

ベトナム社会主義共和国

石油ガス公社（発電所）

石炭鉱山グループ（輸入石炭中継ターミナル）

ベトナム社会主義共和国

ソンハウ 1 石炭火力発電事業および
その周辺インフラ事業準備調査
（PPP インフラ事業）報告書

平成 24 年 3 月

（2012年）

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

住友商事株式会社

民連
JR
12-006

ベトナム社会主義共和国
石油ガス公社

ベトナム社会主義共和国

ソンハウ1石炭火力発電事業および
その周辺インフラ事業準備調査
(PPP インフラ事業) 報告書

ファイナルレポート
(発電所ポーシヨン)

平成24年3月
(2012年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

住友商事株式会社

【発電所】

目次

第1章 序章

1.1 調査の背景	I-1
1.2 調査の目的、概要、範囲および期間	I-1
1.2.1 調査の目的	I-1
1.2.2 調査の範囲	I-2
1.2.3 調査の期間	I-2
1.3 調査団の編成	I-4

第2章 ベトナム国の電力セクター

2.1 ベトナム国における電力セクターの政策、計画	II-1
2.2 ベトナム国の電力供給体制	II-2
2.3 ベトナムにおける本事業関連法制度	II-8
2.3.1 電力事業に関する法制度	II-8
2.4 PPP/IPP 事業に関わる日本及び他国企業等の状況	II-13
2.4.1 PPP 事業	II-13
2.4.2 IPP 事業	II-13
2.5 裨益する対象地域における他の発電所の計画、稼働状況	II-16
2.6 外資による投資対象制限	II-29

第3章 サイト状況

3.1 全般	III-1
3.2 サイト周辺環境	III-1
3.2.1 経済	III-1
3.2.2 社会	III-1
3.2.3 交通	III-1
3.3 サイトの環境	III-6
3.3.1 全般	III-6
3.3.2 地形	III-7
3.3.3 気象	III-7
3.4 サイトの現況	III-19

第4章 発電所の基本設計

4.1	プロジェクトの概要	IV-1
4.2	工事範囲	IV-1
4.3	構内配置	IV-2
4.4	発電所設計の基本事項	IV-4
4.4.1	ボイラ及び付属設備	IV-4
4.4.2	環境対策設備	IV-12
4.4.3	タービン及び付属設備	IV-23
4.4.4	水処理設備・排水処理設備	IV-26
4.4.5	燃料・灰処理設備	IV-31
4.4.6	石灰石・石膏設備	IV-43
4.4.7	電気設備	IV-48
4.4.8	制御設備	IV-55
4.4.9	開閉所設備	IV-61
4.4.10	港湾設備	IV-66
4.4.11	土木・建築設備	IV-67
4.5	発電設備運用保守	IV-72
4.5.1	発電設備運用条件	IV-72
4.5.2	発電設備運用計画	IV-74
4.5.3	発電設備保守計画	IV-76
4.6	輸送計画	IV-77
4.7	プロジェクトスケジュール	IV-79
4.7.1	プロジェクトスケジュール	IV-79
4.7.2	プロジェクトの工程管理に関する提言	IV-81
4.8	プロジェクトコスト	IV-81

第5章 燃料供給計画

5.1	ベトナム国内の石炭埋蔵量	V-1
5.2	ベトナム国内の石炭需給予測	V-1
5.3	石炭供給計画	V-1
5.3.1	方針	V-1
5.3.2	石炭性状	V-2
5.3.3	石炭供給者の調査	V-6
5.3.4	石炭輸送計画	V-8
5.4	石灰石供給計画	V-15
5.4.1	方針	V-15

5.4.2	石灰石供給者の調査	V-16
5.4.3	石灰石輸送計画	V-19

第 6 章 PPP 事業としての妥当性評価

6.1	本調査における妥当性分析の対象範囲	VI-1
6.2	事業目的	VI-2
6.3	官民の役割分担	VI-2
6.3.1	ベトナムの国家体制と主要産業	VI-2
6.3.2	PPP 事業としてのソンハウ 1 発電所とその関連事業の役割分担	VI-2
6.4	民間事業の投資概要	VI-2
6.4.1	EPC 費用等のコスト検証	VI-3
6.4.2	Debt/Equity	VI-3
6.4.3	出資者・出資比率	VI-3
6.5	事業コストの積算	VI-4
6.6	資金調達計画	VI-4
6.6.1	資金調達	VI-4
6.6.2	資金調達に関わる環境	VI-4
6.6.3	Export Credit Agency (“ECA”) の活用	VI-5
6.6.4	資金調達イメージ図	VI-6
6.6.5	ベトナム政府によるサポートの重要性	VI-7
6.7	調達パッケージの提案	VI-8
6.8	民間部分の財務分析	VI-8
6.8.1	財務分析の前提条件	VI-8
6.8.2	財務費用および便益	VI-9
6.8.3	財務分析	VI-10
6.8.4	感度分析	VI-12
6.9	事業全体の経済分析	VI-13
6.10	運用・効果指標の設定	VI-14
6.10.1	運用指標	VI-15
6.10.2	効果指標	VI-15
6.11	事業収入についての分析	VI-15
6.11.1	ベースケースにおける事業収入	VI-16
6.11.2	感度分析	VI-16
6.11.3	オフテーカー (EVN) の財務状況	VI-16
6.12	事業にかかる許認可取得状況/見込み	VI-17
6.12.1	用語の定義	VI-18
6.12.2	事業実施に必要な許認可リスト	VI-18
6.12.3	プロジェクト開発及び実施のプロセス	VI-20

6.13	事業実施スケジュールの検討	VI-23
6.14	事業実施・運営維持管理体制の検討	VI-23
6.14.1	事業実施体制	VI-23
6.14.2	運営維持・管理及びその体制	VI-25
6.15	事業実施機関（PVN）の財務状況の分析	VI-26
6.15.1	電源開発計画と電力需要と IPP/BOT の位置付け	VI-26
6.15.2	今後の予定されている発電プロジェクト	VI-27
6.15.3	PVN の財務状況	VI-27
6.15.4	PVN の投資計画	VI-28
6.16	PPP のリスク要因の分析及び想定される対策案	VI-29
6.16.1	発電事業上のリスク要因の分析	VI-29
6.16.2	プロジェクト実施上のリスク要因の分析	VI-32
6.16.3	想定される対応策	VI-33

第7章 環境社会配慮

7.1	背景及び現在の状況	VII-1
7.2	環境調査の概要	VII-2
7.3	事業の内容	VII-2
7.3.1	プロジェクト概要	VII-2
7.3.2	事業の規模	VII-2
7.3.3	土地利用計画	VII-3
7.3.4	事業実施スケジュール	VII-3
7.3.5	環境関連主要施設	VII-3
7.3.6	プロジェクトの地理的条件	VII-5
7.4	計画予定地の現況	VII-6
7.5	ソンハウ火力発電事業の実施主体	VII-7
7.6	EIA 承認プロセス	VII-8
7.7	EIA プロセスにおける	VII-10
7.8	環境モニタリング	VII-10
7.9	火力発電に係る環境条件：建設時	VII-13
7.10	火力発電に係る環境条件：操業時	VII-15
7.11	EIA の評価	VII-17
7.12	提案事項	VII-17
7.12.1	浚渫区域における河川の底質調査	VII-17
7.12.2	移転住民のモニタリング	VII-18
7.12.3	浚渫土砂の投棄場所の調査	VII-20
7.12.4	火力発電から排出される石炭灰の活用	VII-20
7.12.5	石炭粉塵対策	VII-21

- 添付資料 E1 現況写真
- 添付資料 E2 発電所環境チェックリスト
- 添付資料 E3 発電所配置図・建物計画図
- 添付資料 E4 環境緩和策

第8章 総括

- 8.1 PVNによるソンハウ1石炭火力発電所建設の重要性.....VIII-1
- 8.2 ソンハウ1石炭火力発電所プロジェクトへの投資.....VIII-1

略 語

AC	Alternating Current
ADB	Asian Development Bank
AIS	Air Insulated Switchgear
ANSI	American National Standards Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
AVR	Automatic Voltage Regulator System
B/S	Balance Sheet
BTG	Boiler-Turbine-Generator
C/P	Counterpart
CC	Cross Compound
CCR	Central Control Room
CFPP	Coal-Fired Power Plant
CIF	Cost, Insurance and Freight
COD	Commercial Operation Date
CV	Calorific Value
DC	Direct Current
DCS	Distributed Control System
DO	Diesel Oil
EIA	Environmental Impact Assessment
EIRR	Economic Internal Rate of Return
EPC	Engineering, Procurement and Construction Contract
FC	Foreign Currency Portion
FGD	Flue Gas Desulfurization
FIRR	Financial Internal Rate of Return
FOB	Free On Board
FY	Fiscal Year
GCB	Gas Circuit Breaker
GIS	Gas Insulated Switchgear
GLS	Generator Load Switch
I&C	Instrumentation and Control
Ic/R	Inception Report
IPB	Isolated Phase Bus
IPP	Independent Power Producer
ISO	International Standard Organization
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
JICA	Japan International Cooperation Agency

LA	Lightening Arrester
LC	Local Currency Portion
LCD	Liquid Crystal Display
LDC	Load Dispatch Center
MOM	Minutes of Meeting
MP	Master Plan
MW	Mega Watt
NOx	Nitrogen Oxide
O&M	Operation and Maintenance
OEM	Original Equipment Manufacturer
PCFPP	Pulverized Coal Fired Power Plant
PLC	Plogammable Logic Controller
PPA	Power Purchase Agreement
PSS	Power System Stabilizer
PSS/E	Power System Simulator for Engineering
RUS	Rated Ultimate Strength
S/S	Substation
SC	Super Critical
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SIAGA	Emergency Load Shedding
SubCPP	Sub-critical Power Plant
TC	Tandem Compound
TOR	Terms of Reference
TPP	Thermal Power Plant
USC	Ultra Supper Critical
USCPP	Ultra Supper Critical Power Plant
USD	United States Dollar
VAT	Value Added Tax
WB	World Bank

単 位

Prefixes

μ	:	micro- = 10^{-6}
m	:	milli- = 10^{-3}
c	:	centi- = 10^{-2}
d	:	deci- = 10^{-1}
da	:	deca- = 10
h	:	hecto- = 10^2
k	:	kilo- = 10^3
M	:	mega- = 10^6
G	:	giga- = 10^9

Units of Length

m	:	meter
mm	:	millimeter
cm	:	centimeter
km	:	kilometer
in	:	inch
ft	:	feet
yd	:	yard

Units of Area

cm^2	:	square centimeter
m^2	:	square meter
km^2	:	square kilometer
ft^2	:	square feet (foot)
yd^2	:	square yard
ha	:	hectare

Units of Volume

m^3	:	cubic meter
l	:	liter
kl	:	kiloliter

Units of Mass

g	:	gram
kg	:	kilogram
t	:	ton (metric)
lb	:	pound

Units of Density

kg/m^3	:	kilogram per cubic meter
------------------------	---	--------------------------

t/m ³	:	ton per cubic meter
mg/m ³ N	:	milligram per normal cubic meter
g/m ³ N	:	gram per normal cubic meter
ppm	:	parts per million
μg/scm	:	microgram per standard cubic meter

Units of Pressure

kg/cm ²	:	kilogram per square centimeter (gauge)
lb/in ²	:	pound per square inch
mmHg	:	millimeter of mercury
mmHg abs	:	millimeter of mercury absolute
mAq	:	meter of aqueous
lb/in ² , psi	:	pounds per square inches
atm	:	atmosphere
Pa	:	Pascal
bara	:	bar absolute

Units of Energy

kcal	:	kilocalorie
Mcal	:	megacalorie
MJ	:	mega joule
TJ	:	tera joule
kWh	:	kilowatt-hour
MWh	:	megawatt-hour
GWh	:	gigawatt-hour
Btu	:	British thermal unit

Units of Heating Value

kcal/kg	:	kilocalorie per kilogram
kJ/kg	:	kilojoule per kilogram
Btu/lb	:	British thermal unit per pound

Units of Heat Flux

kcal/m ² h	:	kilocalorie per square meter hour
Btu/ft ² H	:	British thermal unit per square feet hour

Units of Temperature

deg	:	degree
°	:	degree
C	:	Celsius or Centigrade
°C	:	degree Celsius or Centigrade
F	:	Fahrenheit
°F	:	degree Fahrenheit

Units of Electricity

W	:	watt
kW	:	kilowatt
A	:	ampere
kA	:	kiloampere
V	:	volt
kV	:	kilovolt
kVA	:	kilovolt ampere
MVA	:	megavolt ampere
Mvar	:	megavar (mega volt-ampere-reactive)
kHz	:	kilohertz

Units of Time

s	:	second
min	:	minute
h	:	hour
d	:	day
y	:	year

Units of Flow Rate

t/h	:	ton per hour
t/d	:	ton per day
t/y	:	ton per year
m ³ /s	:	cubic meter per second
m ³ /min	:	cubic meter per minute
m ³ /h	:	cubic meter per hour
m ³ /d	:	cubic meter per day
lb/h	:	pound per hour
m ³ N/s	:	cubic meter per second at normal condition
m ³ N/h	:	cubic meter per hour at normal condition

Units of Conductivity

μS/cm	:	microSiemens per centimeter
-------	---	-----------------------------

Units of Sound Power Level

dB	:	deci-bell
----	---	-----------

Units of Currency

VND	:	Vietnam Dong
USD	:	US Dollar
¥	:	Japanese Yen

第1章 序章

目 次

1.1 調査の背景.....	I-1
1.2 調査の目的、概要、範囲および期間.....	I-1
1.2.1 調査の目的.....	I-1
1.2.2 調査の範囲.....	I-2
1.2.3 調査の期間.....	I-2
1.3 調査団の編成.....	I-4

第1章 序章

1.1 調査の背景

近年、ベトナムは8%前後の高いGDP成長率を記録し、それに伴い、2006年から2010年までの過去5年間の電力需要は年平均14%、最大需要は10,187MWから16,048MWと1.6倍に、それぞれ増加している。本傾向は、昨今の世界的な経済危機（同時不況）の影響を受けるものの、中長期的なトレンドとしては、ベトナムは再び高い経済成長へと回帰するものと想定されている。（国際通貨基金（IMF）の見込み（2010年4月時点）によれば、2013年には7.2%成長が想定される）。2010年に承認された「第7次国家電力マスタープラン」では、2020年に向けて、毎年13%の電力需要増を見込んでおり、2011年から2020年にかけて計45,500MW近くの電源開発を想定している。しかし、同マスタープランに記載される電源開発投資計画の多くは遅延しており、ベトナムの電力需給バランスを一層逼迫させ、電力需要ピーク時には計画停電を余儀なくされている。

