

国際協力事業団

カンボディア王国
鉦山エネルギー省 (MIME)
カンボディア電力公社 (EDC)

カンボディア王国

シアヌークヴィル・コンバインドサイクル
発電開発計画調査

最終報告書

(本文)

2002年1月

株式会社 ニュージェック

鉦調資

J R

02-005

序 文

日本国政府は、カンボディア王国政府の要請に基づき、同国のシアヌークヴィル・コンバインドサイクル発電開発計画調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施いたしました。

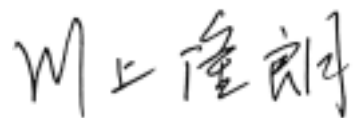
当事業団は、平成12年2月から平成13年11月までの間、6回にわたり株式会社ニュージェックの塩見敏雄氏を団長とし、同社の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、カンボディア王国政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書の完成の運びとなりました。

この報告書が、カンボディア王国の電源開発計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査のご協力とご支援をいただいた関係各社に対し、心から感謝申し上げます。

平成14年1月



国際協力事業団

総裁 川上 隆朗

国際協力事業団

総裁 川上 隆朗 殿

平成 14 年 1 月

伝 達 状

謹啓 時下益々ご清栄のこととお慶び申し上げます。

さて、ここにカンボディア国シアヌークヴィル・コンバインドサイクル発電開発調査の最終報告書を提出させていただきます。本報告書は、貴事業団との契約に基づき平成 12 年 2 月より平成 13 年 11 月の間に実施された、シアヌークヴィル市に設置計画の 180 MW 規模の火力発電所に関するフィージビリティ調査結果をまとめたものであります。

本調査結果として、報告書では、180 MW のガスタービンコンバインドサイクル方式の発電所を、2006 年 2008 年の 2 期に分けて、それぞれ 90 MW ずつ完工することを推奨しております。しかし、本発電所建設実現のためには、天然ガスが本プラントで使用できることが最も重要な要素となっております。現在カンボディア国内では天然ガスが利用できませんが、鋭意開発中でありますので、これの早期利用実現が切に望まれます。

本報告書の作成に当たり、貴事業団、経済産業省並びに外務省の関係各位より賜りましたご指導、ご支援に厚くお礼を申し上げますと共に、現地調査にご協力・ご支援頂いたカンボディア国鉱工業エネルギー省並びにカンボディア電力公社の各位に深い感謝の意を表します。

最後に、本報告書がカンボディア国の電源開発計画推進の一助となることを切に念じております。

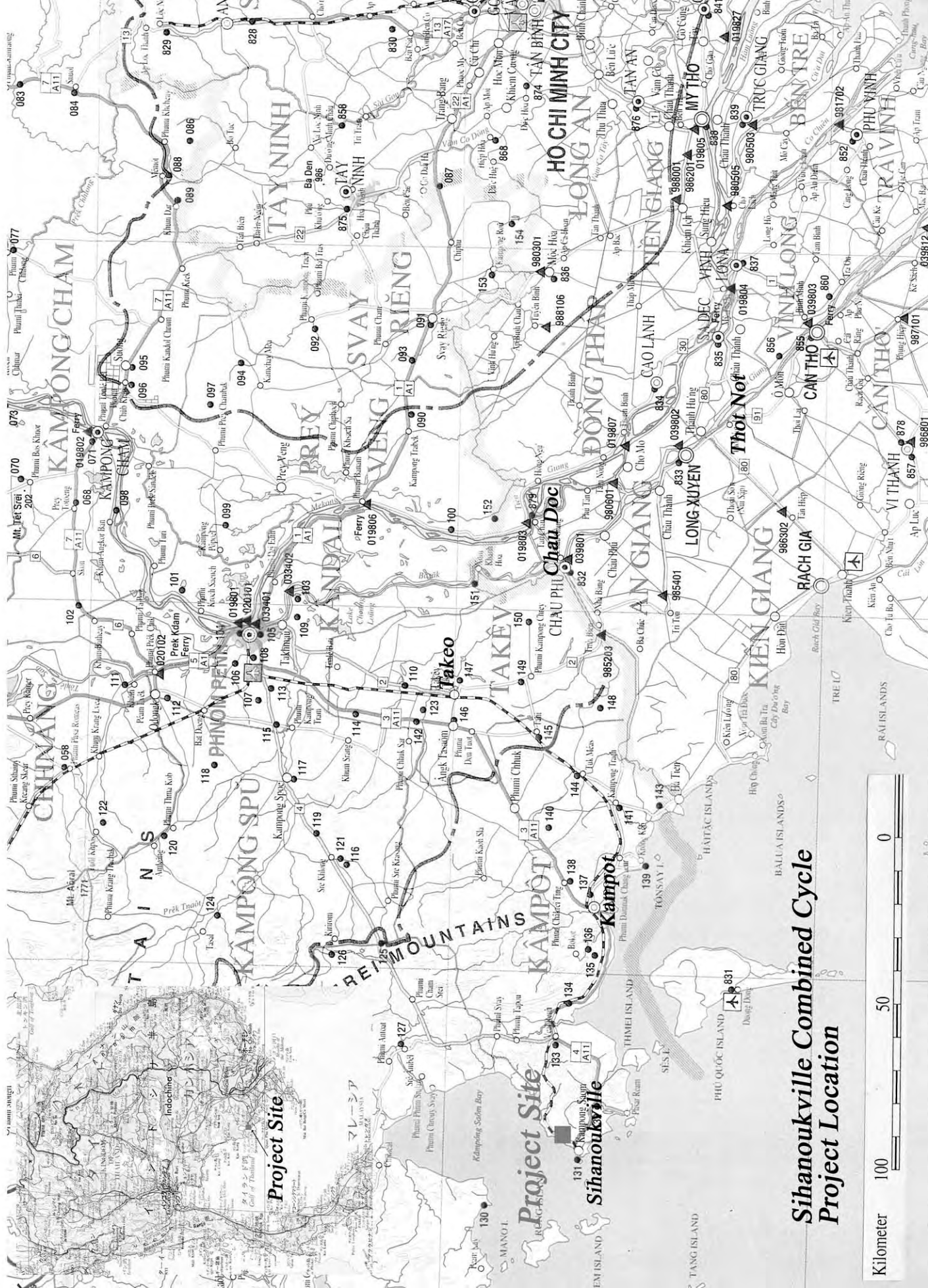
謹 白



団長 塩見 敏雄
カンボディア国シアヌークヴィル・
コンバインドサイクル発電開発計画調査



180 MW Sihanoukville Combined Cycle Power Plant



Project Site

Project Site
Sihanoukville

**Sihanoukville Combined Cycle
 Project Location**



Kilometer



180 MW Sihanoukville Combined Cycle Power Plant Site

Abbreviations and Definitions

ADB	:	Asian Development Bank
CIF	:	Cost, Insurance and Freight
CMAC	:	Cambodian Mine Action Center
CNPA	:	Cambodia National Petroleum Authority
DSCR	:	Debt Service Coverage Ratio
EAC	:	Electricity Authority of Cambodia
EIA	:	Environmental Impact Assessment
EDC	:	Electricite du Cambodge (one of the counterpart)
EIRR	:	Economic Internal Rate of Return
EVN	:	Electricity of Vietnam
GDP	:	Gross Domestic Product
GT	:	Gas Turbine
HHV	:	Higher Heating Value
HRSG	:	Heat Recovery Steam Generator
IBRD	:	International Bank for Reconstruction and Development (The World Bank)
IPP	:	Independent Power Producer
IRR	:	Internal Rate of Return
ISO	:	International Standard Organization
JBIC	:	Japan Bank for International Cooperation
LHV	:	Lower Heating Value
LNG	:	Liquefied Natural Gas
LPC	:	Levelised Production Cost
LPG	:	Liquefied Petroleum Gas
MEF	:	Ministry of Economy and Finance
MIME	:	Ministry of Industry, Mines and Energy
MOE	:	Ministry of Environment
NPV	:	Net Present Value
PSC	:	Production Sharing Contract
ROE	:	Return on Equity
ST	:	Steam Turbine
Stage 1	:	The works of the first 90 MW capacity plant
Stage 2	:	The works of the second 90 MW capacity plant
Stage 3	:	The works of the third 90 MW capacity plant
VAC	:	Ventilation, Air-Conditioning

Units

BCF	:	Billion Cubic Feet ($10^9 \text{ ft}^3 = 28,320,000 \text{ m}^3$)
¢	:	US cent
kcal	:	Kilo-calorie (1 kcal = 4.187 kJ)
kWh	:	Kilo-watt-hour
GWh	:	Giga-watt-hour (10^6 kWh)
M.	:	Million
MW	:	Mega-watt (10^3 kW)
MMBTU	:	Million Btu (1 Btu = 0.252 kcal = 1.055 kJ)
TCF	:	Trillion Cubic Feet ($10^{12} \text{ ft}^3 = 1,000 \text{ BCF}$)

カンボディア国
シアヌークヴィルコンバインドサイクル発電開発計画調査

最終報告書

本文

目次

1. まえがき	1 - 1
1.1. 調査の背景	1 - 1
1.2. 調査の目的	1 - 3
2. 発電送電計画	2 - 1
2.1. 電力需要想定	2 - 1
2.1.1. 国勢・経済関係統計データ	2 - 1
2.1.2. 電力需要想定	2 - 4
2.2. 最適電源開発計画	2 - 20
2.2.1. 電源開発計画地点	2 - 20
2.2.2. 最小コスト電源開発計画解析	2 - 22
2.3. 電力系統計画	2 - 25
2.3.1. 潮流解析	2 - 28
2.3.2. 安定度解析	2 - 30
2.3.3. 故障解析	2 - 31
2.3.4. 周波数解析	2 - 32
2.4. 関連送変電プロジェクトに関する情報	2 - 34
2.4.1. 世界銀行の送・変電プロジェクトに関する情報	2 - 34
2.4.2. Takeo からシアヌークヴィルへの送電線	2 - 36
3. 最適発電方式の選定	3 - 1
3.1. 燃料	3 - 1
3.1.1. 利用可能な燃料	3 - 1
3.1.2. 燃料価格	3 - 14
3.1.3. 燃料分析値例	3 - 18
3.2. 対象とする発電方式の概要	3 - 24
3.2.1. ガスタービンコンバインドサイクル発電	3 - 24
3.2.2. ディーゼル発電	3 - 26
3.2.3. 汽力発電（コンベンショナル）	3 - 26

3.3.	各発電方式の技術面、環境面での比較	3 - 29
3.3.1.	各発電方式の技術的特性比較	3 - 29
3.3.2.	各発電方式の環境特性比較	3 - 33
3.4.	経済性比較	3 - 36
3.4.1.	目 的	3 - 36
3.4.2.	比較手法	3 - 36
3.4.3.	発電プラントの型式	3 - 37
3.4.4.	経済性比較	3 - 37
3.4.5.	各年のプラント稼働率	3 - 38
3.4.6.	経済比較の結果	3 - 38
3.5.	結 論	3 - 44
3.5.1.	技術面・環境面での評価	3 - 44
3.5.2.	経済的評価	3 - 44
3.5.3.	総合評価	3 - 44
4.	発電所建設予定地の選定	4 - 1
4.1.	調査候補地	4 - 1
4.2.	各候補地の踏査結果	4 - 3
4.3.	土地の取得可能性および予想取得価格	4 - 9
4.4.	環境の影響度に対する評価	4 - 9
4.5.	設備コスト（含む運転コスト）の比較	4 - 10
4.6.	最適サイト選定の結論	4 - 11
5.	環境規制および基準	5 - 1
5.1.	発電所計画に関連する環境基準	5 - 1
5.1.1.	大気中への排出に関する規制	5 - 1
5.1.2.	排水に関する規制	5 - 4
5.1.3.	固形廃棄物に関する規制	5 - 8
5.1.4.	騒音規制	5 - 9
5.2.	本プラントに適用される環境基準	5 - 11
5.3.	環境影響評価 (EIA) 作成に適用される環境ガイドライン	5 - 15
6.	発電所の最適設計	6 - 1
6.1.	発電所計画基本概念	6 - 1
6.2.	プラントの基本設計条件	6 - 5
6.2.1.	サイト条件	6 - 5
6.2.2.	燃 料	6 - 15
6.2.3.	冷 却 水	6 - 16
6.2.4.	原 水	6 - 17
6.2.5.	地 震 力	6 - 20
6.2.6.	取・放水施設の形式の選択	6 - 23
6.3.	発電設備方式	6 - 26
6.3.1.	概 要	6 - 26

6.3.2.	コンバインドサイクル発電設備概要	6 - 26
6.3.3.	ガスタービン単機容量	6 - 27
6.3.4.	蒸気条件	6 - 28
6.3.5.	真空度	6 - 28
6.4.	主要機器仕様	6 - 29
6.4.1.	ガスタービン	6 - 29
6.4.2.	排熱回収ボイラ (HRSG)	6 - 33
6.4.3.	蒸気タービン	6 - 38
6.4.4.	発電機	6 - 40
6.5.	工事範囲	6 - 47
6.5.1.	概要	6 - 47
6.5.2.	取合点	6 - 49
6.5.3.	90 MW から 180 MW への展開思想	6 - 50
6.6.	設備概要	6 - 54
6.6.1.	予想性能	6 - 54
6.6.2.	蒸気 / 給水系統	6 - 57
6.6.3.	燃料供給貯蔵システム	6 - 60
6.6.4.	冷却水システム	6 - 63
6.6.5.	淡水供給システム	6 - 68
6.6.6.	排水処理設備	6 - 75
6.6.7.	圧縮空気システム	6 - 81
6.6.8.	所内電気回路	6 - 84
6.6.9.	監視制御システム	6 - 93
6.6.10.	防火システム	6 - 98
6.6.11.	基礎の設計	6 - 101
6.6.12.	建築工事	6 - 108
6.7.	発電設備配置計画	6 - 113
6.7.1.	建設予定地	6 - 113
6.7.2.	発電所配置	6 - 113
6.7.3.	建設予定地の敷地高さ	6 - 114
7.	環境影響調査の結果	7 - 1
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
7.1.1.	建設工事による影響	7 - 1
7.1.2.	プラント稼働中の影響	7 - 3
7.2.	環境影響軽減対策	7 - 5
7.2.1.	建設工事の軽減対策	7 - 7
7.2.2.	プラント稼働中の影響軽減	7 - 9
8.	発電所運営体制	8 - 1
8.1.	組織	8 - 1
8.2.	要員配置	8 - 5
8.3.	運転・保守技術者の訓練計画	8 - 9
9.	予想プロジェクト実施工程	9 - 1

10. 経済・財務分析	10 - 2
10.1. 建設費.....	10 - 2
10.2. 経済分析.....	10 - 2
10.2.1. 目的.....	10 - 2
10.2.2. 経済分析の手法.....	10 - 2
10.2.3. 経済的有効性の判断.....	10 - 2
10.2.4. 経済分析の一般条件.....	10 - 2
10.2.5. 燃料および燃料価格.....	10 - 2
10.2.6. 燃料転換.....	10 - 2
10.2.7. プロジェクト特性と条件.....	10 - 2
10.2.8. 代替火力プラント.....	10 - 2
10.2.9. 計算ケースと計算結果.....	10 - 2
10.3. 財務分析.....	10 - 2
10.3.1. 目的.....	10 - 2
10.3.2. 手法と財務分析上の定義.....	10 - 2
10.3.3. 年間発電量と販売電力量.....	10 - 2
10.3.4. 建設費.....	10 - 2
10.3.5. プロジェクトに課税される諸税.....	10 - 2
10.3.6. 電力料金予想.....	10 - 2
10.3.7. 固定・変動運転維持経費.....	10 - 2
10.3.8. 燃料費用と燃料転換.....	10 - 2
10.3.9. 減価償却方法.....	10 - 2
10.3.10. 実施方法.....	10 - 2
10.3.11. 資金計画.....	10 - 2
10.3.12. 計算条件.....	10 - 2
10.3.13. 計算ケースと計算結果.....	10 - 2
10.4. 結論.....	10 - 2
11. プロジェクト実施上の問題点	11 - 2
11.1. 燃料.....	11 - 2
11.2. 実施工程.....	11 - 2
11.2.1. Kampot - シアヌークヴィル間の送電線との関係.....	11 - 2
11.2.2. 天然ガスの使用可能時期との関係.....	11 - 2
11.3. カンボディアの電源構成.....	11 - 2
11.4. 運営管理・人員計画.....	11 - 2
11.5. 資金計画.....	11 - 2
12. 総合評価と推奨	12 - 2
12.1. 総合評価.....	12 - 2
12.2. 推奨.....	12 - 2

Attachments

List of Tables

Table 2.1-1	Data on Population Census	2 - 1
Table 2.1-2	Number and Density of Population by Each Region (Year 1998)	2 - 2
Table 2.1-3	Actual and Forecast on GDP and Other Indices	2 - 3
Table 2.1-4	Actual and Forecasted on GDP Composition and Growth Rates by Each Category	2 - 4
Table 2.1-5	Energy Generation and Generation Availability of EDC System	2 - 5
Table 2.1-6	Forecasted Peak Demand (MW) - by IBRD -	2 - 8
Table 2.1-7	Forecasted Energy Generation (GWh) - by IBRD -	2 - 9
Table 2.1-8	Electricity Consumption per Capita	2 - 14
Table 2.1-9 (1)	Forecasted Peak Demand Taking Account of Grid Connection (MW) - Base Case -	2 - 16
Table 2.1-9 (2)	Forecasted Peak Demand Taking Account of Grid Connection (MW) - Low Case -	2 - 17
Table 2.1-10 (1)	Forecasted Energy Generation Taking Account of Grid Connection (GWh) - Base Case -	2 - 18
Table 2.1-10 (2)	Forecasted Energy Generation Taking Account of Grid Connection (GWh) - Low Case -	2 - 19
Table 2.2-1	Existing and Committed Major Plants	2 - 22
Table 2.2-2	Planned Alternative Plant Specifications and Restrictions	2 - 22
Table 2.3-1	Criteria of Cambodian Power System	2 - 25
Table 2.3-2	Main Characteristics of Generators and Step-Up Transformers	2 - 27
Table 2.3-3	Main Characteristics of Transmission Lines and Transformers	2 - 27
Table 3.1-1	Recoverable Gas Reserve	3 - 4
Table 3.1-2	Example of Heavy Fuel Oil Price	3 - 15
Table 3.1-3	Taxes for Fuels	3 - 15
Table 3.1-4	Distillate Fuel Quality Specification	3 - 19
Table 3.1-5	Fuel Oil Quality Specification	3 - 19
Table 3.1-6	Analysis Data of High Speed Diesel Fuel	3 - 20
Table 3.1-7	Analysis Data of Fuel Oil No.2	3 - 21
Table 3.1-8	Standard Specification for Singapore Oil	3 - 22
Table 3.1-9	Sulfur and Lead Standard permitted to Fuel and other Combustion Substances	3 - 23
Table 3.1-10	Properties of Typical Natural Gas	3 - 23
Table 3.3-1	Comparison of Type of Plant	3 - 31
Table 3.3-2	Emission Levels in Each Power Plant	3 - 32
Table 3.3-3	Quality of Air pollutant Discharged from Each Power Plant	3 - 33

Table 3.3-4	Calculation of Air Pollutant Discharged from Each Power Plant.....	3 - 34
Table 3.3-5	Composition of Fuel Oil	3 - 35
Table 3.3-6	Composition of Typical Natural Gas	3 - 35
Table 3.4-1	Characteristics of Candidates of Power Plants and Fuel Cost	3 - 40
Table 3.4-2	Calculation for Equivalent Installed Capacity and Generation Energy	3 - 41
Table 3.4-3	Comparison among the Power Plant Candidates	3 - 42
Table 3.4-4	Net Present Value and Levelized Production Cost	3 - 39
Table 4.2-1	Investigation Results of Candidate Sites.....	4 - 5
Table 4.5-1	Estimated Cost for Items which are variable by Sites	4 - 12
Table 5.3-1	Annotated Tables of Contents for EIA Reports	5 - 17
Table 6.2-1	Maximum Wind Speed at Sihanoukville Meteorological Station.....	6 - 6
Table 6.2-2	Rainfall Data in Short Time Period.....	6 - 8
Table 6.2-3	Probable Rainfall in Short Period by Gumbel Method	6 - 8
Table 6.2-4	Probable Rainfall in 10 min.	6 - 9
Table 6.2-5	Probable Wave Height and Period	6 - 10
Table 6.2-6	Properties of Typical Natural Gas.....	6 - 15
Table 6.2-7	Properties of Diesel Oil.....	6 - 16
Table 6.2-8	Non-Excess Probability Dry Season Rainfall at Sihanoukville	6 - 18
Table 6.2-9	Quality of Fresh Water	6 - 19
Table 6.2-10	Comparison of Intake and Discharge Facility Type.....	6 - 25
Table 6.3-1	Comparison between Single Shaft and Multiple Shaft Configurations	6 - 27
Table 6.4-1	Performance of Typical Gas Turbines (Natural Gas, ISO Base).....	6 - 29
Table 6.4-2	Performance of Typical Gas Turbines with N.G. at Site Conditions	6 - 30
Table 6.4-3	Performance of Typical Gas Turbines with D.O. at Site Conditions	6 - 30
Table 6.4-4	Type of HRSG	6 - 33
Table 6.4-5	Comparison between Natural Circulation and Forced Circulation Type of HRSG.....	6 - 36
Table 6.4-6	Comparison of Type of HRSG.....	6 - 37
Table 8.2-1	Recommended Personnel Allocation in Sihanoukville C/C Power Station..	8 - 6
Table 8.2-2	Composition of Operators.....	8 - 7
Table 8.2-3	Composition of Maintenance Personnel	8 - 8
Table 8.3-1	Program of Classroom Training and OJT	8 - 11
Table 8.3-2	Breakdown of the Classroom ③, ④ and ⑦.....	8 - 12

Table 10.1-1	Summary of Construction Cost.....	10 - 2
Table 10.1-2	Estimate of Project Construction Cost (as of 2001).....	10 - 3
Table 10.1-3	Breakdown of Construction Cost.....	10 - 4
Table 10.2-1	Capacity Factor of Sihanoukville C.C. Power Plant.....	10 - 7
Table 10.2-2	Fuel Prices for Economic Analysis.....	10 - 8
Table 10.2-3	Project Characteristics and Assumed Conditions	10 - 9
Table 10.2-4	Characteristics of Alternative Diesel and Assumed Conditions	10 - 10
Table 10.2-5	Calculation Cases and Summary of Results	10 - 12
Table 10.3-1	Capacity Factors of Sihanoukville C.C. Power Plant	10 - 14
Table 10.3-2	Estimated Construction Cost (M. US\$)	10 - 15
Table 10.3-3	Future Power Tariff Scenario (Riel/kWh).....	10 - 18
Table 10.3-4	Exchange Rate Forecast (Riel/US\$) and Power Tariff Forecast (¢/kWh)	10 - 18
Table 10.3-5	Cost Related to Power Generation in Phnom Penh Operation (Million Riel).....	10 - 19
Table 10.3-6	EDC Staff Cost in PHN's for 1999.....	10 - 20
Table 10.3-7	Taxes and Duties on Fuel.....	10 - 21
Table 10.3-8	Percent of Annual Depreciation.....	10 - 22
Table 10.3-9	Sihanoukville C.C. Project Calculation Conditions.....	10 - 26
Table 10.3-10	Calculation Cases and Results for Financial Analysis.....	10 - 31
Table 10.3-11	Total Project Cost and Financial Arrangement for Sihanoukville Combined Cycle Project	10 - 32
Table 10.3-12	Power Purchase Prices from Vietnam.....	10 - 30
Table 10.3-13	Comparison of Purchase Price and LPC.....	10 - 30

List of Figures

Fig.2.1-1	Population of Cambodia	2 - 5
Fig.2.1-2	GDP of Cambodia	2 - 5
Fig.2.1-3	Daily Load Curve (June 24, 2000)	2 - 6
Fig.2.1-4	Yearly Load Curve (1999).....	2 - 6
Fig.2.1-5	Peak Demand Forecast until 2016 (by IBRD).....	2 - 10
Fig.2.1-6	Power Generation Forecast until 2016 (by IBRD).....	2 - 10
Fig.2.1-7	Comparison between IBRD Forecast and Actual Record	2 - 11
Fig.2.1-8	Comparison of Total Peak Demand Forecast	2 - 13
Fig.2.1-9	Comparison of Total Power Generation Forecast.....	2 - 13
Fig.2.1-10	Relation between Electricity Consumption per Capita and GDP per Capita	2 - 14
Fig.2.2-1(1)	Proposed Power Generation Expansion Plan (Base Case).....	2 - 24
Fig.2.2-1(2)	Proposed Power Generation Expansion Plan (Low Case).....	2 - 24
Fig.2.3-1	Transmission Expansion Plan (until 2010).....	2 - 26
Fig.2.3-2(1)	Load Flow in 2006	2 - 29
Fig.2.3-2(2)	Load Flow in 2010	2 - 29
Fig.2.3-3	System Stability Analysis (in 2006).....	2 - 30
Fig.2.3-4	System Stability Analysis (in 2010).....	2 - 31
Fig.2.3-5	Short Circuit Current at Each Station in 2010.....	2 - 31
Fig.2.3-6	Frequency Characteristic of Cambodian Power System	2 - 32
Fig.2.3-7	Frequency Drop after Generation Unit Trip.....	2 - 33
Fig.2.4-1	Plan of 220 kV Transmission Lines	2 - 37
Fig.3.1-1	Gas and Oil Blocks (Offshore) in Cambodia.....	3 - 5
Fig.3.1-2	Natural Gas Development Schedule.....	3 - 6
Fig.3.1-3	Proposed Organizational Chart of Cambodian National Petroleum Authority	3 - 8
Fig.3.1-4	Natural Gas Fields and Gas Pipelines of Thailand.....	3 - 12
Fig.3.1-5	Fuel Price in Phnom Penh (CIF) Purchased from CUPL	3 - 16
Fig.3.2-1	System Diagram of Gas Turbine Combined Cycle Power Plant.....	3 - 25
Fig.3.2-2	System Diagram of Diesel Power Plant	3 - 27
Fig.3.2-3	System Diagram of Conventional Power Plant.....	3 - 28
Fig.3.4-1	Comparison of Production Cost Components at Plant excluding Taxes imposed on Fuel (10% Discount Rate).....	3 - 43
Fig.4.1-1	Location of Candidate Sites	4 - 2

Fig.5.3-1	EIA Process for Proposed Project Approved by Royal Government or CDC	5 - 21
Fig.5.3-2	EIA Process for Proposed Project Approved by Project's Owner as Ministry and Institution.....	5 - 22
Fig.5.3-3	EIA Process for Proposed Project Approved by Provincial-Urban Authorities..	5 - 23
Fig.5.3-4	Environmental Examination Application Form	5 - 24
Fig.6.2-1	Frequency of Wind Direction and Averaged Wind Speed Distribution	6 - 7
Fig.6.2-2	Fetch and Water Depth	6 - 11
Fig.6.2-3	Relation of Wave Run-up Height and Wave Steepness.....	6 - 12
Fig.6.2-4	Ground Elevation of Grid Node in the Plant Area	6 - 14
Fig.6.2-5	Variation of Rainfall in Dry Season	6 - 18
Fig.6.2-6	World Earthquake Distribution (1970 - 1985).....	6 - 21
Fig.6.2-7	Seismic Hazard Map	6 - 22
Fig.6.2-8	Comparison of Intake/Discharge Facility Type.....	6 - 24
Fig.6.4-1	Arrangement of Heat Exchanger.....	6 - 34
Fig.6.4-2	Cooling Method of Generator	6 - 41
Fig.6.4-3	Brushless Excitation System	6 - 45
Fig.6.4-4	Static Excitation System.....	6 - 46
Fig.6.6-1	Heat Balance of Gas Turbine Combined Cycle Power Plant (Natural Gas)	6 - 55
Fig.6.6-2	Heat Balance of Gas Turbine Combined Cycle Power Plant (Diesel Oil)	6 - 56
Fig.6.6-3	Steam and Water System of Gas Turbine Combined Cycle Power Plant.....	6 - 59
Fig.6.6-4	Flow Diagram of Main Cooling Water System.....	6 - 65
Fig.6.6-5	Flow Diagram of Fresh Water Supply System	6 - 69
Fig.6.6-6	Flow Diagram of Wastewater Treatment System.....	6 - 76
Fig.6.6-7	Flow Diagram of Compressed Air System.....	6 - 83
Fig.6.6-8	Unit Power Supply System.....	6 - 86
Fig.6.6-9	System Configuration for In-Plant Substation	6 - 88
Fig.6.6-10	Preferable Typical Scheme for Station Auxiliary Electrical Supply	6 - 91
Fig.6.6-11	Typical Control and Supervising System for Multi-Shaft Combined Cycle Power Plant	6 - 95
Fig.6.6-12	Layout of Plant	6 - 104
Fig.6.6-13	Foundation of Oil Storage Tank	6 - 105
Fig.6.6-14	Foundation of Heavy Equipment	6 - 105
Fig.6.6-15	Foundation of Intake Structure.....	6 - 106
Fig.6.6-16	Foundation of Discharge Outlet Structure.....	6 - 107
Fig.6.6-17	Foundation of Offshore Cooling Water Pipes	6 - 107
Fig.6.7-1	Plot Plan for Combined Cycle Power Station	6 - 115
Fig.6.7-2	General Arrangement for Power Plant	6 - 116

Fig.8.1-1	Comparison of the Organization between DG P/S and Combined Cycle P/S.....	8 - 3
Fig.8.1-2	Organization and Function of Sihanoukville Combined Cycle Power Station ...	8 - 4
Fig.8.3-1	Schedule of Training Plan	8 - 13
Fig.9-1	Approximate Implementation Schedule of 180 MW CCGT.....	9 - 2
Fig.10.3-1	Taxes and Duties on Project	10 - 17
Fig.10.3-2	Loan Agreement and Subsidiary Loan Agreement	10 - 25
Fig.10.4-1	Comparison of Relate Power Cost	10 - 34

第1章 まえがき

1. まえがき

本報告書は、2000年2月より2001年11月の間に実施された180 MWのシアヌークヴィル発電所の開発計画調査結果をまとめたものである。報告書は「本文」と「附属書」の2巻より成り、「附属書」は主としてプロジェクトサイトとその関連地域の詳細調査結果を記述している。

調査作業は米国のGCP International Inc.の協力を得、(株)ニュージェックが実施しまとめた。また、(株)ニュージェックの再委託のもと、SIAM TONE Co., Ltd. (タイ)が地形、地質、水文および海象調査を、TEAM Consulting Engineering Management CO., Ltd. (タイ)が環境ベースライン調査を実施した。

プロジェクト実施により予想される環境影響および影響緩和策については本報告書内にも記述されているが、カンボディアの環境法に準じて作成された環境影響評価(EIA)報告書は、本報告書とは別に提出することとしている。

