必要となるため、ES-1 の工程をモンスーン時期を考慮して計画する必要がある。(調査期間約 30 日)

7. 電力系統解析及び 送変電線計画

7 電力系統解析及び送変電設備計画

7.1 電力系統解析

ケラワラピティヤ(Kerawalapitiya)発電所建設計画に対応し建設予定である新設送電線計画案(ケラワラピティヤ発電所から既設コツゴダ(Kotugoda)変電所まで約 18km に亘る 220kV 架空送電線 2 回線) に対する各種の電力系統解析計算に基づく評価を行った。検討条件としては、本プロジェクトの 150MW コンバインドサイクルと同時に B O O / B O T 方式で建設される予定である 150MW コンバインドサイクルも織り込んで検討を行った。

ケラワラピティヤ発電所運転開始年である 2001 年と 4 年後の 2005 年における電力系統解析を系統解析ツール PSS/E を用いて C E B 側と共に検討を行った。

1998 年以降に開発される発電機の安定度解析用定数については未入力であったので、JICA チーム側で、安定度計算が行えるように、これらのデータを追加作成し、PSS/E データのチェックを行った後、第 2 次現地調査時に、C E B 側へ計算を依頼した。

JICA チームで上記データに対する C E B 側の計算結果についての評価を行なったところ、潮流面、故障電流面、安定度面のすべてにおいて問題となる箇所はなく、満足のゆく結果となった。

なお、計算条件および評価基準は既報告書「全国送電網整備計画調査 1997 年 1 月」(以下「既報告書」) に準じることとした。

7.2 送変電設備計画

ケラワラピティヤ(Kerawalapitiya)発電所の電力を既存系統へ送電するためには、新設送電線の建設が必要である。既設ケラニティッサ(Kelanitissa)発電所はケラワラピティヤ発電所から約 8 k m と最も近い電気所であるが、送電線ルートとしては非常に人口密度の高い地域を通過することから、経済的な案ではない。したがって、ルート上の障害が少なく、次に近い電気所であるコツゴダ変電所が既設設備との第 1 連系点として選ばれ、本調査では、この区間の送電線ルートに対する調査・検討が行われた。

ケラワラピティヤ発電所建設計画に関連する送電計画としては、新規にケラワラピティヤ発電所から既設コツゴダ(Kotugoda)変電所まで約 18km に亘る 220kV 架空送電線 2 回線を新設することを検討した。

また、新設送電線の既設コツゴダ変電所引込みに関する変電所構内設備改造についても検討を行った。当変電所への引き込み方法は架空引き込み方式とする。当変電所の 220kV 母線構成は、変電所としては一般的な二重母線 1 プスタイ方式とする。220kV 開閉設備には経済的な従来形開放タイプを採用する。

8. プロジェクトコスト及び 経済・財務分析

8. プロジェクトコスト及び経済・財務分析

8.1 プロジェクトコスト

プロジェクトのコストは機器のコスト(設計・製作費、輸送費、据え付け費、試運転費、土木・建築費など)、予備品費、エンジニアリング費、予備費、各種課税費、建設中金利及びCEB側で発生する直接経費から構成されているが、各種課税費、建設中金利を除いた全プロジェクトコストおよびその詳細内訳はTable 8-1に示す。

Table 8-1 プロジェクトコスト及びその内訳

Unit : US Dollar

Project Cost	Unit Cost	Unit Cost modified
Foreign consultant	5,000,000	5,000,000
Power plant	85,700,000	82,500,000
Civil	46,000,000	20,400,000
Erection	8,800,000	8,800,000
Access road development	960,000	192,000
Transmission line and substation	8,000,000	3,200,000
Compensation	800,000	160,000
Guarantee engineer	278,000	278,000
Contingency	7,200,000	5,700,000
CEB's administration charge	500,000	400,000
Total	163,238,000	126,720,000

Breakdown of power plant cost	Unit Cost	Unit Cost modified
Gas Turbine	42,500,000	42,500,000
Steam Turbine and accessories	17,300,000	17,300,000
HRSG and accessories	16,300,000	16,300,000
Emission monitoring	500,000	500,000
Building	5,000,000	1,800,000
Spare parts for a 5-year operation	4,100,000	4,100,000
Total	85,700,000	82,500,000

Notes :

1. Unit cost means the consolidated cost covering all facilities to be constructed/installed to operate no. 1unit.
2. Unit cost modified means the consolidated cost where cost for common facilities is divided by no. of unit they can cover.