ベトナムではエネルギー資源が偏在しており、北部の発電所は水力と石炭、南部の発電所は天然ガスを主なエネルギー源としている。「第7次国家電力マスタープラン」では、今後の電力需要増を踏まえ、短期的には石炭火力発電所の建設、中長期的には原子力発電所や揚水発電所の開発が計画されている。2010年の総発電所設備容量は21,586MWであり、その35%を水力発電が占めているが、今後は石炭火力発電所の割合を増やす方針である。

我が国の対ベトナム国別援助計画(2009年7月)においては、支援の重要分野の一つである「経済成長促進・国際競争力強化」の中で、電力(特に基幹発電設備)に係る支援は、資源・エネルギー安定供給分野における重点分野の一つとして取り上げており、本事業は同計画に則ったものである。また、同計画を受け、事業展開計画に揚げる4つの援助重点分野のうち、「経済成長促進・国際競争力強化」の一環として、電源供給能力強化に取り組むこととしている。

上記状況を踏まえ、本事業は我が国、JICAの援助重点分野とも合致しており、またベトナム政府の開発政策でも、急増する電力需要に対応し安定的な電力供給を行う必要性が指摘されていることから、本事業を実施する必要性・妥当性は高い。

1.2 調査の目的、概要、範囲および期間

1.2.1 調査の目的

本事業は、住友商事㈱及びベトナム石油ガス公社(Vietnam Oil and Gas Corporation (PetroVietnam、以下PVNという。))が共同で建設予定のソンハウ1火力発電所(以下、ソンハウ1という。)及びその他石炭火力発電所の新設が予定されているベトナム南部において、共通周辺インフラとなる輸入炭中継ターミナルを整備するものであり、本調査では同事業の事業化に向けて、基本事業計画を策定するものである。

1.2.2 調査の範囲（発電プロジェクトポーシオン）

発電プロジェクトポーシオンの調査は以下の内容を調査範囲とする。

- (1) 背景・必要性の確認
 - ・ ベトナムにおける電力セクターの政策・計画の確認（特に南部）
 - ・ ベトナムの電力供給体制の確認
 - ・ ベトナムにおける本事業関連法制度（PPP 法制度、IPP 法制度）及び事業権付与の仕組み等の確認
 - ・ PPP/IPP 事業にかかる日本及び他国企業等の状況、動向の確認
 - ・ 当該事業に裨益する対象地域における他の発電所の計画・稼働状況を確認
- (2) 当該発電所開発計画にかかる基本計画、妥当性検討
 - ・ 基本計画、仕様の検討
 - ・ CO2 削減量の測定、方法論の検討、MVR(Monitorable, Verifiable, and Reportable data) 指針導入の検討
- (3) 燃料供給計画の検討
- (4) PPP 事業としての妥当性の検討
- (5) 環境・社会配慮の確認及び必要な対策案の検討

1.2.3 調査の期間

本件調査業務に係る作業工程計画を次図に示す。

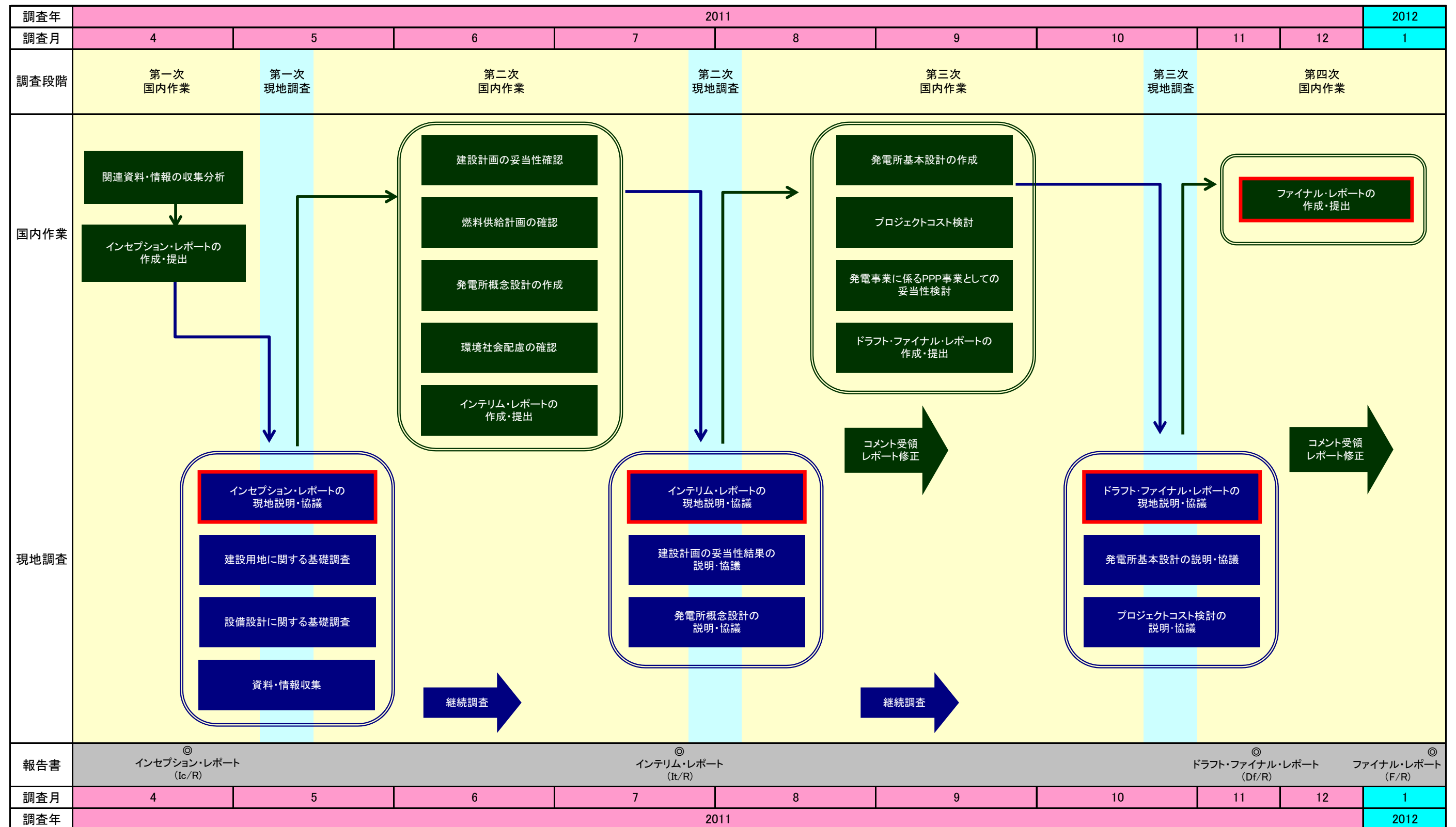


図 1.2.3.1 作業計画

1.3 調査団の編成

調査団編成員の氏名およびその業務を表 1.3.1 に示す。

表 1.3.1 調査団編成

氏名	業務
本田 博城	総括
岡野 秀之	技術総括/タービン設備
庄司 真陸	電力セクター/発電設備 B
朝山 秀樹	発電設備 A
加毛 徹	発電設備 C
小島 明	発電所港湾設備
岩木 宏	発電所土木設備
土井 久幸	燃料供給計画
金谷 茂	環境社会配慮
田岡 義彦	プロジェクトコスト積算・経済分析
大塚 久実	現地法制度・事業投資環境、PPP 事業 動向・妥当性検証 1
斎藤 隆之	PPP 事業動向・妥当性検証 2

(*) PPP: Public Private Partnership

第2章 ベトナム国の電力セクター

目 次

2.1	ベトナム国における電力セクターの政策、計画.....	II-1
2.2	ベトナム国の電力供給体制.....	II-2
2.3	ベトナムにおける本事業関連法制度.....	II-8
2.3.1	電力事業に関する法制度.....	II-8
2.4	PPP/IPP 事業に関わる日本及び他国企業等の状況	II-13
2.4.1	PPP 事業	II-13
2.4.2	IPP 事業	II-13
2.5	裨益する対象地域における他の発電所の計画、稼働状況	II-16
2.6	外資による投資対象制限.....	II-29

第2章 ベトナム国の電力セクター

2.1 ベトナム国における電力セクターの政策、計画

電力関係の行政機関としてはMOIT (Ministry of Industry and Trade: 商工省)、MPI (Ministry of planning and investment: 計画投資省)、MOF (Ministry of finance: 財務省)がある。2007年7月にMOC (Ministry of commerce: 商業省)とMOI (Ministry of Industry: 工業省)が統合されMOITが設立された。MOITは、各商工業に加え、電力・エネルギー分野も管轄し、管轄下の産業に関する法令やマスタープランの策定・監督、管轄下の産業に関する許認可などを主な業務としている。電力分野に関しては、電気事業者の監督・監理(電力設備の運転保守・給電に関する規制の策定)、小売電気料金の認可、投資を促進するため、PDP (Power Development Master Plan: 国家電力開発マスタープラン)に従ったプロジェクトの公表、関係機関が作成するPDPの承認などを行っている。PDPでは5年毎にベトナムの電源開発計画を発表する。

PDP6 (Power Development Master Plan 6: 第6次国家電力開発マスタープラン)は2007年7月に首相承認を受けており、2006～2015年の電源開発計画について定めたものである。2011年7月にはPDP7 (Power Development Master Plan 7: 第7次国家電力開発マスタープラン)が発表された。PDPにおいては、COD (Commercial Operation Date: 営業運転開始日)を年単位で設定し、電源開発の計画をしている。

一方、2020年の総電力需要は32万9,400GWhに達すると予想されており、新規電源開発が計画されている。しかしPDP6に基づいて実際に計画通りに稼働した発電所は、2009年が55.4%、2010年が45.8%と低い。電力不足の原因は近年の雨量不足が影響していることもあるが、政府が発表している送電設備も含めたPDPの実行遅延も大きな原因の一つと考えられる。MPIは、経済計画や外国からの援助・投資を一括管理する機関であり、経済・社会5ヵ年計画といった国家計画の策定や投資に関わる法的整備、許認可などを主な業務としている。電力分野に関しても、外国からの投資の窓口になっている。

MOFは、国家財政や国家予算の管理に加えて、輸出信用に関する政府保証の調整、DAF (Development assistance fund: 開発援助基金)を通じた資格者への公的融資などを実施している。

電力事業者としてはEVN (Electricity of Vietnam: ベトナム電力公社)グループがある。1995年、政府の開放政策によって、電力分野を統合する組織として設立された国営企業であり、MOITの管轄下で発電・送電・配電を一貫して運営している。

給電指令所、主要発電所、送電会社、配電会社、電力設備調査・設計会社、電力機器製造会社などを保有している。なお、EVNは2010年6月末まで国営企業として運営されてきたが、2010年7月の国営企業法の廃止に伴い、国を単独所有者とする有限会社として企業法(2006年7月1日施行)に従い運営されている。

2.2 ベトナム国の電力供給体制

図2.2.1にEVNに関する直轄企業／組織、関連会社（子会社）と非営利組織によるEVN体制図を示す。

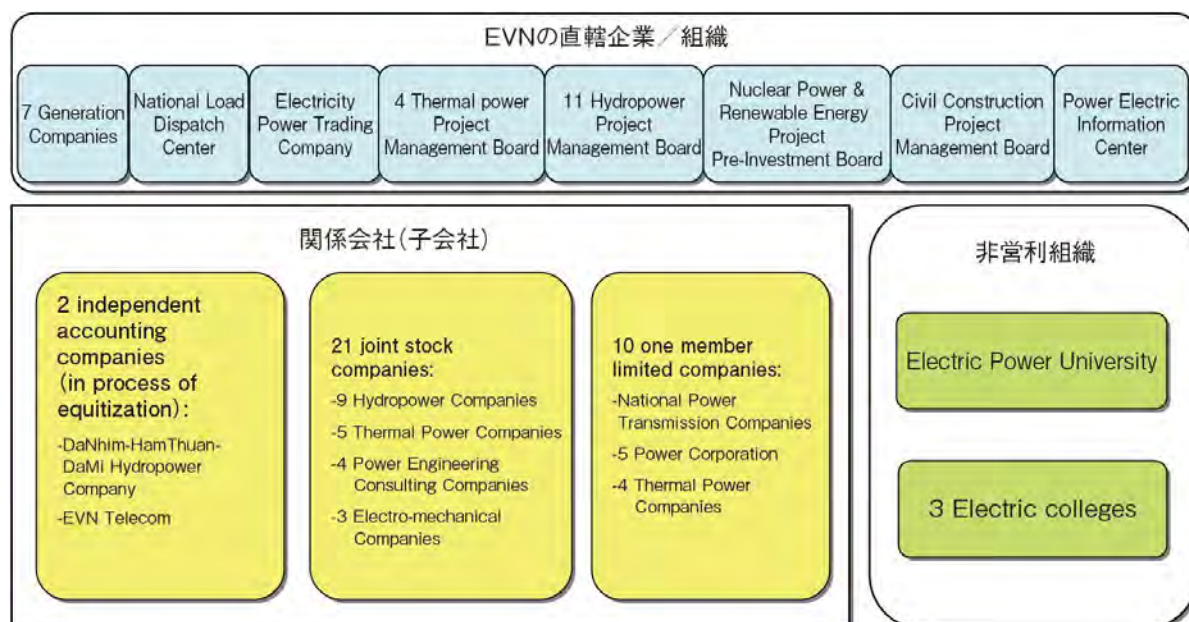


図 2.2.1 EVN 体制図

出典：EVN Corporate Profile 2008-2009

図2.2.2に電力供給体制を示す。

国内の発電所は、大きくEVNが所有する発電所とIPPが所有する発電所に分類できる。これまで、EVNが全国の発電・送電・配電事業を実施してきたが、今後は、EVN以外のベトナム国営企業や外資企業がオーナーとなり建設を進めるIPPやBOT案件が増える見通しである。

2010年時点、総設備容量について前者は全体の70.5%（1,523万kW）、後者は同29.5%（636万kW）を所有する。なお、EVNは逼迫する電力需給に対応するため、2004年から中国からの電力輸入も行っており、その輸入量は年々増加傾向にある。その他、送電系統に接続されていない地域では、EVNの子会社であるPC（配電会社）が、水力やディーゼル発電所（最大で数万kW程度）を所有し、周辺地域に電力を供給している。