1.1. 調査の背景

カンボディア国は、多くの河川により分断された低平原が広がり、メコン川がもたらす肥沃な土地と水資源に恵まれた農業国である。しかし長年に亘る内戦により、あらゆる産業が疲弊を極め、基礎的インフラ設備も荒廃しており、最近やっと日本、世界銀行、アジア開発銀行並びに欧米諸国の無償援助を受けながら再生の途についたところである。電力供給設備も他のインフラ設備と同様、内戦により重大な損傷を受けた。また発電設備はディーゼル発電機が主体の小容量の発電所で、各州都に分散して設置されており、国全体の電化率も僅か13%という低レベルである。従って、発電設備・電力供給網整備が緊急課題となっている。

また、電力事情のもう一つの課題は電力料金が高いことである。2000年の統計データによると電力料金は平均約14.6 ¢/kWhであり、近隣諸国に比べてもかなり高値となっている。高値の原因としては、ほぼ100%輸入に頼っている石油をエネルギー源としていることもあるが、古い効率の悪い設備の使用を余儀なくされていることにも大いに起因している。最近、他の諸国の例に漏れず、IPPの導入も行われているが、これらからの買電価格も必ずしも安くない。従って、カンボディア国政府は、将来に亘っての電力料金の低減化に向けては自前の発電所を持つことが不可欠と考えている。

EDC (Electricite du Cambodge) 管轄内の電力需要は、1998 年実績で、最大電力 79 MW , 総発電電力量 367 GWh であった。1994 年からの 4 年間において、最大電力で年平均 25.8% , 総発電出力で 25.2% と、大きな伸びを示している。この増加する需要に対して発電設備は、供給可能な電力分のみ送電しているという状況で、予備力は全く無い。

前述のように、カンボディアの電化率は 13% と非常に低く、また、IPP を除く自家発電設備が 30 MW と全発電設備容量に対して大きな割合を示している。これらは、潜在的電力需要が、まだ大きいことを示しており、需給バランスは、さらに厳しくなっていくものと考えられる。また、1999 年時点の需要構造は、住居用 47% , 工業用 12% , 商業用 12% , 公共用 27% となっており、住居用が主体となっているので、将来の工業化による、需要増加も見込まれる。

これらの状況から、今後も堅調に電力需要は増加していくと考えられ、2016 年時点でのカンボディア全国の最大電力は 746 MW , 総発電電力量は 2,634 GWh と予測されている。この急増する電力需要に対応する経済的な最適電源開発計画の策定は、カンボディアにとって、重要な課題である。

上記を背景として、長期的に経済的かつ安定的な電力計画の策定を目的として、世界銀行がマスタープラン調査を実施し、最適な電力開発計画のひとつとして、ガスタービンコンバインドサイクル発電所の建設を提案した。これをベースにカンボディア政府は、1999 年 1 月作成の電力セクター戦略にて、2003 年 , 2005 年にそれぞれ 90 MW 容量のガスタービンコンバインドサイクル発電設備をカンボディア南西部のシアヌークヴィルに導入することを提案している。

カンボディア政府は、この火力発電所の建設に関し、実施可能な計画を策定することを目的として、フィージビリティ調査を日本政府に要請して来た。これを受けて、日本政府は、発電計画と要請内容について確実な情報を入手し、本計画の開発政策および需給計画における位置付けと優先度を確認するため、プロジェクト形成調査団を 1999 年 7 月に派遣した。

その調査の結果、本開発計画の妥当性が確認され、本格調査実施の必要性が確認され、再度、開発調査の枠組み (調査内容・対象地域・時期・期間) を策定することを目的として予備調査団が派遣され、1999 年 10 月 27 日に実施細則 (S/W) が署名交換された。

1.2. 調査の目的

本件調査の目的は、シアヌークヴィルに設置する発電所の開発計画策定のため、技術・経済・財務および環境の各方面からのフィージビリティ評価を行い、併せて調査実施中に発電開発計画調査に関する技術移転を先方カウンターパート機関である MIME (Ministry of Industries, Mines and Energy) および EDC (Electricite du Cambodge) に対し実施することである。

また、本発電プラントはカンボディア国側の計画では 90 MW 2 系列のガスタービンコンバインドサイクルとして提案されているが、本発電容量の妥当性についてのレビューを行うと共に、他の方式の発電プラント（汽力発電，ディーゼル発電等）との比較による最適発電方式の選定も併せて行う。

第 2 章 発電送電計画

2. 発電送電計画

2.1. 電力需要想定

2.1.1. 国勢・経済関係統計データ

(1) 人口および人口分布データ

カンボディアの人口調査は 1962 年を最後に、つい最近までほとんど本格的な調査は行われておらず、やっと 1998 年に UNFPA (The United Nations Population Fund) の技術的・資金的援助のもと全国規模の調査が行われた。しかし、1962 年から 1998 年までこの種の調査がまったく行われなかった訳ではなく、1980 年には、当時のヘン・サムリン政権 (People's Republic of Kampuchea) が人口調査を実施している。しかし、この調査は行政管理上の目的が主であったため、正確な統計とはみなされていない。また、1994 年に、UNFPA の指導の元に設置された NIS (National Institute of Statistics) が実施した、5,578 世帯のサンプル調査から外挿により推定した参考データが有る。同様に、1996 年に同じく NIS により実施された 20,000 世帯のサンプル調査から推定した参考データが有る。

このように、人口に関する統計値は非常に欠しいが、上記のデータと 1998 年に実施された本格調査の結果を下記に示す。

Table 2.1-1 Data on Population Census

Surveyed Year	Type of Survey	Total Population (person)	Remarks
1962	Population census	5,728,771	Official census
1980	Rough population census	6,589,954	Administrative control data
1994	Socio-economic survey	9,870,000	Forecast from the survey data of the 5,578 sample families
1996	Population census	10,702,329	Forecast from the survey data of the 20,000 sample families
1998	Full scale population census	11,437,656	Full scale survey

(Source : General Population Census of Cambodia 1998, Provisional Population Total & Final Census Results Data Sheet, National Institute of Statistics, Ministry of Planning)

以上の様に、統計値としては精度的に問題があるが、1994年から1998年までの人口増加率を推定すると、1994 - 1996年の間で約4.1%、1996 - 1998年の間で約3.4%となっている。

さらに、カンボディア国は2000年以降の人口と人口増加率を次のように予想している。

	人口 (百万人)	人口増加率
2000年	11.7	3.0 %
2005年	13.5	2.8 %
2010年	15.4	2.6 %
2015年	17.8	2.4 %

次に、1998年の統計データから地域別人口構成および人口密度をTable 2.1-2に示す。

Table 2.1-2 Number and Density of Population by Each Region (Year 1998)

Region	Population (person)	Percentage vs. Total Population (%)	Population Density (person/km ²)
Banteay Meanchey	577,772	5.05	87
Battambang	793,129	6.93	68
Kampong Cham	1,608,914	14.07	164
Kampong Chhnang	417,693	3.65	76
Kampong Speu	598,882	5.24	85
Kampong Thom	569,060	4.98	41
Kampot	528,405	4.62	108
Kandal	1,075,125	9.40	301
Koh Kong	132,106	1.16	12
Kratie	263,175	2.30	24
Mondul Kiri	32,407	0.28	2
Phnom Penh	999,804	8.74	3,448
Preach Vihear	119,261	1.04	9
Prey Veng	946,042	8.27	194
Pursat	360,445	3.15	28
Ratanak Kiri	94,243	0.82	9
Siem Reap	696,164	6.09	68
Sihanoukville	155,690	1.36	179
Stung Treng	81,074	0.71	7
Svay Rieng	478,252	4.18	161
Takeo	790,868	6.91	222
Otdar Mean Chey	68,279	0.60	11
Krong Kaeb	28,660	0.25	85
Krong Pailin	22,906	0.20	29
Total	11,437,656	100.00	(Average) 64

(2) 経済指標

Table 2.1-3 に GDP , GDP 成長率その他の指標の 1995 年から 1997 年までの実績値および 2002 年までの予想値を示す。

Table 2.1-3 Actual and Forecast on GDP and Other Indices

Year	1995 Actual	1996 Actual	1997 Actual	1998 Forecast	1999 Forecast	2000 Forecast	2001 Forecast	2002 Forecast
GDP (Billion Riel)	7200	8250	9100	10900	11900	13000	14300	15760
GDP (Million\$, Converted at market price)	2923	3122	3033	2868	3132	3421	3763	4147
Average Exchange Rate Riel/\$	2560	2720	3400	3800	3800	3800	3800	3800
Actual GDP Growth Rate (%)	7.6	7.0	1.0	1.0	4.0	5.5	6.1	6.3
Consumer price increase rate (%)	3.5	9.0	9.0	12.6	4.0	4.0	4.0	4.0

(Source : National Bank of Cambodia and Economic Unit Ministry of Economy and Finance)

GDP 成長率は 1992 年から 1996 年までは順調に 7% を越える成長をしてきたが、1997 年および 1998 年は国内の政変により落ち込み、低い値にとどまった。しかし、ここに来て政情も安定してきたため、これからは 4 - 6% の安定した成長をするものと予想されている。

次に、各分野毎の GDP の構成比率および実質成長率の実績並びに予想を Table 2.1-4 に示す。

Table 2.1-4 Actual and Forecast on GDP Composition and Growth Rates by Each Category

Year	1995 Actual	1996 Actual	1997 Actual	1998 Forecast	1999 Forecast	2000 Forecast	2001 Forecast	2002 Forecast
<i>Agriculture</i>								
GDP Comp. (%)	43.5	42.3	42.7	41.9	40.9	40.0	39.4	38.7
GDP Growth (%)	6.4	3.4	1.2	0.4	2.5	3.3	4.6	4.7
<i>Industry</i>								
GDP Comp. (%)	16.6	18.3	17.4	18.2	18.2	19.4	19.8	20.3
GDP Growth (%)	10.1	18.2	-2.9	4.0	5.3	12.0	8.7	8.9
<i>Commercial</i>								
GDP Comp. (%)	39.9	39.4	39.9	40.1	40.9	40.6	40.8	41.0
GDP Growth (%)	8.0	7.3	2.5	0.3	4.9	4.8	6.2	6.6

GDP の中に占める工業の比率はまだ僅かであるが、将来の予想成長率では高い値を想定している。

2.1.2. 電力需要想定

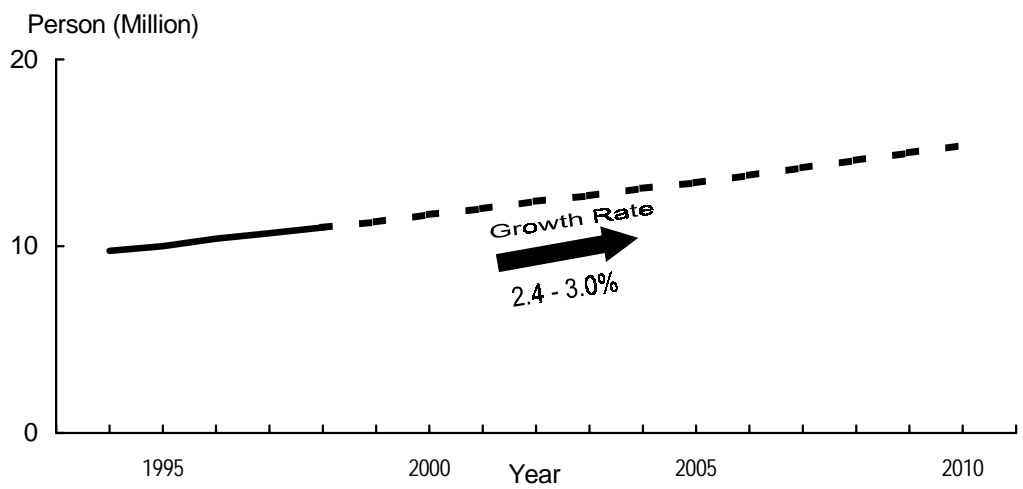
(1) 電力需要実績

EDC 管轄地域における電力需要は、1999 年実績で発電電力量 387 GWh，発電出力 97 MW であった。1990 年からの需要動向を Table 2.1-5 に示す。Table 2.1-5 によれば 1995 年以降、需要は堅調に増加していることがわかる。需要の増加は、マクロ的には、人口増加率，GDP 増加率などの変動の影響を受ける。人口および GDP 増加率については、それぞれ Fig.2.1-1 および Fig.2.1-2 の通りであり、今後堅調に増加すると予測されている。一日の需要変動実績を Fig.2.1-3 に示す。夜間 21 時頃がピークとなっている。また、年間の需要変動については、Fig.2.1-4 に示す通りであり、年間であまり大きな変動はない。

Table 2.1-5 Energy Generation and Generation Availability of EDC System

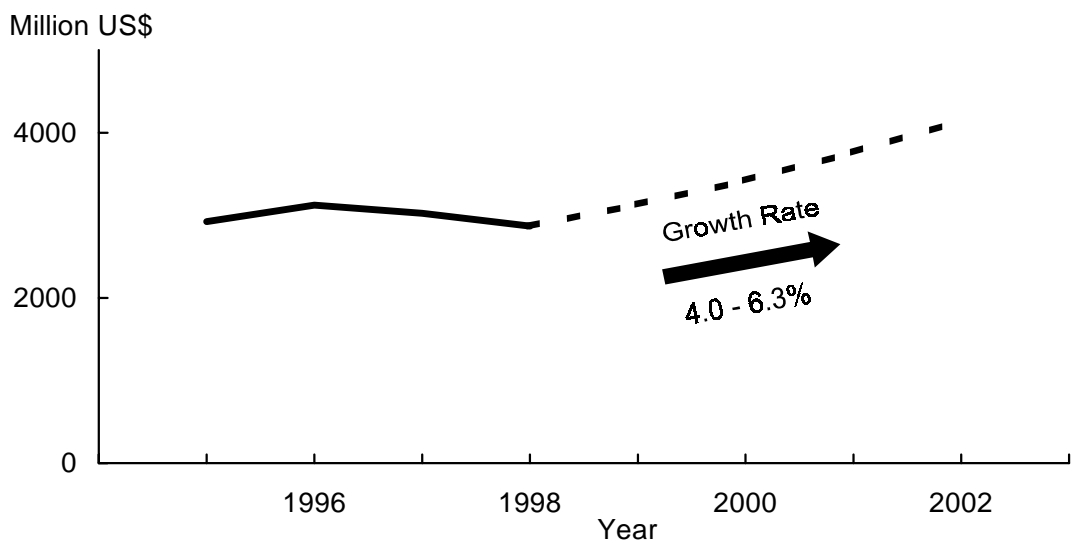
Year	Energy Generation (GWh)	Generation Availability (MW)
1993	146.37	41.65
1994	149.73	37.79
1995	189.00	43.49
1996	244.99	83.93
1997	310.26	88.78
1998	367.45	79.38
1999	386.77	97.26

(Source : EDC)



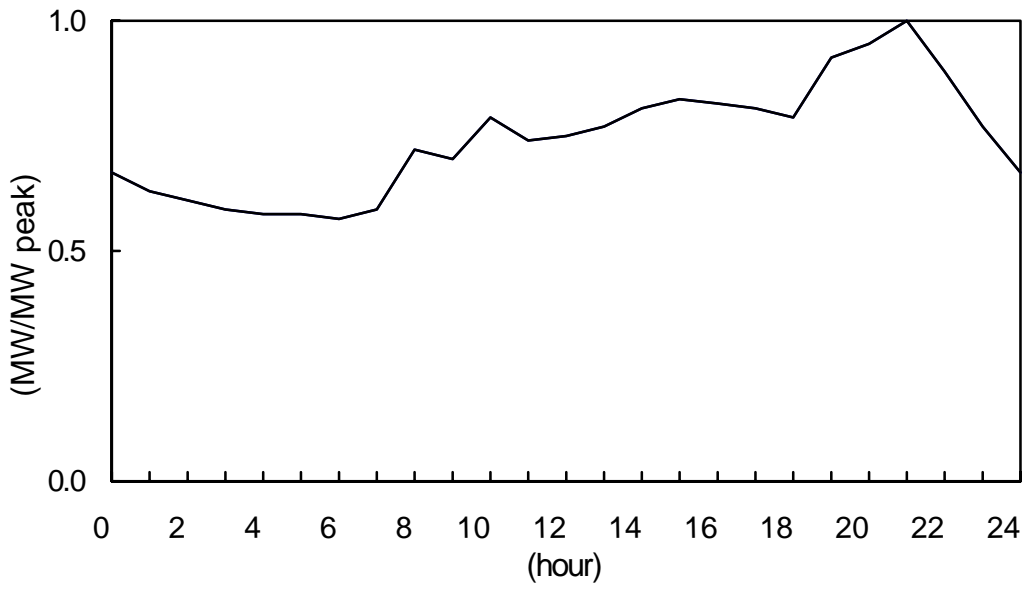
(Source : EDC)

Fig.2.1-1 Population of Cambodia



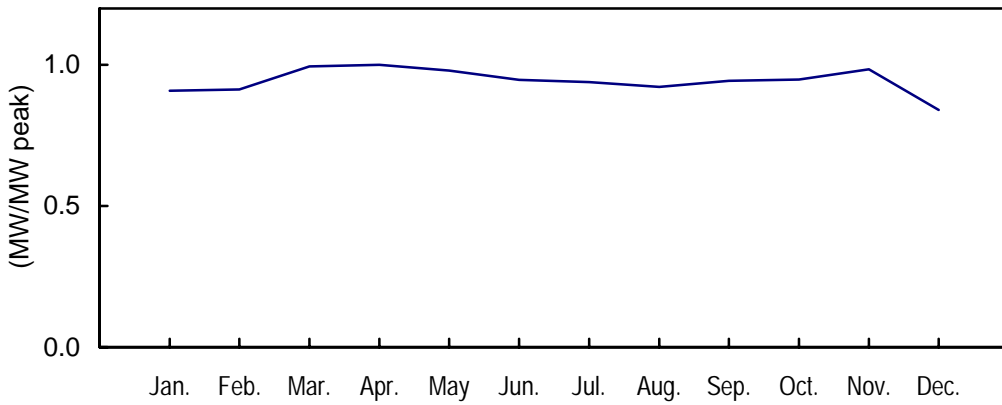
(Source : Ministry of Planning)

Fig.2.1-2 GDP of Cambodia



(Source : EDC)

Fig.2.1-3 Daily Load Curve (June 24, 2000)



(Source : EDC)

Fig.2.1-4 Yearly Load Curve (1999)

(2) カンボディア電力セクター戦略による電力需要予想

カンボディア電力セクター戦略によれば、2016年のカンボディア全体の、最大電力は746 MW、発電電力量は2,634 GWhに増加すると予想されており、それぞれの年平均伸び率は、12.0%、9.4%となっている。この需要想定は、世界銀行の電力システムマスタープランスタディに基づいている。これは、代表となるエリアを決め、そのエリアごとの電力消費量を想定し、その他のエリアは、経済的に似通った代表エリアのデータをもとに想定し、全てのエリアの想定値を積み上げたものである。Table 2.1-6、Table 2.1-7に、この需要想定による、2016年までの各エリアごとの最大電力予想および発電電力量予想を示す。また、Fig.2.1-5、Fig.2.1-6にそれぞれの国全体の積み上げ値のトレンドを示す。なお、ハイケースは電気料金30%抑制、GDP増加率が想定値より1%上昇、ローケースは電気料金30%上昇、GDP増加率が想定値より1%降下を想定している。

Table 2.1-6 Forecasted Peak Demand (MW)

- by IBRD -

Year	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016
Banteay Meanchey	5.9	8.0	10.0	12.0	14.5	17.3	20	24	26
Battambang	5.7	8.6	12.0	15.0	18.5	22.4	27	31	33
Kampong Cham	7.8	10.5	13.0	15.2	17.9	20.5	23	26	29
Kampong Chhnang	1.6	2.2	2.8	3.4	4.0	4.7	5	6	7
Kampong Speu	2.0	2.9	3.8	4.7	5.9	7.2	9	12	16
Kampong Thom	2.4	3.4	4.5	5.3	6.4	7.5	9	10	11
Kampot	4.8	8.1	10.1	13.9	16.3	18.9	25	28	33
Kandal	3.9	5.5	6.7	7.9	9.2	10.6	12	13	15
Koh Kong	0.9	1.2	1.4	1.7	2.0	2.3	3	3	4
Kratie	3.2	4.4	5.7	6.8	8.0	9.4	11	12	14
Mondul Kiri	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	1	1	1
Phnom Penh	93	131	170	207	256	304	356	418	484
Preach Vihear	0.5	0.7	1.0	1.1	1.4	1.6	2	2	2
Prey Veng	3.0	4.4	5.5	6.6	7.8	9.0	10	11	13
Pursat	2.3	3.2	4.2	5.0	5.9	6.9	8	9	11
Ratanak Kiri	1.1	1.3	1.5	1.7	1.9	2.2	2	3	3
Siem Reap	4.2	5.6	7.1	8.4	10.0	11.5	13	15	17
Sihanoukville	3.4	4.1	4.8	5.5	6.3	7.3	8	10	11
Stung Treng	0.5	0.7	0.9	1.1	1.3	1.5	2	2	2
Svay Rieng	1.6	2.2	2.8	3.2	3.9	4.4	5	6	6
Takeo	2.4	3.4	4.2	4.9	5.8	6.7	8	8	9
TOTAL	150	212	273	331	404	477	558	651	746

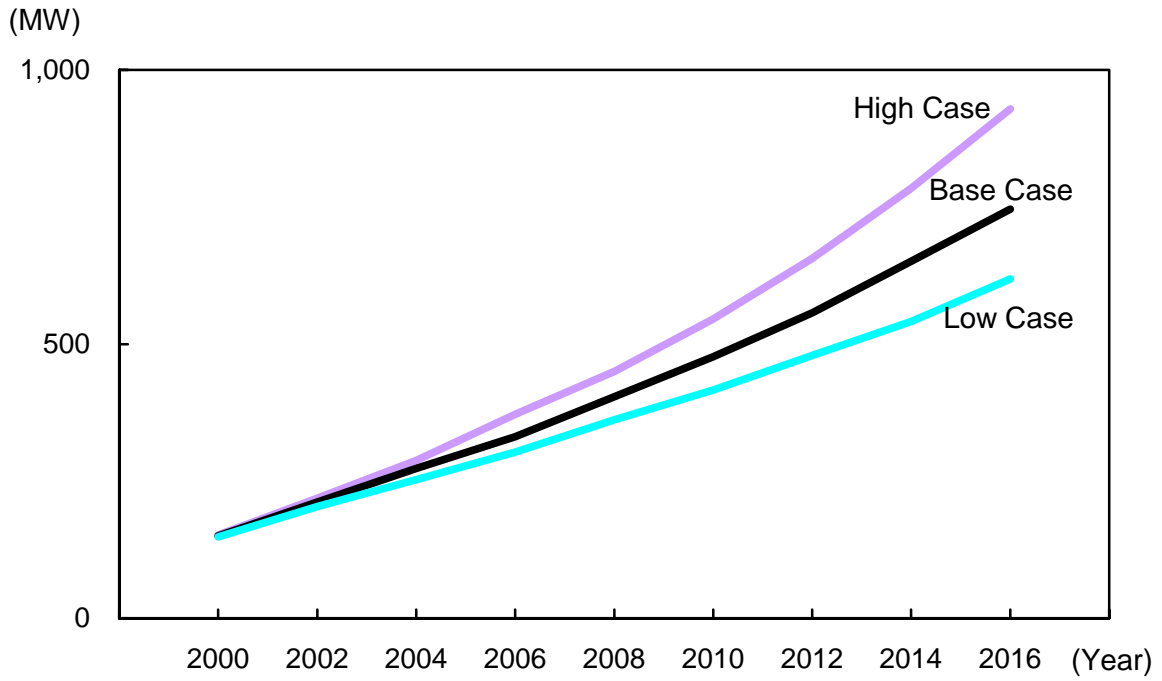
(Source : EDC)

Table 2.1-7 Forecasted Energy Generation (GWh)

- by IBRD -

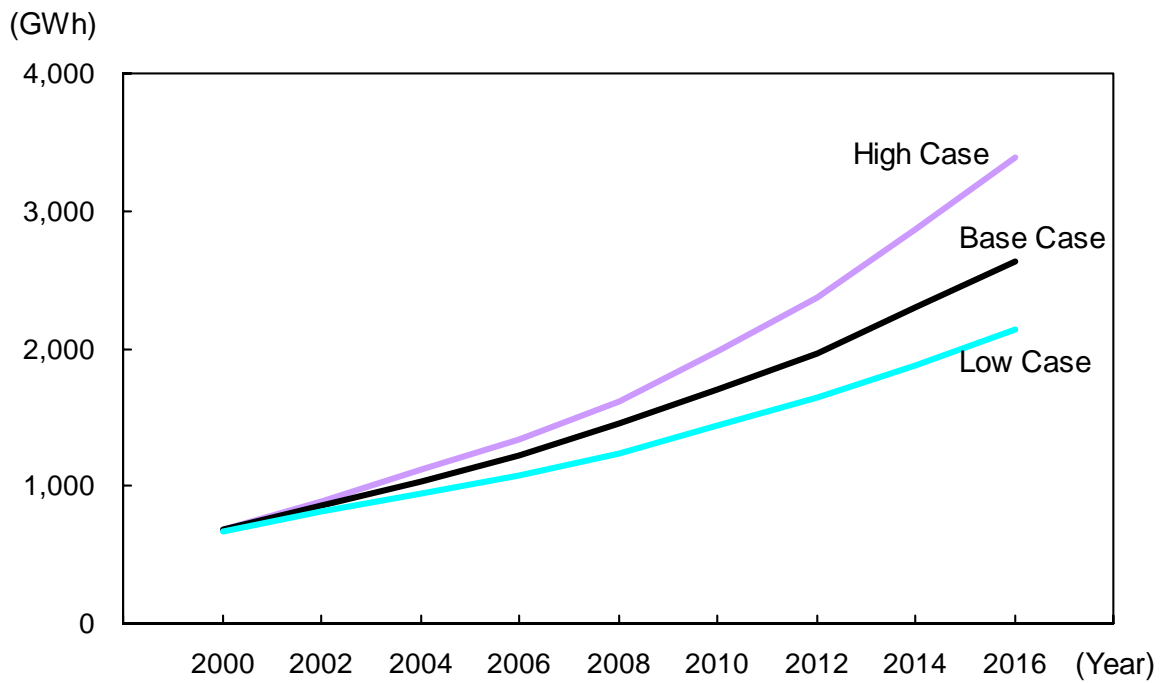
Year	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016
Banteay Meanchey	24.8	28.1	32.7	37.6	43.8	51.2	59.9	70.1	77.8
Battambang	28.8	36.0	43.5	50.6	59.6	69.8	81.5	95.1	102.0
Kampong Cham	34.0	39.3	44.8	50.3	58.1	65.3	73.1	82.9	92.9
Kampong Chhnang	6.1	7.3	8.3	9.5	11.0	12.6	14.4	16.4	18.2
Kampong Speu	9.4	11.0	12.7	14.3	16.8	19.6	23.4	29.6	38.8
Kampong Thom	9.1	11.1	13.3	15.1	17.5	20.3	23.5	27.0	30.9
Kampot	16.9	22.7	26.3	34.3	39.2	45.2	52.1	59.5	68.4
Kandal	21.0	27.5	34.0	41.1	49.6	60.0	69.9	82.1	95.6
Koh Kong	5.5	6.5	7.5	8.8	10.1	11.5	13.1	14.9	17.4
Kratie	11.2	14.3	17.6	20.7	24.3	28.4	33.1	38.4	44.6
Mondul Kiri	0.7	1.0	1.3	1.4	1.7	1.9	2.1	2.8	3.1
Phnom Penh	438	566	695	820	994	1168	1355	1584	1829
Preach Vihear	1.9	2.4	2.8	3.2	3.9	4.4	5.0	6.0	6.6
Prey Veng	12.4	14.5	16.3	18.2	20.8	23.7	26.7	30.0	33.5
Pursat	8.9	11.0	13.2	15.4	17.9	20.7	23.9	27.6	31.8
Ratanak Kiri	3.6	4.2	4.4	4.8	5.6	6.0	7.0	7.7	8.9
Siem Reap	15.2	18.2	21.1	23.9	27.5	31.4	36.2	41.4	47.3
Sihanoukville	11.9	14.0	16.2	18.3	20.8	23.7	27.0	30.8	35.4
Stung Treng	1.4	1.7	2.0	2.6	3.0	3.4	3.9	4.5	5.6
Svay Rieng	6.3	7.3	8.1	8.8	10.1	11.1	12.3	14.0	15.4
Takeo	10.4	12.3	14.2	16.2	18.4	21.6	24.6	27.4	31.6
TOTAL	678	856	1036	1215	1454	1700	1968	2292	2634

(Source : EDC)



(Source : IBRD Report)

Fig.2.1-5 Peak Demand Forecast until 2016 (by IBRD)



(Source : IBRD Report)

Fig.2.1-6 Power Generation Forecast until 2016 (by IBRD)

(3) 電力需要予想の見直し

カンボディア電力セクター戦略における電力需要予測の妥当性について、マクロ的な観点からチェックを行った結果について以下に述べる。

カンボディア電力セクター戦略における電力需要予測は、世界銀行のレポートを基本としている。Fig.2.1-7 に世界銀行レポートに基づく需要予測と、実際の需要実績を示す。Fig.2.1-7 からわかるように、1999 年までの実績は、予測をやや下回る状況となっており、需要予測の修正が必要であることがわかる。