8.2 経済評価

8.2.1. 経済費用

純工事費用、資器材搬送用のアプローチ道路等の準備工費用、土地等の補償費用、施工管理等にかかるエンジニアリング費用等からなるプロジェクトコストについては主報告書に述べた通りである。このプロジェクトコストは外貨と内貨とからなる。このプロジェクトコストに基づいてプロジェクト評価用の財務費用と経済費用を推定する。この場合、補償費用は燃料輸送のためのパイプライン、発電所から最寄りの変電所までの送電線沿いのプロジェクト地域に居住する住民の土地を含む家屋建物等の移転に要する費用を意味しており、居住環境の対策費用といえることができる。

経済費用を推定するにあたっては、一般的な条件としてCEBとの打合せに基づいて以下の仮定を設定した。すなわち、

(1) 費用の価格変動率：

- 外貨：年率1%。
- 内貨：年率10%。

(2) 為替交換レート：

- 米ドルUS\$ 1.00 = Rs. 63.80(スリランカルピー)
 - 日本円 ¥100 = Rs.47.80(スリランカルピー)
- ただし、それぞれ1998年5月15日現在の中央値に基づく。

(3) 海外からスリランカに持ち込まれることになる資器材については免税とする。したがって当該資器材の保険料・輸送料込み価格(CIF価格)はそのまま国境価格を表す。

外貨

費用の外貨分は上記に述べたように、保険料・輸送料込み価格(CIF価格)で推定し、これを国境価格とする。したがって、この国際価格はそのまま直接に経済費用を表すものと仮定する。

内貨

開発途上国の国内市場においては価格統制その他の諸規定により自由市場における本来の価格が歪められていると考えられるので、国内市場における価格は当該国内における物品や役務の希少性を必ずしも反映していない。このことは、そうした価格で国内調達を行う場合の費用が経済費用としては利用できないことを意味しており、当然のことながら経済価格への変換を行わなければならない。

プロジェクトの経済分析においては、国内市場からの調達に要する費用を当該プロジェクトの経済費用に変換するに際して「変換係数」を用いる。

輸出入統計を用いて、「標準変換係数」(Standard Conversion Factor = SCF)0.9485を得た。この標準変換係数によって国内調達物資の価格を当該国内市場の物品ならびに役務の希少性を反映すると仮定し得る経済価格に変換するのである。

しかしながら、この標準変換係数は貿易財に適用し得るのみである。非貿易財や役務についてはそれぞれ別々に経済費用を推定しなければならない。そこで土地にかかる変換係数、熟練労働者・非熟練労働者にかかる変換係数、国内作業にかかる変換係数をそれぞれ個別に推定することとし、開発途上国における類似のプロジェクトを考慮して、土地については1.000、非熟練労働者については0.700、輸送等を含む国内作業については循環費用としての物品税(Goods and Services Tax = GST)を考慮して0.875とした。次いで作業量に応じた加重平均を行い、平均変換係数0.853を得た。この値を利用して財務費用を経済費用に変換することとなる。

計算の過程は主報告書に述べた。下表に財務費用とともにその要約を示した。この場合、本プロジェクトにおいては発電プラントは発電機器1基を想定した150MW規模のものであるが、本プロジェクト全体としては、CEBの長期計画に沿って、将来は5基まで増設し750MW規模の発電プラントを想定したものとなっている。したがって、本件においてはプロジェクトコストは(1)まずケース-1として発電機器1基のみの場合、及び(2)ケース-2として発電機器複数基を増設するのに必要な付帯工事費用をすべて含んだ場合、の二つの場合について推定した。プロジェクトの評価は経済分析、財務分析とも費用と便益の現在価値による比較をもって行うので、価格変動予備金は費用には含まない。

プロジェクトの経済費用及び財務費用の要約

(Unit: US\$1,000)						
Year	2000	2001	2002	2003	2004	Total
Case-1						
Financial cost	1,576	40,731	77,919	9,455	332	130,012
Economic cost	1,537	37,213	74,690	8,484	332	122,257
Case-2						
Financial cost	1,576	65,225	89,408	13,319	342	169,871
Economic cost	1,537	56,760	84,687	11,540	342	154,866

8.2.2. 経済便益

かりに本件プロジェクトを実施しなければ、CEBはその代替案として電力需要に見合うだけの発電施設を建設するために余分の電力費用ならびに電力量費用をかけて、需要家が何の問題もなく電力供給が受けられるようにしなければならない。本件プロジェクトを実施すれば、こうした余分な費用を節約することができる。本件のようなプロジェクトの場合、こうした節約し得る費用がすなわち経済便益ということになる。

本件プロジェクトでは、油焚きコンベンショナル型ボイラー・タービン式発電システムを代替案として採用することとしている。電力便益、電力量便益を推定するにあたってはこの代替発電システムの電力価値(KW-value)及び電力量価値(kWh-value)を推定しなければならない。この場合、この油焚きコンベンショナル型ボイラー・タービン式発電システムと計画中のコンバインドサイクル発電とでは物理特性が異なるため、電力価値調整係数(KW-value adjustment factor)と電力量価値調整係数(kWh-value adjustment factor)を推定しておかなければならない。次いで、この調整係数を分析に組み込み、代替プラントである油焚きコンベンショナル型ボイラー・タービン式発電システムから生じるコンバインドサイクル発電プラントの経済便益を特定することとなる。この場合、所内率及び事故停止率については本調査団保有のデータを適用し、定期点検ならびにオーバーホールの期間は年間一ヶ月とした。