EVNの発電所については、これまで発電所ごとにEVN内部で会計分離されてきたが、現在、一部を除き、株式会社（Joint Stock Company）化が進行中である。

株式会社化されたもののうち、Vinh Son-Song Hinh水力発電会社など一部の発電会社は、既にベトナムの証券取引所に株式が上場されている。また、IPP（Independent Power Producer：独立発電事業者）については、1) 100%外国資本、2) 外国資本と国内資本の組み合わせ、3) 100%国内資本、4) EVNとのジョイントベンチャー方式がある。発電分野に参入している国内資本としては、VinacominやPetro Vietnamがある。

今後は、IPPやBOT案件に対する投資をさらに拡大させるためにも、電力料金の引き上げや、

入札案件の早期履行、電力自由化ロードマップに基づく発電事業の採算性・透明性の確保が重要となる。

系統運用はEVN傘下のNLDC (National load dispatch center : 中央給電指令所) が実施し、送電事業についても同様にEVN傘下のNPT (National Transmission Company : 国家送電会社) が実施している。なお、NPTは2008年7月に、北部 (PTC 1)、中北部 (PTC2)、中南部 (PTC3)、南部 (PTC4) の4送電会社が統合され設立された。

また2004年から、シングルバイヤー市場への移行の準備段階として、EVN傘下の発電会社とEVNが株式の過半数を所有する発電会社を対象としたViet Poolが運用されている。ただし、Viet Poolでの取引はあくまで試験的なもので、EVNと発電所間の電力取引はPPA (Power Purchase Agreement : 電力購入協定) に基づき行われている。このため、Viet Poolでの取引価格とPPAでの契約価格に差額が発生した場合は、両者間で精算を行っている。また、発電事業者によるViet Poolへの入札は、総発電予定量の5%までとなっている。

配電・小売事業は、EVN傘下の5配電会社PC (北部、中部、南部、ハノイ市、ホーチミン市) により行われている。なお、5配電会社は、2010年2月に、北部 (PC1)、南部 (PC2)、中部 (PC3)、ハノイ (HPC)、ホーチミン (HCMPC)、ハイフォン (HPPC)、Dong Nai (DNPC)、Ninh Binh (NBPC)、Hai Duong (HDPC)、Da Nang (DNPC)、Khanh Hoa (KHPC) の11配電会社が再編され、設立された。各配電会社はEVNから電力を購入しており、購入価格は事業者ごとに異なっているが、小売電気料金については、政府により全国一律に決められている。

また、遠隔地を中心として、9,000社近くのCommune事業者と呼ばれる小規模配電事業者が存在している。これは、電化推進などの目的で設立されたもので、各事業者はPCから全国一律の料金で電力を購入し、各地の地方人民委員会の認可を受けた料金で需要家に電力を販売している。

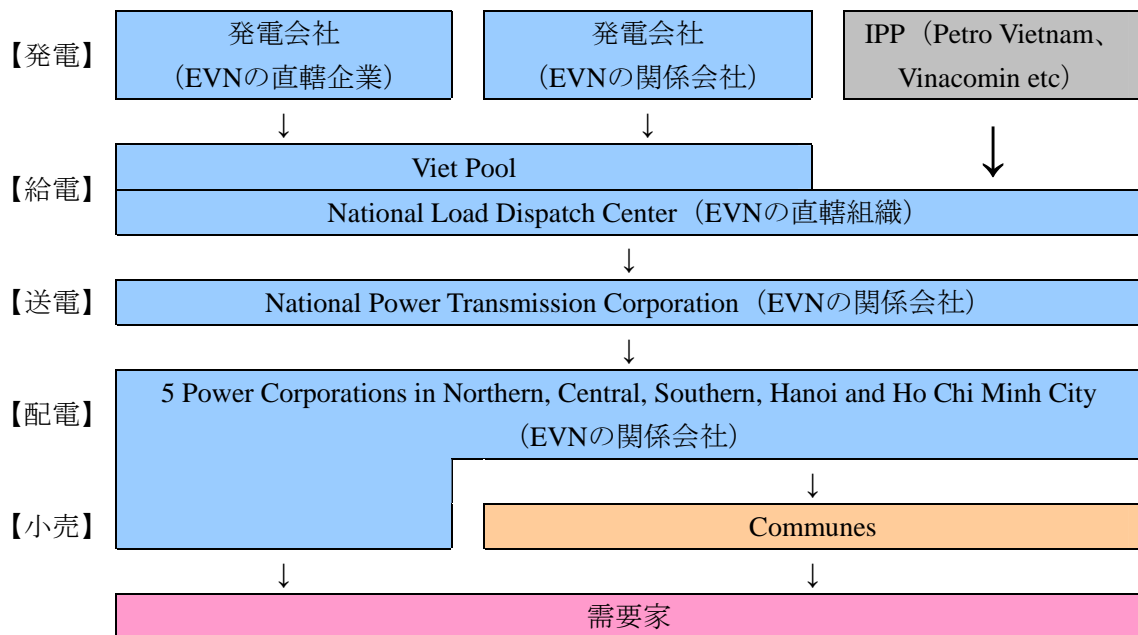


図 2.2.2 電力供給体制

出典 : EVN Corporate Profile 2008-2009

表2.2.1に発電電力量、販売電力量、電力損失、最大電力の推移を示す。

表 2.2.1 発電電力量、販売電力量、電力損失、最大電力の推移

年	発電電力量		販売電力量		電力損失 [%]	最大電力 [MW]
	[GWh]	伸び率[%]	[GWh]	伸び率[%]		
2000	26,562	11.8	22,397	14.3	14.5	4,898
2001	30,608	15.2	25,843	15.4	14.2	5,655
2002	35,801	17.0	30,257	17.1	13.4	6,552
2003	40,825	14.0	34,885	15.3	12.2	7,408
2004	46,201	13.2	39,696	13.8	12.1	8,283
2005	52,050	12.7	44,921	13.2	11.8	9,255
2006	59,013	13.4	51,350	14.3	11.1	10,187
2007	66,773	13.1	58,438	13.8	10.6	11,286
2008	74,224	11.2	65,890	12.8	9.2	12,636
2009	84,786	14.2	74,821	13.6	9.7	13,952
2010	97,335	14.8	85,670	14.5	10.2	16,048

出典：EVN, IE

最大電力は、2000年の490万kWから、年平均12.6%で増加し、2010年には1,605万kWとなっている。

2010年の最大電力は2000年の3.3倍に達している。

EVNならびにIPPによる総発電電力量は、2000年の266億kWhから、年平均13.7%で増加し2010年には973億kWhとなっている。EVNの販売電力量は、2000年の224億kWhから、年平均14.4%で増加し2010年には857億kWhとなっている。2010年の発電電力量は2000年の3.7倍に達している。ただし、近年、ベトナムは計画停電を実施しているため、販売電力量の実績は実際の電力需要を反映したものではない。潜在的な需要を含めると、電力需要は近年、年平均15～16%で増加していると言われている。

表2.2.2に電源別発電設備容量の推移を、表2.2.3に電源別発電電力量の推移を示す。

表 2.2.2 電源別発電設備容量の推移

単位：MW

年	水力	石炭火力	石油火力	ガス火力	ディーゼル	IPP	合計
2000	3,343	645	198	1,152	397	547	6,281
2001	4,154	645	198	2,322	296	612	8,227
2002	4,187	1,245	198	2,322	296	612	8,860
2003	4,154	1,245	198	2,489	288	1,521	9,895
2004	4,155	1,245	198	2,939	285	2,518	11,340
2005	4,155	1,245	198	2,939	285	2,518	11,340

年	水力	石炭火力	石油火力	ガス火力	ディーゼル	IPP	合計
2006	4,583	1,245	198	3,107	285	2,939	12,357
2007	4,647	1,545	198	3,107	285	3,668	13,450
2008	5,499	1,545	198	3,107	285	5,044	15,678
2009	—	—	—	—	—	—	—
2010	—	—	—	—	—	6,359	21,586

出典：EVN

表 2.2.3 電源別発電電力量の推移

単位：GWh

年	水力	石炭火力	石油火力	ガス火力	ディーゼル	IPP	合計
2000	14,551	3,135	1,137	5,866	240	1,633	26,562
2001	18,210	3,218	1,117	5,840	96	2,127	30,608
2002	18,198	4,881	1,019	9,502	92	2,109	35,801
2003	18,971	7,223	891	12,131	45	1,564	40,825
2004	17,635	7,015	602	14,881	42	6,026	46,201
2005	16,130	8,125	678	16,207	43	10,867	52,060
2006	19,096	8,808	600	17,906	54	12,550	59,013
2007	20,833	8,926	740	19,425	77	16,772	66,773
2008	23,860	8,931	610	19,638	52	21,133	74,224
2009	—	—	—	—	—	—	84,786
2010	—	—	—	—	—	50,546	97,335

出典：EVN

2010年における発電設備容量は2,159万kWであり、そのうちの70.5%（1,523万kW）をEVNとその子会社が所有し、残りの29.5%（636万kW）をIPPなどが所有している。

EVNの発電設備は、2000年の573.4万kWから年平均8.0%で増加し、2010年には1,523万kWと2.7倍になっている。

2008年までは、石油火力は全く建設されておらず、水力、コンバインドサイクル、石炭火力を中心に開発が行われている。その結果、2008年末にはEVNの総発電設備量に占める電源別構成は、水力35.08%、石炭火力9.85%、石油火力1.26%、ガスタービン19.82%、ディーゼル1.82%となっている。これは、南部の供給不足を解消するため、比較的短期間で建設できるコンバインドサイクル、石炭火力を多数設置したことに加えて、油田からの随伴ガスの有効利用ならびに南部海底ガス田の発見を受けて、ガス火力のコンバインドサイクル化が図られたためである。

また、IPPは、2000年に54.7万kWであったものが、コンバインドサイクルのPhu My 2.2（72万kW）やPhu My 3（72万kW）、石炭火力のNa Duong（10万kW）、Cao Ngan（10万kW）などの運開などにより2008年末には504.4万kWになり、全体の32.2%を占めるに至っている。

図 2.2.3 に各タイプ別発電所の発電量（2001～2009）を示す。

2009年は、既に稼働をしている主な発電所での大きな稼働率の低下は見られず、昨今の電力不足はPDP6の発電設備建設が大幅に遅れていることが原因と言える。

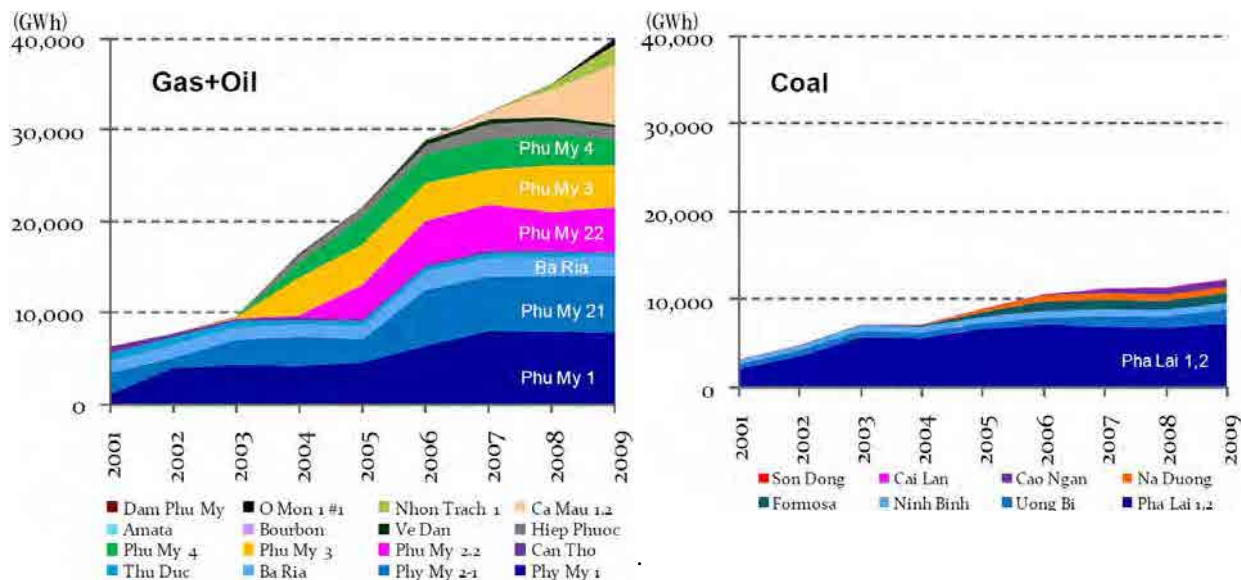


図 2.2.3 各タイプ別発電所の発電量と輸入発電量 (2001～2009)

出典：EVN Annual Report 2009/JETRO

PDP6によると、2006年から2015年にかけて年率17～20%で増加する電力需要を満たすため、発電設備容量を2010年に2,587.9万kW、2015年に4,234.1万kW、2020年に6,061.1万kWに増強する計画がある（ベースケース）。しかし、2010年11月末、MOITは2015年までのPDP6にある電源開発計画の達成は困難であるとの声明を出した。MOITによると、2010年の発電設備容量で2,090万kWであり、2011年は2,250万kWにとどまるとしている。電源開発が遅れている原因として、以下の点が上げられている。

- ・ 発電所の計画建設段階における開発者の資金不足（特に2008年の世界金融危機で多くの開発者がプロジェクトを中断した）
- ・ 入札手続きや、工期管理の経験不足による工期の長期化
- ・ 政府によるコントラクター選定の失敗（外資による発電所建設が進まない）
- ・ 政府による用地収用の長期化（住民移設に伴う補償金支払い作業の長期化）
- ・ 政府が選定したコントラクターの技術力ならびにプロジェクト管理能力の欠如
- ・ 燃料の高騰

表2.2.4に、PDP6における電力需要予想を示す。

表2.2.4 PDP6とPDP7における電力需給

電力需給			実績値		計画値	
			2005	2010	2015	2020
PDP6	販売電力量	TWh	44.9	97.1	165.0	257.3
	発電電力量	TWh	52.1	112.7	190.0	294.0
	最大電力	MW	9,255	19,117	31,495	47,607
	発電容量	MW	11,340	25,879	42,341	60,611
PDP7	発電電力量	TWh	52.1	100	194	329
	最大電力	MW	9,255	15,416	30,803	52,040
	発電容量	MW	11,340	21,297	41,235	66,839

出典：EVN

PDP6によると、2006年から2015年にかけて電力需要は、年率17～20%（ベースケースで17%、ハイケースで20%）で増加し、発電所の新設等を考慮しても電力需給が逼迫すると予測されている。2020年には2005年に対して、販売電力量が5.7倍、発電電力量が5.6倍、最大電力が5.1倍になると予測している。