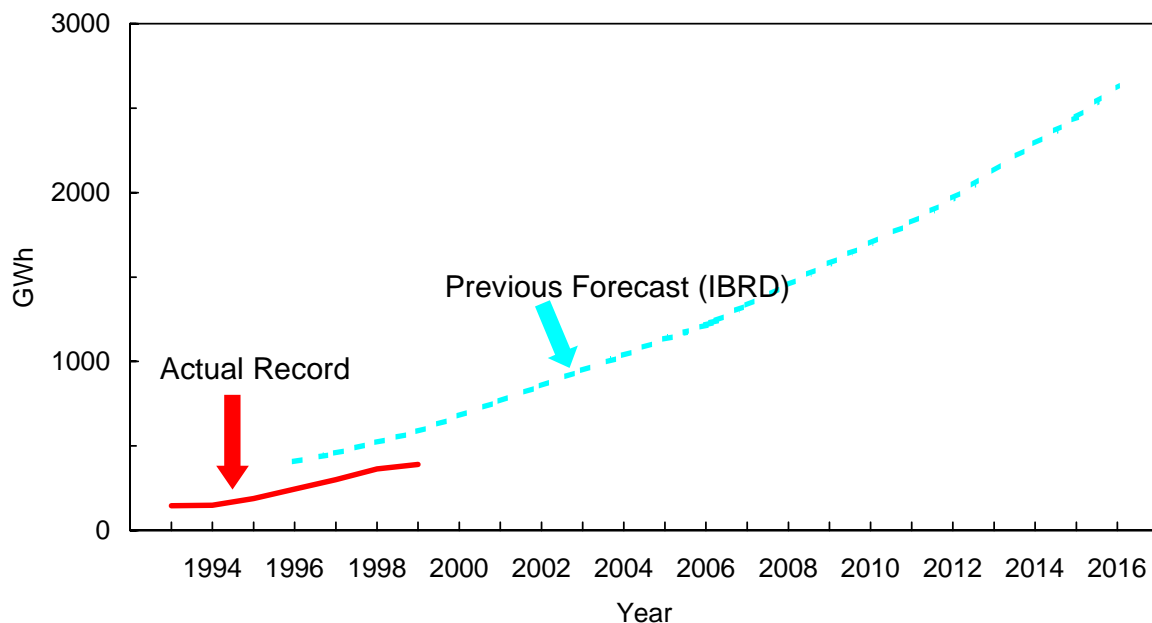
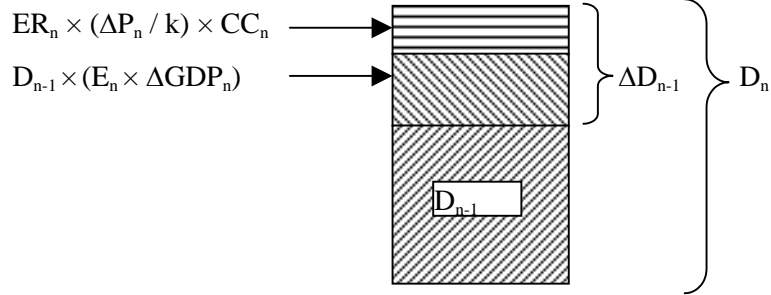


Fig.2.1-7 Comparison between IBRD Forecast and Actual Record

世界銀行レポートのデータおよび JICA 調査団の調査により得られた電力需要実績データ，セクターごとの GDP 予測等を基に、電力需要予測の修正をマクロ手法で実施した。その手法の概要を以下に示す。

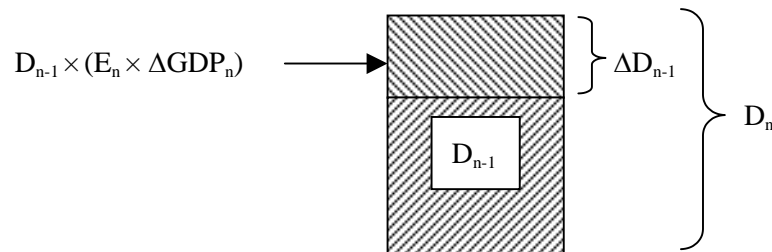
- 住居用

$$D_n = D_{n-1} \times (1 + E_n \times \Delta GDP_n) + ER_n \times (\Delta P_n / k) \times CC_n$$



- 産業用，公共用および商業用

$$D_n = D_{n-1} \times (1 + E_n \times \Delta GDP_n)$$



- なお、D : Demand
 ΔP : Population Growth Rate
 E : Elasticity (estimated from the past record)
 ER : Electrification Ratio
 CC : Demand per Residential Customer
 ΔGDP : GDP Growth Rate by Sector
 n, n-1 : Year
 k : Population per Customer

世界銀行による需要予測と JICA 調査団の調査結果に基づく需要予測結果を Fig.2.1-8 および Fig.2.1-9 に示す。世界銀行の需要予測と傾向は同様であるが、少し下回る結果となった。

需要予測結果の詳細については、Attachment 2.1 に示す。

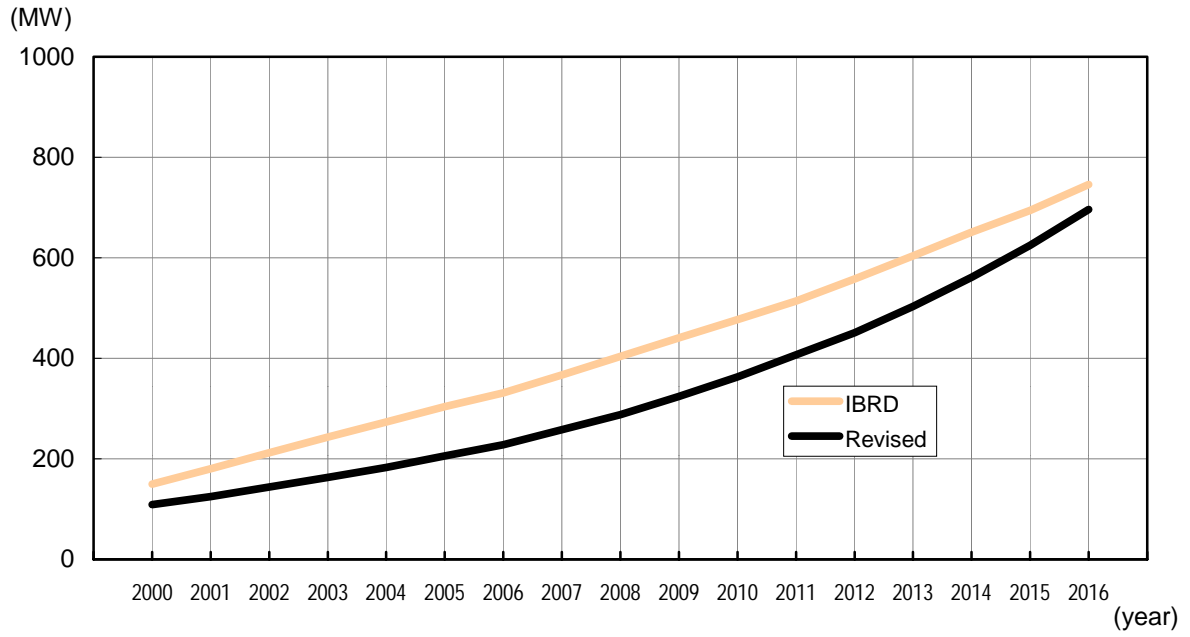


Fig.2.1-8 Comparison of Total Peak Demand Forecast

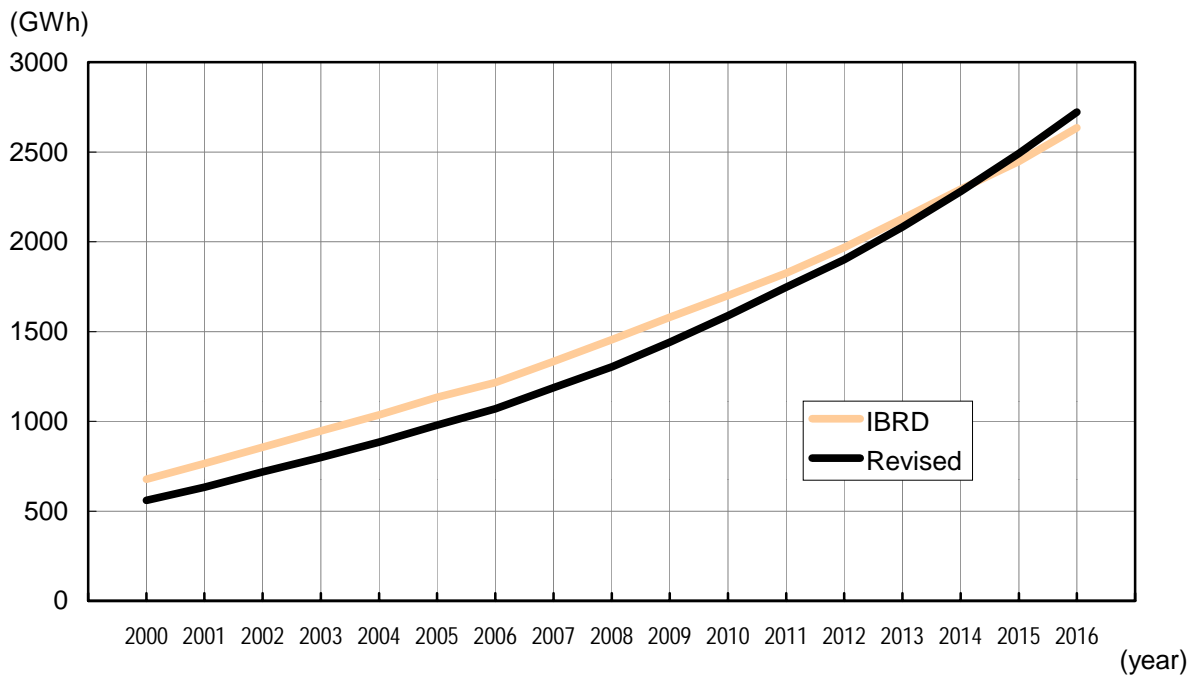


Fig.2.1-9 Comparison of Total Power Generation Forecast

今回の需要予測に基づくカンボディアにおける一人当たりの電力需要を東南アジア各国他と比較したものを Table 2.1-8 に示す。また、一人当たりの電力需要と GDP との関係について、カンボディアおよび東南アジア各国他のデータを Fig.2.1-10 に示す。これらによると、現状、ミャンマーと同程度であるが、現状のラオス、ヴィエトナムと同程度に伸びていくと予測される。

Table 2.1-8 Electricity Consumption per Capita

Countries	Consumption kWh/cap.(1997)
Malaysia	2352
Thailand	1360
Philippines	432
Indonesia	329
Vietnam	203
Lao PDR	94
Bangladesh	76
Myanmar	57
Nepal	39
Cambodia	37 (in 2000) 86 (in 2010) 121 (in 2015)

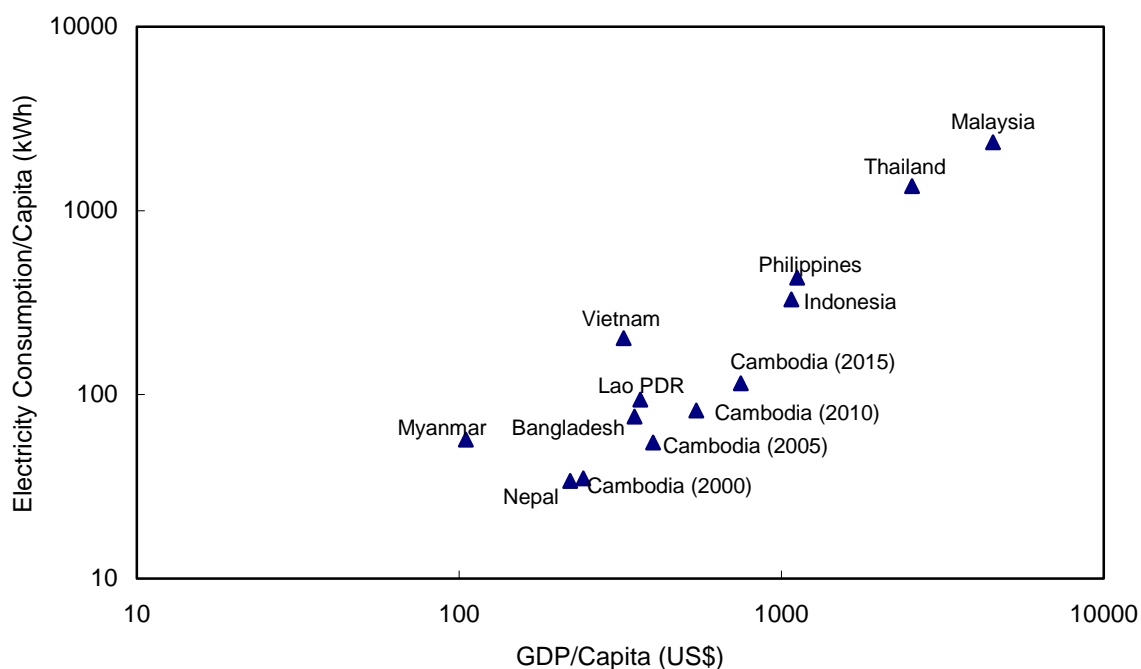


Fig.2.1-10 Relation between Electricity Consumption per Capita and GDP per Capita

(4) 経済開発計画の影響

現在カンボディアでは、シアヌークヴィルの工業団地および輸出加工区の計画、プノンペンからシアヌークヴィルへ向う国道 4 号線沿いの工業化計画、またタイ国境での輸出加工区の計画等、いくつかの経済開発計画がある。しかし、いずれも初期構想段階であり、唯一シアヌークヴィルの工業団地でディベロッパーが 200 ha の土地を取得したとの情報があったが、これとでも、どのような業種の産業を誘致するのか、電力をどの位消費するかの具体的計画は全く決っていないとのことであった。いずれにしても、カンボディアでは縫製業等の軽工業が主で、近い将来に電力多消費型の産業開発が行われることは予想できないので、電力需要計画には、特定の経済開発計画による影響は考慮しなかった。

(5) 電力システムを考慮した電力需要予測

カンボディア電力システムに接続される電源の開発計画を検討するためには、カンボディア全体の需要予測を地域別にし、システムへの連系時期を考慮した需要とする必要がある。各地域への需要の配分は、Table 2.1-6 および Table 2.1-7 に示した各地域の需要分布を参考にして行い、また、カンボディア電力システムへの連系時期は、EDC の開発計画を考慮した。カンボディア電力システムへの連系を考慮した需要予測を Table 2.1-9 , Table 2.1-10 に示す。

またここでは、先に述べた需要予測に加え、最近の需要の伸びが低く押えられていることを考慮し、需要の伸び率が予測よりさらに 10%低くなった場合を設定し、Base Case , Low Case の 2 通りの需要予測を行っている。

次項で検討する電源開発計画には、この需要予測を用いる。

Table 2.1-9 (1) Forecasted Peak Demand Taking Account of Grid Connection (MW)

- Base Case -

Year	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016
Banteay Meanchey	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.6
Battambang	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	30.8
Kampong Cham	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.6	18.7	22.4	26.9
Kampong Chhnang	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.2
Kampong Speu	0.0	2.0	2.5	3.2	4.2	5.5	7.2	10.0	14.6
Kampong Thom	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Kampot	0.0	0.0	6.8	9.6	11.6	14.4	20.1	24.5	30.3
Kandal	2.8	3.7	4.6	5.4	6.6	8.1	9.7	11.6	14.0
Koh Kong	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Kratie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mondul Kiri	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Phnom Penh	67	89	114	143	183	232	288	360	451
Preach Vihear	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Prey Veng	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.3	9.9	11.8
Pursat	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.5	7.9	9.8
Ratanak Kiri	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Siem Reap	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.8
Sihanoukville	0.0	0.0	0.0	3.8	4.5	5.6	6.7	8.2	10.3
Stung Treng	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Svay Rieng	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Takeo	0.0	0.0	2.8	3.4	4.1	5.1	6.1	7.2	8.7
TOTAL	70	95	131	168	214	286	371	462	655

Table 2.1-9 (2) Forecasted Peak Demand Taking Account of Grid Connection (MW)

- Low Case -

Year	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016
Banteay Meanchey	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.2
Battambang	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.5
Kampong Cham	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.1	16.6	19.6	23.1
Kampong Chhnang	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.4
Kampong Speu	0.0	1.9	2.4	3.0	3.9	5.0	6.4	8.7	12.6
Kampong Thom	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Kampot	0.0	0.0	6.5	9.0	10.7	13.0	17.9	21.5	26.1
Kandal	2.8	3.7	4.4	5.1	6.1	7.3	8.6	10.2	12.0
Koh Kong	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Kratie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mondul Kiri	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Phnom Penh	67	87	109	134	168	210	256	315	388
Preach Vihear	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Prey Veng	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.4	8.7	10.2
Pursat	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.7	6.9	8.4
Ratanak Kiri	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Siem Reap	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.5
Sihanoukville	0.0	0.0	0.0	3.6	4.1	5.0	6.0	7.2	8.8
Stung Treng	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Svay Rieng	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Takeo	0.0	0.0	2.7	3.2	3.8	4.6	5.4	6.3	7.5
TOTAL	70	93	125	158	197	259	330	404	563

Table 2.1-10 (1) Forecasted Energy Generation Taking Account of Grid Connection
(GWh)

- Base Case -

Year	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016
Banteay Meanchey	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	80.4
Battambang	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	105.4
Kampong Cham	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	61.0	70.6	82.4	96.0
Kampong Chhnang	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.8
Kampong Speu	0.0	9.2	10.8	12.6	15.1	18.3	22.6	29.4	40.1
Kampong Thom	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Kampot	0.0	0.0	22.5	30.2	35.1	42.2	50.3	59.2	70.7
Kandal	17.3	23.2	29.0	36.2	44.4	56.0	67.5	81.6	98.8
Koh Kong	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Kratie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mondul Kiri	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Phnom Penh	362	475	593	721	891	1091	1309	1575	1890
Preach Vihear	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Prey Veng	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.8	29.8	34.6
Pursat	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.2	27.4	32.9
Ratanak Kiri	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Siem Reap	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	48.9
Sihanoukville	0.0	0.0	0.0	16.1	18.6	22.1	26.1	30.6	36.6
Stung Treng	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Svay Rieng	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Takeo	0.0	0.0	12.1	14.3	16.5	20.2	23.9	27.3	32.7
TOTAL	379	508	668	831	1021	1311	1619	1943	2586

Table 2.1-10 (2) Forecasted Energy Generation Taking Account of Grid Connection
(GWh)

- Low Case -

Year	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016
Banteay Meanchey	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	69.1
Battambang	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	90.6
Kampong Cham	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	55.2	62.8	72.1	82.5
Kampong Chhnang	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.2
Kampong Speu	0.0	9.0	10.4	11.8	13.9	16.6	20.1	25.7	34.5
Kampong Thom	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Kampot	0.0	0.0	21.5	28.4	32.4	38.2	44.8	51.7	60.8
Kandal	17.3	22.6	27.8	34.0	41.0	50.7	60.1	71.4	84.9
Koh Kong	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Kratie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mondul Kiri	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Phnom Penh	362	464	568	678	822	987	1164	1377	1625
Preach Vihear	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Prey Veng	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.9	26.1	29.8
Pursat	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.6	24.0	28.2
Ratanak Kiri	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Siem Reap	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	42.0
Sihanoukville	0.0	0.0	0.0	15.1	17.2	20.0	23.2	26.8	31.4
Stung Treng	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Svay Rieng	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Takeo	0.0	0.0	11.6	13.5	15.2	18.3	21.2	23.9	28.1
TOTAL	379	496	639	781	941	1186	1440	1698	2223

2.2. 最適電源開発計画

2.2.1. 電源開発計画地点

(1) 計画地点一覧

MIME/EDC の 2000 年初頭におけるカンボディア電源開発計画は、以下の通りとなっていた。

- 2001 年 IPP2 コンバインドサイクル発電所 (60 MW)
- 2002 年 Kirirom , Prek Thnot 水力発電所 (29 MW)
- 2003 年 ヴィエトナム , タイ融通受電開始
- 2003-5 年 Temporary IPP (15MW / 3 年間限定)
- 2004/5 年 シアヌークヴィルコンバインドサイクル発電所 (90 MW × 2)
- 2008 年 Kamchay 水力発電所 (47 - 127 MW)
- 2011 年 Battambang 1&2 水力発電所 (60 MW)
- 2012 年 Stung Atay 水力発電所 (110 MW)
- 2014 年 コンバインドサイクル発電所 (90 MW)
- 2016 年 Russei Chrum 水力発電所 (125 MW)

なお、上記の開発計画は既に以下のように修正されている。

- IPP2 建設計画の一時中断。
- 2002 年の Kirirom と Prek Thnot 両水力発電所 (29 MW)の開発計画は当面 2003 年の Kirirom 水力発電所 (12 MW)のみへと変更。
- IPP (15 MW) からの一時的な受電期間については 2000 年 ~ 2003 年に見直し。

(2) シアヌークヴィルコンバインドサイクル発電所

次に、シアヌークヴィルコンバインドサイクル発電所は、計画では Stage 1 , Stage 2 それぞれ 2004 年と 2005 年に投入となっていたが、実際の建設スケジュールを考慮すれば Stage 1 の投入時期は早くても 2006 年以降となる。

ちなみに、2000 年の EDC の年報によれば、シアヌークヴィルの 1 期工事 90 MW は 2007 年投入となっている。

(3) 融通受電

ヴェトナムからの融通受電については、2003 年より最大 80 MW、更に 2005 年以降最大 200 MW の融通が計画されており、買電単価についても合意がとれている。しかし、ヴェトナム連系送電線計画は遅れているので（2.4 項参照）、本レポートでは融通開始を 2004 年と推定した。タイとの融通については、2003 年頃の開始が計画されているが、具体的な取決めについては、未定であり、開始時期も不透明な状況である。

実際に受電する具体的な融通電力の大きさについては、両融通とも未定であるが、ヴェトナムとの融通については、連系系統が当初よりカンボディア主系統と接続されるため、その融通電力はヴェトナム系統側の事故等による送電停止時のカンボディア主系統への影響を考慮した制約を設けるべきである。具体的には、連系線トリップ時のカンボディア側の系統周波数の低下が、クライテリアを満足しなければならない。満足されなければ、ヴェトナム側の事故波及によりカンボディア主系統全体が崩壊してしまう危険にさらされることとなる。

カンボディア電力系統における非常時の周波数低下側クライテリアは、47 Hz である。上述のようにヴェトナム側の事故等で、連系による送電が急に停止された場合においてもカンボディア側の系統周波数が、この低下限度以下とならないよう、融通電力は抑制されなければならない。後に説明する系統の周波数特性 (Fig.2.3-6) によれば、周波数低下を 47 Hz までに抑制するためには、連系停止時の電力喪失、即ち融通受電をカンボディア側系統容量の 15% 以内に抑制する必要がある。しかしながら、この考えを適用すれば、2004 年における融通受電は約 20 MW に抑制され、あまり現実的でない。

このことから、周波数の低下に対する対策としては、適切な負荷遮断を実施する必要がある。ただし、系統容量に占める融通受電の比率が高ければそれだけ負荷遮断も広範囲に及ぶことから、やはり融通受電をむやみに拡大することは好ましくない。

なお、この際、周波数の低下を考慮した適切な負荷遮断リレーの設置は必要である。

2.2.2. 最小コスト電源開発計画解析

(1) 入力諸元

電源開発計画レビューのため、今回使用した既設発電所データおよび、新規電源候補発電所のデータを Table 2.2-1, Table 2.2-2 に示す。なお、ヴェトナムからの受電は 2004 年開始とするが、その融通電力は 2004 年に 80 MW, 2006 年以降で 200 MW を上限としている。IPP2 および Prek Thnot 水力については、計画が不透明であることから候補から除いている。また、一部入手不可であったデータについては、同種発電所の標準的なデータを用いている。

Table 2.2-1 Existing and Committed Major Plants

Plant Name	Capacity (MW)	SMD (days/yr)	FOR (%)	Plant Life (years)	Fixed O/M Cost (\$/kW-yr)	Variable O/M Cost (\$/MWh)	Fuel Type	Heat Rate (MMBTU/MWh)	Fuel Cost (\$/MMBTU)	Installed Year
IPP-1	35	28	6	20	21	3	HFO	9.0	3.99	1997
Temporary IPP	15	28	6	20	21	3	Diesel	9.0	6.02	2000-3
C2 ⁽¹⁾	18	28	6	20	21	3	HFO ⁽³⁾	11.9	3.99	1999 (Rehabili.)
C3 ⁽²⁾	14.2	28	6	20	21	3	Diesel	11.9	6.02	1996
C5	10	28	6	20	21	3	Diesel	11.9	6.02	1995
C6	18	28	6	20	21	3	HFO ⁽³⁾	11.9	3.99	1996

SMD : Scheduled maintenance day

(Source : EDC, Consultant's data-base)

FOR : Forced outage rate

Note : (1) Demolished in 2004, (2) Demolished in 2004 and 2006, (3) Sifted to HFO in 2000

Table 2.2-2 Planned Alternative Plant Specifications and Restrictions

Plant Name	Capacity (MW)	Annual Hydro Energy (GWh) per Unit	Total Installed Cost (\$/kW)	SMD (days/yr)	FOR (%)	Plant Life (years)	Fixed O/M Cost (\$/kW-yr)	Variable O/M Cost (\$/MWh)	Fuel Type	Heat Rate (MMBTU/MWh)	Fuel Cost (\$/MMBTU)	Maximum Units Allowed in Study	Maximum Units Allowed per year	First Year Available
Sihanoukville	90	-	870	49	8	20	20	2.5	natural gas	6.83	4.0	2	2	2006
Kirirom	12	53	2,027	6	1	40	10	0.25	hydro	-	-	1	1	2003
Kamchay	127	558	1,961	6	1	40	10	0.25	hydro	-	-	1	1	2008
Stung Atay	110	588	1,422	6	1	40	10	0.25	hydro	-	-	1	1	2011
St. Russei Chrum	125	668	2,197	6	1	40	10	0.25	hydro	-	-	1	1	2012
Battambang 1 & 2	60	307	1,900	6	1	40	10	0.25	hydro	-	-	1	1	2016

SMD : Scheduled maintenance day

(Source : EDC, Consultant's data-base)

FOR : Forced outage rate

(2) 解析結果

Table 2.2-1, Table 2.2-2 のデータを用い、供給予備率が 15%以上、LOLP (Loss of Load Probability : 電力不足確率) が 24 時間以下を、目標基準として、最小コスト電源開発計画解析を行った。結果を Fig.2.2-1 に示す。Base Case ではシアヌークヴィル火力発電所については、2006 年に Stage 1 の 90 MW 投入としているが、これは、需要が下方修正されたことによるものではなく、現状では完成が最短でも 2006 年以降と考えられるためである。2006 年以降、シアヌークヴィル火力発電所が 베트남 融通 (後続分) よりも先に投入されているのはコスト面で優位であるからである。従って、本プロジェクトはできるだけ早く実施すべきと考える。

なお、Stage 2 の 90 MW を 2008 年に続けて投入できるかどうかについては、今後の更なる検討を要す。解析結果の詳細は、Attachments 2.2 および 2.3 に示す。

(注) : 本レポート作成時には Kamchay 水力のフィージビリティ調査が終了していなかったため、水力発電所に関する最新データが入手できなかった。従って、このフィージビリティ調査が終了した時点で水力発電所の投入計画の見直しが必要である。

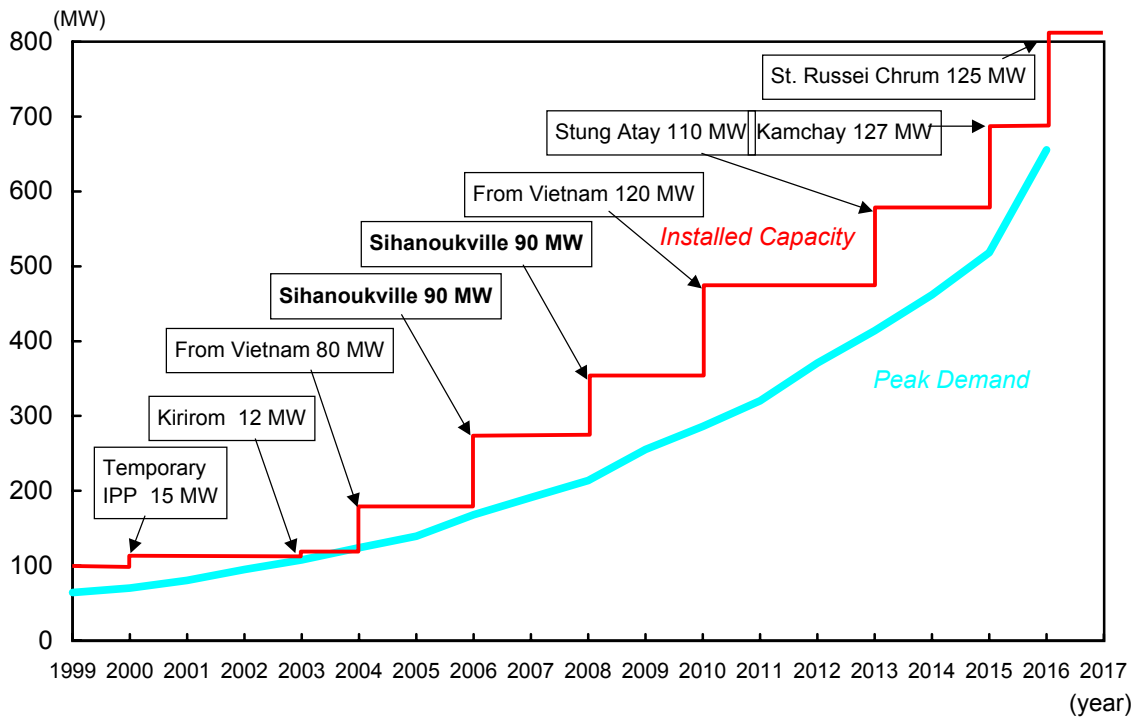


Fig.2.2-1 (1) Proposed Power Generation Expansion Plan (Base Case)

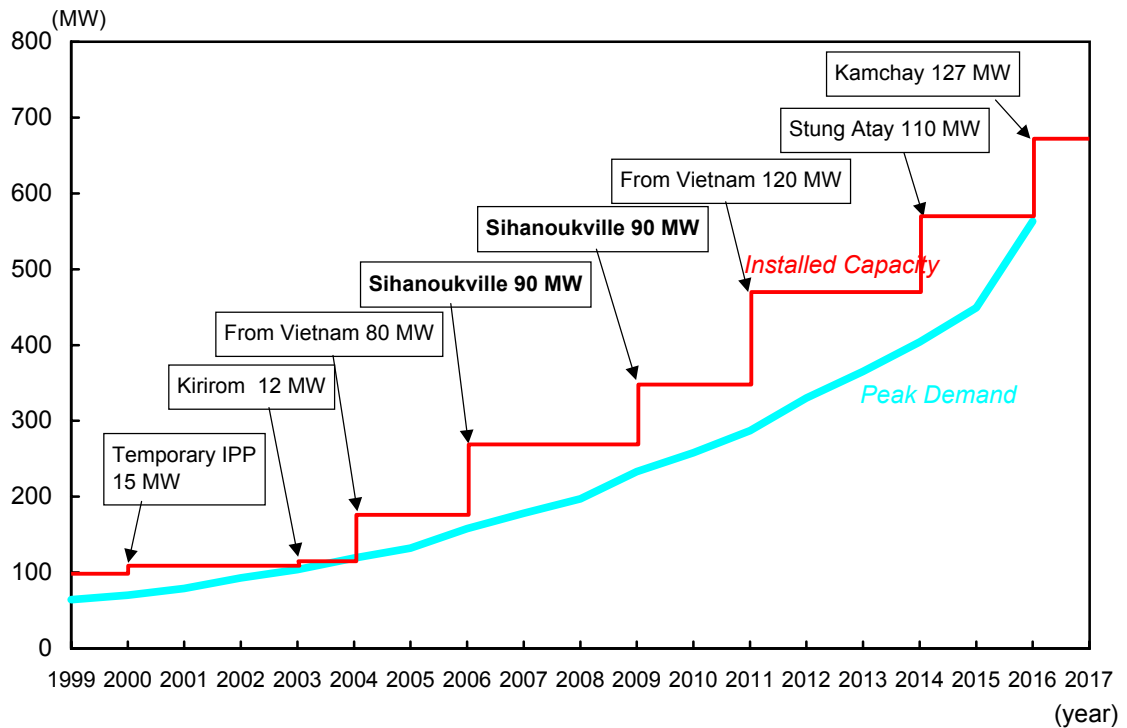


Fig.2.2-1 (2) Proposed Power Generation Expansion Plan (Low Case)