油焚きコンベンショナル型ボイラー・タービン式発電システムの年換算電力価値及び電力量価値は主報告書に示すとおり、それぞれkW当りUS\$141.66及びMWh当りUS\$28.18と推定された。この場合、年当り電力価値のベースとなるkW当りの建設費はプロジェクトの総コストに基く。また、固定保守・運転費ならびに変動保守・運転費については本調査団保有のデータを採用した。プラント寿命は本件プロジェクトの場合も代替火力の場合もそれぞれ20年を仮定、燃料費については本件プロジェクト用オートディーゼル油、代替火力用重油とも最近3年間の平均値を採用した。高発熱量については本件プロジェクトについては計画値、代替火力については本調査団保有のデータを用いた。

本件プロジェクトのような場合は、プロジェクト地域内外に居住する住民がNO_x及びSO_xの排出によって負担を余儀なくされている外部経済費用についても考慮しておかなければならない。もし、計画中のコンバインドサイクル発電の場合の方が代替案である油焚きコンベンショナル型ボイラー・タービン式発電システムの場合よりもNO_x及びSO_xの排出量が少なければ、本件プロジェクトは環境改善の観点から外部経済費用の節約としてさらなる経済便益を生み出すこととなる。その逆の場合は、やはり環境面からみてマイナスの便益が生み出されることとなる。

NO_xについては本件プロジェクトについては計画値を、また代替火力については脱硝装置を設けずに無理なく達成可能な値を採用することとした。SO_xについては、環境への影

響を同等なものとするため、代替火力からの単位電力量当りの排出量を本プロジェクトの計画値と同じ値とした。したがって代替火力の脱硫効率は約80%ということになる。

このNO_x及びSO_xの単位被害額については世銀資料『電力セクターの意思決定への環境要素の組み込み—スリランカにおけるケーススタディー』(世銀環境関連論文シリーズ第6号)中に1990年時点の価格水準でそれぞれトン当たりUS\$446.6及びUS\$180.4という値が提示されている。外部経済費用の節約としての経済便益を推定するため、これらの単位被害額をコロombo市の消費者物価指数を用いて1998年現在の値に換算し、それぞれトン当たりUS\$1,158及びUS\$468と推定された。

経済便益の推定結果は、それぞれ年間電力便益がUS\$21,986 x 10³、年間電力量便益がUS\$26,819 x 10³、年間外部経済費用節約額がUS\$110 x 10³となった。結果としては計画中のコンバインドサイクル発電は全体としてNO_x及びSO_xの排出量が代替発電システムよりも低く、したがってプロジェクトの完工によって追加的な便益が生み出されることとなる。

8.2.3. プロジェクトの経済評価結果

プロジェクトの経済評価はこれまで検討してきた経済費用と経済便益のキャッシュフローを用いて行うこととなる。下表にその結果を要約した。この場合、便益・費用率(B/C ratios)は便益ならびに費用の現在価値による比較値を示したものであり、純現在価値(B-C)についてもそれぞれの現在価値で表示された差分(net cash flow)を示したものである。現在価値の計算に際しては、スリランカにおける類似プロジェクトを念頭に、CEBと協議の結果にしたがって10%の割引率を採用した。

経済評価結果

Case	EIRR (%)	B/C ratio	B-C(US\$1,000)
Case-1	11.50	1.05	11,383
Case-2	8.99	0.97	-9,323

前項に述べた通り、本件プロジェクトは150MW規模の発電機器1基の建設を想定したものであるが、CEBの長期電源開発計画ではこの同じ場所に将来全5基、総発電電力750MW規模の発電機器を増設することとなっている。このようなプロジェクトの場合、いくつかの施設についてはプラント設備建設の最初の段階に準備しておかなければならない。したがって、ケース-2の場合の経済費用が現実にもっとも近い経済費用ということになる。一方、経済便益については計画そのものが発電機器1基を想定したものであるため、発電機器1基の場合のものを推定し得るのみである。発電機器1基から生み出されるであろう

便益と複数基分の付帯費用を含めた費用とを比較することは一般的な観点からみて不公平と言わざるをえない。

上記に述べた理由から、経済評価は二つの場合について行った。すなわち、ケース-1は発電機器1基から生み出されるであろう便益と発電機器1基分の工事費用とを比較したものであり、ケース-2は発電機器1基から生み出されるであろう便益と複数基分の付帯費用を含めた費用とを比較検討したものである。

上表に示したとおり、ケース-1における経済的内部収益率(EIRR)は11.50%となったが、これで見るとプロジェクトは経済的に実現の可能性があるということが出来る。一方、ケース-2の場合の経済的内部収益率(EIRR)は8.99%となっており、1基の発電機器から生み出されるであろう便益に複数基分の付帯費用まで含めた費用を負担させたことを反映して、プロジェクトの経済的実現可能性が失われることとなる。