表2.2.5にPDP6の電源開発計画と実行率を示す。

PDP6では、2009年には8ヶ所の石炭火力発電所が計画されていたが、いずれも2009年内に運転開始には至らなかった。IPP/BOT案件や水力以外の電源開発が増えるにつれ、マスタープランに対する計画進捗率は低下している。2010年の見通しも非常に厳しいものであり、早急な改善が求められる。ファイナンス、各案件の精査（立地・技術・採算性等）、入札業務のスムーズな実施、電力料金の見直しによる投資環境改善など、将来に向けて課題は山積している。

表2.2.5 PDP6の電源開発計画と実行率

Year	2006	2007	2008	2009	2010
計画出力 [MW]	861	2,096	3,271	3,393	4,960
実績出力 [MW]	756	1,297	2,251	1,879	2,272
計画実行率 [%]	87.8	61.9	68.8	55.4	45.8

出典：JETRO

外資によるBOTなどによる発電所建設が進まない背景には、政府によって低く抑えられている小売電気料金がある。2009年末の平均小売電気料金は970.9ドン/kWh（5.4セント/kWh）であるが、このため、PPA交渉に際し、外国企業がEVNに提示する売電価格は投資コストを反映した8～10セント/kWhであるのに対し、EVNが外国企業に提示する買取価格は4～6セント/kWhであると言われている。こうした状況を打開し外国企業の発電事業への参入を促すためにも、政府による小売電気料金の値上げが望まれている。

石炭火力の開発状況は次のとおりである。

北部地域ではベース負荷に対応するため、石炭火力の建設が予定されており、2010 年までに、Son Dong (22 万 kW)、Mao Khe (227 万 kW)、Cam Pha I & II (60 万 kW)、Uong Bi 増設(30 万 kW)、Thai Binh 1 (60 万 kW)、Vung Ang I (120 万 kW)、2010 年以降は、Quang Ninh II (60 万 kW)、Nghi Son I & II (180 万 kW)、Mong Duong I & II (220 万 kW)、Vung Ang II (120 万 kW) などの運開が予定されている。

南部地域では、Vinh Tan(240 万 kW)、Son My(240 万 kW)、Duyen Hai 2 (120 万 kW)、Long Phu 1・2 (240 万 kW)、Kien Giang(240 万 kW)などの輸入炭火力による開発が予定されている。

PDP6 は 2007 年 7 月に首相承認を受けており、2006～2015 年の電源開発計画について定めたものである。2010 年 12 月時点での PDP6 計画実行率は思わしくない。特に、水力以外の電源開発が順調に進んでいない。立地条件やファイナンスの問題はもちろんであるが、中国企業が EPC/メインコントラクター/メインサプライヤーとなる案件において工期が大幅に遅れるケースが増えていることも、電源開発が遅れる原因と言われている。MOIT は、国内電源開発が大幅に遅れている状況も踏まえ、電力不足が今後 5 年は続くとしている。

2.3 ベトナムにおける本事業関連法制度

2.3.1 電力事業に関する法制度

(1) 民間資金による電源開発促進

高い経済成長率と、それに伴う旺盛な電力需要の伸びに対応すべく、エネルギーの安定確保を目指し、ベトナム政府は新規電源開発を促進してきたが、インフラ整備の拡大に向けた莫大な投資資金を調達する為には、日本の円借款を含む外国政府からの ODA や政府資金では賄いきれないとして、国内外からの民間投資を推進する方策を打ち出している。

法整備状況としては、2006 年 7 月 1 日に発効した Investment Law (共通投資法 No. 59/2005/QH11) 及び Enterprise Law (統一企業法 No. 60/2005/QH11)、施行細則 (2006 年 9 月 22 日付 Decree No. 108/2006/ND-CP、2009 年 11 月 27 日付 Decree No. 108/2009/ND-CP) によって、外国投資家による投資形態が多様化する事で直接投資の自由度が高まり、法律の運用規則や投資の形態が明確化された。

(2) 電力事業における投資形態

ベトナムにおいて外国企業が直接投資する際の形態は本章 2.2 で述べた通りであるが、電力セクターを含むインフラ建設事業において用いられる一般的な契約形態として BOT 契約、BTO 契約、BT 契約がある。各契約の概要は以下に示す通りである。

表 2.3.1.1 BOT、BTO、BT 方式の概要

契約形態	内容
BOT	権限を有する政府機関と投資家が、一定の期間にインフラ・プロジェクトの建設・運営のために締結し合う契約。かかる期間の満了後、投資家はベトナム国家に当該インフラ施設を無償で移転する。

契約形態	内容
BTO	権限を有する政府機関と投資家が、一定の期間にインフラ・プロジェクトの建設・運営のために締結し合う契約。建設完了後、投資家はベトナム国家に当該インフラ施設を移転し、一方、投資した資本の回収及び合理的な利益の獲得が可能となるように、政府からそのインフラ施設を一定期間運営する権利を付与される。
BT	権限を有する政府機関と投資家が、一定の期間にインフラ・プロジェクトの建設・運営のために締結し合う契約。建設完了後、投資家はベトナム国家に当該インフラ施設を移転し、一方、投資した資本の回収及び合理的な利益の獲得が可能となるように、政府は投資家がその他のプロジェクトを行えるよう便宜を図るか、BT 契約に基づき投資家に支払う。

出所 共通投資法第 3 条、『ベトナムの投資環境』（国際協力銀行）

発電事業分野には、EVN（ベトナム電力公社）以外の国営企業（IPP）や外資企業（BOT）の参加が認められているが、政府保証がつかない案件への外資企業の参加は難しく、保証がつく前提の BOT 案件も、計画通りに進んでいないのが現状である。

(3) 電力法 2005 年 7 月から施行されているベトナムの最新の電力法は、電力の経済的利用推進、国の電力インフラ保護、競争的電力市場形成、電力セクターへの投資形態多様化および電力セクターの発展を目的として、10 章 70 条から構成される。本事業に関連する主要事項は以下の通り。

【電源開発政策】

本法第 4 章で規定されている電源開発政策は、全リソースの最適利用を通じた持続的な方法での電力活動発展と電力需要の安定的充足を目的とすると定めている。また、同政策は、電力活動の効率性向上のために、国の規制下で競争原理導入により電力市場の開発・創設に導くべきとされている。一方、送電、国の電力システム、社会・経済開発、防衛に甚大な影響を及ぼす大規模発電所の建設・運営については国の独占を認めている。

【外国人投資家参加】

本法第 5 条では、国は外国人・組織による電力活動への参加を推進し、良好な条件を構築する旨規定されている。外国人・組織等投資家は投資、建設、環境保護に関するベトナム法規制を順守する必要がある。

【電力料金】

本法で規定されている電力料金に関する政策は以下のとおり。

- ▶ 適正利潤での電力開発投資、エネルギー資源の節約、環境に配慮した形でのエネ

ルギーおよび再生エネルギーの利用、特に農村部、山岳地域、離島地域での社会・経済開発への貢献の奨励

- 電力の経済・効率的利用奨励
- 顧客グループ間の価格保証機能の適用および相互補助金の段階的引き下げ
- 国の規制で定められている電力料金の枠内で電力売買価格決定をさせるための電力市場における電力売買機関の権利確保

本法に拠れば、電力料金の調整準備作業は、電力料金政策、国の社会・経済発展状況、個人所得水準、電力需給状況、発電費用、電力事業に係る適正利潤および電力市場の発展度合等を考慮して実施される。また、電力購買者は所管官庁承認済みの電力料金に従い、電力販売者に適時、全額支払いすることを法は要求している。

しかし、この法的枠組みにも拘わらず、現在の電力料金は発電、送電、配電コストを十分カバーしておらず、適正利潤には程遠い水準で決定されている。

【電力運営に係る許可】

電力運営に係る許可を得るために事業者は以下の条件を満たす必要がある。

- 電力運営に係る計画、案件の実現可能性
- 申請書一式の提出
- 電力運営に関する運営・管理能力

【発電組織に係る権利義務】

本法は発電組織に対し以下の権利を付与している。

- 発電活動及び許可に付帯されたその他活動の実施
- 技術的条件および基準が満たされた場合の国の電力システムへの接続
- 電力市場における明確な契約に従って、購買者に対し電力を販売する事

同時に、本法下で発電組織は以下の責務を果たす必要がある。

- 送電系統、発電所運営に関する規制、基準の遵守
- 国の電力システムの規制・監督機関による運転モード、指示、命令遵守
- 事故発生時の関連機関への速やかな報告
- 人的安全に危害を及ぼす恐れがあり、他の手段では解決不可能な場合の発電量の減少或いは発電停止
- 電力市場規制および関連法規制の遵守
- 環境保護関連法規の遵守
- 発電所の運営モード状態、予備容量、発電状況に関し規制当局から要請があった場合の速やかな報告
- 送配電機関或いは電力購買者と別段の合意がある場合を除き、変電所、メーター、電力購買者のメーターに接続する為の回線への投資

(4) ベトナムにおける PPP 法制度整備の状況

PPP（官民連携）形態によるインフラ事業投資に関する規則を試行的に認める内容の首相令（Decision No. 71-2010-QD-TTg）が2010年11月9日に制定され、2011年1月15日から施行された。対象となるセクターは以下の表に示す通りであるが、政府が正式に Decree を発するまでの暫定期間、各セクターから選定されたパイロット案件に対し適用する一時的な制度である。運用上の問題点については全て首相判断に委ねる事になっており、実践を通して問題点を洗い出し、試行錯誤的に制度構築を図るものと想定される。

表 2.3.1.2 PPP プロジェクト対象セクター及び選定基準

対象セクター	選定基準
<ul style="list-style-type: none"> ■ 道路、道路橋、トンネル、道路交通用フェリー乗り場 ■ 鉄道、鉄道橋、トンネル ■ 都市交通、 ■ 空港、海港、河港 ■ 浄水供給システム ■ 発電所 ■ 保健（病院） ■ 環境（廃棄物処理施設） ■ その他、首相の決定によりインフラストラクチャ開発又は公共サービスが提供されるプロジェクト 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 2007年4月11日付首相令(Decision No. 412-QD-TTg)に従い、重要かつ大規模で、経済発展の為に緊急開発が必要である事 ■ 現実的な収入源によって投資家へのリターンが可能な事 ■ 民間セクターの技術や管理・運営実績を活用でき、かつ公共セクターの財務力を効果的に活用できる事 ■ その他、首相が決定する基準

出所 2010年11月9日付首相令 No. 71-2010-QD-TTg より作成

本制度の主要事項は以下の通り。

【政府側の PPP 案件実施機関】

中央省庁及び同等の組織、政府機関、中央機関下の郡、市の人民委員会等、公認機関のみが PPP 案件の契約、実施主体となることができる。これらの機関は、案件実施に関する必要な全業務の実施および案件契約条項に従った義務履行をするために、調整役として活動をする特別部署設立或いは技術ユニットを任命する必要がある。

【政府参加】

政府は、案件実施可能性を高めるために必要な出資、投資インセンティブ供与、その他関連する財政上施策実施を通じて PPP 案件に参加する。政府出資は、首相による特別な決定がある場合を除き、案件投資総額の 30%を超えてはならず、プロジェクト費用、付随施設の建設、補償、現場撤去、住民移転、その他必要な業務に使用される。

【所管官庁及び政府機関】

PPP 案件に係る所管官庁および政府機関は以下表 2.3.1.3 の通り。

表 2.3.1.3 PPP 案件に係る所管官庁・国機関

官庁/政府機関	主な業務
計画投資省 (Ministry of Planning and Investment)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 関係機関との調整 ■ 案件実施に係るガイドライン作成 ■ 政府予算準備 ■ 二国間・多国間の ODA 資金 mobilize 調整 ■ 投資推進活動組織化 他
財務省 (Ministry of Finance)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 案件プロポーザル評価への参加 ■ 国による事業参加分に係る評価への参加 ■ 国による事業参加分への出資スケジュールの監督 他
司法省 (Ministry of Justice)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 入札関連文書への外国法適用に関する意見具申 ■ 案件契約交渉参加及びその他法的問題に係る意見具申 他
国営銀行 (State Bank)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 外貨保証レベル、資金調達、外貨規制、その他国による事業参加分に関する意見具申 他
監督官庁 (Authorized State Bodies)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 案件への投資資本計画作成 ■ 案件提案書準備 ■ フィージビリティ調査報告準備 ■ 投資家選定、契約交渉・調印、及び契約履行 他

【プロジェクトサイクル】

監督官庁 (Authorized State Bodies) は、国の基本計画やインフラ開発計画に基づき、以下項目を含む提案書を用意する。

- 案件規模、場所、建設用地スペース、土地利用要請
- 案件選定基準の遵守
- 適用技術・材料・機器・燃料等の分析と予備選定、建設用地の整備と住民移転（必要な場合）に関する予備計画、環境への影響予備評価
- 建設作業スケジュール、運営期間、投資家による設備の管理・運営方法
- 商品・サービスに係る料金等の予備設定
- 設備の引き渡し条件と方法
- 投資資本見込総額、国による事業参加分の予備設定
- 国家財源による投資との比較における、PPP 投資による案件実施の必要性、利点、社会経済上の効率性等の効果分析

なお Decision 71 では、投資家も上記同様のプロジェクト提案を行うことが可能とされて

いる。

監督官庁（Authorized State Bodies）及び投資家から提案されたプロジェクトプロポーザルは計画投資省（MPI）に提出され、プロジェクトリストに記載される。首相承認後、当該プロジェクトリストは公表される。

首相認可を受けたプロジェクトリストに基づき、監督官庁（Authorized State Bodies）はフイージビリティ（F/S）調査実施の為にコンサルタントを入札により選定し、調査を実施する。当該調査の報告書については投資計画省・財務省が協調評価し、それを踏まえ、首相が国の資本参加、投資保証スキーム等につき決定する。

監督官庁（Authorized State Bodies）は、F/S 報告書承認後、プロジェクトを実施する投資家を選定する為、国際入札あるいはローカル入札を実施する。落札者が選定され、投資証書が発行された後、落札投資家と監督官庁（Authorized State Bodies）は公式に契約を締結する。

PPP 案件のプロジェクトサイクルは以下のとおり。



図 2.3.1.1 PPP 案件プロジェクトサイクル

2.4 PPP/IPP 事業に関わる日本及び他国企業等の状況

2.4.1 PPP 事業

2.3.1 (4) で述べた通り、ベトナムにおける PPP 法整備が試行段階にある事により、現時点では PPP 形態により成立しているインフラ事業は無いが、ベトナム投資計画省（MPI）を中心に、セクター毎にパイロットプロジェクト候補が挙げられており、今後、選定へ向けた議論が活発化していくものと想定される。