2.3. 電力系統計画

カンボディアの電力系統は、プノンペン市内周辺の 115 kV 送電系統以外は、未発達で、分散電源による電力供給に頼っている状況である。今後開発される電源から効率的に需要地へ、安定した電力供給を実施するためには、電力系統の拡充が必要不可欠である。EDC からの情報による 2010 年までの電力系統拡充計画を Fig.2.3-1 に示す。電力系統拡充計画によれば、シアヌークヴィル発電所は、220 kV 2 回線系統でプノンペンまで、接続される予定である。この送電系統の妥当性を判断するために、潮流解析、安定度解析、故障解析を実施した。また、シアヌークヴィル発電所の単機容量は 30 MW で計画されているが、その妥当性について、単機故障発生時の周波数低下面からの検討を実施した。解析に用いた、各発電機、変圧器および送電線のデータを Table 2.3-2, Table 2.3-3 に示す。一部、入手不可であったデータについては、標準的なデータを用いている。

解析においては、EDC の資料に基づき Table 2.3-1 に示すクライテリアを考慮する。

Table 2.3-1 Criteria of Cambodian Power System

機器容量限度	平常時，緊急時に各機器に流れる潮流が、規定容量を超えないこと。
系統安定性	電力系統において 3 相事故が発生した場合、10 秒以内に安定傾向になること。事故後の事故系統の遮断時間は、230 kV 系統では 100 mS，115 kV 系統では 140 mS とする。
系統周波数	平常時 50 ± 0.5 Hz，事故時 47 Hz ~ 52 Hz を超えてはならない。
電圧変動	平常時 $\pm 5\%$ ，事故時 - 10% ~ + 5% を越えてはならない。
短絡電流レベル	遮断機の許容短絡電流は、31.5 kA を設計値とする。

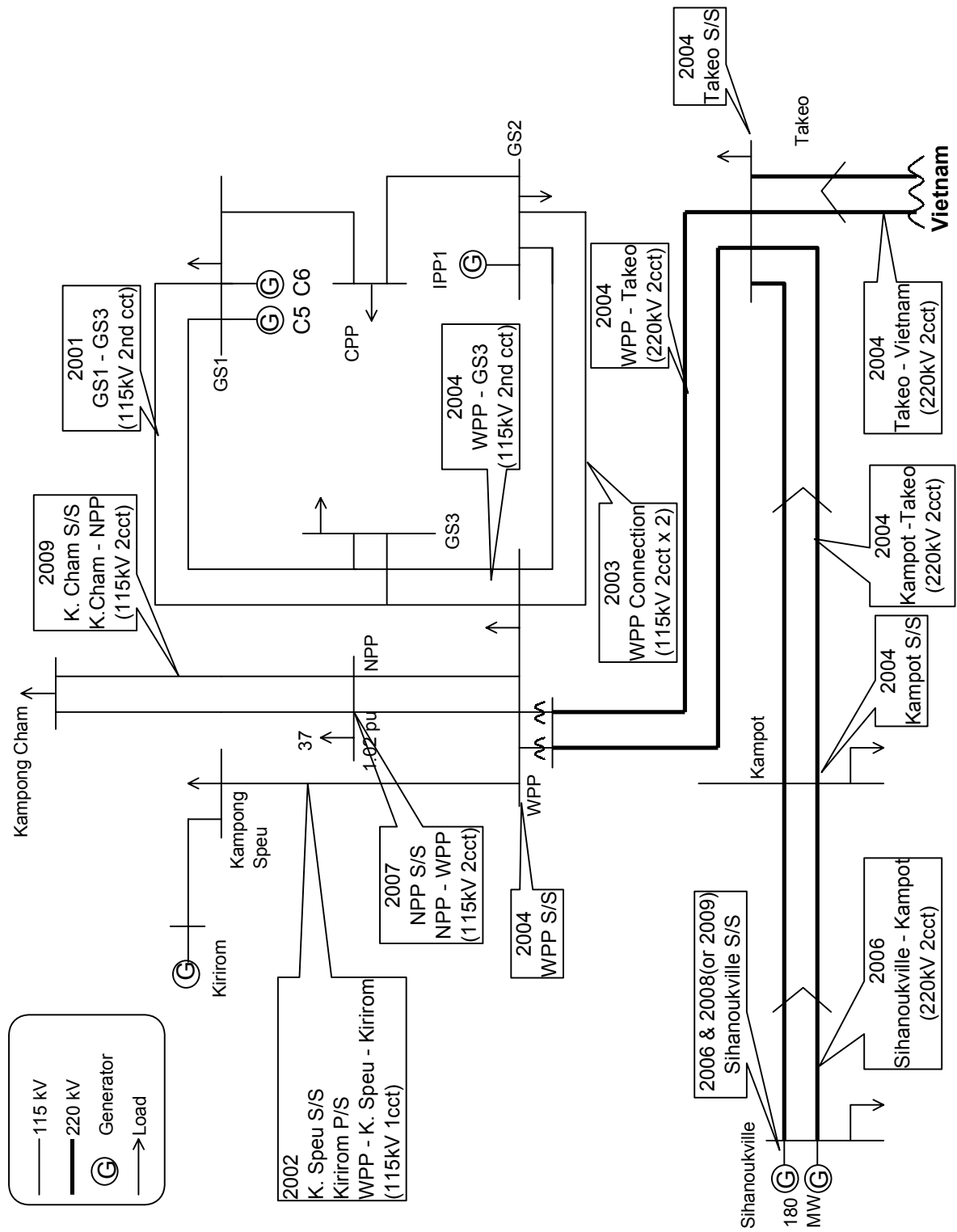


Fig. 2.3-1 Transmission Expansion Plan (until 2010)

Table 2.3-2 Main Characteristics of Generators and Step-Up Transformers

Station	Type	Cap (MW)	Reactance					
			Nominal Rating					
			(Own MVA base) Xd (%)	(Own MVA base) Xd' (%)	(Own MVA base) Xd'' (%)	(Own MVA base) Xq (%)	H (Sec)	(100 MVA base)
C2	Diesel	18.0	245	37	21	106	6	60
C3	Diesel	14.2	245	37	21	106	6	76
C5	Diesel	10	245	37	21	106	6	108
C6	Diesel	18	245	37	21	106	6	60
IPP-1	Diesel	35	245	37	21	106	6	31
Sihanoukville	C/C	90	240	36	22	106	6	6
Kirirom	Hydro	12	120	30	20	90	4	10

(Source : EDC, Consultant's data-base)

Table 2.3-3 Main Characteristics of Transmission Lines and Transformer

No.	Volt (kV)	Location	Length (km)	No. of Circuits	Conductor		Current Carrying Capacity (MVA/cct)	Impedance : $Z = R + jX$		%p.u. /cct (100 MVA base)
					Type	Size (mm ²)		%p.u. line total /cct (100 MVA base)		
1.	115	GS1 (Phnom Penh) - Branch	10	2	ACSR	2 × 240	226	0.576 + j	2.053	0.550
2.	115	WPP - Branch	14	2	ACSR	2 × 240	226	0.733 + j	2.874	0.770
3.	115	GS3 (Phnom Penh) - Branch	1	2	ACSR	2 × 240	226	0.052 + j	0.205	0.055
4.	115	WPP - GS2 (Phnom Penh)	16	2	ACSR	2 × 240	226	0.838 + j	3.285	0.880
5.	115	Kirirom - Kampong Speu	65	1	ACSR	1 × 400	143	4.089 + j	17.960	2.691
6.	115	Kampong Speu - WPP	55	1	ACSR	1 × 400	143	3.460 + j	15.197	2.277
7.	115/220	WPP (115kV) - WPP (220kV)	-	2 Bank	(Transformer)		200/bank	+ j	6.000	-
8.	220	WPP (220kV) - Takeo	70	2	ACSR	1 × 630	430	0.631 + j	5.110	12.348
9.	220	Takeo - Kampot	80	2	ACSR	1 × 630	430	0.722 + j	5.840	14.112
10.	220	Kampot - Sihanoukville	110	2	ACSR	1 × 630	430	0.992 + j	8.030	19.404
11.	220	(Vietnam) - Takeo	130	2	ACSR	1 × 300	251	2.462 + j	10.517	20.566
12.	115	NPP - Kampong Cham	100	2	ACSR	1 × 400	143	6.291 + j	27.630	4.140
13.	115	WPP - NPP	20	2	ACSR	1 × 400	143	1.258 + j	5.526	0.828
14.	115	GS1 - CPP	15	1	ACSR	2 × 240	226	0.785 + j	3.080	0.825
15.	115	GS2 - CPP	15	1	ACSR	2 × 240	226	0.785 + j	3.080	0.825

(Source : EDC, Consultant's data-base)

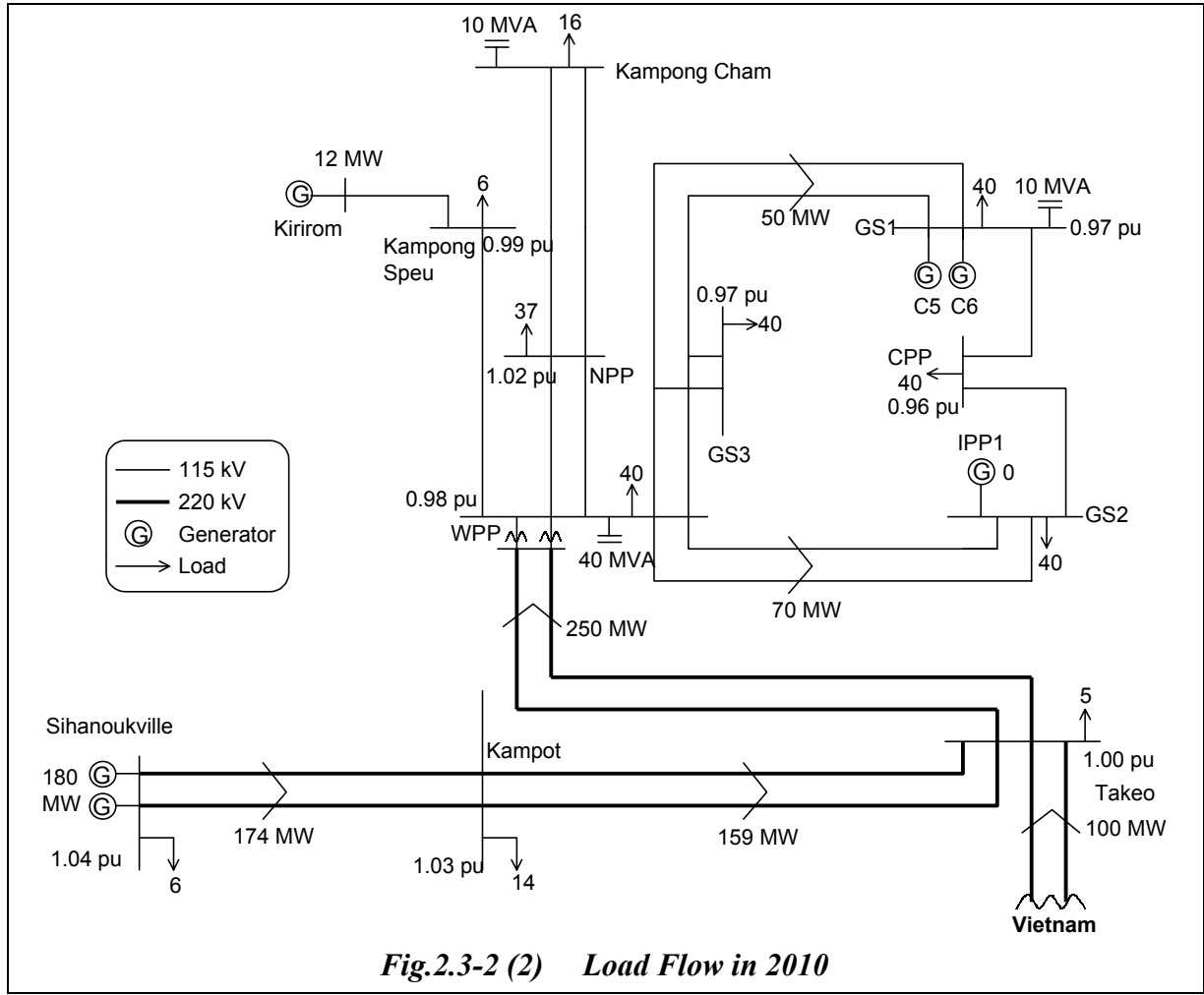
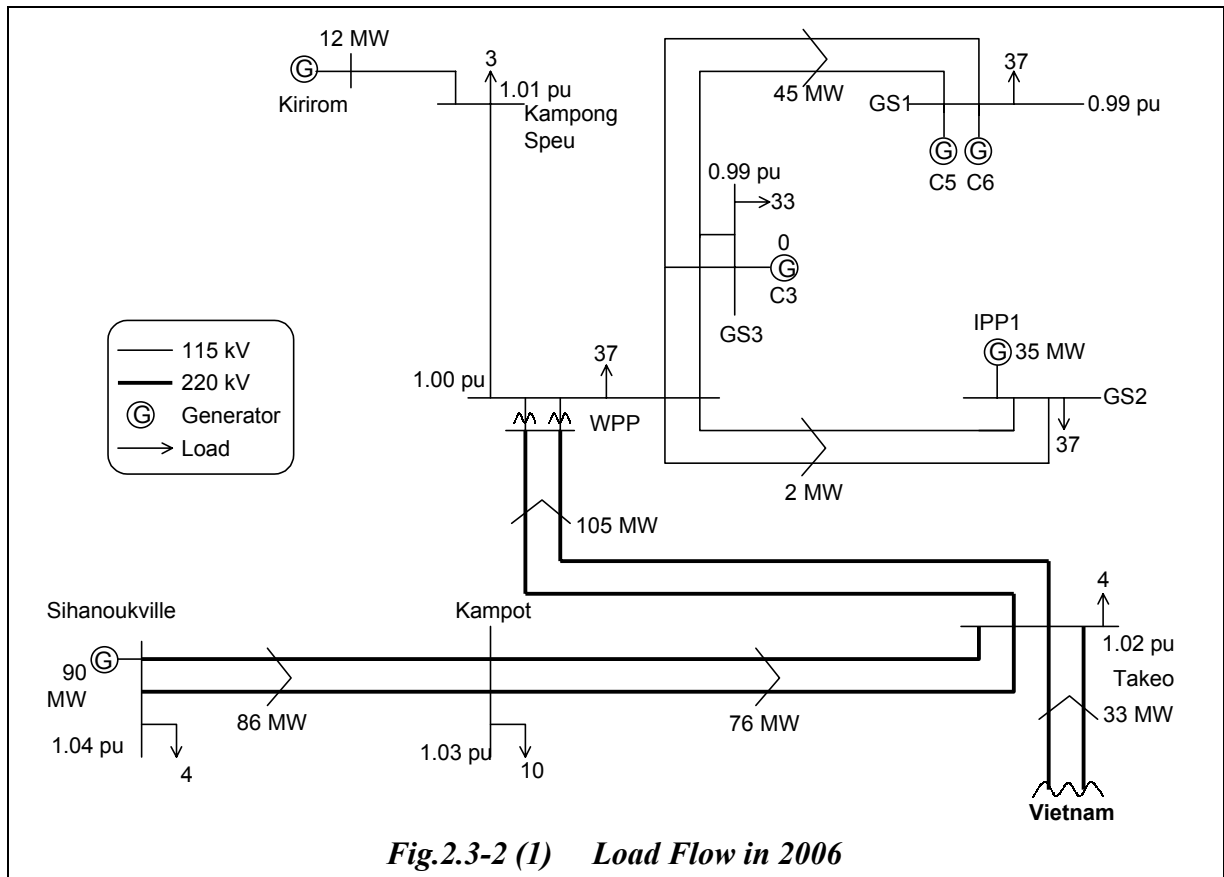
2.3.1. 潮流解析

潮流解析の検討断面は、シアヌークヴィル発電所 Stage 1 の投入時期である 2006 年およびシアヌークヴィル発電所 Stage 2 投入以降の 2010 年とした。

潮流計算結果の評価については、前述のクライテリアより以下の事項をチェックした。

- 1) 平常運用時（各機器において、故障や作業による停止が無い状態）に各機器の定格熱容量を超過しないこと。また、変電所電圧が $\pm 5\%$ 以内であること。
- 2) 緊急運用時（故障や作業により、任意の 1 設備が停止している状態）に各機器の緊急時容量（通常、定格の 150% とする）を超過しないこと。また、変電所電圧が $-10\% \sim +5\%$ 内であること。

2006 年および 2010 年における潮流計算結果をそれぞれ Fig.2.3-1 , Fig.2.3-2 に示す。どちらのケースにおいても、平常運用時および緊急運用時において、潮流，電圧が上記クライテリアを逸脱することはなく、良好であった。ただし、2010 年の系統において、115 kV 系統の電圧低下が厳しいため、いくつかの変電所にシャントキャパシタンスを設置することが望ましい。



2.3.2. 安定度解析

2006年および2010年の2ケースについて、安定解析を行った。

事故点は、220 kV 送電線のシアヌークヴィル発電所至近端とした。また、事故条件は、前述クライテリアに基づき、3相地絡事故後、事故回線遮断（事故後 100 ms）、再閉路無しとした。

各ケースにおける発電機出力波形を Fig.2.3-3 および Fig.2.3-4 に示す。各波形とも、10秒以内に安定傾向となっており、問題はない。

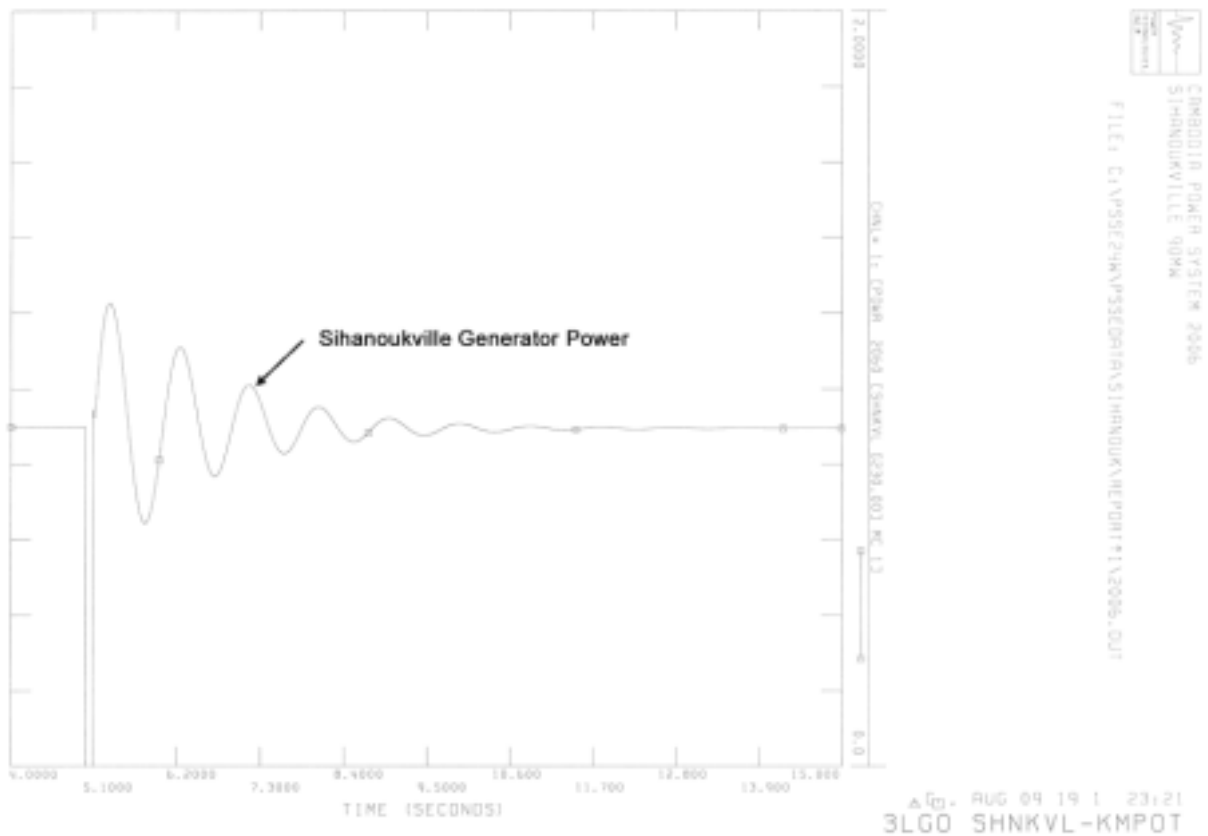


Fig.2.3-3 System Stability Analysis (in 2006)

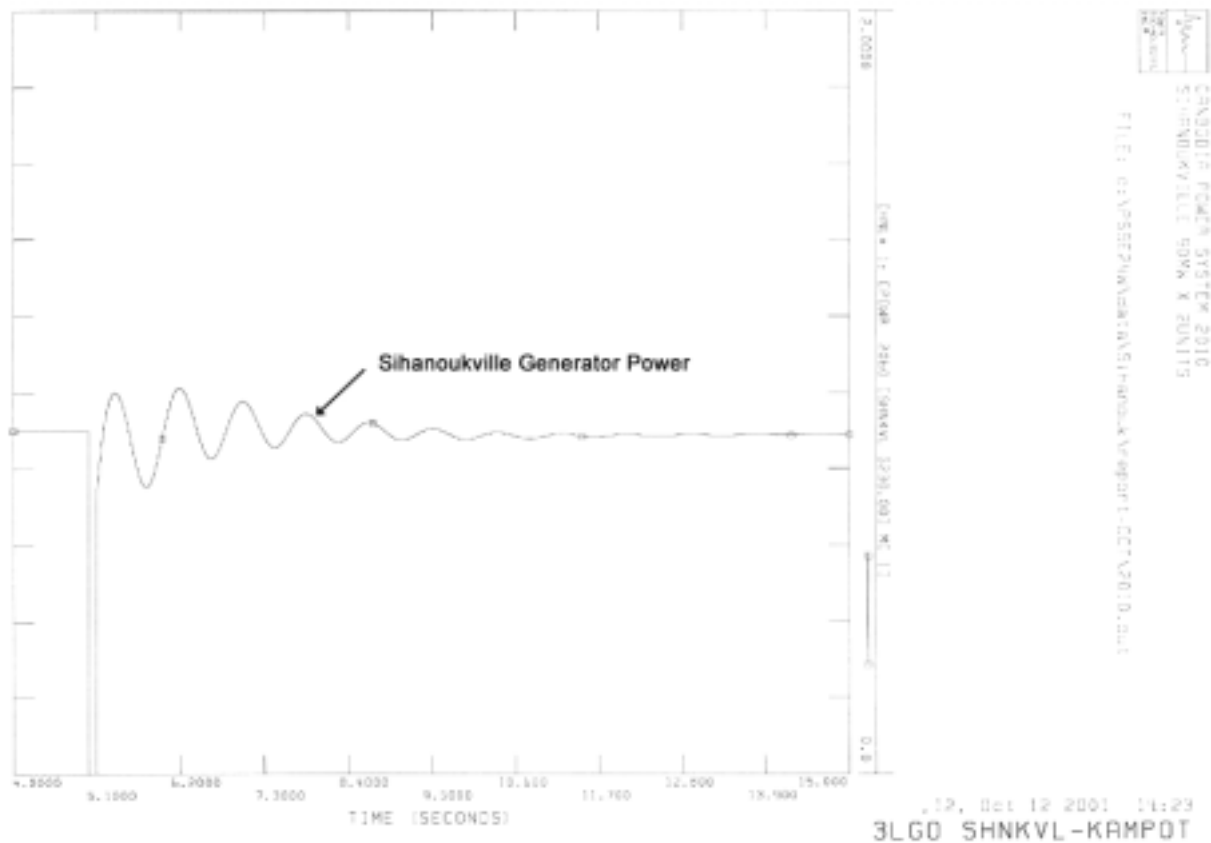


Fig.2.3-4 System Stability Analysis (in 2010)

2.3.3. 故障解析

2006年および2010年における各発電所の3相短絡電流計算結果を Fig.2.3-5 に示す。Fig.2.3-5 からわかるように、遮断器の短絡電流設計値である 31.5kA を超える発電所、変電所は無い。

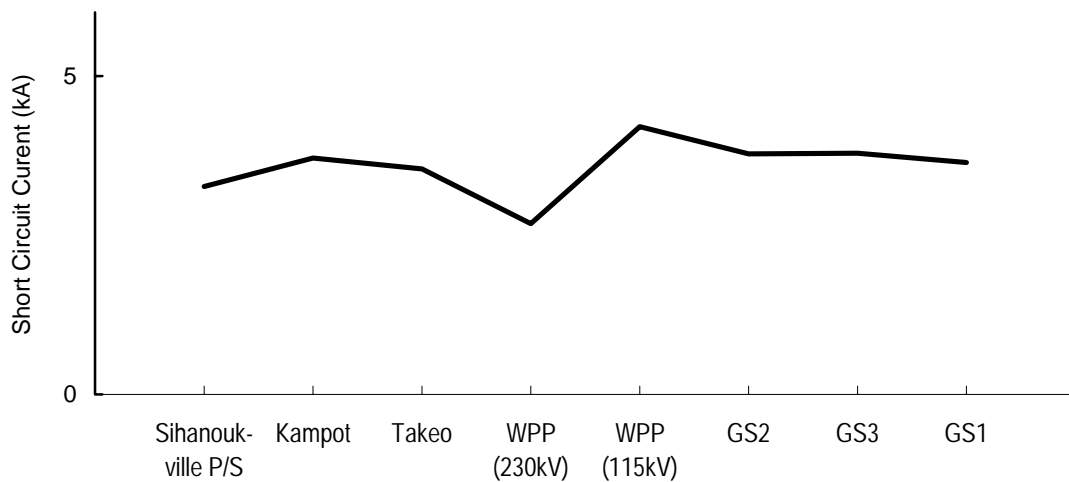


Fig.2.3-5 Short Circuit Current at Each Station in 2010

2.3.4. 周波数解析

電力系統において、任意の発電機 1 台が故障等により系統から切り離された場合を想定しても、系統周波数の低下が基準値以内でなければならない。カンボディア電力系統では、前述のように非常時の周波数の低下限度は 47 Hz とされている。つまり、発電機単機容量は、それが切離されることを想定しても、周波数が 47 Hz 以下に低下しないような大きさに制限されなければならない。

Fig.2.3-6 は、脱落発電機の容量（系統容量に対する比率）と、周波数変化の関係を示している。Fig.2.3-6 によれば、発電機単機容量は、系統容量の約 15% 以下でなければならない。系統容量は、需要の増加に伴って年々大きくなるので、許容される発電機容量の上限も年々大きくなる。Fig.2.3-7 は、周波数低下巾の年推移を発電機単機容量ごとに示したものである。Fig.2.3-7 によれば、2005 年までに建設される場合には、発電機単機容量は、20 MW 以下が望ましいといえる。

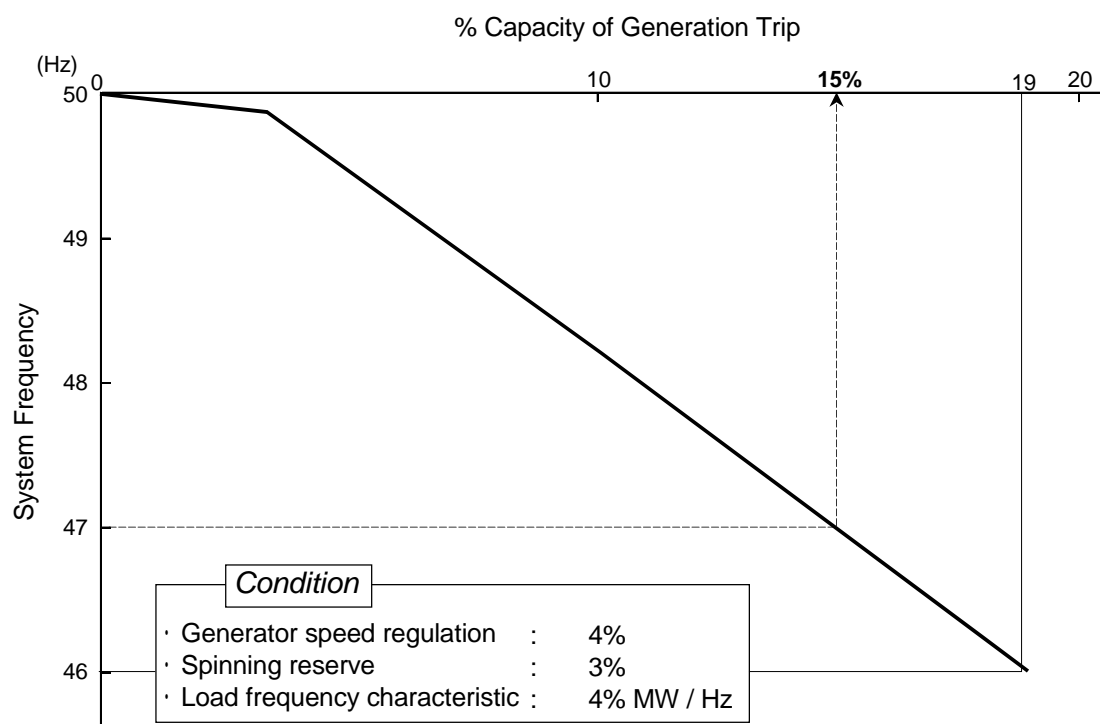


Fig.2.3-6 Frequency Characteristic of Cambodian Power System

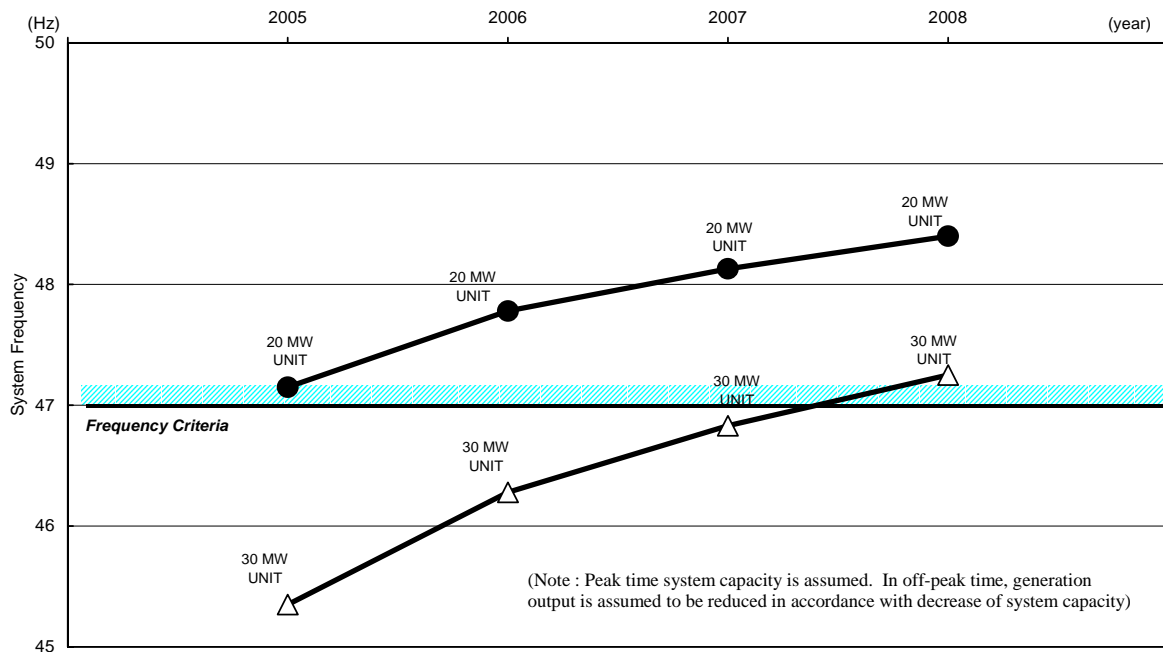


Fig.2.3-7 Frequency Drop after Generation Unit Trip

しかしながら、周波数低下面のみを考慮して、単機容量を小さくすれば、発電機効率面からは、不利となるため、その決定には、総合的な判断が必要である。

周波数低下対策として、発電機事故時の負荷遮断を 2007 年まで、ある程度（約 10 MW 以下）許容すれば、単機容量を約 30 MWとすることができ、比較的効率のよいプラントを利用できる。