8.2.4. 経済的観点からの感度分析

本件のようなプロジェクトの場合、当該国の経済事情を反映して建設資器材の価格等が変動するのは通常のこととなっている。

上記までに述べてきたように電力需要をカバーするための発電施設の代替案として油焚きコンベンショナル型ボイラー・タービン式発電システムの建設費や燃料費に基いて当該便益を推定するので、当然のことながら経済便益に対しても影響を及ぼす。

こうした事情を念頭において、上記のケース-1について、便益が各々5%低下した場合、10%低下した場合、及び費用が5%増加した場合、10%増加した場合、ならびにそれらの複合した場合を想定して、ベースケースに加え、さらに8ケースの場合の感度分析を行った。下表はこの感度分析の要約である。

経済的内部収益率(EIRR)の感度分析の結果

Cost	Benefit (%)		
	Base case	-5%	-10%
Base case	11.50	9.77	7.90
+5%	9.85	8.09	6.16
+10%	8.26	6.43	4.39

上表にみるとおり、経済便益及び経済費用の両方ともがベースケースの場合すでに述べたように経済的内部収益率は11.50%という率で、設定した割引率10%を余裕をもってクリアしており、プロジェクトの経済的実現可能性があることを示している。一方、(1)経済便益が5%低下するが経済費用がベースケースであるような場合、及び(2)経済便益には変化がなくもとのままで、経済費用の方が5%増加した場合のいずれにおいても、それ

それ設定した割引率10%を若干下回る9.77%及び9.85%という結果となった。つまり、本件プロジェクトは上述の価格変動にきわめて敏感ではあるが、便益、費用ともに物価変動が5%以内であれば経済的実現性があることを意味している。

8.3 財務評価

8.3.1 財務便益

本件プロジェクトが実施されれば、CEBにとっては電力料金の徴収により収益が増大する。この種のプロジェクトにおいてはこの収益の増大が財務便益ということになる。

本件の場合、この財務便益の推定にあたっては、産業界や商業的な需要家、あるいはホテル、地方自治体、街灯等への売電構造の詳細が明らかではないので、一般需要家(家庭)への新規電力供給が増大するものと想定した。

1995年時点の一般需要家への平均売電単価、すなわちkWh当りRs.2.27に基き、電力料金の年当り上昇率7.00%から、商業運転の始まる2003年時点の想定電力料金をkWh当りRs.3.90と仮定した。

発電施設の性能低下及び劣化から送電端出力は物理的に最初の5年間の157MWから次の操業開始後6年目からの5年間には155.8MWに、操業開始後11年目からの5年間には155.4MWに、さらに操業開始後16年目からの5年間には155.2MWに低下すると思われる。

結果として、財務便益としての年間平均電力収入は下記の通りとなる。

新規売電によるCEBの年間電力収入

Financial benefit	Unit	(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
Annual revenue	US\$1,000	56,500	56,068	55,924	55,852

8.3.2 プロジェクトの財務評価結果

プロジェクトの経済評価は以上検討してきた財務費用と財務便益のキャッシュフローを用いて行うこととなる。下表にその結果を要約した。この場合、便益・費用率(B/C ratios)は便益ならびに費用の現在価値による比較値を示したものであり、純現在価値(B-C)についてもそれぞれの現在価値で表示された差分(net cash flow)を示したものである。現在価値の計算に際しては、スリランカにおける類似プロジェクトを念頭に、CEBと協議の結果にしたがって10%の割引率を採用した。

財務評価の結果

Case	FIRR (%)	B/C ratio	B-C(US\$1,000)
Case-1	14.95	1.17	42,567
Case-2	11.54	1.06	16,518

経済評価の場合と同様の理由から、この場合も上表に示すように二つのケースについて財務評価を行った。すなわち、ケース-1は発電機器1基から生み出されるであろう財務便益と発電機器1基分工事の財務費用とを比較したものであり、ケース-2は発電機器1基から生み出されるであろう財務便益と複数基分の付帯費用を含めた財務費用とを比較検討したものである。

上表に示すとおり、ケース-1の場合の財務的内部収益率(FIRR)は14.95%となり、本プロジェクトは財務的にも実現可能性があることを示している。また、ケース-2の場合についてもその財務的内部収益率(FIRR)は11.54%となっており、財務的に何の問題もないことを示している。

8.3.3 財務的観点からの感度分析

本件のようなプロジェクトの場合、当該国の経済事情を反映して建設資器材の価格等が変動するのは通常のこととなっている。

財務便益はkW価値からもたらされる電力費用とkWh価値からもたらされる電力量費用とからなっているので、当然のことながらこの財務便益に対しても影響を及ぼす。

こうした事情を念頭において、上記のケース-1について、便益が各々5%低下した場合、10%低下した場合、及び費用が5%増加した場合、10%増加した場合、ならびにそれらの複合した場合を想定して、ベースケースに加え、さらに8ケースの場合の感度分析を行った。下表はその要約である。

財務的内部収益率(FIRR)の感度分析結果

Cost	Benefit (%)		
	Base case	-5%	-10%
Base case	14.95	13.30	11.56
+5%	13.38	11.73	9.98
+10%	11.89	10.23	8.45