2.4.2 IPP 事業

(1) BOT 方式

現在ベトナムにおいて、BOT 方式により建設・運営中の電力プロジェクト、また建設・計画中の電力プロジェクトは以下に示す通りである。

表 2.4.2.1 稼働中の BOT プロジェクト

Project	Project Company (スポンサー)
Phu My 2-2 (バリア・ブンタウ省) 715MW 天然ガス焚複合火力発電所	Mekong Energy Company 東京電力、フランス電力公社(EDF)、住友商事
Phu My 3 (バリア・ブンタウ省) 717MW 天然ガス焚複合火力発電所	Phu My 3 BOT Power Company Ltd. 九州電力、双日、BP Holdings BV (英)、 SembCorp Utilities Pte Ltd. (星)

表 2.4.2.2 建設・計画中の BOT プロジェクト

Project	Project Owner
Hai Duong 2 (ハイズン省) 1,200MW 石炭火力発電所	Jaks Resources Bhd (馬)、EVN、Vinacomin
Mong Duong 2 (クアンニン省) 1,200MW 石炭火力発電所	AES Corporation (米)、POSCO (韓)、China Investment (中)
Nghi Son 2 (タインホア省) 1,200MW 石炭火力発電所	2011年7月末に事業者入札を締切る予定。 日本、米国、欧州の企業が参加すると見込まれる。
Van Phong 1 (カインホア省) 1,200MW 石炭火力発電所	住友商事
Vinh Tan 1 (ビントゥアン省) 1,200MW 石炭火力発電所	Vinacomin、China Southern Power Grid (中)
Vinh Tan 3 (ビントゥアン省) 1,800MW 石炭火力発電所	EVN、One Energy、Pacific Corporation
0 Mon 2 (カントー省) 750MW 天然ガス焚き複合火力発電所	今後事業者入札が実施される予定。 日本、米国、欧州勢の参画が見込まれる。

(2) IPP 方式

BOT 方式に因らない IPP 事業として運営中、もしくは建設・計画中の電力プロジェクトは、以下に示す通りである。

表 2.4.2.3 稼働中の IPP プロジェクト

Project	Project Owner
Ca Mau 1 (カマウ省) 750MW 天然ガス焚き複合火力発電所	Petrovietnam
Ca Mau 2 (カマウ省) 750MW 天然ガス焚き複合火力発電所	Petrovietnam
Nhon Trach 1 (ドンナイ省) 450MW 天然ガス焚き複合火力発電所	Petrovietnam
Cam Pha 1 (クアンニン省) 300MW 石炭火力発電所	Vinacomin
Cam Pha 2 (クアンニン省) 300MW 石炭火力発電所	Vinacomin

表 2.4.2.4 建設・計画中の IPP プロジェクト

Project	Project Owner
Quynh Lap 1 (ゲアン省) 1,200MW 石炭火力発電所	Vinacomin
Nhon Trach 2 (ドンナイ省) 750MW 天然ガス焚き複合火力発電所	Petrovietnam JSC
Vung Ang 1 (ハティン省) 1,200MW 石炭火力発電所	Petrovietnam
Vung Ang 2 (ハティン省) 1,200MW 石炭火力発電所	Vung Ang II Thermal Power JSC
Quang Trach 1 (クアンビン省) 1,200MW 石炭火力発電所	Petrovietnam
Thai Binh 2 (タイビン省) 1,200MW 石炭火力発電所	Petrovietnam
Long Phu 1 (ソクチャン省) 1,200MW 石炭火力発電所	Petrovietnam
Long Phu 2 (ソクチャン省) 1,200MW 石炭火力発電所	IDICO - MOC
Long Phu 3 (ソクチャン省) 2,000MW 石炭火力発電所	Petrovietnam
Song Hau 1 (ハウザン省) 1,200MW 石炭火力発電所	Petrovietnam
Duyen Hai 2 (チャービン省) 1,200MW 石炭火力発電所	Janakusa Corporation (馬)

Project	Project Owner
Mao Khe (クアンニン省) 440MW 石炭火力発電所	Vinacomin
Hai Phong 1 (ハイフォン省) 600MW 石炭火力発電所	Vinacomin
Hai Phong 2 (ハイフォン省) 1,200MW 石炭火力発電所	Vinacomin
Hai Phong 3 (ハイフォン省) 1,200MW 石炭火力発電所	Vinacomin
Kien Giang 1 (キエンザン省) 1,200MW 石炭火力発電所	ITA Group (越)

2.5 裨益する対象地域における他の発電所の計画、稼働状況

表 2.5.1 にベトナム南部の消費電力量と最大電力を示す。

ベトナム南部の消費電力量は、ベトナム国の 50%以上を占めており、年々増加している。2000～2010 年における増加率は 15.2%であり、これは全国平均よりも高い数値である。南部における最大電力は、年々470MW 増加している。

表 2.5.1 ベトナム南部の消費電力量と最大電力

年	2006	2007	2008	2009	2010
消費電力量 (GWh)	27,156	30,823	34,837	39,175	45,724
最大電力 (MW)	5,007	5,794	6,258	7,001	8,169

表 2.5.2 にベトナム南部における発電型式ごとの定格出力を示す。

表 2.5.2 ベトナム南部における発電型式ごとの定格出力

型式	水力	石炭火力	ガス・油火力	合計
定格出力(MW)	1614	1002	6599	9295
比 (%)	17.5	10.8	71.6	100.0

表 2.5.3 にベトナム南部における既設発電所一覧を示す。

表 2.5.3 ベトナム南部における既設発電所一覧

発電所	所有者	型式	COD	燃料	定格出力 [MW]	可能出力 [MW]
Thu Duc	EVN		1966- 1973	oil	153	150
Tra Noc	EVN		1975	oil	33	30
O Mon 1	EVN		2009	oil	330	330
Hiep Phuoc	Hiep Phuoc power company			oil	375	375
Bourbon				oil	70	70
Thu Duc	EVN	CCGT	1999	Gas and oil	119	119
Ba Ria	EVN	CCGT	1989- 1994	Gas and oil	370	370
Phu My 2,1 & 2,1 extension	EVN	CCGT	1997- 1999	gas	880	880
Phu My 1	EVN	CCGT	2001	gas	1101	1090
Phu My 4	EVN	CCGT	2004	gas	450	450
Tra Noc	EVN	CCGT		Gas and oil	150	120
Nhon Trach 1	PVN	CCGT		gas	450	450
Ca Mau I	PVN	CCGT		gas	750	750
Ca Mau II	PVN	CCGT		gas	750	750
Vedan		CCGT		gas	27	27
Phu My 3	Phu My 3 BOT company	CCGT		Gas	720	720
Phu My 2-2	Mekong Energy	CCGT		Gas	720	720

表 2.5.4 にベトナム南部における発電所リストと運用状況を示す。

表 2.5.4 ベトナム南部における発電所リストと運用状況 1/2

No	Name of Station	Owner	Type of Station	Year of Initial Operation	Type of Fuel	Installed gross output [MW]	Available gross output [MW]	2005					2006				
								Annual Generation [GWh]	Operating Hours [hrs]	Outage hours [hrs]	Capacity Factor [%]	Availability Factor [%]	Annual Generation [GWh]	Operating Hours [hrs]	Outage hours [hrs]	Capacity Factor [%]	Availability Factor [%]
1	Thu Duc GT	EVN	GT	1966-1973	oil	170	153	35	328	1293	2.4%	85.2%	32	8701	133	2.1%	98.5%
	Thu Duc	EVN	Conventional	1965	oil	102	89	549	5370		61.4%		472	8562		52.8%	
2	Tra Noc GT (Can Tho)	EVN	GT	1975	oil	37.5	33	128	1173	1363	39.0%	84.4%	128	7923	885	39.0%	89.9%
	Tra Noc (Can Tho)	EVN	Conventional	1974	oil	150	132	142	4718		10.8%		109	7752		8.3%	
3	O Mon 1	EVN	Conventional	2009	oil	330	330										
4	Phu My 2,1 & 2,1 extension	EVN	CCGT	1997-1999	gas	949	860	3639	7708	1052	43.8%	88.0%	6110	8285	475	73.5%	94.6%
5	Phu My 1	EVN	CCGT	2001	gas	1140	1090	7172	7914	846	71.8%	90.3%	6415	7513	1247	64.2%	85.8%
6	Phu My 4	EVN	CCGT	2004	gas	468	440	3013	6456	2304	73.5%	73.7%	3211	8402	358	78.3%	95.9%
7	Nhon Trach 1	PVN	CCGT	2009	gas	465	450										
8	Ca Mau I & II	PVN	CCGT	2007	gas	1542	1500										
9	Hiep Phuoc	Hiep Phuoc power company	Conventional	1998	oil	375	375	1424			43.3%		955			29.1%	
10	Bourbon	Bourbon	Conventional		biomass	24	24	43			20.5%		57			27.1%	
11	Ba Ria	JSCo.	CCGT	1989-1999	gas	388	334	2204	6725	511	64.8%	94.2%	2024	8222	538	59.5%	93.9%
12	Vedan	Vedan	CCGT		gas	72	72	463			73.4%		514			81.5%	
13	Phu My 3	Phu My 3 BOT	CCGT	2004	Gas	740	743	4442			68.5%		4110			63.4%	
14	Phu My 2-2	Mekong Energy	CCGT	2005	Gas	740	715	3719			57.4%		4855			74.9%	
15	Nhon Trach 2	PVN	CCGT	2011	gas	750	750										
16	Formasa	Taiwan IPP	Conventional		coal												

Note

- 1) 出典: IE
- 2) Capacity Factor = Annual Power Energy Generation (MWh) x 100 / (Installed Capacity (MW) x 8,760 hours)
- 3) Availability Factor = (8,760 hours - Outaged Hours) x 100 / 8,760 hours

表 2.5.4 ベトナム南部における発電所リストと運用状況 2/2

No	Name of Station	2007					2008					2009					2010				
		Annual Generation [GWh]	Operating Hours [hrs]	Outage hours [hrs]	Capacity Factor [%]	Availability Factor [%]	Annual Generation [GWh]	Operating Hours [hrs]	Outage hours [hrs]	Capacity Factor [%]	Availability Factor [%]	Annual Generation [GWh]	Operating Hours [hrs]	Outage hours [hrs]	Capacity Factor [%]	Availability Factor [%]	Annual Generation [GWh]	Operating Hours [hrs]	Outage hours [hrs]	Capacity Factor [%]	Availability Factor [%]
1	Thu Duc GT	70	8735	318	4.7%	96.4%	17	8734	206	1.1%	97.6%	11			0.7%		81	8734	558	5.4%	93.6%
	Thu Duc	603	8049		67.5%		583	8022		65.2%		358	40.1%		496		8022	55.5%			
2	Tra Noc GT (Can Tho)	137	8565	190	41.7%	97.8%	94	8048	601	28.6%	93.1%	29			8.8%		54	8558	192	16.4%	97.8%
	Tra Noc (Can Tho)	151	8608		11.5%		63	8608		4.8%		14	1.1%		22		8608	1.7%			
3	O Mon 1											616			21.3%		1048	8472	288	36.3%	96.7%
4	Phu My 2,1 & 2,1 extension	5975	8085	675	71.9%	92.3%	6056	7969	791	72.8%	91.0%	6232			75.0%		7207	8652	108	86.7%	98.8%
5	Phu My 1	8034	8520	240	80.4%	97.3%	7987	8156	604	80.0%	93.1%	7848			78.6%		7942	8268	492	79.5%	94.4%
6	Phu My 4	3209	8703	57	78.3%	99.3%	3438	8434	326	83.9%	96.3%	2821			68.8%		3412	8451	309	83.2%	96.5%
7	Nhon Trach 1				0.0%		589			14.5%		2159			53.0%		3575			87.8%	
8	Ca Mau I & II	691			5.1%		2994			22.2%		6560			48.6%		9361			69.3%	
9	Hiep Phuoc	1726			52.5%		1464			44.6%		1319			40.2%		1696			51.6%	
10	Bourbon	69			32.8%		43			20.5%		49			23.3%		49			23.3%	
11	Ba Ria	1982	8479	281	58.3%	96.8%	2074	8569	191	61.0%	97.8%	2180			64.1%		2370	8470	290	69.7%	96.7%
12	Vedan	534			84.7%		395			62.6%		340			53.9%		407			64.5%	
13	Phu My 3	3883			59.9%		5121			79.0%		4582			70.7%		5813			89.7%	
14	Phu My 2-2	5004			77.2%		4222			65.1%		4959			76.5%		5282			81.5%	
15	Nhon Trach 2																				
16	Formasa																				

Note

- 1) Data source : IE
- 2) Capacity Factor = Annual Power Energy Generation (MWh) x 100 / (Installed Capacity (MW) x 8,760 hours)
- 3) Availability Factor = (8,760 hours - Outaged Hours) x 100 / 8,760 hours

図 2.5.1 にベトナム南部各火力発電所の稼働率（2005-2010 年）を示す。稼働率は各発電所とも全体的に高い傾向にある。稼働率については、EVN のデータは入手できたが、IPP は Ba Ria のみ入手した。しかし利用率は全体的に高いので、IPP の稼働率も高いと考えられる。