2.4. 関連送変電プロジェクトに関する情報

本開発計画調査の実施の前提条件として、シアヌークヴィル～プノンペン間の送・変電設備は、世界銀行のプロジェクトにより実施されることとなっていたため、JICA 調査団は世界銀行の該当プロジェクト “Cambodia Rural Electrification and Transmission Project” (RE & T Project) に関する情報を入手すると共に、その他関連情報収集も行った。

2001 年 11 月時点までに入手した情報を下記に示す。

2.4.1. 世界銀行の送・変電プロジェクトに関する情報

(1) プロジェクトの対象範囲

RE&T Project は次の 3 つの構成要素から成っている。

Rural electrification component (地方電化)

Transmission component (送変電)

Technical assistance (技術援助・指導)

送・変電設備は上記の Transmission component に相当し、下記の設備，システムから成っている。

- プノンペンより Takeo を経て 베트남へと連絡する全長約 109 km の 220 kV 送電線 (Takeo に中間変電所を設ける)。
- 220/110/22 kV 西部プノンペン変電所。
- プノンペン地域の 115 kV 回線の補強と、西部プノンペン変電所と既設 GS1 , GS2 および GS3 との連絡送電線。

当初の計画では、2003 年までにプノンペン～シアヌークヴィル間の送電線を建設することになっていたが、この計画は既に変更され、Takeo から Kampot への送電線並びに Kampot からシアヌークヴィルへの送電線は現時点の範囲 (Phase 1) には含まれておらず、第 2 段階の候補プロジェクトのひとつとして位置付けられている。従って、シアヌークヴィルでの発電所建設のためには、これら含まれていない送電線の Feasibility Study (含む EIA) を別途実施する必要がある。

コンサルタントのレポートではシアヌークヴィル発電所の建設推奨時期は 2007

年に 30 MW となっている。

(2) 資金計画

RE&T Project のプロジェクトコスト総額は建中金利、予備費を含め 89 百万ドルと予想されている。資金調達先としては、カンボディア自国資金の他、国際協力銀行 (JBIC)、International Development Association (IDA)、Global Environmental Facility (GEF) を予定している。この内、送・変電プロジェクトは約 44 百万ドルで、JBIC と IDA の協調融資で賄うこととなっているが、世界銀行 / JBIC 間の合意はまだ得られていない。

(3) プロジェクトのスケジュール

実施スケジュールは下記となっていた。

Pre-appraisal mission	2001 年 2 月 (完了)
コンサルタントの最終報告書	2000 年 12 月 - 2001 年 3 月 (完了)
Project appraisal	2001 年 4 月
Board approval	2001 年 7 月

送・変電設備の完成は 2003 年中とされていた。しかしながら、上記プロジェクト実施スケジュールは JBIC と世界銀行の協調融資についての意見調整が整わないため、既に遅れている。世界銀行は公式に JBIC に対し融資設定依頼を行っているが、JBIC はプノンペン市配電システムについて下記の問題点を指摘し、これらの問題解決の目途が立った後に協調融資につき再検討することとしている。

- 頻発する停電
- 不安定な電圧，周波数
- システムの状態を分析するために必要なデータ・情報の欠如

上記の事情により、プロジェクトの実施スケジュールはさらに遅れる事が予想され、当プロジェクトの最新レポートでは完成時期は既に 2004 年中に変更されている。

(4) ヴィエトナム側の計画状況

RE&T Project の送電線はヴィエトナムの Chau Doc 変電所へと連絡されることとなっているが、それぞれ国境を挟み、カンボディア側はカンボディアの、ヴィエトナム側はヴィエトナムの責任で建設することとなっている。ヴィエトナム側送電線は、さらに Chau Doc から Thot Not 変電所を経て O Mon 発電所へと連絡されることとなっている。

2001 年 6 月時点でのヴィエトナムの電源開発計画によると、これらの計画は下記の通りとなっている。

O Mon 発電所, 油 - ガス焚 600 MW	2004 - 2005 年
O Mon - Thot Not T/L, 220 kV 2 回線 (28 km)	2004 年
Thot Not - Chau Doc - Tinh Bien T/L, 220 kV 2 回線 (96 km)	2003 年
Thot Not 変電所	2002 - 2003 年
Chau Doc 変電所	2003 - 2004 年

なお、Thot Not - Chau Doc - Tinh Bien 送電線は世界銀行案件で実施されることとなっている。

2.4.2. Takeo からシアヌークヴィルへの送電線

Takeo から Kampot (Takeo からシアヌークヴィルへ至るほぼ中間点) までの送電線については、ドイツの無償援助で 220 kV × 2 回線が 2004 年までに建設されることとなっているが、Kampot からシアヌークヴィルへと連絡する送電線の具体的な計画は今のところない。

Fig.2.4-1 に上記送・変電プロジェクトとシアヌークヴィル発電所との位置関係を示す。

第 3 章 最適発電方式の選定

3. 最適発電方式の選定

3.1. 燃 料

3.1.1. 利用可能な燃料

火力発電用として一般に使用されている燃料としては、重油，ディーゼル油，ナフサ，天然ガス，液化天然ガスそして石炭があるが、本プロジェクト用としては、現在では重油とディーゼル油が、近い将来にはこれに天然ガスの追加利用が考えられる。

(1) 重油，ディーゼル油，ナフサ

カンボディアで最近消費されている商用エネルギー源は液体燃料で、それらは皆輸入である。1995年にカンボディアではガソリン 36,000 トン（輸入液体燃料の 21.7%），灯油 41,000 トン（24.7%），ディーゼル油 40,000 トン（24.1%），重油 46,000 トン（27.7%），その他 3,000 トン（1.8%）を輸入した（国連“Energy Statistics Yearbook 1988～1995”より）。

これらの輸入燃料のうち火力発電用としては、ディーゼル油と重油が燃料として利用可能である。IPP2 が主燃料として考えていたナフサは、シンガポールで購入することが出来るが^注、ディーゼル油に比較して価格も高く、その上揮発性が高く、取扱いに特別の注意を要するので、その優位性が少ない。1999年12月における百万 BTU 当りの価格はナフサ 5 ドル，ディーゼル油 4.6 ドル，重油 3.5 ドルである。

注：IPP2 の契約は 2001 年 7 月現在保留となっている。

カンボディアはこれらの燃料をシンガポール，タイおよびヴィエトナムより輸入しており、その販売会社として Sokimex，SHELL，CALTEX，TELA，CUPL 等がある。

輸入石油製品は本プロジェクトの建設予定地の近くにある Sokimex 石油ターミナルにて船から荷下しされるかメコン川を溯ってバークからプノンペンに荷下しされて、その後はタンクローリー車にて発電所等の顧客に運ばれている。このタンクローリー車の容量はほとんどが 12 または 16 kl 用のもので、38 kl 用のものは

Sokimex が 5 台持っているだけである。鉄道による輸送もシアヌークヴィル～プノンペン間の路線から Sokimex 石油ターミナルに引込線があるので利用可能ではあるが台車は皆古く、かなりの修理が必要となろう。容量は 72 kl である。

Sokimex 石油ターミナルは、ガソリン、ディーゼル油および重油を取扱っている。その荷揚装置からは Sokimex のほか SHELL、CALTEX そして TELA に石油製品が荷揚げされている。ここではナフサを取扱ったことはないが Sokimex は需要さえあれば扱っても良いといている。Sokimex の貯油タンクは重油用の 5,400 m³ × 3 基（合計 16,200 m³）、ディーゼル用の 10,500 m³ × 1 基および 6,500 m³ × 3 基（合計 49,500 m³）そしてガソリン用の 2,000 m³ × 2 基および 1,030 m³ × 2 基（合計 72,000 m³）がある。合計 72,000 m³ の総容量であったが、2000 年末には更に 25,000 m³ のタンクが 1 基完成した。現在更に同容量のタンクを 3 基追加する計画がある。これらの追加タンクはディーゼル用に使用される予定である。

また、2001 年 4 月には 46,000 DWT タンカーが接続可能な荷揚設備が完成した。これにより既設の最大 5,000 DWT タンカー用の荷揚設備は廃止されることになる。

この旧設備は Sokimex の 1,500 DWT タンカー用の固定式荷揚設備と Sokimex と SHELL の共同で建設された 5,000 DWT 用の浮上式荷揚設備とがある。1,500 DWT および 5,000 DWT タンカーからの荷揚時間はそれぞれ約 6 時間および 12 ~ 16 時間である。

(2) 天然ガス

(a) カンボディア領域内での開発

(i) ガス開発の現状

現段階ではカンボディア領域内の商業ベースに乗る油やガス田の開発は行われていない。

外国の 4 企業は 7 年に及ぶ探索作業で、カンボディア領海内の油やガスの見込みのある場所で 9 ヶ所の井戸を掘ったが、結局 1998 年にすべてカンボディアでの開発から手を引いた。それは、油やガスの埋蔵量が少ない上、油の国際価格が下がりカンボディアでの開発が経済的に成立しないと判断したためである。

オーストラリアの石油会社 Woodside 社は、1998 年にカンボディア政府と沖合の第 5 および第 6 ブロックの生産物割当契約 (PSC) を結び 2 次元地震探査を実施 (井戸掘りは行わず) したが、この鉱区ではガス / 油があまり期待できないため政府との契約を解除した。

2001 年 6 月にカンボディア政府と Woodside は Koah Tang , Koah Pring , Apsara , Poulo Wai , Angkor および DA を含む第 1 ~ 4 鉱区内に新しい区域を設けて新たに開発合意に向けて協議中である (Fig.3.1-1 参照)。

Woodside 社は過去のデータからこの新鉱区での埋蔵ガス量を 2.7 TCF と推定している。 (Table 3.1-1 参照)。

180 MW ガスタービンコンバインドサイクル発電所のガス消費量は年間およそ 10 BCF なので、一番大きな Angkor-1 の区域で約 55 年分あることになる。Woodside 社は、この地区での各井戸の平均生産量は約 3.5 BCF , 寿命は 2 年と推定しており、その規模は比較的小さい。このことは 25 年のプラント寿命中に、試掘井から生産井への井戸掘削成功率を考慮すると、180 MW 用には約 100 本の井戸が必要となることを意味する。

契約発効後は Woodside 社は直ちに地震探査を開始し引続き探索井戸 , 評価井戸そして生産井戸の掘削に入るとのことで、2001 年 8 月の段階で、同社は 2002 年の第 1 四半期にまず 2 本の井戸を試掘し、その後 4 本を追加掘削し、2006 年に生産を開始することを目論んでいる。

一般に、商業生産までには Fig.3.1-2 に示す如く約 4 ~ 5 年は必要となる。

CNPA はこの契約が 2001 年 7 月に発効されることを期待していたが、しかし、将来のカンボディアでのガスの需要量と密接に関係する価格設定の難しさのため契約は遅れつつある。数百万ドルもする井戸掘削 , プラットフォーム設置 , パイプライン費用をガス価格で回収せねばならず、もしガス消費量が少ないとガス価格を高騰させ、交渉が暗礁に乗り上げる可能性が高いからである。

Table 3.1-1 Recoverable Gas Reserve

Field	Natural Gas (BCF)
Koah Tang	335
Koah Tang Southwest	260
Koah Tang Northeast	255
Total of Koah Tang Fields	850
Koah Pring East-1	137
Koah Pring East-2	91
Total of Koah Pring Fields	228
Koah Poulo Wai North	150
Koah Pulo Wai	260
Total of Koah Poulo Fields	410
Apsara 1	312
Angkor 1	577
Da 1	309
Total of Aspara, Ankor and Da Fields	1,198
Grand Total	2,686

(BCF : Billion cubic feet)

(Source : CNPA)

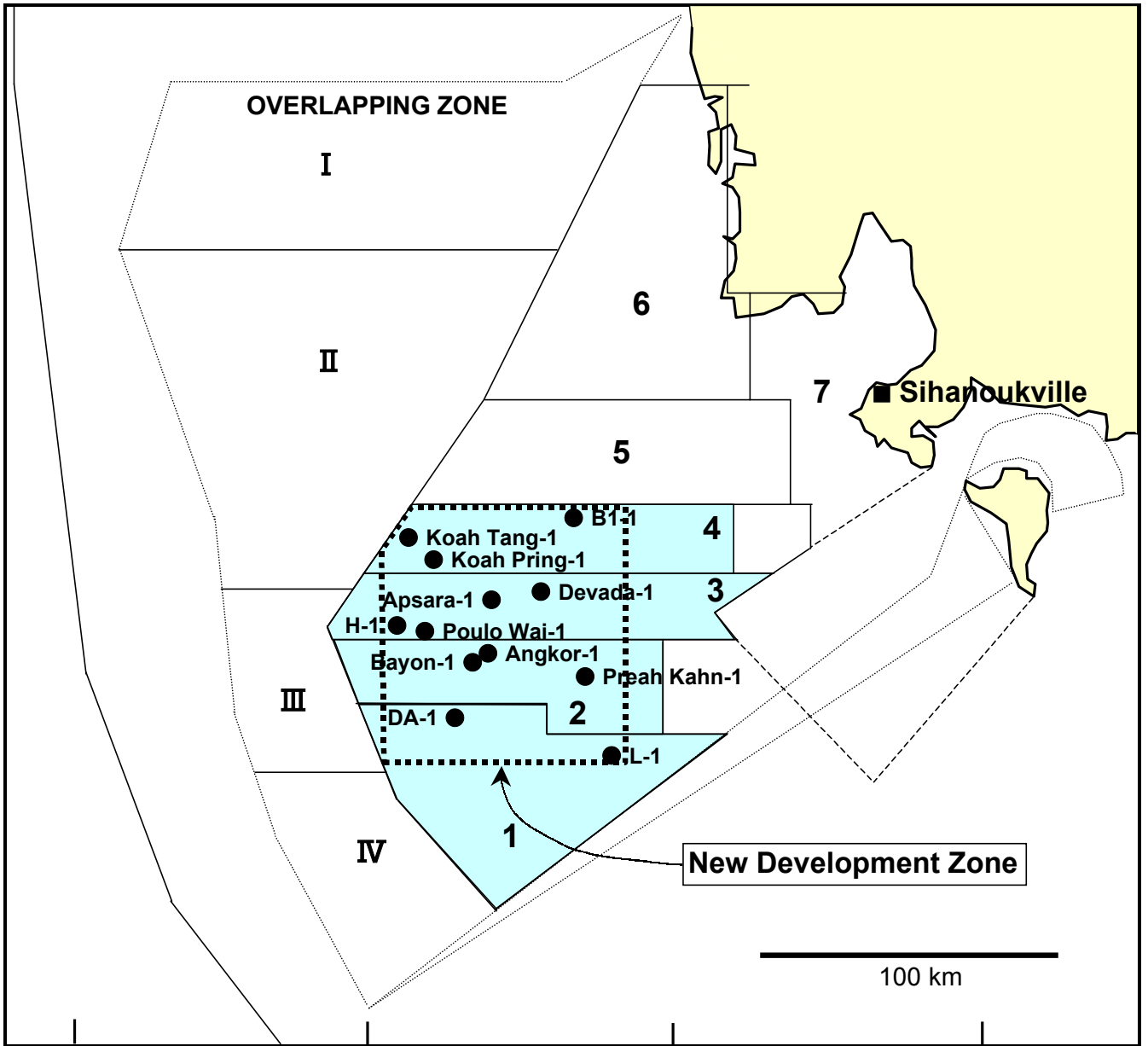


Fig.3.1-1 Gas and Oil Blocks (Offshore) in Cambodia

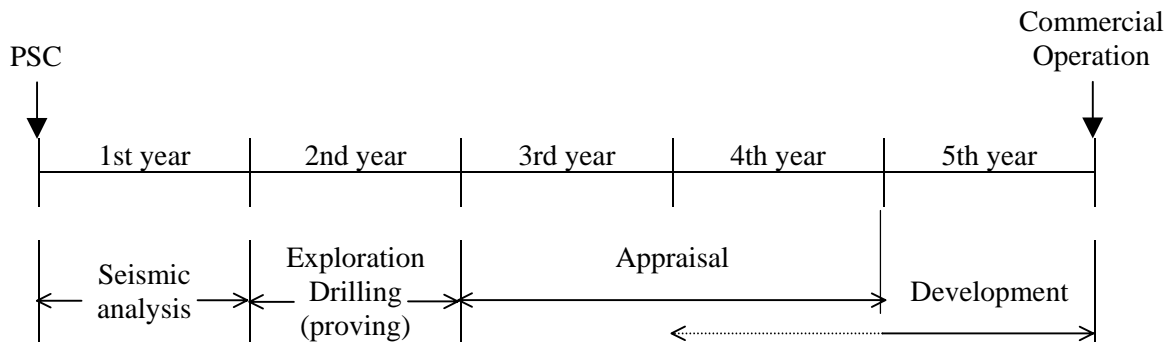


Fig.3.1-2 Natural Gas Development Schedule

(ii) ガスおよび油の開発の歴史

カンボディアでのガス/油の開発の歴史はそう古くはなく、1950年代にフランス、中国、ポーランド、旧ソ連等により陸上・沖合の天然資源調査が実施されたことに始る。しかしながら、この調査は大規模なものではなく、かつ、ある限られた区域でのものであった。

大規模な調査は1969年に当時のカンボディア政府がフランスの会社に油開発の権利を与えたことにより転換期を迎えることになった。

1969年から1970年初頭にフランスの Elf Aquitaine 社はタイ湾内で地震探査を実施し、3本の井戸を試掘した。しかし、結果は失敗に終わった。1974年に同社は Esso とコンソーシアムを組んで地震探査と2本の井戸を掘り少量ながら油を発見した。しかし地域紛争の激化により急速に油田開発は落込み、遂には完全に停止した。

1988年に入りソ連とカンボディアの地質学者達が国全体の地質調査を実施した。ガスや油は発見されなかったが、その存在の可能性には期待が持てた。ソ連の学者は6ヶ所の堆積層に油やガス層があると判断した。East West Center は原油 50 ~ 100 百万バレル、天然ガス 1,500 ~ 3,500 BCF の埋蔵量を予想した。

1991年10月のパリ国際会議での総括的平和合意により、カンボディアは大規模な油/ガス開発に再出発した。工業省は外国の石油開発企業に門戸を開き、開発権を入札にかけた。開発区域はソ連チームが目星をつけた堆積層で26鉱区（海上7鉱区、陸上19鉱区）に分けられた。当初は多数の企業が参加の意思表示をしたが、政治不安定のためその

数は後日減少した。1991年に結局次の3企業グループと1開発会社が権利を得た。

- Enterprise Oil Exploration 社（英資本 40%）、Total（仏 30%）British Gas（英 20%）および Compagnie Europeenne des Petroles（仏 10%）の共同企業体：
開発鉱区は第1鉱区（4,700 km²）および第2鉱区（4,900 km²）でシアヌークヴィル港の南西 150 km の沖合。
PSA の期間は 30 年間。
1994 年第 2 鉱区で油層が発見された。9 月に全体的なデータ集積が始った。
- 石油公団 / 石油資源開発 / 日商岩井共同企業体：
第 3 鉱区（4,000 km²）、130 km 沖合のタイ湾内
1994 年 1 月に油の存在を確認したが小規模のため商業ベースに乗らず、第 2 の井戸を掘削中。
- Premier Oil Pacific（英資本 33.3%）、出光（日本 33.3%）、Empoex（豪 33.3%）：
第 4 鉱区（4,775 km²）、タイ湾沖合
1994 年 3 月に油を発見。
- Nawa Oil（ハンガリー）：
第 5 鉱区（タイ湾沖合）と第 9 鉱区（陸上）の権利を得たが、契約不履行により解約となった。

続いて 1992 年に沖合の 2 鉱区と陸上の 18 鉱区が入札にかけられ、Cairn Energy（英）、Marimex BV（蘭）、Technitrade International（蘭）および台湾の共同企業体（Overseas Petroleum Co.社と Chinese Petroleum 社）の 4 企業体が開発権利を得た。しかしながら、台湾の企業体は契約を取止め、2 つのオランダ企業は調印した契約に記載された事項が履行されず契約が破棄された。

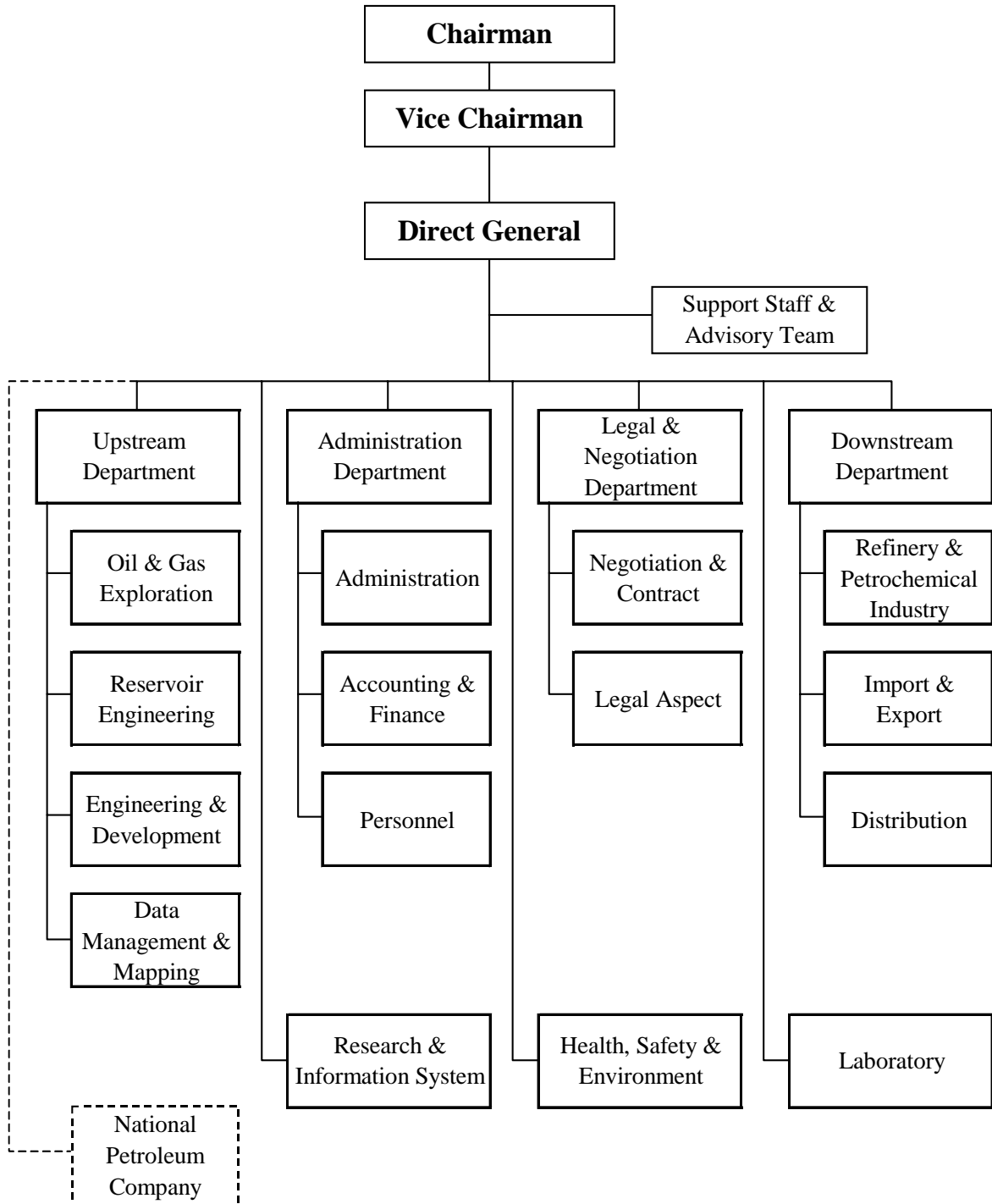
（エネルギー消費効率化等地域情勢現地調査 1999/3 より）

(iii) ガスおよび油開発に係る政府機関

1998 年 12 月にカンボディア政府は、石油開発から市場開発までの全権を所掌する CNPA (Cambodian National Petroleum Authority) を設立した。

Fig.3.1-3 に CNPA の組織図を示す。

(National Petroleum Company を昨年度中に設立予定であったが、2001年6月現在、未だ設立されていない)



Royal Decree on the Nomination of the Board of Management for the Cambodian National Petroleum Authority

Fig.3.1-3 Proposed Organizational Chart of Cambodian National Petroleum Authority

(b) カンボディア / タイ紛争区域での開発

現在までカンボディアとタイの領海区分が確立されていないため、一部開発区域が重複している。この重複地域はタイが既に関し、多くの井戸があるタイ側の地域に隣接しているため、多量の天然ガスが期待されている。日本の企業によると推定埋蔵量は9 TCF とされている。

1970 年代初め両国はそれぞれ 4 つの外国企業体に油 / ガスの開発権利を与えていたが、領域紛争の問題のため開発は未だなされていない。

30 年に及ぶ議論の後 2001 年 6 月に両国は油 / ガスの開発についての合意書に調印した。この海域の主権重複主張に関する “ 理解メモ (MOU) ” によると、

- 1) 紛争解決について双方が合意するまでは油 / ガス田の掘削は行わない。
- 2) 利益配分は両国 50% ずつとする。
- 3) 共同委員会を設けて 4 ヶ月以内に解決のための作業を実施する。

この MOU は暗礁に乗り上げていた主権重複問題解決の糸口となり、大きな前進だが、しかし今のところ基本姿勢を述べているに過ぎない。

一方、タイ政府側は、油 / ガス開発の優先順位を

第 1 位 タイ / マレーシア重複区域

第 2 位 自国内の既設井周辺の再生および開発

とし、第 3 位または第 4 位にカンボディアとの重複区域開発としている。このことは、カンボディア側の委員が強力なリーダーシップを取り、この区域の開発計画を進めない限り、大幅に遅れる可能性が強いことを意味している。

(c) 隣国からの輸入

(i) タイからの輸入

隣国からの輸入に関しては、現時点ではタイが最も可能性の高いガス供給者と考えられる。タイの多くの既存、または開発中のガス田がタイ湾 (Fig.3.1-4 参照) にあり、ここからは海底パイプラインにてガスを直接シアヌークヴィルまで輸送可能である。

JICA 調査団はタイの主たるガス供給者の一つである三井石油開発 (MOECO) に接触し、情報を入手した。MOECO は Unocal Thailand と共同でタイ湾でガスを生産しこれを PTT (Petroleum Authority of Thailand) に供給している。Unocal-MOECO 共同体はタイ国内の最大のガス生産者で、1999 年の実績では 1,000 MMCFD (日量 10 億 ft³) のガスを供給し、この量はタイ国内の 1999 年の全需要の 60%に相当している。従ってタイからガスを輸入する場合は Unocal-MOECO 共同体が最も可能性の高いガス供給者と考えられる。

MOECO は彼等の生産能力から考えると、将来カンボディアへガスを供給することは十分可能であろうと述べている。しかし、タイからガスを輸入するに当たっては、次に示すいくつかの解決されるべき問題点がある。

共同体の一員である Unocal は、シアヌークヴィルに IPP (Independent Power Purchaser) を建設する計画を進めている 4 つの会社グループの一員である。Unocal は本計画に対し燃料供給者として参画している。従って Unocal が本シアヌークヴィルプロジェクトのガス供給者となるためには、先ず IPP プロジェクトに係る協約を解消する必要がある。

一般にタイも含め、他国からガスを輸入する場合には、当該 2 国の燃料取引に関する協約が必要となる。またこの種協約は 2 国間の利害が一致しない場合は、通常締結までに長い時間を要する。つまり、

現時点でのタイ国内の天然ガス供給能力は、最近の経済不況とミャンマーからの Yadana ガスの導入の影響でかなり余裕を持っている。しかし最近タイ政府が天然ガスの利用を推し進めていることと、既存のガス田が次第に枯渇していることにより、2007 ~ 2008 年頃には相当規模の容量を持った新規のガス田が開発される必要があると予想されている。この時期は丁度シアヌークヴィル発電所の予想運転開始時期と一致する可能性がある。従って、タイ政府はカンボディアへのガス供給に関し消極的となる可能性がある。

次に、シアヌークヴィルプロジェクトでのガスの使用量が商業的に成り立つには比較的小さいことが挙げられる。既存のガス田か

らシアヌークヴィルへガスを輸送するには約 300 km のパイプラインが必要となる。300 km の長さそのものはそう長いものではないが、ガス量が少ない（つまりサイズの小さい）パイプラインは単位輸送量当りの建設費が割高となる。Unocal は経済的に成立つガス量は発電所の規模にして約 300 MW と言っている。