上表にみるとおり、財務便益及び財務費用の両方もがベースケースの場合すでに述べたように経済的内部収益率は14.95 %という率で、設定した割引率10%をかなりの余裕

をもってクリアしており、プロジェクトは財務的にも実現可能性があることを示している。また、(1)財務便益が10%低下し、財務費用の方が5%増加した場合、及び(2)財務便益が5%低下し、財務費用の方が10%増加した場合のいずれにおいても、それぞれ設定した割引率10%とほぼ同率の9.98%及びこれを上回る10.23%という結果となった。これらはこの二つの場合のいずれにおいてもプロジェクトの経済的実現可能性があることを示している。つまり、本件プロジェクトは財務的にも十分実現性があることを意味している。

8.3.4 償還能力の分析

償還能力の分析にあたっては、前項までに述べた理由から、償還すべき借款額は複数基分の付帯工事費を含む額でなければならず、これに価格変動予備金を含む。ただし税金、補償費用、CEB側の管理費用等は借款の対象とならない。価格変動予備金を含む総工事費はUS\$200,192 x 10³となっている。この額から償還すべき借款額の計算を行うこととなる。

償還能力の分析は、元利均等払いによる年賦償還を条件として、(1)OECD借款、(2)世銀グループのIDA借款(国際開発協会、the International Development Association)及び(3)ADB借款(アジア開発銀行、the Asian Development Bank)の3つの場合について行った。ここで、下記に借款条件の概要を示す。

国際金融機関の借款条件要約

		OECD	IDA	ADB
Interest rate	(%/annum)	1.80	0.75	1.00
Repayment period	Year	30	30	30
Grace period	Year	10	10	10

内貨については据置き期間2年を含む全8年を償還期間として年率16%の利率による国内融資を仮定した。

償還分析は必要な出金及び想定し得る入金のカッシュフローを用いて行った。

結果は、上記3ケースとも、スリランカ政府は必要な利息を支払ってもなお若干の余裕をもって元本の償還が可能であることがわかった。ただし、国内融資の据置期間が短いため、上記いずれの場合においても2002年及び2003年について出超となる。しかし、この出超は完工後ただちにスタートする商業運転収入の余剰金で十分収斂する。

償還期間中の元利償還後の余剰金はOECD借款の場合でUS\$13.2 x 10⁶、IDA借款の場合でUS\$15.9 x 10⁶、ADB借款の場合でUS\$15.7 x 10⁶となった。

8.4 民間資本活用の可能性

民間資本活用の可能性の分析については、ベースケースとして、(1)資金全額をIPPが負担した場合、及び(2)主発電機器についてはIPPを利用し、共通施設等のインフラ整備についてはOECFによる抱合わせローンを採用した場合の2つのケースを想定して行った。

8.4.1 資金全額をIPPが負担した場合

資本金利益率(ROE)及び投資利益率(ROI)

プロジェクトを運営するIPPの想定採算性を分析するには、想定し得るキャッシュフローモデル(想定資金繰りモデル)を設定する必要がある。この場合、上記までに述べてきたプロジェクトのリスクを念頭に、資金の流入、減価償却費を含む流出のすべてを特定しなければならない。

前項で述べたとおり、IPPからCEBに売り渡される電力価格は電力料金と電力量料金に基いたものである必要がある。この場合、その基礎になる電力価値は、財務的なリスクを避けるために、価格変動予備金を含む工事費のすべてをもとにして推定されなければならない。計算の結果、想定電力価値ならびに想定電力量価値はそれぞれkW当りUS\$150.70ならびにMWh当りUS\$36.93と推定された。

ここで、融資団は日本の融資団を利用するものとし、その利率は8.50%、償還期間(返済期間)は14年、うち据置期間は4年と仮定した。減価償却費についてはIPPが投下する工事費の全額を対象とし、残存価格10%を残して、その余の全額を売電契約期間中均等に償却するとした。以上の仮定に基いてIPPを利用した場合のIPPの財務分析に必要な諸元を整理した。キャッシュフローモデル設定に当たっては、IPPの出資率及び電力料金に対する課税対象金額の割合はそれぞれ20%及び18%と仮定した。また、IPPとCEBとの間の売電契約期間は工事完了後20年間とした。

こうして設定した本ベースケースの資金繰りモデルでは、借入金返済期間中は出超(赤字)となったが、IPPの資本金利益率(ROE)は14.22%、投資利益率(ROI)は8.38%となった。

ローンライフ借入金元本カバー率(LLCR)

本件プロジェクトにおける想定LLCRは、前項で想定したキャッシュフローモデルに基いた計算表から、ベースケースとしては0.8603という結果が出た。

融資団の立場からすれば、前述の通り、LLCRは最低でも「1.0」以上でなければ融資額の回収がおぼつかないわけであり、当然IPPに対してその保証を要求するであろう。結果

的にIPPの出資率は最低でも31.18%でなければならないことになるが、この場合のROE及びROIはそれぞれ11.40%及び7.30%となり、出資率20%の場合に比べてかなり低いものとなる。