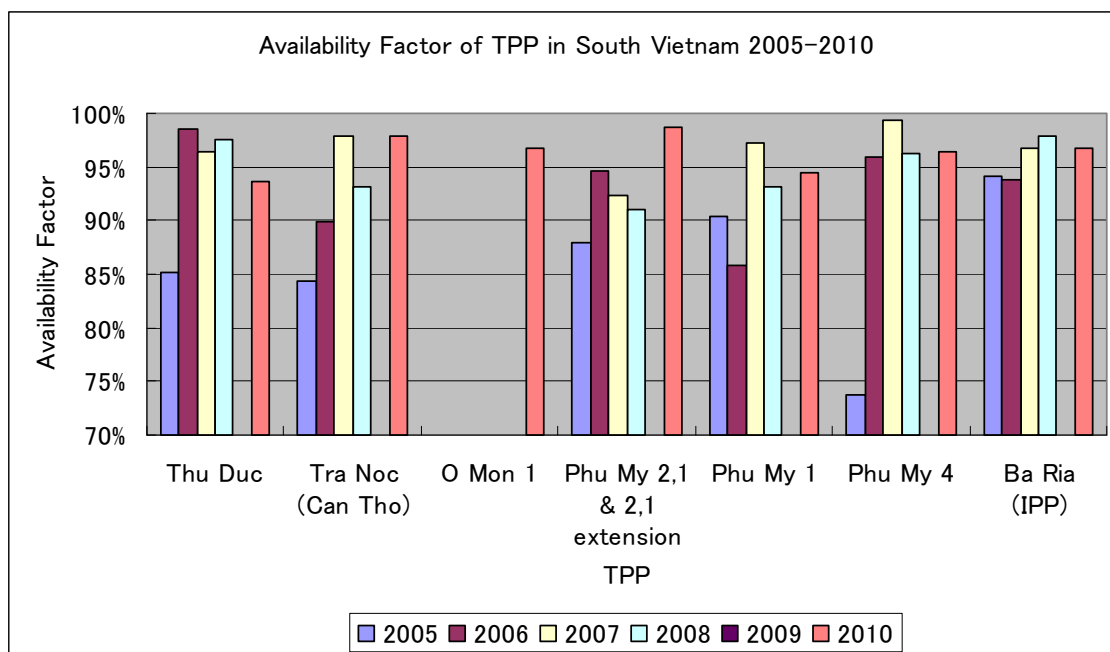


図 2.5.1 ベトナム南部各火力発電所の稼働率（2005-2010 年）

出典：IE

図 2.5.2 にベトナム南部 EVN、図 2.5.3 にベトナム南部 IPP 火力発電所の利用率（2005-2010 年）を示す。

利用率は EVN 発電所・IPP 発電所とも高い傾向にある。EVN 発電所の運用は次のように考えられる。

ベース運用：Phu My 2.1&2.2, 1, 4

ミドル運用：Thu Duc, Tra Noc GT(Can Tho), O Mon 1

ピーク運用：Thu Duc GT, Tra Noc

IPP 発電所の運用は次のように考えられる。

ベース運用：ミドル運用以外すべて

ミドル運用：Hiep Ohuoc, Bourbon

IPP によるガスや油火力の利用率が 60-90% と高いので、石炭火力となるソンハウ1はさらに高い利用率が期待されるものと考えられる。

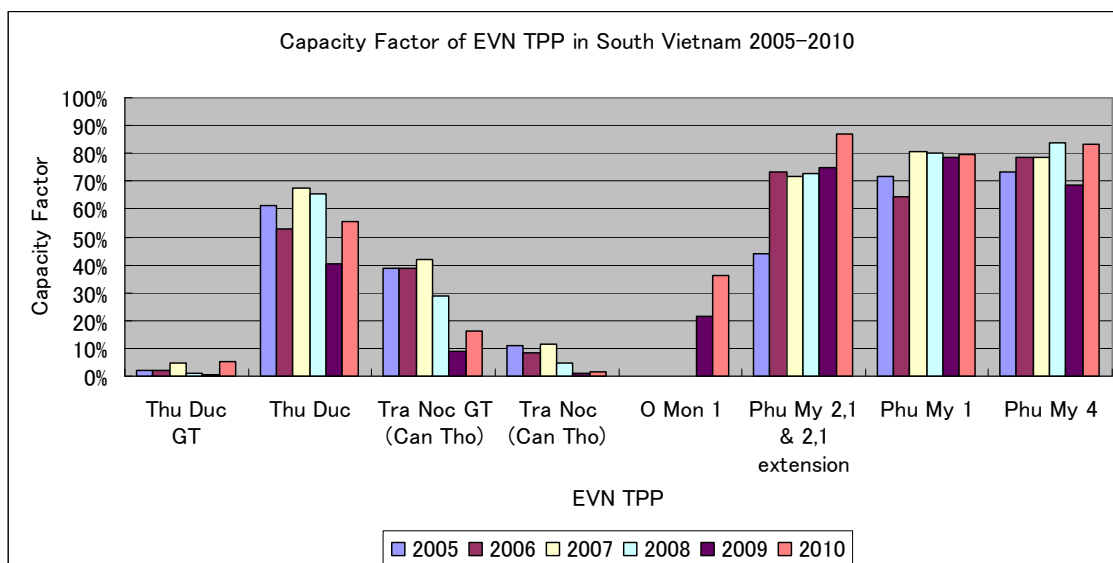


図 2.5.2 ベトナム南部 EVN 火力発電所の利用率 (2005-2010 年)

出典: IE

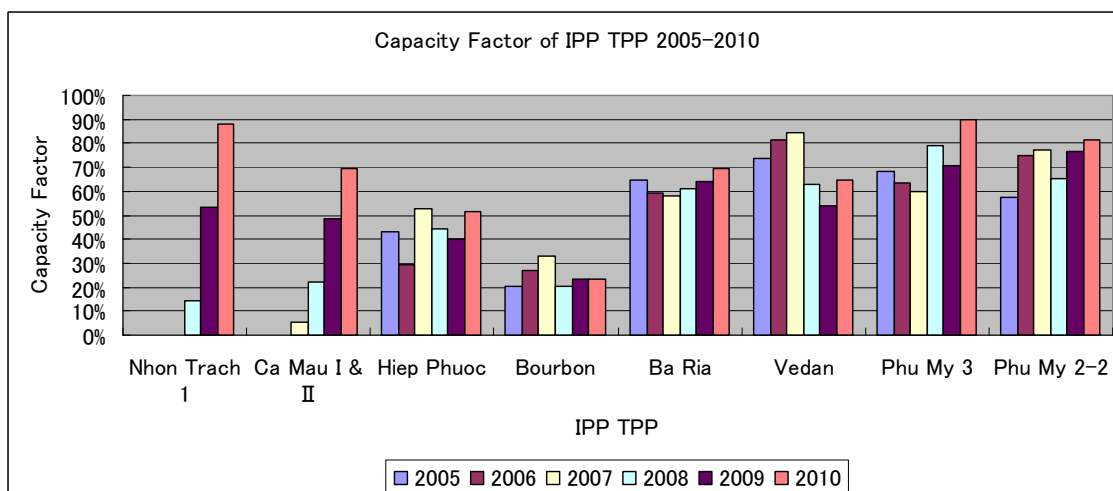


図 2.5.3 ベトナム南部 IPP 火力発電所の利用率 (2005-2010 年)

出典: IE

表 2.5.5 に電力消費予想を示す。

電力消費は 2006～2010 年では年 15.8%増加し、2011～2015 年では年 18.7%増加すると予想される。供給電力量は 2010 年に 109TWh、2015 年に 257TWh に達するとみられている。

表 2.5.5 電力消費予想（基本ケース：17%）

Region	2010		2015		2020		2025	
	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW
North	36,864	6,581	93,279	15,915	157,727	25,994	232,782	36,969
Central	9,013	1,515	25,139	3,332	44,202	5,333	69,545	7,199
South	49,662	8,150	122,290	20,644	201,526	34,056	290,014	49,748
Total	95,539	16,246	240,708	39,891	403,455	65,328	592,341	93,915

表 2.5.6 に発電型式ごとの新設計画を示す。電力需要予想によると、2010、2015、2020年の需要はそれぞれ 16,167MW、39,891MW、65,328MW となる。この需要を満たすため、次のような新設が必要となる。

表 2.5.6 発電型式ごとの新設計画

単位：MW

年	水力	石炭	ガス	再生可能	原子力	輸入	合計
2010	8,830	5,905	9,034	1,502	-	758	26,029
2015	15,746	27,405	12,034	2,757	-	2,250	60,192
2020	18,146	65,005	18,784	3,257	1,000	5,724	111,916

出典：EVN

表 2.5.7 にベトナム南部における西部地域の需給予想を示す。

需給予想によれば、電力不足を解消するためソンハウ1火力発電所（2 x 600MW）は 2012～2014年の商用運転開始を見込んでいる。もしソンハウ1火力発電所の建設が2016年以降にずれ込むと、ベトナム南部は他地域から電力を融通しなければならない。しかしそれほどの容量を他地域で融通できるとは考えにくく、また融通できたとしても送電損失が発生してしまう。

ベトナム南部における西部地域の需給予想によれば、ソンハウ1火力発電所の商用運転開始により2015年に2,889MW、2016年に5,020MW、2020年に9,980MWの予備力ができ、系統安定に貢献することができる。

表 2.5.7 ベトナム南部における西部地域の需給予想

単位：MW

年	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
需要	1,234	1,431	1,627	1,823	2,020	2,216	2,471	2,726	2,981	3,236	3,490
供給	1,980	1,980	2,310	2,310	3,660	5,460	8,010	9,210	9,810	12,410	14,410
Long Phu 1					600	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Long Phu 2							600	1,200	1,200	1,200	1,200
Long Phu 3										1,000	1,000
Can Tho	150	150	150	150	150						

年	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
O Mon 1	330	330	660	660	660	660	660	660	660	660	660
O Mon 2					750	750	750	750	750	750	750
O Mon 3						750	750	750	750	750	750
O Mon 4							750	750	750	750	750
Ca Mau 1	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750
Ca Mau 2	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750
Kien Luong 1							600	1,200	1,200	1,200	1,200
Kien Luong 2								600	1,200	1,200	1,200
Kien Luong 3											1,000
Song Hau 1						600	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Song Hau 2										1,000	2,000
所内電力	129	129	150	150	238	355	521	599	638	807	937
予備力	617	420	533	337	1,402	2,889	5,018	5,885	6,191	8,367	9,983

出典：EVN

図2.5.4に南部開発計画（ホーチミン近郊）、そして図2.5.5に南部開発計画（カントー近郊）を示す。

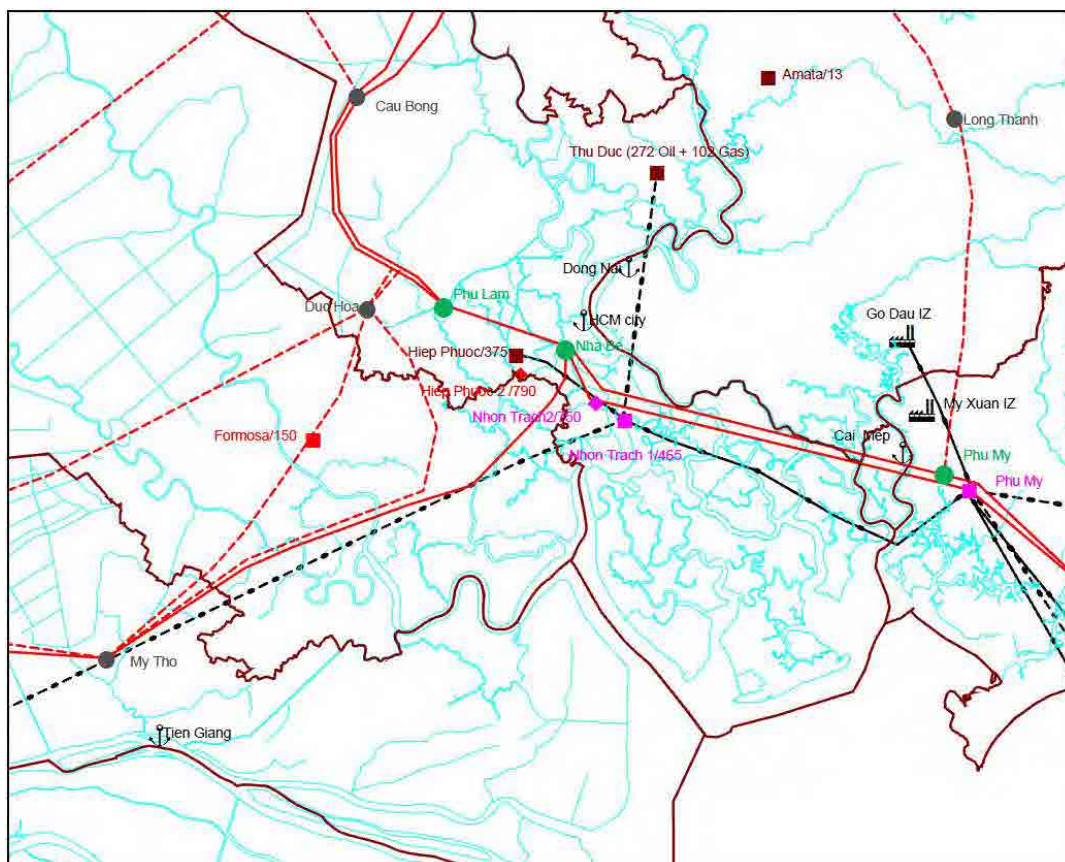


図 2.5.4 南部開発計画（ホーチミン近郊）

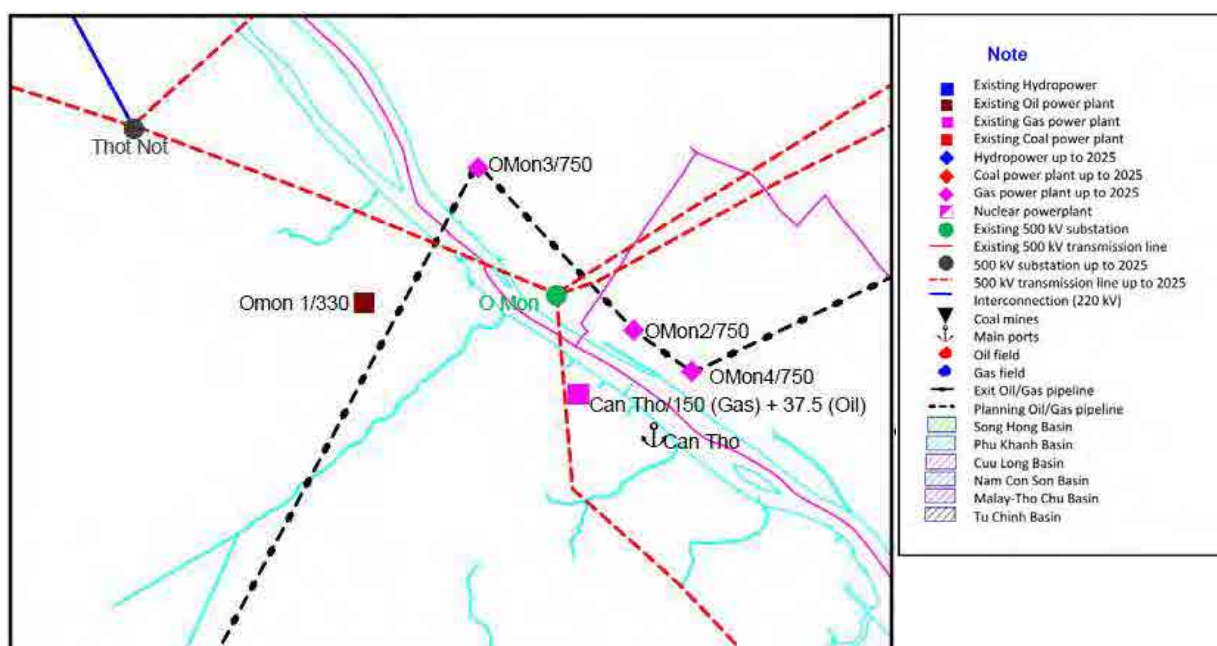


図 2.5.5 南部開発計画（カントー近郊） 出典：JETRO

表 2.5.8 に PDP7 での電源開発計画を示す。

PDP7 ではソンハウ I-1 が 2017 年、ソンハウ I-2 が 2018 年に運転開始されることが計画されている。また、後続機となるソンハウ 2-1 (1,000MW) は 2027 年、ソンハウ 2-2 (1,000MW) は 2028 年、そしてソンハウ 3-1&2 (1,000MW x 2) は 2029 年に運転開始されることが計画されている。