タイからのガスの輸入を実現するには以上の問題を早期に解決する必要がある。

(ii) ヴィエトナムからの輸入

現在ヴィエトナムへの天然ガスは全て南シナ海のガス田から供給されている。一方、いくつかの開発者がタイ湾内のヴィエトナム領海内で新しいガス田の開発活動を行っている。MOECO/Unocal/PTTEP/PVE の 4 社連合グループもこの開発者の一つであり、彼等はこの地域からのガスをヴィエトナムのメコンデルタに位置する建設予定のまたは将来建設が期待できる発電所へ供給することを考えている。

彼等は 2000 年にヴィエトナム西部の洋上（シアヌークヴィルからは約 300 km 離れている）で合計 6 ヶ所のテスト井戸を掘り、その結果、約 1 ~ 5 TCF のガスの埋蔵量が期待できるとしている。彼等はこのガスを OMON 火力の 2 期目 (300 MW) と IPP へ 2007 ~ 2008 年頃に供給開始することを目論んでいる。しかし、OMON の 2 期工事建設は未だ確定されておらず、また IPP についても今のところ具体的な計画はない状態である。従って彼等は現在このプロジェクトを実現するために具体的なガス利用者を見つけている段階であり、カンボディアへのガス供給も一つのオプションとして考えている。しかし、このオプションにも前述のタイのケースと同様のヴィエトナム政府の意向に左右される複雑な問題が予想される。

上記の通り、天然ガスの可能性については、現状、自国内の開発、カンボディア / タイ紛争区域での開発、隣国からの輸入とも種々の解決されるべき問題点を抱えている。

いずれのオプションにも共通した問題点はカンボディア国内の天然ガス需要の小ささに起因した経済性確保の難しさである。従って、発電用のみならずガスを使用する産業の導入も考慮し需要を拡大することが天然ガス開発・導入の可能性を大きく前進させる最も大きな要因と考えられる。

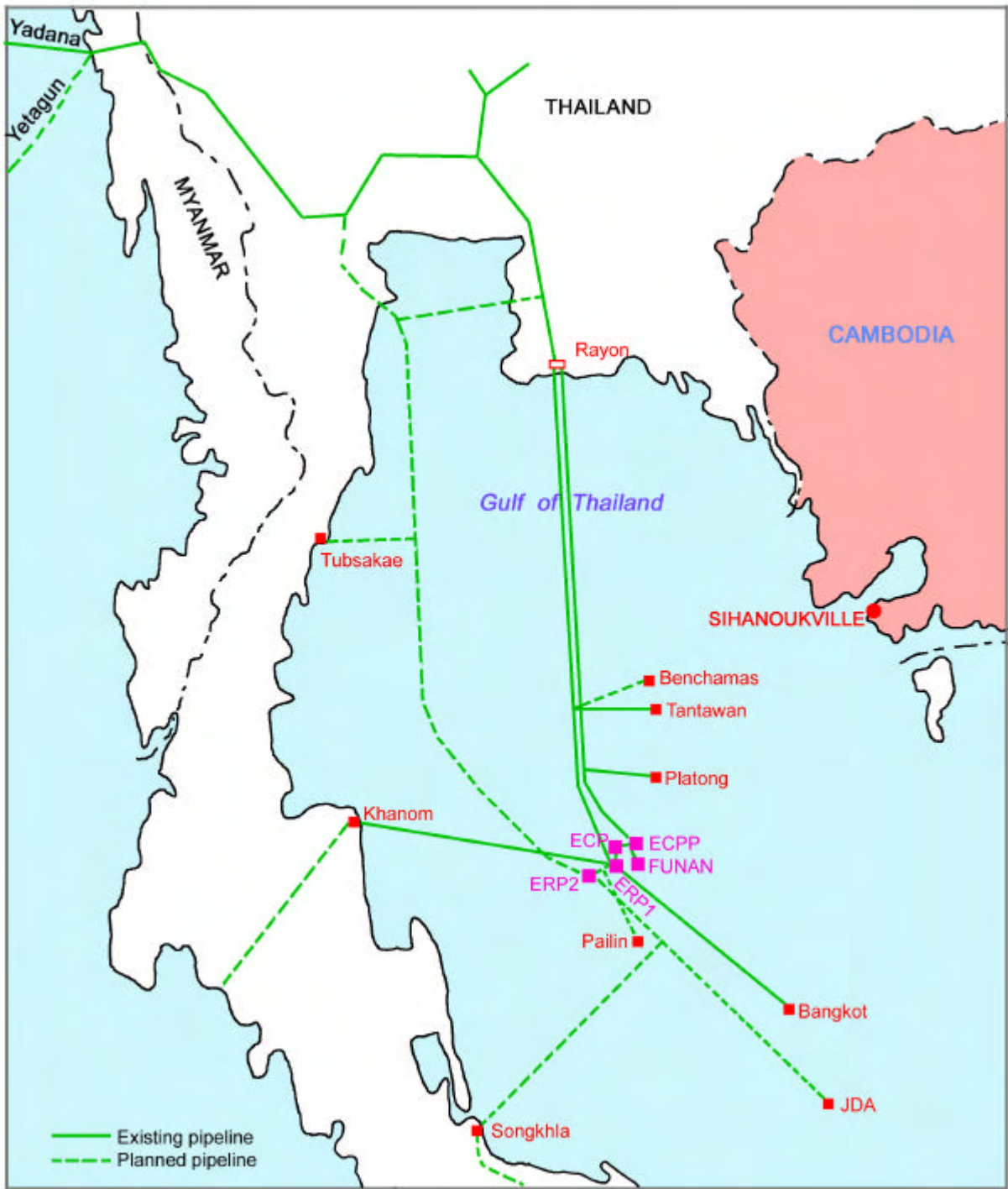


Fig.3.1-4 Natural Gas Fields and Gas Pipelines of Thailand

(3) 液化天然ガス

液化天然ガス (LNG) も現在カンボディアでは、利用出来ない。輸入元はマレーシア、インドネシア、ブルネイ等となるが、LNG バースを含めた受入・貯蔵設備を設ける必要があり、180 MW クラスのもので概略 130 ~ 170 百万ドルのコストが予想される^注。これは発電所の建設コストに相当する巨額となる上、燃料コストも天然ガスより一般に割高であり、本プロジェクトでは検討対象外と判断される。

注：この金額は 65 万トン/年の建設コストの実績値より推定したもので、LNG バース、LNG タンク (40,000 m³)、主要配管、BOG 圧縮機、気化器等の諸設備のほか、制御/電気棟等の建物も含んでいる。

(4) 石炭

石炭の利用は、本プロジェクトの場合、発電所規模が比較的小さいこと、石炭はすべて輸入しなければならない等の経済面からの判断から、可能性は低いと考えられる。カンボディアでは、石炭鉱床の存在の兆候は見られるが、未だ開発には至っていない。従って、石炭を発電用に使用するには全て輸入せねばならず、その上カンボディアには石炭荷揚設備がどこにもないので、その設備から作らねばならない。Stage 3 までこのプラントが完成すると 270 MW となり、そのための港湾、荷揚装置、保管ヤード、灰処理等の新設費用は 130 百万ドル以上と初期投資額を巨大なものとしてしまう。その上、発電プラントそのものの建設コストもガスタービンコンバインドサイクルに比べるとはるかに高くなる。

(5) 結論

以上のことから当発電所用の燃料としては、現段階ではディーゼル油と重油が使用可能であり、これに近い将来天然ガスも使用可能となろう。

3.1.2. 燃料価格

(1) 重油およびディーゼル油

EDC は定期的に Sokimex , CALTEX , SHELL , TOTAL および CUPL 等の石油供給会社により入札を実施し、重油については 2 年間、ディーゼル油については 3 ヶ月間の契約を行っている。

価格構成はシンガポールでの標準価格に輸送費を含めた会社の費用（プレミアム）より成る。プレミアムは契約期間中一定であるが、シンガポールの値段は刻々と変化するので価格は一定にはならない。重油価格の値段の例を Table 3.1-2 に示す。

輸入税，特別税および社会福祉税がこれに加算される。これらの税のうち特別税はガソリンおよび潤滑油のみに適用される。社会福祉税はガソリン，ディーゼルおよび重油に課税される。輸入税は、ディーゼル油が 20%，重油が 7% で VAT は燃料すべてに 10% が適用される（Table 3.1-3 参照）。

課税計算用の基本価格（表の Custom Cost）は実際の燃料の価格ではなく、税関により決められた一定の標準価格である。但し、実際の価格がこの値を上回った場合には、その実際の価格で税金の計算が行われる。

新規プロジェクトの場合最初の 1 年間だけ免税処置が適用される。

Fig.3.1-5 に 1996 年 11 月以降（EDC が購入開始した年）の重油およびディーゼル油の価格を示す（CIF プノンペン，税，VAT 抜き）。過去 5 年間の平均価格は、重油が 154 \$/ton，ディーゼル油が 237 \$/ton であった。

Table 3.1.-2 Example of Heavy Fuel Oil Price

(Unit : \$/MT)

Date	Singapore Market Price		Average
	Low	High	
30th Nov., 1999	138.75	139.75	139.250
01st Dec., 1999	137.50	138.50	138.000
02nd Dec., 1999	139.00	139.25	139.125
03rd Dec., 1999	141.00	141.50	141.250
06th Dec., 1999	142.25	143.00	142.625
Average			140.050
Premium			41.000
Price (CIF at Station)			181.050

Table 3.1-3 Taxes for Fuels

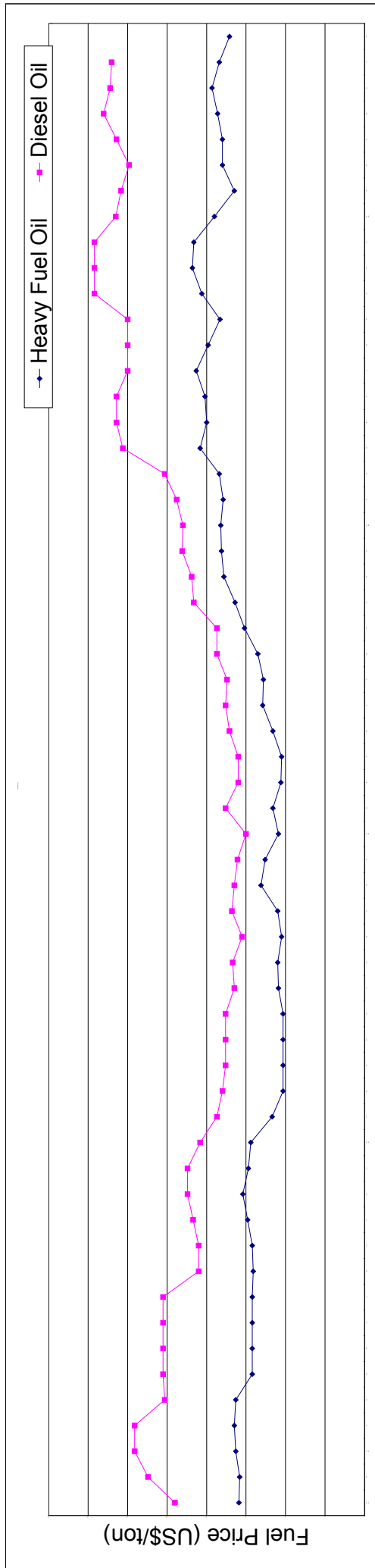
Kind of Fuel	Custom Cost (\$)	Import Tax		Exceptional Tax		Social Funds *1 (\$)	Sub Total	VAT		Grand Total	
		%	Amount (\$)	%	Amount (\$)			%	Amount (\$)	Amount (\$)	%
Gasoline	320	50	160.00	20	96.00	1.10	257.10	10	57.71	314.81	98.4
Diesel Oil	275	20	55.00	-		0.94	55.94	10	33.09	89.03	32.4
Heavy Fuel Oil	129	7	9.03	-		0.81	9.84	10	13.88	23.72	18.4
Gas	325	7	22.75	-			22.75	10	34.78	57.53	17.7
Lubricant	160	20	32.00	20	38.40		70.40	10	23.04	93.44	58.4

Note; *1 : 3 Riel/1

CIF Phnom Penh

FuelType	1996												1997												1998												1999												2000												2001												Ave
	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug																											
Heavy Fuel	159	158	163	165	163	142	142	142	142	141	142	148	154	147	144	117	103	103	103	103	109	110	105	110	110	131	126	109	116	106	105	116	129	128	135	152	164	178	181	182	179	184	208	200	202	213	198	183	206	218	216	190	165	180	180	186	193	184	171	154													
Diesel Oil	240	274	291	291	253	255	255	255	255	210	210	217	224	224	208	187	180	176	176	176	165	167	155	168	165	161	150	176	160	160	171	176	174	187	187	216	219	231	230	238	253	306	314	314	300	300	300	342	342	342	315	308	298	314	330	322	320	237															

Note: The above fuel prices exclude tax and duties.



Source: Information from EDC

Fig. 3.1-5 Fuel Price in Phnom Penh (CIF) Purchased from CUPL

(2) 天然ガス

天然ガスは、現在カンボディアでは使われていないので、指標価格も存在しない。サイト渡しのガス価格は、井戸元のガス価格に海底のガスパイプライン費用が加算されたものとなる。

井戸元のガス価格は、タイ湾の最大の供給者である UNOCAL (タイの消費量 1,800 MMCFD のうち 1,000 MMCFD を供給している) の持つ最大の Erawan ガス田で、2.2 \$/MMBTU 以下であり、その他のタイ湾内の平均はおよそ 2.5 \$/MMBTU である。

Erawan ガス田の費用が安いのは 1,000 本以上の井戸掘削によるコストダウンの結果であろう。

ミャンマーからの Yadana ガスは、タイとの国境価格で 2.5 \$/MMBTU で、ヴェトナム南部の UNOCAL が計画中のものは 750 MW ~ 800 MW クラス用のもので、2.5 ~ 3 \$/MMBTU と予想されている。

カンボディアでガスを開発するとした場合、各井戸の容量が比較的小さく、井戸掘削費用がかさむことが考えられるので、井戸元で 2.5 ~ 3.0 \$/MMBTU 前後になるのではないかと予想される。

一方、ガス田からシアヌークヴィルへのガスパイプライン建設費は CNPA および Woodside 社によると 24 インチ × 170 km で、約 140 百万ドルと見積られている。この金額はタイ国内での実績 24 インチ × 120 km よりの推定価格 158 百万ドルの約 9 割であり妥当な値と言えよう。

この見積値から 270 MW 用のパイプサイズ 12 インチの価格を推定すると、約 90 百万ドルとなる。これによる燃料単価への上乗せ分は、割引率 15% , 回収期間を 20 年とすると、プラントの運転負荷にもよるが、1.0 ~ 1.5 \$/MMBTU に相当する。

従って、発電所サイトでの価格としては償却年限や井戸掘削費用にもよるが目安としては 3.5 ~ 4.5 \$/MMBTU 前後になると思われる。

3.1.3. 燃料分析値例

Tables 3.1-4 , 3.1-5 に重油およびディーゼル油の仕様を示す。

注：本 Table ではディーゼル油の硫黄分が 0.5%以下となっているが、後述の如く環境法で 0.2%以下の規制となった。

Tables 3.1-6 , 3.1-7 は Sokimex による分析結果例を示す。特に Table 3.1-6 の高速ディーゼル油は硫黄含有率が仕様の 0.25%以下に対して 0.03%と非常に低い値を示している。

Table 3.1-8 はシンガポールから輸入されている重油およびディーゼル油の分析値であるが、ディーゼル油の硫黄分は 0.7%以下と高い値を示している。油の標準仕様は各タンク車毎に実施されるが Sokimex 石油ターミナルには分析装置がないので、ブロンペンで分析している。

2000 年に素案が作成された環境法が 2001 年に無修正で承認された。これには燃料に含まれる硫黄分および鉛分が制限値が記載されている (Table 3.1-9 参照)。

これによると、ディーゼル油に含まれる硫黄分の制限は 0.2% である。タイから輸入する場合はタイの法律により更に低く制限されているので問題ないが、เวียดนามやシンガポールから輸入する場合は注意を要す。

Table 3.1-10 にタイ湾における天然ガスの成分値の一例を示す。同湾より噴出するガスの組成は地区により大きく異なり、一般に北部では CO₂分は少ないが油分が多く、南部では CO₂分が多くなり油分は減少する。インドネシア近くでは CO₂分が 70%近い所もある。現在カンボディアが開発を進めようとしている地域は CO₂分および油分が混り合う所と予想され、実際の井戸からのガス分析値を注視する必要がある。

Table 3.1-4 Distillate Fuel Quality Specification

	Unit	Test Methods	Limits
Kinematic Viscosity at 40°C	cSt	ASTM D445	1.7 - 5.50
Density at 15°C	kg/l	ASTM D1298	0.820 - 0.870
Gross Calorific Value	Btu/lb	ASTM D240	19,100
Sulphur	wt%	ASTM D1266	0.50 max
Ash	wt%	ASTM D482	0.01 max
Microcarbon Residue	% max.	ASTM D4530	0.05 max
Sediment by Extraction	wt%	ASTM D473	0.01 max
Water by Distillation	vol%	ASTM D95	0.05 max
Flash Point	°C	ASTM D93	66 min
Pour Point	°C	ASTM D97	9 max
Cetane Index	-	ASTM D976	45.5 min
Colour	-	ASTM D1500	2.0 max
Distillation, 90% recovery	°C	ASTM D86	370 max
Corrosion, Copper (3h@ 100°C)	-	ASTM D130	1 max
Strong Acid Number	mgKOH/g	ASTM D974	nil
Total Acid Number	mgKOH/g	ASTM D974	0.25 max

(Source : EDC)

Table 3.1-5 Fuel Oil Quality Specification

	Unit	Test Methods		Limits
Kinematic Viscosity at 50°C	cSt	IP 71	ASTM D445	180 max
Flash Point (PMCC)	°C	IP 34	ASTM D93	66 min
Relative Density at 15.6/15.6°C	kg/l	IP 160	ASTM D1298	0.95 max
Pour Point	°C	IP 15	ASTM D97	21 max
Sulphur	wt%	IP 61	ASTM D1266	3.5 max. 3.0 annual average
Vanadium	mg/kg	IP 285T	ASTM D1548	95 max
Sodium	mg/kg	IP 288T	ASTM D1318	50 max
Carbon Residue (Conradson)	wt%	IP 13	ASTM D189	13.0 max
Sediment by Extraction	wt%	IP 53	ASTM D473	0.10 max
Ash	wt%	IP 4	ASTM D482	0.10 max
Water by Distillation	vol%	IP 74	ASTM D95	0.50 max
Gross Calorific Value	Btu/lb	IP 12	ASTM D240	18,500 min
Asphaltenes	wt%	IP 143/84		5 max
Aluminium & Silicon	mg/kg	IP 377	ASTM D5484	60 max

(Source : EDC)

Table 3.1-6 Analysis Data of High Speed Diesel Fuel

Tested by Alliance Refining Company Limited

Property	Units	Test Method	Specified Value	Result
Appearance	-	Visual	Pass	Pass
Ash	wt%	ASTM D482	0.01 max	<0.001 ^{*1}
Carbon Residue on 10% Distillation Residue, Micro Method	wt%	ASTM D4530	0.05 max	0 ^{*1}
Calculated Cetane Index or Cetane Number	-	ASTM D976 or ASTM D613	47 min	56.49
Color, ASTM	-	ASTM D1500	2.0 max	0.5
Corrosion, Copper Strip 3 hr. at 50°C	-	ASTM D130	1 max	1a
Density at 15°C	g/ml	ASTM D4052	0.810 - 0.870	0.8297
Distillation : 10% Recovered 50% Recovered 90% Recovered 95% Recovered	°C	ASTM D86	357 max	217.8 278.5 350.1 366.5
Flash Point	°C	ASTM D93	66 min	73.5
Pour Point	°C	ASTM D97	9 max	-9
Sulfur Content	wt%	IP336	0.25 max	0.03
Viscosity, Kinematic at 40	cSt	ASTM D445	1.8 - 4.1	3.196
Water & Sediment	vol%	ASTM D2709	0.05 max	0.005

(Source : Sokimex)

Sampling Date : 19 Feb., 2000

*1 This test is performed on a 6-monthly basis. The result was obtained from sample dated 03 Dec., 1999.

Table 3.1-7 Analysis Data of Fuel Oil No.2

Tested by Alliance Refining Company Limited

Property	Units	Test Method	Specified Value	Result
Ash	wt%	ASTM D482	0.1 max	0.018 * ¹
Density at 15°C	g/ml	ASTM D4052	0.990 max	0.9361
Flash Point	°C	ASTM D93	60 min	62.5
Heat of Combustion, Gross	kcal/kg	ASTM D4868	9,900 min	10,407
Pour Point - Summer (1 March - 31 October) - Winter (1 November - 28 February)	°C	ASTM D97	24 max 18 max	-9 * ²
Sodium plus Vanadium	mg/kg	IP 288	200 max	23.2
Sulfur Content	wt%	ASTM D4294	2.0 max	1.75
Viscosity, Kinematic at 50	cSt	ASTM D445	90 - 180	168.9
Water & Sediment	vol%	ASTM D1796	1.0 max	0.10

(Source : Sokimex)

Sampling Date : 25 Dec., 1999

*1 This test is performed on a 6-monthly basis. The result was obtained from sample dated 09 July, 1999.

*2 This test is performed on a monthly basis. The result was obtained from sample dated 01 Dec., 1999.

Table 3.1-8 Standard Specification for Singapore Oil

Diesel Oil

No.	Test Definition	Method ASTM	Range	Type
1	Appearance	Visual	-	
2	Color ASTM	D-1500	Max.	1.5
3	Density at 15°C	D-1298	Max.	0.8500
4	Copper Corrosion (3h, 50°C)	D-130	Max.	No.1
5	Distillation - I.B.P, °C - 10%, °C - 50%, °C - 90%, °C	D-86	Min. Max. Max. Max. Max.	150 170 230 300 365
6	Flash Point	D-93	Min.	60
7	Pour Point, °C	D-97	Max.	+10
8	Ash Content, %WT	D-482	Max.	0.01
9	Water Andsediment, 5 vol.	D-1796	Max.	0.05
10	Sulfur Content, % WT	D-1216	Max.	0.70
11	Cetane Inde	D-976	Min.	45
12	Water by Distillation	D-95	Max.	0.50
13	Acid Number, mgKOH/g	D-664	Max.	0.25
14	Carbon Residue, % WT	D-189	Max.	0.05
15	Kinematic Viscosity at 40°C, cst	D-445	Max. Min.	1.4 5.0

(Source : EDC)

Heavy Fuel Oil

No.	Test Definition	Method ASTM	Range	Type
1	Density at 15°C	D-198	Max.	0.985
2	Flash Point, °C	D-93	Min.	60
3	Pour Point, °C	D-97	Max.	15
4	Sulfur Content, % WT	D-1266	Max.	3.5
5	Ash, % WT	D-482	Max.	0.1
6	Sediment by Extraction % vol.	D-96	Max.	0.25
7	Water by Distillation, % vol.	D-95	Max.	1.0
8	Kinematic Viscosity at 40°C, cst	D-445	Max.	170
9	Carbon Residue, % WT	D-189	Max.	8.0

(Source : EDC)

Table 3.1-9 Sulfur and Lead Standard permitted to fuel and Other Combustion Substances

No.	Combustion Substance	Sulfur (S)	Lead (Pb)
1	Dark fuel	1.0%	
2	Diesel	0.2%	
3	Petrol	-	0.15 g.l
4	Coal	1.5%	

Remark : This standard applied to control concentrations of sulfur, lead, Benzene and hydrocarbons contains in fuel and coals.

(Source : Cambodian Environmental Law)

Table 3.1-10 Properties of Typical Natural Gas

Components	Unit	
CO ₂	vol. %	1.65
N ₂	vol. %	1.92
CH ₄	vol. %	95.49
C ₂ H ₆	vol. %	0.72
C ₃ H ₈	vol. %	0.07
C ₄ H ₁₀	vol. %	0.02
C ₅ H ₁₂	vol. %	0.10
High Heating Value	kJ/Nm ³	38,700
Low Heating Value	kJ/Nm ³	34,920

3.2. 対象とする発電方式の概要

現在、世界中で事業用発電設備に使用されている火力発電方式には、

- 通常火力発電
- ガスタービンコンバインドサイクル発電
- ディーゼル発電
- オープンサイクルガスタービン発電（ガスタービン単独）

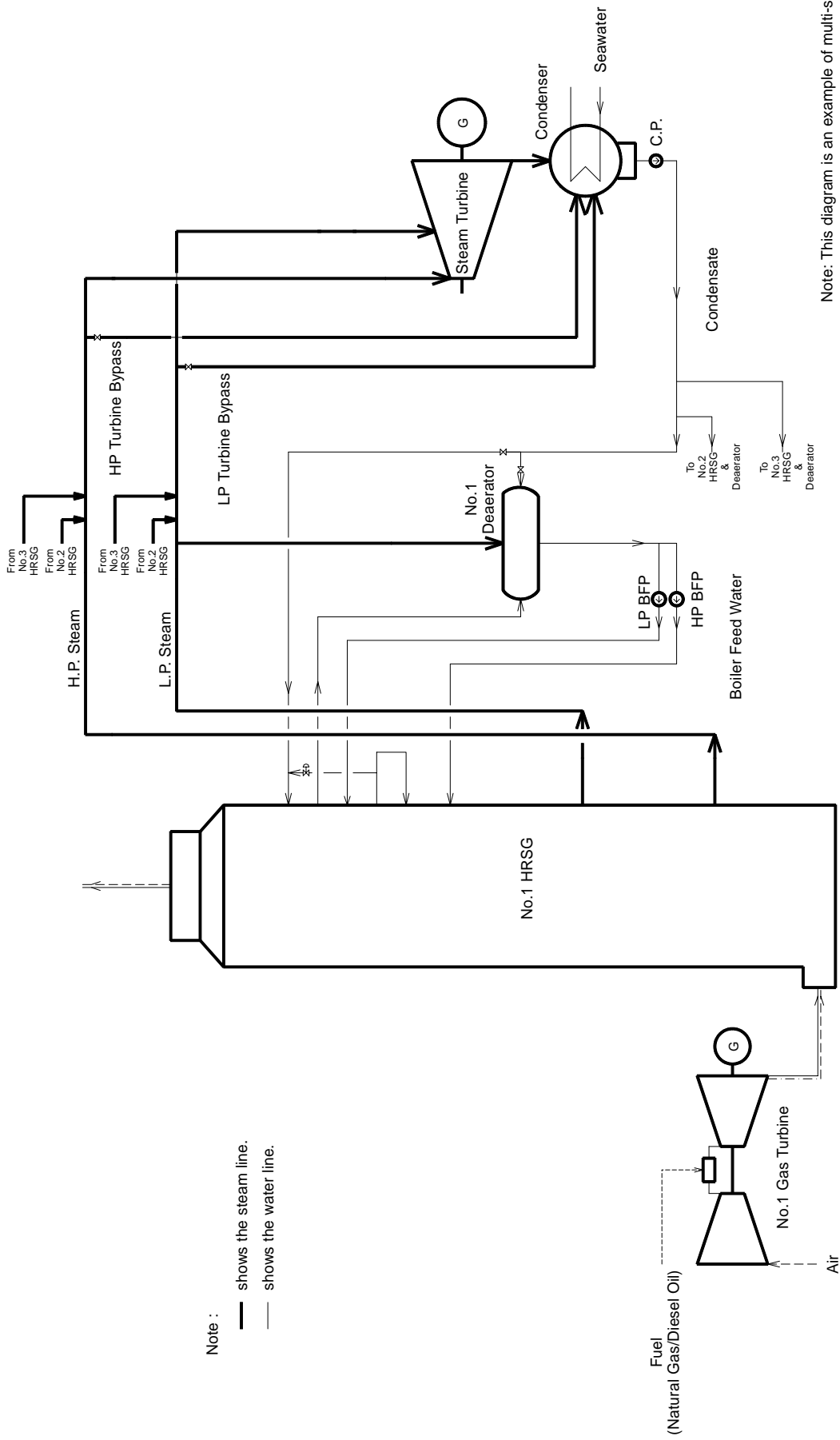
等がある。

この中で、通常火力発電は石炭、石油、天然ガス等多様な燃料が使用可能であり、最も幅広く使用されている。天然ガス、ディーゼル油等クリーンな燃料が入手できる地域では、熱効率の高いガスタービンコンバインドサイクル発電が多く用いられる。ディーゼル発電は主に分散型電源として使用されている。オープンサイクルガスタービン発電は、他の方式と比較して発電熱効率が低いので、主にピークロード用として使用されることが多い。

本調査では、シアヌークヴィルに建設するベースロード型発電設備の型式の検討を行うことから、効率の低いオープンサイクルガスタービン発電を除く上記の 3 種類の発電方式（通常火力発電、ガスタービンコンバインドサイクル発電、ディーゼル発電）を比較検討する。

3.2.1. **ガスタービンコンバインドサイクル発電**

ガスタービンコンバインドサイクル（以下 GTCC）の主な構成機器は、ガスタービン、排熱回収ボイラ（HRSG）、蒸気タービン、発電機である。GTCC の概略系統を Fig. 3.2-1 に示す。燃料は燃焼器によりガスタービンで燃焼され、燃焼ガスはタービン、発電機を回転させる。これが発電の第一段階である。その後、排ガスは HRSG に流入し、伝熱管内部の水を加熱する。水は蒸気へと変化し、蒸気タービンに導かれて蒸気タービンと発電機を回転させる。これが発電の第二段階である。



Note: This diagram is an example of multi-shaft type.