もし融資団がIPPからの安全性の高い借入額の返済を求めて、LLCRの値が1.4以上であることを望むとすれば、IPPの出資率は50%以上でなければならないが、これは現実的であるとは言えない。結論としては、本プロジェクトは借入金返済期間中のIPPの資金繰りが出超となっている限り、IPPが全額資金負担する場合を想定したベースケースでは、IPPは資金の調達ができず、民間資本の活用は不可能ということになる。

8.4.2 IPPを利用しOECEによる抱合わせローンを採用した場合

IPPを利用してOECEによる抱合わせローンを採用した場合の可能性を分析を行うには、OECEによる借款額を充てる共通のインフラ整備に要する費用とIPPが自ら出資することになる主機関施設による費用とに、プロジェクトコストを分類する必要がある。

資本金利益率(ROE)及び投資利益率(ROI)

前項で述べたとおり、IPPからCEBに売り渡される電力価格は電力料金と電力量料金に基いたものである必要がある。この場合、その基礎になる電力価値は、財務的なリスクを避けるために、IPPが出資すべき価格変動予備金を含む工事費のすべてをもとにして推定されなければならない。計算の結果、想定電力価値ならびに想定電力量価値はそれぞれkW当りUS\$105.04ならびにMWh当りUS\$36.93と推定された。

結果はこの場合のキャッシュフローモデルでもなお、借入金返済期間中は出超(赤字)となっている。一方、IPPの資本金利益率(ROE)は17.69%、投資利益率(ROI)は10.29%となった。

ローンライフ借入金元本カバー率(LLCR)

本ベースケースにおける想定LLCRは、前項で想定したキャッシュフローモデルに基いた計算表から、ベースケースとしては0.8616という結果が出た。

IPPの出資率が20%の場合、上述の通りROEは17.69%、ROIは10.29%であって、かつこの場合も、その収益金では借入金返済期間中、借入金全額を返済することが不可能な結果となっている。またLLCRを返済可能最低水準の「1.0」に維持しようとするれば、IPPの出資率は31.06%であることが求められる。

もし融資団がIPPからの安全性の高い借入額の返済を求めて、LLCRの値が1.4以上であることを望むとすれば、IPPの出資率は同図に見るとおりこの場合も50%以上でなければならないが、これは現実的であるとは言えない。結論としては、IPPを利用しOEFCFによる抱合わせローンを採用した場合でも、本プロジェクトは借入金返済期間中のIPPの資金繰りが出超となっている限り、IPPは資金の調達ができず、民間資本の活用は不可能ということになる。

8.5 本件プロジェクトに民間資本を活用し得る可能性を探るためのいくつかのケーススタディ

8.5.1 ケーススタディの実施条件

8.4節でも検討した通り、IPPの収益となるCEBへの売電単価は電力費用と電力量費用にのみ基いたものであって、間接費及び/もしくは何らかの財務的費用など、いかなる形態の-marginも含まれていない。それで、融資団からの借入金返済期間中のIPPのキャッシュバランスが出超となったのである。

この問題を解決するためには、IPPからCEBへの上記の売電単価に何らかの-marginを考慮しなければならない。本検討では電力費用と電力量費用に基づく合計売電単価にさらに10%の-marginを見込むこととし、これを「財務費用」と呼称することとした。

ケーススタディは、利率、据置期間を含む借入金返済期間などの融資団からの融資条件、IPP・CEB間の売電契約期間、IPPの出資率などについてベースケースと同じ条件の下で、下記の2ケースについて行うこととした。これらの2つのケースはそれぞれさらに2つのサブケースからなる。すなわち、

- (1) 資金全額をIPPが負担する場合の実際的ケース、及び
- (2) IPPを利用したOEFCFによる抱合わせローンを採用した場合の実際的ケース。

本調査で推定したプロジェクトコストは現行市場で一般的に用いられている単価に基づいたもので、その額はプロジェクトコストの上限額といえることができる。一方、IPPとして参入する意志のある投資家はこの上限額よりも低い額で応札することになるのが通例である。競争原理が働くためである。民間資本を活用した方が公的調達金額で実施する場合よりもプロジェクトが安く実施できると言われるのはこのためである。

この状況を考慮して、上述の2つのケースはさらに2つのサブケースに分けて考えることができる。すなわち、

- (1-1) 資金全額をIPPが負担することとし、かつ上限額いっぱい契約した場合の実際的ケース-1、
- (1-2) 資金全額をIPPが負担することとし、上限額の80%で契約した場合の実際的ケース-2、
- (2-1) OECFによる抱合わせローンを採用し、IPPが上限額いっぱい契約した場合の実際的ケース-1、及び
- (2-2) OECFによる抱合わせローンを採用し、IPPが上限額の80%で契約した場合の実際的ケース-2。