表 2.5.8 PDP7 での電源開発計画

No.	Power Plant Name	Installed capacity (MW)	Owner/Developer
	Projects to be in operation in 2011	4,187	
1	Son La HPP #2,3,4	1,200	EVN
2	Nam Chien HPP #1	100	Song Da Group
3	Na Le (Bac Ha) HPP #1,2	90	LICOGI
4	Ngoi Phat HPP	72	IPP
5	A Luoi #1,2	170	Central Power JSC.
6	Song Tranh 2 HPP #2	95	EVN
7	An Khe Kanak HPP	173	EVN
8	Se San 4A HPP	63	Se San 4A hydropower JSC.
9	Dak My 4 HPP	190	IDICO
10	Se Kaman 3 HPP (Laos)	250	Viet Lao JSC.
11	Dak Rtih HPP	144	Construction Corp. No.1

No.	Power Plant Name	Installed capacity (MW)	Owner/Developer
12	Dong Nai 3 HPP #2	90	EVN
13	Dong Nai 4 HPP #1	170	EVN
14	Uong Bi Ext. TPP #2	300	EVN
15	Cam Pha 2 TPP	300	Vinacomin
16	Nhon Trach 2 C/C GT	750	PVN
	Wind power + Renewable energy	30	
	Projects to be in operation in 2012	2,805	
1	Son La HPP #5,6	800	EVN
2	Dong Nai 4 HPP #2	170	EVN
3	Nam Chien HPP #2	100	Song Da Group
4	Ban Chat HPP #1,2	220	EVN
5	Hua Na HPP #1,2	180	Hua Na hydropower JSC.
6	Nho Que 3 HPP #1,2	110	Bitexco JSC.
7	Khe Bo HPP #1,2	100	Electricity power JSC.
8	Ba Thuoc 2 HPP #1,2	80	IPP
9	Dong Nai 2 HPP	70	IPP
10	Dam Bri HPP	75	IPP
11	An Khanh 1 TPP #1	50	An Khanh thermal power JSC.
12	Vung Ang 1 TPP #1	600	PVN
13	Formosa TPP #2	150	Hung Nghiep Formosa Co., Ltd.
	Wind power + Renewable energy	100	
	Projects to be in operation in 2013	2,105	
1	Nam Na 2 HPP	66	IPP
2	Dak rinh HPP #1,2	125	PVN
3	Sre Pok 4A	64	Buon Don hydropower JSC.
4	Hai Phong 2 TPP #1	300	EVN
5	Mao Khe TPP #1,2	440	Vinacomin
6	An Khanh 1 TPP #2	50	An Khanh thermal power JSC.
7	Vung Ang 1 TPP #2	600	PVN
8	Nghi Son 1 TPP #1	300	EVN
9	Nong Son TPP	30	Vinacomin
	Wind power + Renewable energy	130	Hai Phong TP JSC
	Projects to be in operation in 2014	4,279	
1	Nam Na 3 HPP	84	IPP
2	Yen Son HPP	70	Binh Minh Construction &

No.	Power Plant Name	Installed capacity (MW)	Owner/Developer
			Tourism JSC.
3	Thuong Kon Tum HPP #1,2	220	Vinh Son-Song Hinh hydropower JSC
4	Dk Re HPP	60	Thien Tan Hydropower JSC.
5	Nam Mo HPP (Laos)	95	IPP
6	Hai Phong 2 TPP #2	300	EVN
7	Nghi Son 1 TPP #2	300	EVN
8	Thai Binh 2 TPP #1	600	PVN
9	Quang Ninh 2 TPP #1	300	EVN
10	Vinh Tan 2 TPP #1,2	1,200	EVN
11	O Mon 1 TPP #2	330	EVN
12	Duyen Hai 1 TPP #1	600	EVN
	Wind power + Renewable energy	120	
	Projects to be in operation in 2015	6,540	
1	Huoi Quang HPP #1,2	520	EVN
2	Dong Nai 5 HPP	145	Vinacomin
3	Dong Nai 6 HPP	135	Duc Long Gia Lai Company
4	Se Kaman 1 HPP (Laos)	290	Viet Lao JSC.
5	Quang Ninh 2 TPP #2	300	EVN
6	Thai Binh 2 TPP #2	600	PVN
7	Mong Duong 2 TPP #1,2	1,200	AES/BOT
8	Luc Nam TPP #1	50	IPP
9	Duyen Hai 3 TPP #1	600	EVN
10	Long Phu 1 TPP #1	600	PVN
11	Duyen Hai 1 TPP #2	600	EVN
12	O Mon 3 C/C GT	750	EVN
13	Cong Thanh TPP #1,2	600	Cong Thanh thermal power JSC.
	Wind power + Renewable energy	150	
	Projects to be in operation in 2016	7,136	
1	Lai Chau HPP #1	400	EVN
2	Trung Son HPP #1,2	260	EVN
3	Song Bung 4 HPP	156	EVN
4	Song Bung 2 HPP	100	EVN
5	Dak My 2 HPP	98	IPP
6	Dong Nai 6A HPP	106	Duc Long Gia Lai Company

No.	Power Plant Name	Installed capacity (MW)	Owner/Developer
7	Hoi Xuan HPP	102	IPP
8	Se Kaman 4 HPP (Laos)	64	BOT
9	Ha Se San 2 HPP (50% by Cambodia)	200	EVN-BOT
10	Mong Duong 1 TPP #1	500	EVN
11	Thai Binh 1 TPP #1	300	EVN
12	Hai Duong TPP #1	600	Jak Resource-Malaysia/BOT
13	An Khanh 2 TPP #1	150	An Khanh thermal power JSC.
14	Long Phu 1 TPP #2	600	PVN
15	Vinh Tan 1 TPP #1,2	1,200	CSG/BOT
16	Duyen Hai 3 TPP #2	600	EVN
17	O Mon 4 C/C GT	750	EVN
18	O Mon 2 C/C GT	750	BOT
	Wind power + Renewable energy	200	
	Projects to be in operation in 2017	6,775	
1	Lai Chau HPP #2,3	800	EVN
2	Se Kong 3A, 3B HPP	105+100	EVN
3	Thang Long TPP #1	300	Thang Long thermal power JSC.
4	Mong Duong 1 TPP #2	500	EVN
5	Thai Binh 1 TPP #2	300	EVN
6	Hai Duong TPP #2	600	Jak Resource-Malaysia/BOT
7	Nghi Son 2 TPP #1,2	1,200	BOT
8	An Khanh 2 TPP #2	150	An Khanh thermal power JSC.
9	Van Phong 1 TPP #1	660	Sumitomo-Hanoince/BOT
10	Vinh Tan 6 TPP #1	600	EVN
11	Vinh Tan 3 TPP #1	660	Vinh Tan 3 Energy JSC.
12	Song Hau 1 TPP #1	600	PVN
	Wind power + Renewable energy	200	BOO/BOT
	Projects to be in operation in 2018	7,842	
1	Bao Lam HPP	120	Song Da Group
2	Nam Sum 1 HPP (Laos)	90	Sai Gon Invest
3	Se Kong HPP (Laos)	192	EVN-BOT
4	Na Duong 2 TPP #1,2	100	Vinacomin
5	Luc Nam TPP #2	50	IPP
6	Vung Ang 2 TPP #1	600	VAPCO/BOT
7	Quang Trach 1 TPP #1	600	PVN

No.	Power Plant Name	Installed capacity (MW)	Owner/Developer
8	Nam Dinh 1 TPP #1	600	TaiKwang-Korea/BOT
9	Van Phong 1 TPP #2	660	Sumitomo-Hanoince/BOT
10	Song Hau 1 TPP #2	600	PVN
11	Son My 1 C/C GT #1,2,3	1,170	(IP-Sojizt-Pacific)/BOT
12	Duyen Hai 2 TPP #1	600	Janakuasa/BOT
13	Vinh Tan 3 TPP #2	660	Vinh Tan 3 Energy JSC.
14	Vinh Tan 6 TPP #2	600	EVN
15	Import from China	1,000	Upon negotiation
	Wind power + Renewable energy	200	IPP
	Projects to be in operation in 2019	7,015	
1	Bac Ai PSPP #1	300	EVN
2	Phu Yen East PSPP #1	300	Xuan Thien Ninh Binh Company
3	Nam Sum 3 (Laos)	200	Sai Gon Invest
4	Vinh Son 2 HPP	80	IPP
5	Vung Ang 2 TPP #2	600	VAPCO/BOT
6	Quang Trach 1 TPP #2	600	PVN
7	Nam Dinh 1 TPP #2	600	TaiKwang-Korea/BOT
8	Thang Long TPP #2	300	Thang Long thermal power JSC.
9	Quang Tri TPP #1	600	IPP/BOT
10	Duyen Hai 2 TPP #2	600	Janakuasa/BOT
11	Duyen Hai 3 TPP #3 (Extension)	600	EVN
12	Kien Luong 1 TPP #1	600	Tan Tao Company
13	Son My 1 C/C GT #4,5	780	(IP-Sojizt-Pacific)/BOT
	Hiep Phuoc TPP stopped	-375	
14	Import from China	1,000	Upon negotiation
	Wind power + Renewable energy	230	IPP
	Projects to be in operation in 2020	5,610	
1	Phu Yen East PSPP #2,3	600	Xuan Thien Ninh Binh Company
2	Bac Ai PSPP #2,3	600	EVN
3	Nam Mo 1 HPP (Nam Kan - Laos)	72	EVNI
4	Quang Tri TPP #2	600	IPP/BOT
5	C/C GT in the Center (Quang Tri or Quang Ngai)	450	
6	Ninh Thuan 1 NPP #1	1,000	EVN

No.	Power Plant Name	Installed capacity (MW)	Owner/Developer
7	Ninh Thuan 2 NPP #1	1,000	EVN
8	Vinh Tan 3 TPP #3	660	Vinh Tan 3 Energy JSC.
9	Kien Luong 1 TPP #2	600	Tan Tao Company
	Thu Duc TPP stopped	-272	
	Wind power + Renewable energy	300	IPP

出典：PDP7

2.6 外資による投資対象制限

2006年9月22日付共通投資法施行細則（Decree No. 108/2006/ND-CP）において、以下の通り投資禁止分野と条件付投資分野が定められている。

(1) 禁止分野

- 1) 国防、国家安全、及び公共の利益に損害を及ぼす案件
- 2) ベトナムの歴史・文化遺産、道徳、及び公序良俗に損害を及ぼす案件
- 3) 健康に害があり、天然資源及び環境破壊に影響を及ぼす案件
- 4) ベトナムへ有害廃棄物を持ち込み処理する案件、有毒化学品を製造する案件、もしくは国際条約の規定に準じて禁止されている有毒化学薬品を使用する案件
- 5) 法規に準じた投資禁止とするその他投資案件

(2) 条件付分野

- 1) 放送、テレビ放映
- 2) 文化的作品の製作、出版および配給
- 3) 鉱物の探査および開発
- 4) 長距離通信および情報伝達網設置、長距離通信およびインターネットサービス
- 5) 公共郵便網の設立、郵便および在宅サービスの提供
- 6) 河川港、海港、空港の建設および運営
- 7) 鉄道、空路、道路、経路、内陸水路での貨物および乗客の輸送
- 8) 漁獲
- 9) たばこ製造
- 10) 不動産事業
- 11) 輸出入および流通分野事業
- 12) 教育、訓練
- 13) 病院、診療所
- 14) ベトナムが締結しメンバーとなっている国際条約によって外国投資家に対して市場開放を制限しているその他の投資分野

インフラ事業については、共通投資法第 27 条で「奨励投資分野」として分類されており、2009 年 11 月 27 日付 Decree No. 108/2009/ND-CP でベトナム政府は、インフラ建設・運営プロジェクト並びに道路、鉄道、空港、給水、電力、およびその他分野（首相の規定した分野）における既存の建設物の改修・改良・運営プロジェクトの実施を投資家に促している事から、特筆すべき外資による投資対象の制限は無いと考えられる。

第3章 サイト状況

目 次

3.1 全般.....	Ⅲ-1
3.2 サイト周辺環境.....	Ⅲ-1
3.2.1 経済	Ⅲ-1
3.2.2 社会	Ⅲ-1
3.2.3 交通	Ⅲ-1
3.3 サイトの環境.....	Ⅲ-6
3.3.1 全般	Ⅲ-6
3.3.2 地形	Ⅲ-7
3.3.3 気象	Ⅲ-7
3.4 サイトの現況.....	Ⅲ-19

第3章 サイト状況

3.1 全般

ソンハウ1石炭火力発電所は、ハウ川沿いにあり、カントー市からハウ川下流約12km、ハウ川デンアン河口から上流約66km、ホーチミン市から南へ約180kmに位置している。ハウザン省チャウタイン地区のソンハウ火力発電コンプレックスセンターに属しており、敷地境界は以下のとおりである。

- 北東側：ハウ川
- 南東側：Nga Bat 排水溝
- 南西側：Giao Hoang 排水溝（400m 先）
- 北西側：ソンハウ2石炭火力発電所

3.2 サイト周辺環境

3.2.1 経済

産業：サイト近くには Cai Cui 港と製紙工場等があり、ソンハウ工業地帯のエリア開発は進んでいる。

農業：稲作、果樹園がメインであり、農作物等も実施されている。

家畜：畜産牛、鶏等が実施されている。

3.2.2 社会

人口：人口密度は一様ではなく、幹線道路及び2つの運河脇に集中している。人々は稲作、果樹園、牛家禽飼育等の農業で生計を立てている。

文化：サイト周辺的生活文化水準は、電気及び道路ネットワークの開発により、上昇している。公共文化意識が進歩的であり、祭りなどが多く、仏教、プロテスタント、カトリック等さまざまな信仰心があり、ローカルエンターテイメントとしてスポーツ、映画、芸術的な活動も盛んである。