Fig.3.2-1 System Diagram of Gas Turbine Combined Cycle Power Plant

3.2.2. ディーゼル発電

ディーゼル発電はディーゼル機関，発電機から構成される。ディーゼル機関は自動車から船舶，発電用の原動機として用いられている。ディーゼル発電の概略系統を Fig.3.2-2 に示す。発電用ディーゼル機関には高速，中速，低速の三種類があるが、高速ディーゼルは、ごく小容量であるため本検討では除外する。一般的に回転数が 400 ~ 700 rpm 程度のものを中速ディーゼル，150 rpm 程度のものを低速ディーゼルと称している。低速ディーゼルは高い熱効率を有するが、価格が高い。カンボディアで通常用いられているのは中速ディーゼルである。

ディーゼル発電機の単機容量は中速で約 20 MW以下、低速では最大で 50 MW程度であり、大容量発電所に適用するには多数の設備を設置する必要があるため、スケールメリットを享受できなく、大容量発電には適さない。

3.2.3. 汽力発電（コンベンショナル）

汽力発電設備の主な構成機器はボイラ，蒸気タービン，発電機である。汽力発電設備の概略系統を Fig.3.2-3 に示す。ボイラのバーナーで燃料を燃焼させ、ボイラの伝熱管内の水を加熱する。水は蒸気に変化し、蒸気タービンに導かれて蒸気タービン発電機を回転させて発電する。

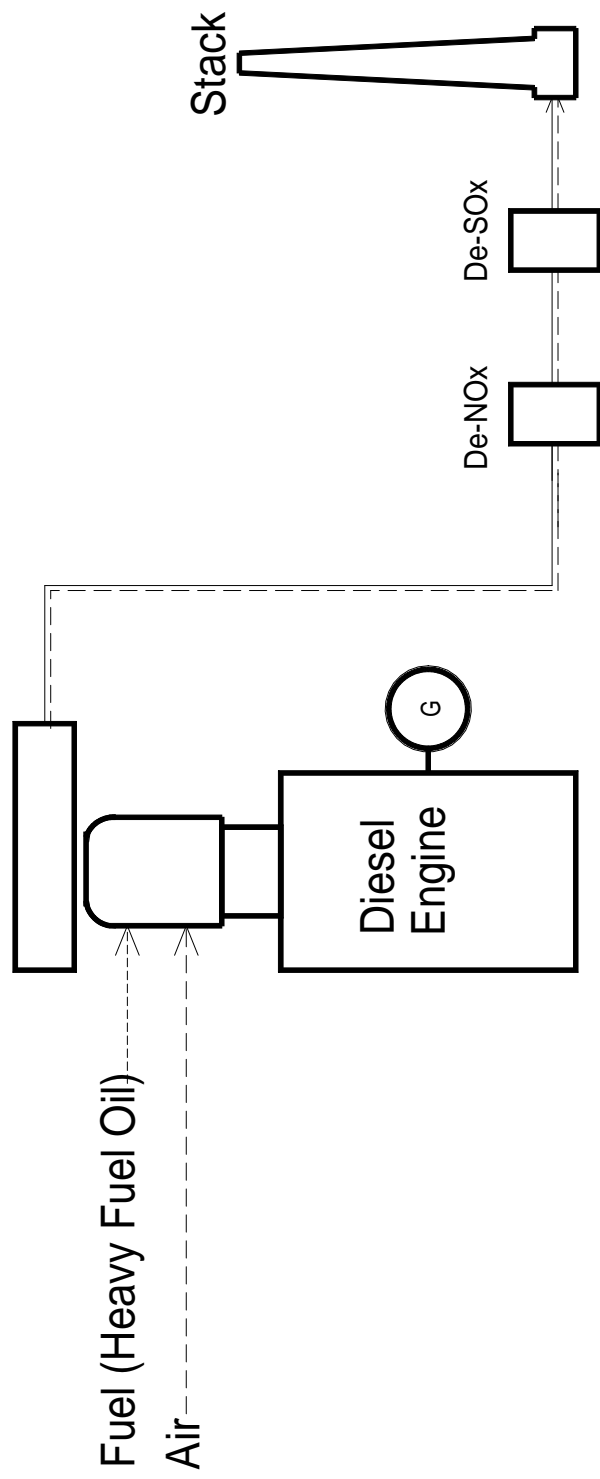


Fig.3.2-2 System Diagram of Diesel Power Plant

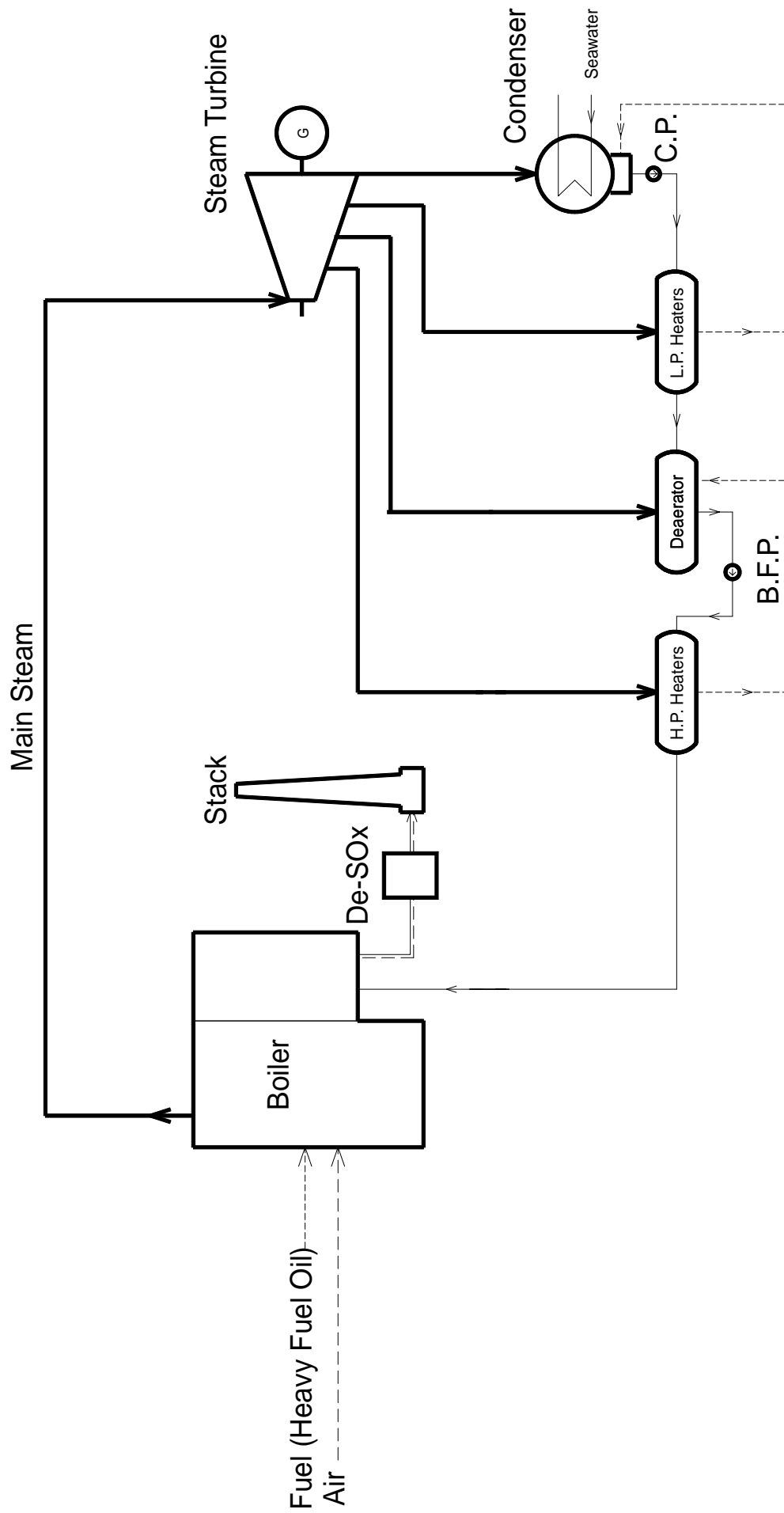


Fig.3.2-3 System Diagram of Conventional Power Plant

3.3. 各発電方式の技術面、環境面での比較

3.3.1. 各発電方式の技術的特性比較

各発電方式の技術的特性比較を Table 3.3-1 に示す。詳細を以下に記す。

- 建設コスト

GTCC が 4 種類の型式の中で最も安価である。ディーゼル（中速）、汽力は比較的安価であり、ディーゼル（低速）は高価である。

- 使用可能な燃料

ごく稀なケースとして、ガスタービンに重油を使用しているものもあるが、燃料前処理が煩雑である、翼の高温腐食および翼冷却穴の詰まりにより連続運転が制限される、等の問題があり、推奨できない。従って GTCC には天然ガスを主燃料とし、バックアップにディーゼル油を使用することとする。ディーゼル発電、汽力発電設備はディーゼル油の両方が使用できるが、環境対策費を考慮しても価格の安い重油の方が経済的であるため、これらの型式には重油を使用することとする。

- 発電熱効率

GTCC、ディーゼル（低速）の効率が最も高く、燃料の低位発熱量基準の発電端効率で約 50% である。次いでディーゼル（中速）が約 43% と高く、汽力は約 39% で最も低い。

- 所内消費電力（所内率）

GTCC、ディーゼルは補機が少ないため、所内率も低い。汽力の所内率は GTCC の約 2 倍である。

- 環境対策設備

大気汚染防止に関しては、カンボディアにおける「大気汚染と騒音の管理に関する省令案」に規定されている排出許容値を暫定基準として適用する。省令（案）に示された排出基準値には、排ガスの基準 O_2 濃度およびガス量の状態値の規定がないため、 O_2 濃度については実 O_2 濃度、ガス量については大気圧 $0^\circ C$ 基準とし

た。以上の条件での各発電設備からの大気汚染物質の予想排出濃度と規制値の対比を Table 3.3-2 に示す。GTCC は NO_x , SO_x , 煤塵の全てにおいて排出濃度が許容値以下であり、対策の必要がない。他の型式については、汽力発電の NO_x 値を除き全て排出濃度が許容値を超過するため、大気汚染物質を削減するための設備が必要である。集塵設備については、脱硫装置に除塵機能があるため設置しない。

温排水に関しては、ディーゼルでは海水の冷却水を使用しないので対策の必要がない。GTCC , 汽力では温排水の影響を低減する措置が必要である。GTCC では汽力より使用する海水量が少ないので、対策費用も少額となる。

- 運転性

ディーゼル発電機は運転が比較的容易と考えられる。GTCC , 汽力も高度に自動化された制御装置で運転されるため、起動停止時を除いた通常運転は比較的容易である。

- 信頼性

GTCC , 汽力発電 , ディーゼル発電ともに世界中で広く使用され、安定した運転実績を有しており、信頼性は高い。ディーゼル発電機は機器構成が単純であるため、更に信頼性は高いと考えられる。メンテナンスについては、ガスタービンはカンボディアにおいて運転保守の実績がないため専門知識の習得が必要であるが、保守の頻度は少なくてよい。ディーゼルは現在カンボディアで使用されているため、保守を行う上での技術的な問題はないが、頻繁なメンテナンスが必要であり保守費用が高い。

- 技術面での総合評価

Table 3.3-1 に示される通り、GTCC はプラント性能 , 建設コストの点で 4 種類の型式の比較において最も優れており、次に中速ディーゼルが優れている。汽力発電はあまり有利な点が見られない。最終的には経済性比較により最も有利なプラント型式を選定するものとする。

Table 3.3-1 Comparison of Type of Power Plant

Item	Gas Turbine Combined Cycle	Diesel (Middle Speed)	Diesel (Low Speed)	Conventional (Oil-fired Thermal)
Construction Cost	870US\$/kW	1,370US\$/kW	2,020US\$/kW	1,340US\$/kW
Fuel	Natural Gas	Heavy Fuel Oil	Heavy Fuel Oil	Heavy Fuel Oil
Efficiency (LHV)	Approx. 50%	Approx. 43%	Approx. 49%	Approx. 39%
Auxiliary Power Consumption Ratio	Approx. 2.8%	Approx. 4.6%	Approx. 4.6%	Approx. 6.7%
Environmental Mitigating Measures	Air Pollution	necessary	necessary	necessary
	Hot Water Discharge	necessary	not necessary	necessary
Ease of Operation	Good	Better	Better	Good
Reliability	Good	Better	Better	Good

LHV : Low Heating Value

Table 3.3-2 Emission Levels in Each Power Plant

Item	Cambodian Standard	Gas Turbine Combined Cycle	Diesel Generator (Middle Speed)	Diesel Generator (Low Speed)	Conventional Power Plant
NOx	1,000 mg/m ³ (487 ppm)	< 150 ppm	< 1,500 ppm	< 1,500 ppm	< 300 ppm
SOx	500 mg/m ³ (175 ppm)	-	< 700 ppm	< 700 ppm	< 2,200 ppm
Particulate	100 mg/m ³	< 5 mg/m ³	< 250 mg/m ³	< 250 mg/m ³	< 200 mg/m ³

Note : Cambodian standard is based on the sub-decree on Control of Air Pollution and Noise.

The maximum concentration of sulfur for diesel oil and heavy fuel oil is 0.2 % and 3.5 % respectively.

Emission levels for Gas Tribune Combined Cycle are based on natural gas, because diesel oil is used as back-up fuel.

Above concentrations are based on 760 mmHg, 0°C condition, and the emission levels of NOx and Particulates are referred to typical maximum level given by main manufacturers.

3.3.2. 各発電方式の環境特性比較

180 MW 容量プラントの各発電設備から排出される大気汚染物質の量（年間予想値）を Table 3.3-3 に示す。排出量の計算方法を Table 3.3-4 に、計算に用いた燃料組成を Table 3.3-5 および Table 3.3-6 に示す。燃料組成はカンボディアで使用されているディーゼル油，重油，天然ガスの組成分析データが入手できなかったため、一般的な数値とした。

ディーゼルについては NO_x および SO_x，汽力発電については SO_x の排出濃度が、カンボディアにおける省令（案）の排出制限値を上回るため、排出濃度が制限値以下となるよう (NO₂ < 1,000 mg/Nm³ (487 ppm), SO₂ < 500 mg/Nm³ (175 ppm)) 脱硝・脱硫装置を設置するものとし、排出量はこれらの装置を通過した後の濃度で算出した。

Table 3.3-3 Quantity of Air Pollutant Discharged from Each Power Plant

	NO _x as NO ₂ ton/year	SO _x as SO ₂ ton/year	CO ₂ ton/year
GTCC	927	0	343,000
Diesel (Middle Speed)	3,766 ^{*1}	1,353 ^{*2}	527,000
Diesel (Low Speed)	3,335 ^{*1}	1,198 ^{*2}	466,000
Oil-fired Conventional	868	506 ^{*2}	596,000

*1 : after DeNO_x system

*2 : after DeSO_x system

技術面で評価が高かった GTCC は、環境特性においてもディーゼルと比較して優れている。GTCC において NO_x 発生量が少ないのは、燃焼により発生する NO_x 濃度が低いためであり、SO_x が発生しないのは、天然ガス中に硫黄分が含まれていないためである。

CO₂ 排出量については、GTCC が 4 種類の発電型式の中で最も低くなっている。GTCC は熱効率が高く、同じ電力量を発電するために使用する燃料量が少ないことからこのような結果となっている。

天然ガスを使用する GTCC を採用すれば、重油を使用するディーゼル発電と比較して大気汚染物質の排出量が削減でき、CO₂ 排出量低減により地球温暖化防止に貢献できるという大きなメリットがある。

Table 3.3-4 Calculation of Air Pollutant Discharged from Each Power Plant

Quantity of Exhaust Gas	a		b		c		d		e	
	Sending-Out Energy GWh/year	Heat Rate kcal/kWh	Unit Gas Volume Nm ³ /10 ⁶ kcal	Specific Gravity kg/Nm ³	Quantity of Gas ton/year					
GTCC	827	1,772	3,240.74	1.302	6.183E+06					
Diesel (middle speed)	827	2,084	3,425.56	1.310	7.734E+06					
Diesel (low speed)	827	1,845	3,425.56	1.310	6.847E+06					
Oil-fired Conventional	827	2,358	1,091.01	1.360	2.893E+06					

$e = a \times b \times c \times d$

$g = e \times f \times 10^{-6}$

Emission of NOx	f		g	
	Concentration of NOx PPM	Quantity of NO ₂ ton/year		
GTCC	150	928		
Diesel (middle speed)	487	3,766		
Diesel (low speed)	487	3,335		
Oil-fired Conventional	300	868		

* : after DeNOx system

$l = e \times h \times 10^{-6}$

Emission of SOx	h		l	
	Concentration of SOx PPM	Quantity of SO ₂ ton/year		
GTCC	0	0		
Diesel (middle speed)	175	1,353		
Diesel (low speed)	175	1,198		
Oil-fired Conventional	175	506		

* : after DeSOx system

$k = e \times j \times 10^{-6}$

Emission of CO ₂	j		k	
	Concentration of CO ₂ Vol. %	Quantity of CO ₂ ton/year		
GTCC	5.55	3.432E+05		
Diesel (middle speed)	6.81	5.267E+05		
Diesel (low speed)	6.81	4.663E+05		
Oil-fired Conventional	20.61	5.963E+05		

Table 3.3-5 Composition of Fuel Oil

(Unit : wt.%)

Components	Diesel Oil	Heavy Fuel Oil
Carbon	86.22	85.70
Hydrogen	13.10	10.30
Oxygen	0.10	0.10
Nitrogen	0.08	0.30
Sulfur	0.20	3.50
Water & Sediment	0.00	0.10
Ash	0.00	0.00

Table 3.3-6 Composition of Typical Natural Gas

(Unit : vol.%)

Components	Natural Gas
CO ₂	1.65
N ₂	1.92
CH ₄	95.49
C ₂ H ₆	0.72
C ₃ H ₈	0.07
C ₄ H ₁₀	0.02
C ₅ H ₁₂	0.10

3.4. 経済性比較

3.4.1. 目的

本節では経済性比較を通じて、カンボディア国に導入する発電プラントの中で最も経済的な発電型式を検討することを目的とする。選定された発電プラント型式の経済的な実行性の検証は第 10 章で行う。

3.4.2. 比較手法

以下の経済指標を経済性比較に使用する。

- (1) 総費用の純現在価値 (Net Present Value)
- (2) 発電所出口端での年均等化発電原価 (Levelised Production Cost)

全ての発電プラントは発電所出口端で同じ kWh 価値と kW 価値を有するものと仮定する。

(1) 総費用の純現在価値 (Net Present Value)

総費用の純現在価値は建設費、供用期間中の年間維持・運転費等からなる費用を割引率を使って現在価値に変換する。同じ便益に対して、純現在価値が最も低くなる（最小費用）発電型式が経済的に有利となる。純現在価値は以下の式から算出する。なお、純現在価値は運転開始年を基準にしている。

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{Cost(i)}{(1+r)^i}$$

- ここで、 i : 年
n : 建設期間+ 供用期間 (= 2 年間 + 20 年間)
r : 割引率 (= 10%)¹
Cost (i) : i 年目の費用

¹ 東南アジアの電力部門では 10% ~ 12% の割引率が広く使われており、ここでは 10% の割引率を使用する。

(2) 発電所出口端での年均等化発電原価 (Levelised Production Cost)

発電原価の算出方法は国際エネルギー機構 (International Energy Agency) の手法を引用する。発電原価が最も安い発電型式が経済的に有利となる。均等化発電原価は以下の式から算出する。

$$\text{Levelised Production Cost} = \frac{\sum \text{NPV}(\text{Cost})}{\sum \text{NPV}(\text{Production Energy})}$$

ここで、 $\sum \text{NPV}(\text{Cost})$: 費用 (建設費、 運転費) のキャッシュフローを割引率で純現在価値に変換した総和

$\sum \text{NPV}(\text{Production Energy})$: 発電量 (発電所出口) を割引率を使って現在価値に変換した総和

本節で計算される年均等化発電原価は代替発電型式の中で優先順位を付けるために一指標として使用するもので、財務面から見た年均等化発電原価は第 10 章で計算している。

3.4.3. 発電プラントの型式

前述されている以下の 4 発電型式について経済性比較を行う。

- (1) ガスタービンコンバインドサイクル 発電
- (2) ディーゼル発電 (中速)
- (3) ディーゼル発電 (低速)
- (4) 汽力発電

各発電型式の建設単価，維持・運転費，使用燃料，燃料費，所内率，事故停止率，年間点検日数等は Table 3.4-1 に示す。また、ディーゼル発電機，汽力発電の使用燃料は重油を想定しているため、プラント建設費には大気汚染防止装置費用を付加している。

3.4.4. 経済性比較

経済性比較では当該国の経済的観点からプロジェクトを評価するという理由から経済価格を用いる。市場価格は本来需要と供給の関係で決定されるのが理想であるが、政府の介入により市場が歪められているという前提で、この歪みを是正した価格を

経済価格（またはシャドウプライス）と称している。

税金や補助金²などは政府介入の代表事例であり、経済比較には税金や補助金は除外する。具体的には以下の価格を使用する。

(1) 発電プラントの建設単価

プラント建設単価は概算費用をドルで見積っており、国境価格と見なして、そのまま使用する。

(2) 燃料価格

カンボディア国の発電所の使用燃料は、天然ガスを除いて、全て海外から輸入しているので、CIF (Cost, insurance and freight) 価格を使用する。CIF 価格は 3.1.2 節に記載の 1996 ~ 2001 年の平均 CIF 価格を用いる。

将来カンボディア国内で開発が期待されている天然ガスに関しては、諸経費・利益を含めて発電所サイトにて 4.0 \$/MMBTU (L.H.V. ベース) と仮定する。

(3) その他運転・維持費

現時点ではその他の運転維持費もドルで見積られているので、国境価格と見なしそのまま使用する。

3.4.5. 各年のプラント稼働率

各年のプラント稼働率は 2.2 節の最適化電源開発プログラムの計算結果を参照している。第 7 年次以降（2012 年以降）は第 7 年次（2012 年）から第 13 年次（2018 年）の稼働率を基に年間 50% と想定した。

3.4.6. 経済比較の結果

前記 4 型式発電プラントの経済比較を行った結果の要約を Table 3.4-4 に示す。また、各計算シートを Table 3.4 -2 から Table 3.4-3 に示し、Fig. 3.4-1 に発電原価の構成内訳を示す。

² この他政府による為替管理も市場介入の一例である。

Table 3.4-4 Net Present Value and Levelised Production Cost

Type	Natural Gas Combined Cycle	Diesel (Middle Speed)	Diesel (Low Speed)	Oil-fired Conventional
Fuel Price	4.0 \$/MMBTU (- \$/ton)	3.99 \$/MMBTU (154 \$/ton)	3.99 \$/MMBTU (154 \$/ton)	3.99 \$/MMBTU (154 \$/ton)
NPV	412.1 M.\$	591.4 M.\$	694.8 M.\$	601.2 M.\$
LPC	5.52 ¢/kWh	7.92 ¢/kWh	9.30 ¢/kWh	8.05 ¢/kWh
Fuel	NG	HFO	HFO	HFO

費用の純現在価値は、コンバインドサイクルが最も安く、その値は中速ディーゼルの70%、低速ディーゼルの59%および汽力の69%となっている。

発電所出口端での年均等化発電原価に関しても同様で、コンバインドサイクルは代替発電型式の中で圧倒的に安くなることが予想される。

上記の結果から、コンバインドサイクル発電が最も経済的に有利であると思われる。

Table 3.4-1 Characteristics of Candidates of Power Plants and Fuel Cost

Name of Plant	Unit Capacity MW	Installed Cost US\$/kW	Construction Period Years	Disbursement Schedule		SMD days/year	FOR %	Station Use %	Plant Life Years	Fixed O/M Cost		Variable O/M Cost \$/MWh	Fuel Type
				1st year	2nd year					O/M Cost \$/kW-year	O/M Cost \$/MWh		
Combined Cycle	90	870	2	40%	60%	49	8	2.8	20	20	1.0	NG	
Diesel (Middle Speed)	90	1,370	2	50%	50%	28	20	4.6	20	21	3.0	HFO	
Diesel (Low Speed)	90	2,020	2	50%	50%	28	20	4.6	20	21	3.0	HFO	
Oil-fired Conventional	100	1,340	2	40%	60%	53	8	6.7	20	20	3.6	HFO	

Note: SMD =Scheduled Maintenance Days, FOR=Forced Outage Rate, NG = Natural Gas, HFO=Heavy Fuel Oil

Installed costs of Diesel and Oil-fired Conventional include the mitigation equipment costs against the air pollution.

Plant Type	Fule Type	Fuel Price*	Efficiency BTU/kWh	Fuel Cost
		US\$/MMBTU		US\$/MWh
Combined Cycle	NG	4.00	6,829	27.32
Diesel (Middle Speed)	HFO	3.99	7,888	31.49
Diesel (Low Speed)	HFO	3.99	6,987	27.89
Oil-fired Conventional	HFO	3.99	8,729	34.85

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

Table 3.4-2 Calculation for Equivalent Installed Capacity and Generation Energy

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
Capacity Factor	71%	75%	55%	63%	67%	70%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%

Stage 1	[Hatched Pattern]																					
Stage 2	[Hatched Pattern]																					

1 Combined Cycle (Natural Gas-fired)

Installed Capacity (90 MW x 2 stages)	180 MW																						
Scheduled Maintenance Days	49 days																						
Forced Outage Rate	8.0%																						
Station Use	2.8%																						
Generation Energy	GWh	559.8	591.3	867.2	993.4	1056	1104	788.4	788.4	788.4	788.4	788.4	788.4	788.4	788.4	788.4	788.4	788.4	788.4	788.4	788.4	788.4	394.2
Sending-out Energy	GWh	544.1	574.7	842.9	965.6	1027	1073	766.3	766.3	766.3	766.3	766.3	766.3	766.3	766.3	766.3	766.3	766.3	766.3	766.3	766.3	766.3	383.2

2 Diesel (Middle Speed)

Scheduled Maintenance Days	28 days																						
Forced Outage Rate	20.0%																						
Station Use	4.6%																						
kW Adjustment Factor	1.099																						
kWh Adjustment Factor	1.019																						
Equivalent Installed Capacity	197.8																						
Equivalent Generation Energy	GWh	570.4	602.5	883.7	1012	1077	1125	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	401.7

3 Diesel (Low Speed)

Scheduled Maintenance Days	28 days																						
Forced Outage Rate	20.0%																						
Station Use	4.6%																						
kW Adjustment Factor	1.099																						
kWh Adjustment Factor	1.019																						
Equivalent Installed Capacity	197.8																						
Equivalent Generation Energy	GWh	570.4	602.5	883.7	1012	1077	1125	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	803.4	401.7

4 Oil-fired Conventional

Scheduled Maintenance Days	53 days																						
Forced Outage Rate	8.0%																						
Station Use	6.7%																						
kW Adjustment Factor	1.055																						
kWh Adjustment Factor	1.042																						
Equivalent Installed Capacity	189.9																						
Equivalent Generation Energy	GWh	583.3	616.1	903.6	1035	1101	1150	821.5	821.5	821.5	821.5	821.5	821.5	821.5	821.5	821.5	821.5	821.5	821.5	821.5	821.5	821.5	410.8

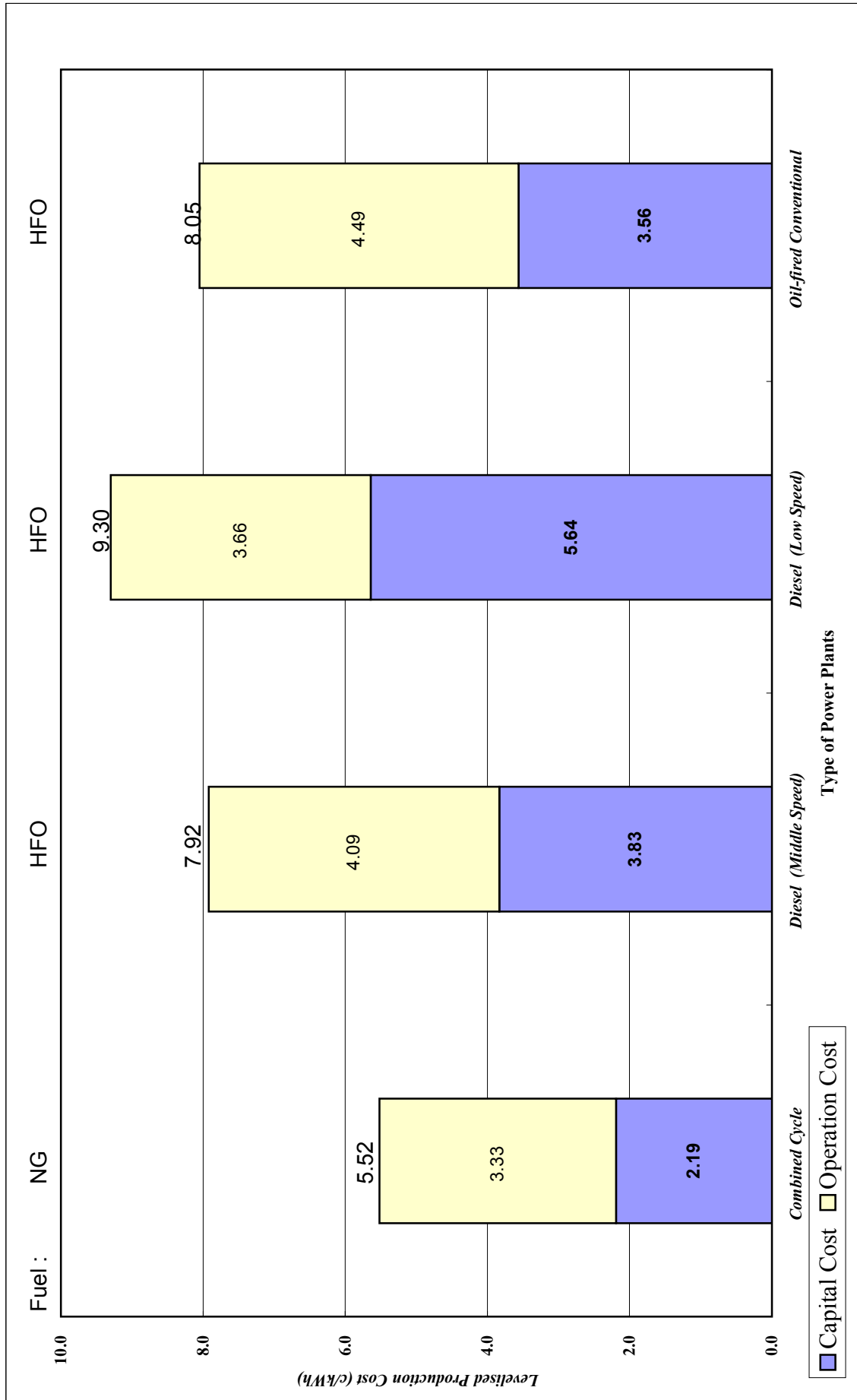


Fig. 3.4-1 Comparison of Production Cost Components at Plant excluding Taxes imposed on Fuel (10%Discount Rate)

3.5. 結 論

3.5.1. 技術面・環境面での評価

プラント性能，環境特性の点において、GTCC は最も優れている。GTCC を採用した場合、大気汚染物質の排出量は通常カンボディアで使用されている重油焚き中速ディーゼルと比較して NO_x では約 75% ，SO_x は 100% ，CO₂ では約 35% 少なくなり、大気汚染防止，地球温暖化防止といった環境保護の観点からも GTCC を採用することが望ましい。