ここに上記ケーススタディの実施条件をまとめておく。すなわち、

- (1) IPPの出資率: 20 %
- (2) IPP・CEB間の売電契約期間 : 商業運転開始後20年
- (3) 財務費用 : 電力費用及び電力量費用の合計の10 %
- (4) 融資団からIPPに対する融資条件:
 - 利率: 年率8.50 %
 - 借入金返済期間: 14年
 - 据置期間: 借入金返済期間中の4年(すなわち、商業運転開始後に返済が始まる)

検証項目は以下の通りである。すなわち、

- (a) 設定した売電価格をIPPに支払うCEBの体力、
- (b) IPPからCEBへの売電単価、
- (c) プロジェクトライフ中の電力の平準原価、
- (d) IPPの実施すべきプロジェクト費用の資金調達能力(すなわちROE、ROI及びLLCR)、及び
- (e) IPPの融資団との協議可能な出資率を探るための出資率に対応するLLCRの感度。

8.5.2 ケーススタディの結果

設定した売電価格をIPPに支払うCEBの体力を明らかにするためには、CEBからのすべての電力販売のメカニズムが明確ではないとしても、CEBとIPP間の売電契約にしたがって電力販路を確保するべく、CEBの収入となる末端顧客への売電価格を1995年時点の総平均単価に基づいたものとしておかなければならない。CEBの財務統計資料によれば、

1995年時点の実質的な総平均売電単価はkWh当りRs.3.70であった。したがって、年率7.00%で上昇するとした場合の2004年時点のCEBの末端顧客への想定売電単価はkWh当りRs.6.36(米ドル換算でUS cents 9.97)と推定された。

CEBとIPPとの間の工事契約がかりに上限額より低い額で調印するようなことになれば、IPPからCEBへの電力費用として売電価格の一部をなす電力価値はこの低い額に基づかなければならない。電力費用(すなわち電力価値)は主として投下する工事費に基づくものだからである。この状況に該当する「資金全額をIPPが負担する場合の实际的ケース-2」及び「IPPを利用しOEFCFによる抱合わせローンを採用する場合の实际的ケース-2」における電力価値はそれぞれkW当りUS\$121.44及びUS\$85.20と推定された。

(1) 設定した売電価格をIPPに支払うCEBの体力

上述の4つのケースすべてについて、CEBは設定した売電価格をIPPに支払う体力を有する。つまりどのケースについても、CEBにとっては格別の問題はないということである。

(2) IPPからCEBへの売電単価

IPPからCEBへの売電単価については下表に示す通りとなった。なお、この表にはベースケースについても併せ示した。

IPPからCEBへの売電単価

Cases	Rs./kWh	US cents/kWh
Base Case of Full Cost Borne by IPP	3.92	6.14
Base Case of Combined Loan by OECF with IPP	3.45	5.41
Probable Case-1 of Full Cost Borne by IPP	4.32	6.77
Probable Case-2 of Full Cost Borne by IPP	3.98	6.24
Probable Case-1 of Combined Loan by OECF with IPP	3.79	5.94
Probable Case-2 of Combined Loan by OECF with IPP	3.57	5.60

この結果のみから見る限り、CEBにとってはIPPを利用しOEFCFによる抱合わせローンを採用した場合のベースケースがもっとも有利であることを示している。しかしながら、IPPのキャッシュバランスは融資団からの借入金返済期間中出超となることがすでに明らかとなっているので、すでに検討したとおりIPPは工事に要する資金を調達することができないことから、このケースは民間資本活用を実現する方法として採択することはできない。

したがって、IPPからCEBへの売電単価の観点から見る限り、IPPを利用しOECFによる抱合わせローンを採用した場合の実際的ケース-2の次善のケースが、もしこのケースが実現可能であるなら、CEBにとっての最善策ということになる。

(3) プロジェクトライフ中の平準電力原価

プロジェクトライフ中の平準電力原価は下表に示す通りとなった。なお、この表にもベースケースについての結果を併せ示した。

プロジェクトライフ中の平準電力原価

Cases	Rs./kWh	US cents/kWh
Base Case of Full Cost Borne by IPP	3.92	6.15
Base Case of Combined Loan by OECF with IPP	3.58	5.61
Probable Case-1 of Full Cost Borne by IPP	4.32	6.77
Probable Case-2 of Full Cost Borne by IPP	3.98	6.24
Probable Case-1 of Combined Loan by OECF with IPP	3.92	6.15
Probable Case-2 of Combined Loan by OECF with IPP	3.70	5.79

上表に示す結果の見から見る限り、IPPを利用しOECFによる抱合わせローンを採用した場合のベースケースが最善の策であることを示している。しかしながら、上記と同じ理由から、やはりこの場合も民間資本活用の実現を図り得る策としてこのケースを採択することはできない。

したがって上記の売電単価の場合と同じく平準原価の観点から見ても、民間資本活用を実現する策としては、CEBにとってはやはり次善のケースであるIPPを利用しOECFによる抱合わせローンを採用した場合の実際的ケース-2が実際的な最善策ということになる。