運転保守に関しては、GTCC はガスタービンに関する専門知識が要求されるため、ガスタービンの運転経験のないカンボディアにとっては、ディーゼルと比較すると若干難易度が高いと言える。しかし、この技術は世界的にも良く知られた技術であり、インドネシア，バングラディシュ等 東南アジアの近隣諸国においてもガスタービンは 1960 年代，GTCC は 1980 年代から使用されており、開発途上国における GTCC 導入に関して、技術上の問題は特にないと思われる。カンボディアにおいても技術研修を行うことにより、GTCC の導入は十分可能であると思われる。

今後カンボディアにおいては電力需要が更に増加し、発電所の大容量化が必要になると思われるので、大容量発電に適した GTCC の技術を導入することにより、カンボディアにおける将来の大規模電源開発が容易になるものと考えられる。

3.5.2. 経済的評価

4 種類の発電型式を総費用の純現在価値，均等化発電原価の観点から経済比較を行ったが、コンバインド・サイクル発電型式が経済的に最も有利である。

3.5.3. 総合評価

以上、技術面，環境面および経済面からの総合評価として、カンボディア国にとってガスタービンコンバインドサイクル発電が最も適した発電設備である。

一方、ガスタービンコンバインドサイクルは、ガスタービン単体も含めカンボディアにとって初めての経験であるので、今後、導入時期に合わせた研修プランスケジュールを組み、技術者の養成を行う必要がある。

第 4 章 発電所建設予定地の選定

4. 発電所建設予定地の選定

4.1. 調査候補地

2000年の2月から3月に亘り実施した第1次現地調査にて Fig.4.1-1 に示す OP-1, 2, 3 および 4 の 4 地点の初期現地踏査を行い、OP-3 を土地取得可能であることを条件に最適候補地として選定し、OP-4 を次善のものとした。これは 2000年3月の打合せ時に MIME/EDC に申し出、承認された。

しかしながら、2000年6月の最終現地踏査開始前の打合せにおいて、MIME/EDC 側より OP-3 の土地購入は大臣レベルの最終決断により取得不可である旨の通知があった。このことは最終現地踏査の際のシアヌークヴィルの第一副知事との会談でも確認された。従って、当調査団は最適候補地と考えられた OP-3 を断念せざるを得なかった。OP-3 の代替地として Sokimex 石油ターミナルと OP-3 の間にある OP-5 が新たに MIME/EDC により提案された。

このため、第2次現地調査にて、OP-3 を除き OP-5 を加えた 4 地点の最終調査を実施した。



Fig.4.1-1 *Location of Candidate Sites*

4.2. 各候補地の踏査結果

OP-1 , OP-2 , OP-4 および OP-5 の踏査結果を Table 4.2-1 に示す。

踏査結果から得られた各サイトの特徴のまとめを下記に示す。

- OP-1 : OP-1 サイトは比較サイトの中では最も東部に位置しており、Sokimex 石油ターミナルからも 1 番遠い。海岸線にはマングローブの林、湿地帯が有り、また、海は遠浅であるため、海水の冷却水としての利用には適していない。また、主幹道路からはかなり離れた位置のため、長いアクセス道路を建設する必要が有ると、シアヌークヴィル港からの主幹道路には、老朽化した橋が有るため、資材の輸送のためには、この橋のリハビリも必要である。
- OP-2 : OP-2 サイトは、Sokimex 石油ターミナル近くの丘陵地帯である。従って、油燃料の輸送には適しているが、海が遠いため、海水の冷却水としての利用は不可能である。主幹道路が直ぐそばを通過しているためアクセスは便利である。
- OP-4 : OP-4 サイトは、Sokimex 石油ターミナルの直ぐ南側に位置しているため、油燃料の輸送に適している。更に、海にも近く、また、この辺りの海は比較的深いため、海水の冷却水としての利用には最適である。しかし、北東および東側に比較的急な山が迫っているため、270 MW 以上の将来の発電所増設に対する余裕度は小さい。主幹道路、鉄道とも近いため、資材輸送、アクセスには便利である。
- OP-5 : OP-5 サイトは、Sokimex 石油ターミナルの直ぐ東側に位置し油燃料の輸送には適している。また、海にも近く、深さもある程度深いので、海水の冷却水としての利用も可能である。しかし、サイトとして与えられた場所は、真ん中を川が流れている谷状の地形であり、サイトの造成、川の経路変更等の大掛かりな工事が必要となる。

各サイトを環境影響面、土地取得費および建設費 / 運転費の観点から比較して、OP-4 がシアヌークヴィル発電プラントの最適地と選定した。

Table 4.2-1 Investigation Results of Candidate Sites

評価項目

1. 地 形
2. 地質, 岩石
3. 海 象
4. 燃料供給 / 輸送
5. 冷却水の入手の可能性
6. 清水の入手の可能性
7. 幹線道路からのアクセスおよび輸送
8. 環境条件

Table 4.2-1 Investigation Results of Candidate Sites (1/4)

番号	項目	サイト候補地点				
		Option-1	Option-2	Option-4	Option-5	
1.	地形条件	約 6 ~ 10 m の標高の平坦な海岸平野とその背後の丘陵から成る。	約 10 ~ 20 m の標高で若干の起伏を有する。	約 2 ~ 5 m の標高で、北側の標高約 100 m の山裾に続く。サイトの直ぐ南側には池がある。	約 4 ~ 40 m の標高の徐々に高くなる丘陵地が南 - 南西方向に広がる。東側は川の流れる谷が落ち込み、河口付近は沼が広がる。	
2.	土質および岩の条件	サイト付近は平坦な沖積海岸平野が広がる。湿地が部分的に存在する。岩盤は堆積岩(赤色砂岩、シルト岩)が表層の土層の下に広がっていると考えられる。	岩の露頭が点在する緩やかな丘陵地。表層下 0.5 ~ 1.5 m に赤色砂岩、シルト岩が広く分布していると考えられる。	サイト地下には広く砂岩質の基盤が広がっており、エリアの南側に向けて徐々に深くなっている。表面は概ね砂および沖積砂で覆われている。	砂岩質の堆積岩が 2 ~ 4 m 以上程度の比較的薄い表層土の下に広がっていると考えられる。	
3.	海象条件	サイト前面は遠浅の海が広がる。従って、サイト前面の波高は相対的に小さいと考えられる。また、Thma Rong 川シルトの堆積物が広がる。	サイト前面は浅い海が広がる。岸前面での波高は比較的小さい。シルト砂が前面に堆積していると考えられる。大きな川の河口は付近になり。	サイト前面は、比較的急勾配の海底が広がり、浜は西に面する。従って雨期の西 - 西南のモンスーンにより高い波が来襲すると考えられる。浜の幅は狭く約 2 ~ 5 m で、細砂シルトから成る。	サイト前面は浅い海が北側に広がる。海岸は延長が約 600 m の砂浜が続き、所々に岩の露頭が見られる。	
4.	燃料供給および輸送	燃料の供給および輸送方法として Sokimex 石油ターミナルから鉄道、トラックパイプラインおよび船舶による方法を検討した。トランプは 1 日 80 台以上必要となり非現実的なもので除外した。天然ガスパイプ長さは各 Option 共ほぼ同じとなるので比較対象外とした。				
		1. 鉄道 Sokimex 石油ターミナルには支線が引込まれている。幹線からサイトまでは支線を新設する。 支線長さ: 約 4 km	1. 鉄道 同 左 支線長さ: 約 1.5 km	1. 鉄道 同 左 支線長さ: 約 0.5 km	1. 鉄道 同 左 支線長さ: 約 0.5 km	
		2. パイプライン 鉄道線沿いに施設する。将来の工事地域を考慮する。 管長: 約 15 km	2. パイプライン 同 左 管長: 約 3 km	2. パイプライン 同 左 管長: 約 3 km	2. パイプライン 同 左 管長: 約 0.8 km	
		3. 船舶 5,000 トン級の場合 7.5 m 以上、1,000 トン級フェリーでも 2 m 以上の水深が必要。 パイプ長さ 5,000 トン: 約 8.2 km 1,000 トン: 約 1.5 km	3. 船舶 同 左 パイプ長さ 5,000 トン: 約 4.2 km 1,000 トン: 約 2.0 km	3. 船舶 同 左 パイプ長さ 5,000 トン: 約 2.0 km 1,000 トン: 約 1.0 km	3. 船舶 同 左 パイプ長さ 5,000 トン: 約 2.0 km 1,000 トン: 約 1.0 km	
		4. 経済性 四候補地中最も建設コストが高く、また運用費も最も高い。	4. 経済性 パイプラインの場合に有利。その他の場合は不利。	4. 経済性 どの場合でも適。パイプラインは OP-5 より多少長いが、その建設コスト差は僅かである。	4. 経済性 四候補地中最適。	
5.	冷却水取得の容易性	必要冷却水量は、約 24,000 m ³ /h (3 × 90 MW)	1. 河川水 近くに河川はなし。	1. 河川水 近くに河川はなし。	1. 河川水 近くに河川はなし。	
		2. 海水 Prek Thma Bong 川が近くを流れているが、河床は浅くかつ土砂が動いている。従って復水器冷却水用としては不適。	2. 海水 海岸から遠く(約 2 km)かつ標高も 10 ~ 20 m であり、海水利用は不適。	2. 海水 前面に深い海面が広がっている。海岸との間には道と鉄道が通っているが支障とはならない。	2. 海水 前面には比較的深い海が広がっている。海岸との間には鉄道が走っているから問題とはならない。	
		3. 冷却水入手の可能性 不適。	3. 冷却水入手の可能性 不適。	3. 冷却水入手の可能性 不適。	3. 冷却水入手の可能性 不適。	

Table 4.2-1 Investigation Results of Candidate Sites (2/4)

番号	項目	サイト候補地点			
		Option-1	Option-2	Option-4	Option-5
6.	清水利用の可能性	Roluos Thom 川が2 km 離れてある。Hun Sen ダムがその河口から約3.5 km 上流にあり、これが使用可能。 サイトまでは約3 km。	近くに河も井戸もない。 Prey Treng Pondより3 km のパイプラインを施設する。	南側に隣接した池がある。ここから Sokimex と地域住民が生活用水を引いている。この池の集水面積は比較的小さいので、乾季用として貯水タンクを設ける必要がある。	近くに河も井戸もない。従って、Prey Treng Pond より約3 km のパイプラインを引く。
7.	幹線道路よりのアクセスおよび輸送	1. 既設 Stung Hav への未舗装道路が使えらる。ただし村入口の仮設橋は15 トン以上には使えない。 2. 主道路からのアクセス Stung Hav 村からの道はないので約3 km 道を作る。前述の橋を補強しないので回り道を作るとその長さは約7 km となる。 3. 海からのアクセス 海が浅いので不適。 4. アクセスおよび輸送性 4 候補地中最長の道を作る必要がある。また、橋の補強が必要。最もコストが高くなる。	1. 既設 幹線道路に面している。 2. 主道路からのアクセス 約50 m のアプローチを作れば良い。 3. 海からのアクセス 標高が10 ~ 20 m あり、海岸からも約2 km と遠く不適。 4. アクセスおよび輸送性 4 候補地中最も安い建設費で済む。	1. 既設 幹線道路には鉄道をはさんで面している。 2. 主道路からのアクセス 鉄道を横断して約200 m の道路を作る。 3. 海からのアクセス 海に自前の岸壁を作ることには可能だがシアヌークヴィル港から近いので不適。 4. アクセスおよび輸送性 約200 m のアクセス道路を作れば良い。	1. 既設 支線道路に面している。 2. 主道路からのアクセス 支線から約50 m のアプローチを作れば良い。 3. 海からのアクセス 輸送船には比較的浅い海が浅いので不適。 4. アクセスおよび輸送性 OP-2 同様安価な建設費で済む。
8.	環境条件	1. 掘削土のサイト外への搬出に対するリスク リスクなし 2. 新設アクセス道路 約3 km 3. 工事用資機材搬送距離 約18 km 4. パイプラインによる燃料輸送距離 約15 km 5. サイトの貴重種の生息 貴重種の生息は観察されない。地域は伐採されており、砂地で岩場で、丸石が露見している。主として草地であり、Stung Hav 村にわずかに木がある程度である。 6. サイトの保護生物種 Hun Sen ダムおよび Prey Treng Pond 近くで保護鳥が観察されている。 7. サイトの美的特徴 海の景観以外に特筆すべき美的特徴はない。サイトの後方には低い丘が続いており、色々な観景点から草木の植生は多くはない。	1. 掘削土のサイト外への搬出に対するリスク リスクなし 2. 新設アクセス道路 約0.05 km 3. 工事用資機材搬送距離 約10 km 4. パイプラインによる燃料輸送距離 約3 km 5. サイトの貴重種の生息 同 左 6. サイトの保護生物種 同 左 7. サイトの美的特徴 特筆すべき美的特徴はない。サイトの標高は他のサイトの標高より高い。いくつかの点で周辺地域に対しより顕著である。	1. 掘削土のサイト外への搬出に対するリスク リスクなし 2. 新設アクセス道路 約0.2 km 3. 工事用資機材搬送距離 約6 km 4. パイプラインによる燃料輸送距離 約3 km 5. サイトの貴重種の生息 サイトは、Sokimex へ水を供給している Prey Treng 貯水池に隣接している。それ以外には、特に注意すべきものはない。 6. サイトの保護生物種 同 左 7. サイトの美的特徴 サイトは、海の景観と鉄道以外に目立った美的特徴はない。サイト後方の低い丘がいくつかの方向からの目隠しとなっている。	1. 掘削土のサイト外への搬出に対するリスク 冷却水揚水の経済性維持のためには約4.5 百万 m ³ の掘削土の搬出が必要 2. 新設アクセス道路 約0.05 km 3. 工事用資機材搬送距離 約9 km 4. パイプラインによる燃料輸送距離 約0.8 km 5. サイトの貴重種の生息 サイトは樹木に覆われた峡谷で二分されている。峡谷の周りは西側は草地で東側は灌木地で貴重種が生息している様には見えない。 6. サイトの保護生物種 同 左 7. サイトの美的特徴 サイトは海の景観を持っているが、鉄道に沿っており、造成地に隣接し、東側に倉庫、西側に Sokimex のタンク群が存在する。サイト後方の低い丘がいくつかの方向からの目隠しとなっている。

Table 4.2-1 Investigation Results of Candidate Sites (3/4)

項目	サイト候補地点				
	Option-1	Option-2	Option-4	Option-5	
8. 環境条件	<p>8. サイトの自然インフラ 観察されず。未舗装道路が原 OP-1 サイトの西を通っているが、候補サイトに到達する前に途切れている。</p> <p>9. サイトの村および家 原 OP-1 サイト地域内で1軒、1家族が観察された。</p> <p>10. サイトの灌漑地 なし。</p> <p>11. サイトのほかの農業 原 OP-1 サイト近くに1軒の家と家庭菜園、アヒル小屋、魚用池が観察された。</p> <p>12. サイトの文化的財産 観察されず。</p> <p>13. サイトの県・群境 県境を冷却水のパイプが通過する可能性あり。但し、空冷コンデンサ使用の場合は無関係なし。</p> <p>14. 一番近い国立公園への距離 Ream 国立公園の境界まで約 17 km。</p> <p>15. 原水入手の影響 サイトから 3 km の Hun Sen Spillway Dam の貯水池からの水が流出出来ると思える。Stung Hav 村はこの水を洗いもの用として使用し、飲水には主として井戸水を使用している。</p> <p>16. 大気中の拡散の地形的制約 サイトレベルは程海面レベルに近い。現地の地形は、起伏に富み、全体的に大気中の拡散には適している。5 km 以内の最高標高点は、約 5 km 南西で 132 m, 10 km 以内では約 10 km 南東で 218 m。</p> <p>17. 近隣の村 原 OP-1 サイトの西の端に Stung Hav があり、この地域には、11,000 人が居住している。シアヌークヴィル港地域よりの移住者が入って来る予定は変更され、移住者は受け入れないこととなった。</p>	<p>8. サイトの自然インフラ サイトのインフラは、10 m 幅の未舗装道路がサイト北の橋を横切っており、土地を仕切るフェンスが散見される。</p> <p>9. サイトの村および家 サイトには家は観察されなかった。サイトの北側に小屋が1軒見受けられた。</p> <p>10. サイトの灌漑地 なし。</p> <p>11. サイトのほかの農業 観察されず。</p> <p>12. サイトの文化的財産 観察されず。</p> <p>13. サイトの県・群境 県・郡境とも影響なし。</p> <p>14. 一番近い国立公園への距離 Ream 国立公園の境界まで約 17 km。</p> <p>15. 原水入手の影響 サイトは、Prey Treng Pond から 3 km 離れており、標高は高い。この池の水は既に Sokimex へ供給されている。</p> <p>16. 大気中の拡散の地形的制約 サイトは数 10 m の高さにある。現地の地形は、起伏に富み、全体的に大気中の拡散には適している。5 km 以内の最高標高点は、約 4 km 南で 134 m, 10 km 以内では、6 km 南南西で 156 m。</p> <p>17. 近隣の村 このサイトの極近には、村はない。</p>	<p>8. サイトの自然インフラ サイトの端に Sokimex のオイルターミナルに真水を供給している浅い貯水池が観察された。</p> <p>9. サイトの村および家 2001 年時点で 4 軒の家が観察されている。</p> <p>10. サイトの灌漑地 なし。</p> <p>11. サイトのほかの農業 観察されず。</p> <p>12. サイトの文化的財産 観察されず。</p> <p>13. サイトの県・群境 県・郡境とも影響なし。</p> <p>14. 一番近い国立公園への距離 Ream 国立公園の境界まで約 17 km。</p> <p>15. 原水入手の影響 サイトの端に Prey Treng Pond 貯水池があるが、この水は既に Sokimex へ供給されている。</p> <p>16. 大気中の拡散の地形的制約 サイトレベルは海面レベルに近い。現地の地形は、起伏に富んでいる。東と南に各々標高 127 m, 134 m, 156 m, 143 m の標高の小山がサイトから 5 km 以内にある。10 km 半径以内でもこれらが一番標高の高い場所である。</p> <p>17. 近隣の村 ちようどサイトの南側、シアヌークヴィルからの道路沿いに家が広がっている。</p>	<p>8. サイトの自然インフラ 土地所有図にはいくつかの小道が示されている。峡谷の西側の道は比較的平坦な部分のみが 4WD により走行可能である。</p> <p>9. サイトの村および家 サイト西側部分は 1 軒の家が観察された。</p> <p>10. サイトの灌漑地 なし。</p> <p>11. サイトのほかの農業 観察されず。</p> <p>12. サイトの文化的財産 観察されず。</p> <p>13. サイトの県・群境 県・郡境とも影響なし。</p> <p>14. 一番近い国立公園への距離 Ream 国立公園の境界まで約 18 km。</p> <p>15. 原水入手の影響 Prey Treng Pond から 3 km 離れている。この池の水は既に Sokimex へ供給されている。</p> <p>16. 大気中の拡散の地形的制約 サイトレベルは海面レベルに近いが OP-1 および OP-4 よりは高い。地形は起伏に富んでいる。5 km 以内の南南東に 127, 130 および 134 m の小山がある。10 km 以内では、南に 156 m および 143 m の小山がある。</p> <p>17. 近隣の村 このサイトの極近には、村はない。</p>	

Table 4.2-1 Investigation Results of Candidate Sites (4/4)

項目番号	サイト候補地点				
	Option-1	Option-2	Option-4	Option-5	
8.	環境条件				
	18. 近隣の大気汚染源 この地域には、大きな汚染源はない。Stung Hav にある魚粉工場と焼き煙が煙りを発する位である。道路の埃はそうひどくはない。	18. 近隣の大気汚染源 この地域には、大きな汚染源はない。焼き煙農業および炭焼きが散見され煙りを発している程度である。道路の埃はそうひどくはない。	18. 近隣の大気汚染源 この地域には、大きな汚染源はない。焼き煙農業および炭焼きが散見され煙りを発している程度である。道路の埃はそうひどくはない。	18. 近隣の大気汚染源 この地域には、大きな汚染源はない。サイトは Sokimex 石油ターミナルに隣接しているが、調査中にはターミナルからの汚染物発生の兆候はなかった。	18. 近隣の大気汚染源 この地域には、大きな汚染源はない。サイトは Sokimex 石油ターミナルに隣接しているが、調査中にはターミナルからの汚染物発生の兆候はなかった。
	19. 土地利用の融通性 シアヌークヴィル港地域からの Stung Hav への移住計画はなくなった。従ってプロジェクトと移住住民との問題点はない。	19. 土地利用の融通性 問題点はない。サイトは工業団地計画地点の境界内に位置する。	19. 土地利用の融通性 サイトは以前はシアヌークヴィル港 2 期拡張工事予定地内と言われていたが、現在は工業開発のための土地としてキープされている。住宅地用としての使用案も既になくなっている。	19. 土地利用の融通性 サイトは以前はシアヌークヴィル港 2 期拡張工事予定地内と言われていたが、現在は工業開発のための土地としてキープされている。住宅地用としての使用案も既になくなっている。	19. 土地利用の融通性 サイトは、計画されている工業団地内の境界に位置している。
	20. 30 km 半径地域の人口分布 30 km 半径の人口分布は極めて低く、各サイトとも同様である。シアヌークヴィル特別市の 150,000 プラス程度の人口の多くが半径内に入る。	20. 30 km 半径地域の人口分布 同 左	20. 30 km 半径地域の人口分布 同 左	20. 30 km 半径地域の人口分布 同 左	20. 30 km 半径地域の人口分布 同 左
	21. 建設による海の貴重種生息地への影響 サイトは Thmarong 川の河口に近いので、潮の干満のある河口となっている。近くにはマングローブが群生しており、サイトの前面の海は大変浅い。しかし、この点は空冷コンデンサ使用の問題なし。	21. 建設による海の貴重種生息地への影響 サイトの前面の海岸は、岩が多く、サイト近くに特に貴重種の生息地はなさそうである。しかし、空冷コンデンサ使用の場合は全く問題なし。	21. 建設による海の貴重種生息地への影響 建設は、海岸線の狭い白砂ビーチにまで及ぶが、貴重種の生息地はなさそうである。沖合い 1 km 以内で水深 5 m, 1.8 km 以内で 7.5 m, 3 km 以内で 13 m の水深となっている。	21. 建設による海の貴重種生息地への影響 建設は岩が散見する泥砂ビーチから 2 km 沖合いの島方向へと行われる。	21. 建設による海の貴重種生息地への影響 建設は岩が散見する泥砂ビーチから 2 km 沖合いの島方向へと行われる。
	22. 建設による海岸の美的特徴への影響 空冷コンデンサ使用の場合は影響なし。また、このサイトに関しては、注意すべき景観、眺望、海岸、きれいな水等はない。サイト後方の低い丘は、伐採されており、Thmarong 川からの堆砂が明らかに増加している。	22. 建設による海岸の美的特徴への影響 このサイトも注意すべき景観、眺望、海岸、きれいな水等はない。Sokimex オイルターミナルおよびジェティ、材木工場とジェティがサイト近くの海岸線から見える。海岸は岩が多い。	22. 建設による海岸の美的特徴への影響 冷却水路が陸と海から見えるであろう。白砂のビーチが特筆すべきであるが、幅は多くの場所ですべて 10 m 以下と狭く、道路と鉄道沿いであることがその景観および効用を損んでいる。	22. 建設による海岸の美的特徴への影響 冷却水路が陸と海から見えるであろう。しかし、この地域は同種の占有物に囲まれているので、結果としてあまり目立たないであろう。	22. 建設による海岸の美的特徴への影響 冷却水路が陸と海から見えるであろう。しかし、この地域は同種の占有物に囲まれているので、結果としてあまり目立たないであろう。
	23. 冷却水システムの海生物及び漁業への影響 空冷コンデンサを使用する場合は影響なし。調査の必要もない。	23. 冷却水システムの海生物及び漁業への影響 同 左	23. 冷却水システムの海生物及び漁業への影響 188 百万 m ³ /年の海水の加熱と塩素注入が、産卵の詳細と冷却水システムの設計によって、海生物および漁業に対し影響を与える可能性がある。深層取水は好ましい低減策である。	23. 冷却水システムの海生物及び漁業への影響 OP-4 に同じ。但し、水深が浅いのでインパクトは OP-4 より大きいであろう。近くに島があることが更に影響度を大きくしている。	23. 冷却水システムの海生物及び漁業への影響 OP-4 に同じ。但し、水深が浅いのでインパクトは OP-4 より大きいであろう。近くに島があることが更に影響度を大きくしている。

4.3. 土地の取得可能性および予想取得価格

土地の取得可能性については調査の結果、OP-3 以外のいずれのサイトも問題のない事が分かった。OP-4 については、土地所有者が個人で多数（13 人）居るが、EDC の説明では、この土地は既に政府が将来の工業開発地区として留保しており、発電所のために容易に取得可能とのことであった。シアヌークヴィル市庁より聴取した土地の取得予想単価は、OP-1 が約 2.0 \$/m²、OP-2 および OP-5 が約 3.0 \$/m²、OP-4 は約 2.3 \$/m² とのことで、あまり大きな差はなく、所用土地面積を 320,000 m² とした時の各サイト間の最大取得費用差は高々0.32 百万ドルである。

4.4. 環境の影響度に対する評価

すべてのサイトとも住居は無いが、あっても僅かの戸数であり、住民移転の問題は小さい。

OP-4 に対する環境ベースライン調査において、Hun Sen Dam および Prey Treng Pond の近傍で保護鳥が観察された。しかしそれ以外の貴重種や保護種、ならびに文化財的・考古学的遺産はいずれのサイトにも観察されなかった。また、どのサイトも保護地区からは遠く離れている。

OP-4 および OP-5 サイトでは、海水を冷却水として使用するので温水放散の問題があるが、取水・放水設備を世界銀行の規準を満足する様設計することで対処可能である。

OP-5 は掘削土量が多くその処分に問題がある。サイトのレベルを冷却水ポンプ動力を抑える様に設定すると約 4.5 百万 m³ の土を他所へ処分しなければならない。

OP-4 は当初既存の地図から推定すると OP-5 同様に大量の掘削土の処分が必要であったが、詳細地形測量の結果、OP-4 サイトの土地は地図に示された高さよりもずっと低いことが分り、捨土の問題のないことが判明した。

4.5. 設備コスト（含む運転コスト）の比較

上記のサイトの特徴から、下記の条件を前提とした建設コストの差を算出した。

- (1) プラント発電出力は 180 MW とする。
- (2) ガスタービンコンバインドサイクルとし、各サイトへ適用する冷却方式を下記とする。
OP-1：空冷コンデンサ
OP-2：空冷コンデンサ
OP-4：海水冷却コンデンサ
OP-5：海水冷却コンデンサ
- (3) 油燃料輸送は Sokimex 石油ターミナルより鉄道線沿いに油管を設置し圧送する。
- (4) 清水は、OP-1 は Hun Sen Dam より、OP-2 , OP-4 および OP-5 は Prey Treng Pond より取水することとする。非常用（乾期）としていずれのサイトも貯水タンクを考慮する。
- (5) 所内変電所に Takeo からの送電線を直接接続する。Takeo からの送電線は鉄道線路沿いに建設する（ただし Stung Huv からは道路沿いとする）。
- (6) 各土地の取得価格は 4.3 項に記載の価格とする。

また、空冷コンデンサと海水冷却コンデンサでは復水器の真空度が変り、発電効率が異なるため（海水冷却方式の方が効率が高い）、経済寿命 20 年間の運転経費の積算値の差を現在価値に戻した値を、設備コストの差として評価した。

また、天然ガスのパイプライン長さは約 170 km のオフショアからのため、各サイト共全て同じとして評価から外した。

[運転コスト差評価基準]

経済運転寿命	:	20 年
天然ガス	:	4.0 \$/MMBTU
割引率	:	10%
プラント利用率	:	54%
プラント正味熱効率（低位基準）		
海水冷却復水器		7,419 kJ/kWh
空冷式復水器		7,639 kJ/kWh

送電線設備は、本プロジェクトの範囲外であるが、発電設備に伴う設備であるので、その差を計上した。

以上の条件における比較結果を Table 4.5-1 に示す。

以下に示すように、OP-4 が最も設備コストが安く、次が OP-2 , OP-1 と続き、OP-5 が最も設備コストが高い結果となった。

(単位 100万ドル)

OP-1	+ 16.5
OP-2	+ 10.6
OP-4	Base
OP-5	+ 28.9

4.6. 最適サイト選定の結論

以上の比較から、どのサイトも環境的に大きな問題はないので、海水を冷却水として使用できることと、サイトの造成コストが最小なため経済的にも優位な OP-4 を最適地として推奨する。

OP-4 は当初サイト造成のためにはかなりの量の土壌掘削を必要することとなっていたが、実地計測の結果、サイトの高さは地図に示されたものよりかなり低く、適度のサイトレベルで掘削土と盛土がバランスすることが判明した。

Table 4.5-1 Estimated Cost for Items which are variable by Sites

*Natural Gas price: 4 US\$/MBTU

Unit : 1000 US \$

Item	Unit cost 1000 US\$	OP-1		OP-2		OP-4		OP-5	
		Q'ty	Cost	Q'ty	Cost	Q'ty	Cost	Q'ty	Cost
A. Site preparation									
Borrow soil	0.004 /m ³	187500	750	297000	1,188	95000	380	0	0
Excavation	0.006 /m ³	187500	1,125	297000	1,782	95000	570	5E+06	27,563
Subtotal			1,875		2,970		950		27,563
B. Fuel supply system									
Cost of pipeline	354 /km	15	5,310	3	1,062	3	1,062	0.8	283
C. Cooling water system									
C-1 Cooling water intake	8580 /km	0	0	0	0	0.3	2,574	0.6	5,148
C-2 Cooling water discharge	6110 /km	0	0	0	0	0.2	1,222	0.3	1,833
Replacement of rail road	700 /km	0	0	0.5	350	0.5	350	0.5	350
Subtotal			0		0		4,146		7,331
D. Steam condensing system									
Cost of air cooled condenser	Lump sum		10,700		10,700		0		0
Cost of cond. plus intake sys.	Lump sum		0		0		5,252		5,252
Subtotal			10,700		10,700		5,252		5,252
E. Difference of operation cost*									
	Lump sum		7,500		7,500		0		0
F. Fresh water supply system									
Cost of raw water pipeline	47 /km	3	141	3	141	0.1	5	3	141
G. Road condition and access									
G-1 New access road	700 /km	3	2,100	0.05	35	0.2	140	0.05	35
G-2 New bridge	24 /m	75	1,800	0	0	0	0	0	0
Rehabilitation of old bridge			3,900		35		140		35
Subtotal									
H. Power transmission line									
Cost of transmission line	130 /km	(Base)	0	5.9	767	9.9	1,287	7.4	962
I. Land acquisition									
Cost of land acquisition	(unit price) (m ²)	(2 \$/m ²) 320,000	640	(3 \$/m ²) 320,000	960	(2.3 \$/m ²) 320,000	736	(3 \$/m ²) 320,000	960
Total			30,066		24,135		13,578		42,527

第5章 環境規制および基準