(4) IPPのプロジェクト実施の所用資金調達能力

IPPのプロジェクト実施の所用資金調達能力をみるには、資本利益率(ROE)、投下資金利益率(ROI)及びローンライフ借入金元本カバー率(LLCR)を明らかにすることが求められる。特にプロジェクト実現のためにはLLCRがもっとも重要なファクターとなる。

各ケースのROE、ROI及びLLCRは次ページの表に示す通りとなった。なお、これには同じくベースケースの場合についても併せて示した。

この表によれば、2つのベースケースとも出資率31%で、そのLLCRがかりうじて融資団からの借入金の返済をカバーするLLCRの水準をクリアーしている。しかし、IPPが真に融資団との協議に入りたいとするなら、その出資率をプロジェクト所用資金の50%もしくは

はそれ以上としなければならない。したがって、この2つのケースはともにすでに述べた通り、実際的ではない。

一般的に、もっとも適切な出資率は25%から30%の範囲と言われている。この観点からすれば、最善のケースは、本調査で推定したプロジェクトコストである上限額に対してその80%で契約することになる、出資率30.5%を示しているIPPを利用しOECFによる抱合わせローンを採用した実際的なケース-2ということになる。

**出資率と資本金利益率(ROE)、投下資金利益率(ROI)ならびに
ローンライフ借入元利返済金カバー率(LLCR)の関係要約**

Case Studies	Equity (%)	ROE(%)	ROI(%)	LLCR
Base Case of Full Cost Borne by IPP				
Model case	20.00	14.22	8.38	0.8603
Loan recoverable case	31.18	11.40	7.30	1.0000
Negotiable case in LLCR	50.84	9.45	13.32	1.4000
Base Case of Combined Loan by OECF with IPP				
Model case	20.00	17.69	10.29	0.8616
Loan recoverable case	31.06	13.65	8.67	1.0000
Negotiable case in LLCR	50.76	10.82	15.13	1.4000
Probable Case-1 of Full Cost Borne by IPP				
Model case	20.00	26.49	15.17	1.1045
Loan recoverable case	11.64	40.95	19.88	1.0000
Negotiable case in LLCR	36.89	17.27	11.19	1.4000
Probable Case-2 of Full Cost Borne by IPP				
Model case	20.00	30.14	17.20	1.1254
Loan recoverable case	(Out of calculation. Equity ratio:less than 10%)			
Negotiable case in LLCR	35.69	19.63	12.66	1.4000
Probable Case-1 of Combined Loan by OECF with IPP				
Model case	20.00	33.39	18.98	1.1744
Loan recoverable case	(Out of calculation. Equity ratio:less than 10%)			
Negotiable case in LLCR	32.89	23.79	14.43	1.4000
Probable Case-2 of Combined Loan by OECF with IPP				
Model case	20.00	38.90	22.03	1.2158
Loan recoverable case	(Out of calculation. Equity ratio:less than 10%)			
Negotiable case in LLCR	30.52	27.68	17.42	1.3999

(5) 出資率に対応するLLCRの感度

出資率10%から50%までの範囲について、これに対応するLLCRの感度の分析をケーススタディのタイプ別に実施した。

調査団の日本における聞き取り調査によれば、実際のプロジェクト市場においては、LLCRの水準が1.3レベルで応札している例もある。この観点からすれば、本ケーススタディ中3ケース、すなわち(1)IPPが資金全額を負担する場合の実際的ケース-2、(2)IPPを利用しOECFによる抱合わせローンを採用した場合の実際的ケース-1及び(3)同実際的ケース-2がそれぞれ出資率31%に対してLLCR1.30、出資率28%に対して1.30、出資率25%に対して1.30を示していて、実現可能性が高いことを示している。この3つのケース中、最後の「IPPを利

用しOEFCFによる抱合わせローンを採用した場合の実際的なケース-2が、出資率の水準からみて最善のケースであると考えられる。また、このケースであれば、プロジェクト実施を民間資本を活用して実現する可能性がある判断し得る。

8.5.3 ケーススタディの結論

以上の各ケースについて、IPPの融資団への返済能力、IPPからCEBへの売電単価、プロジェクトライフ中の平準電力原価、融資団からの借入金返済期間中のIPPのキャッシュバランス、IPPの融資団の融資交渉実現の可能性の観点から、評点方式で順位評価を行った。

順位評価の結果、前項までの検討内容を反映して、全ケーススタディ中、「IPPを利用しOEFCFによる抱合わせローンを採用した場合の実際的なケース-2」の評点が最高となった。したがって、もしスリランカ政府がプロジェクト実施をどうしても民間資本を活用して行いたいとするなら、この「IPPを利用しOEFCFによる抱合わせローンを採用した場合の実際的なケース-2」方式がもっとも採択し得る策であるといえることができる。ただし、IPPとなりたいとする投資家が、本調査で推定したプロジェクトの所要費用の80%までダウンさせてもプロジェクト実施に参入したいという投資家であることが条件となる。この場合、本ケーススタディではROE及びROIはそれぞれ32.39%及び19.36%となっている。