教育：文化レベルは上昇している。学校がアップグレードされる等の教育環境が改善されている。義務教育プログラムがあり、多くの住民は読み書きができる。

3.2.3 交通

ナムソンハウ道路がサイトへの主な道路であり、Nga Sau町からの未舗装道路がある。

また、このエリアはハウ川沿いにいくつかの道路がある。

水路としてハウ川及びNga Bat運河、Cai Cui運河等が主要である。陸上輸送は運河に沿った未舗装道路の使用頻度が高い。未舗装道路は雨季になると泥濘にすべりやすい状態になる。

(1) 道路ネットワーク

ハウザン省には、国道が国道1A及び国道61の2つある。

国道1Aはベトナム国を縦断する国道であり、ハウザン省ではChau Thanh A地区とPhung Hiep地区を横断する。道路幅員7m幅と非常に狭く、交通事故も多発している。

国道61はChau Thanh A, Phung Hiep, Long My, Vi Thuy, Vi Thanh地区を横断しており、Vi Thanh町でのみ国道1Aと接続する。道路幅員5m幅と狭く、道路等級グレードⅢを満たしていない。

地方省道路ネットワークは省内全域を横断しているが、その半分以上は幅員が狭いアスファルト道路、碎石道路、土砂道である。道路等級はグレードVないしVIである。

地方地区道路ネットワークは碎石道路、土砂道である。

(2) 水路ネットワーク Waterway

ハウザン省では、河川、運河、排水溝等の多くの水路ネットワークを持っており、総延長約724kmになる。

国管理の水路延長 : 96km

省管理の水路延長 : 223km

地区管理の水路延長 : 405km

(3) 港湾システム Seaport system

ハウ川河口部の水深が浅く、干満の影響などにより、5,000DWTクラス船舶航行が限界であり、ハウ川への大型船舶航行計画のために、SNC社、Lavalin社(カナダ)、及びPort Coast社(ベトナム)がハウ川へ河口部をバイパスする新運河を設計し、交通運輸省大臣よりNo. 3744/QD-BGTGT(30/11/2007)にて承認を受けている。

本計画では10,000DWTクラス船舶が航行可能となり、2010-2020年には、年間21-22百万トン輸送、年間450,000-500,000TEUの取り扱いが可能になる。

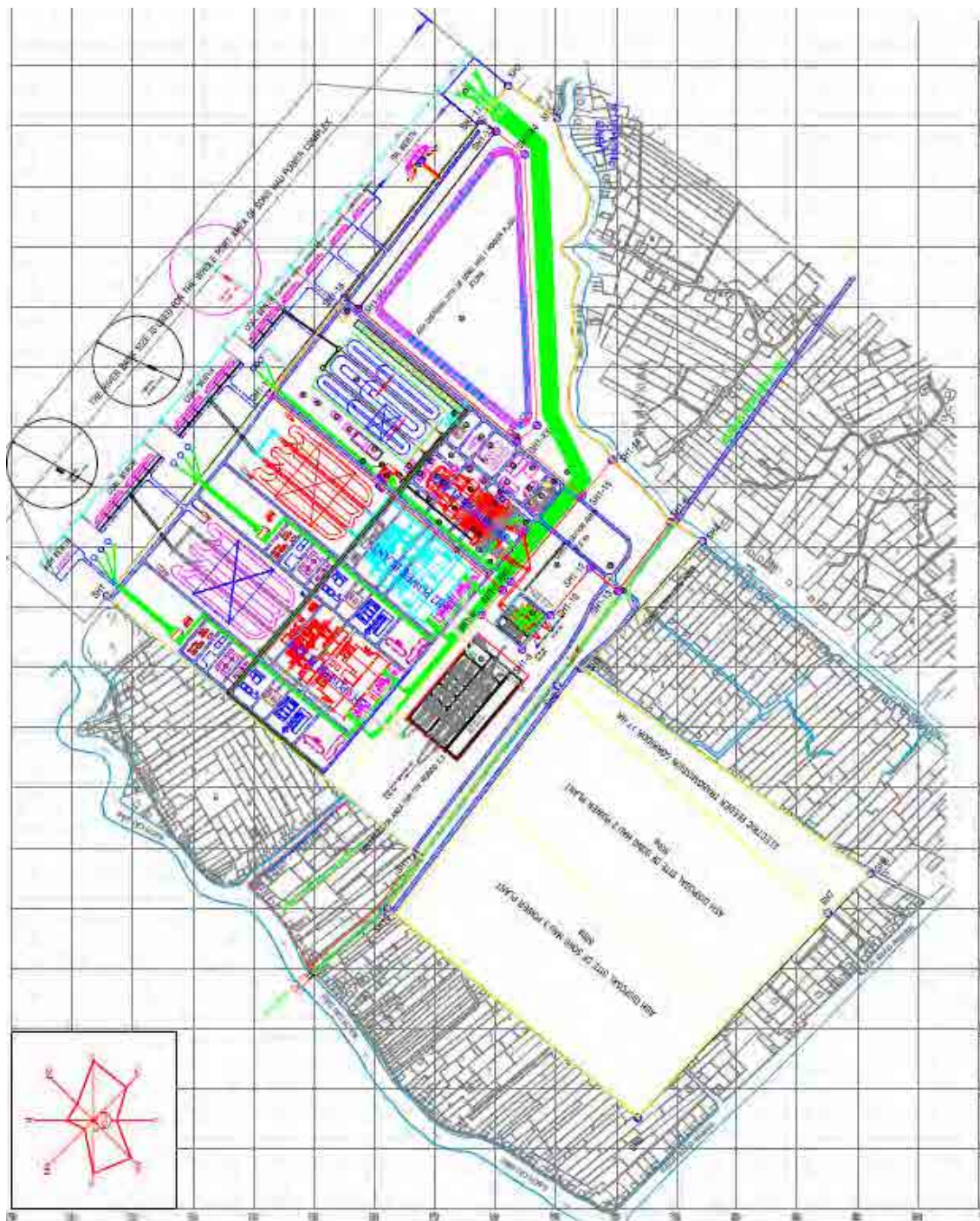


図 3.2.3.2 サイト周辺地図(その2)

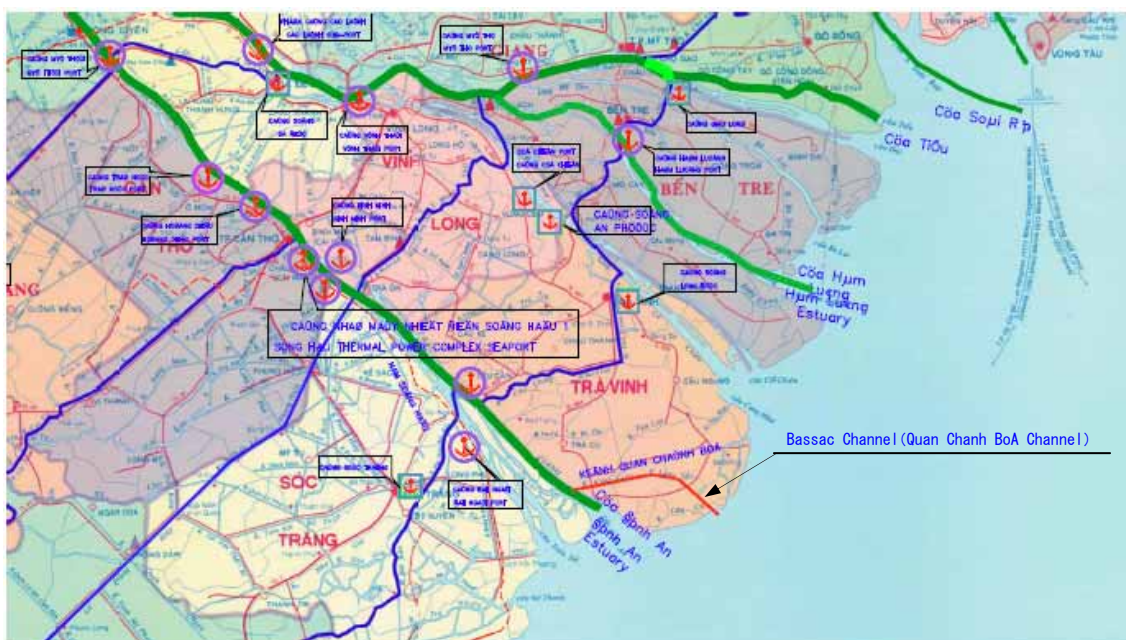


図 3.2.3.3 新運河ルート図

3.3 サイトの環境

3.3.1 全般

表 3.3.1.1 ソンハウサイト環境

1	サイトロケーション	ソンハウ1石炭火力発電所はソンハウ工業エリア内にあり、ハウ川沿いにあり、カントー市からハウ川下流約12km、ハウ川デンアン河口から上流約66km、ホーチミン市から南へ約180kmに位置している。ハウザン省チャウタイン地区のソンハウ発電コンプレックスセンターに属している。ソンハウ発電コンプレックスセンターは5,200MWの発電出力規模であり、445haを占有し、そのうち360haを土地造成する予定である。
2	地形学	<p>サイト地形は平均勾配2%以下のほぼ平坦であり、開発前の土地利用状況は、稲作、果樹園等の使用頻度が最も高い。排水溝や運河系統により、局部的に分割されており、標高は+0.4m～+1.9mである。</p> <p>現在、ソンハウ発電コンプレックスセンターが建設用地を土地造成及びソンハウ1石炭火力発電所用のインフラ整備建設プロジェクトを実施中である。インフラ整備建設プロジェクトは、No5337/QD-DKVN date 17 June 2010承認により実施されている。</p> <p>ソンハウ1石炭火力発電所の計画地盤高は以下の通りである。</p> <p>発電所プラントエリア:+3.20m HD 貯炭場エリア:+2.75mHD 建設時仮設用地エリア:+2.55mHD</p>
3	地質学	<p>地質学条件はほぼ水平に4層構成しており約100m程度で支持層に到達する。</p> <p>発電所プラント基礎建設には、杭工事及び盛土工実施が必要である。</p>

表 3.3.1.2 ソンハウサイトの現状土地利用状況

N°	ソンハウサイトの現状土地利用	面積 (ha)
1	住居地	15.0
2	乾燥地	113.2
3	稲作地	7.5
4	果樹園	297.2
5	特別用途地	6.0
6	その他	6.1
	合計	445.0

3.3.2 地形

サイトは、メコンデルタに位置しており、地形はほぼ平坦である。原地盤高は±0～3m程度であり、最大でも2%以下の勾配である。また、サイトは運河と排水溝で分割されている。サイト周辺は農作物と住居がほとんどであり、運河脇に集中している。樹木密度は非常に高い。

サイトはハウ川脇に位置しているため、ハウ川の潮位の影響を受けやすい地形である。ハウ川の潮位は日2回の潮位変動があり、10月が最も潮位が高く、5月が最も潮位が低くなる。

3.3.3 気象

3.3.3.1 気象条件

(1) 気温および湿度

サイト近傍のカントー観測所において、年間平均気温26.7℃(1978-2008)、最高気温36.7℃(1983年5月観測)を観測している。月別気温に大きな差異は生じていない。

最高気温は通常4月(平年気温28.3℃)に、最低気温は通常1月(平年気温25.4度)に発生しているが、その気温差は2.9℃程度しかない。また、観測史上最高気温は36.7℃、最低気温は17.0℃である。

表 3.3.3.1.1 月別大気温度 [カントー観測所(1978-2008)]

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
Tave	25.4	26.0	27.2	28.3	27.9	27.2	26.8	26.7	26.7	26.7	26.6	25.5	26.7
Tmax	35.5	34.7	36.0	36.6	36.7	35.2	34.5	34.2	34.1	33.6	33.5	33.0	36.7
Tmin	17.8	18.4	17.7	21.8	22.0	21.4	21.4	21.1	22.2	21.2	19.3	17.0	17.0

ここで

Tave: 平均気温 (°C)

Tmax: 最高気温 (°C)

Tmin: 最低気温 (°C)

年平均相対湿度は84%である。乾季である1月から4月の湿度は低く、月平均湿度は約80%である。雨季における平均湿度は80-89%である。

相対最低湿度36%は1995年1月及び1996年3月に記録しており、年間を通して相対最低湿度は36～55%と変動している。

表 3.3.3.1.2 月別相対湿度 [カントー観測所(1978-2008)]

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
Uave(%)	81	80	78	80	85	87	88	88	89	88	85	83	84
Umin(%)	36	42	36	39	43	50	55	54	53	53	49	40	36

ここで

Uave: 相対平均湿度 (%)

Umin: 相対最小湿度 (%)

(2) 降雨および暴風雨

a. 降雨

サイト周辺の熱帯地方特有の季節であり、雨季は5月から11月まで続き、降雨量が最も多いのは9月及び10月である。乾季は12月から翌年4月まで続く気候である。

年間平均降雨量は1615mm/年であり、総降雨量の約93%が雨季に、約7%が乾季に降雨している。カントー観測所における1911～2008までの降雨日に関するデータを下表に示す。

表 3.3.3.1.3 降水量及び降雨日数 [カントー観測所(1911-2008)]

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
X (mm)	11.8	3.72	16.3	46.2	170	203	229	217	257	291	147	42.2	1615
Rainy days	2	1	1	4	14	17	19	19	20	19	12	5	132
≥0 (mm)	3	2	3	7	18	22	24	23	24	23	16	9	174
≥1 (mm)	1	0	1	4	13	15	17	18	18	18	10	4	119
≥5 (mm)	0	0	1	2	8	10	11	11	12	12	7	2	76
≥10 (mm)	0	0	0	1	5	7	7	7	8	9	5	1	50
≥20 (mm)	0	0	0	1	2	3	4	4	4	5	2	0	25
≥50 (mm)	0	0	0	0	1	1	1	0	1	1	0	0	5
≥75 (mm)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

(*) 観測期間において一部データ欠落あり

b. 最大降雨強度

カントー市における降雨強度を下表に示す。1年, 1日の降雨強度は1911年-2008年までのデータ、10分, 20分, 30分, 60分, 6時間, 12時間の降雨強度は1978年-2008年までのデータである。

表 3.3.3.1.4 設計降雨強度 [カントー観測所] (Unit:mm)

Period	10'	20'	30'	60'	6hr	12hr	1day	1year
N	31	31	31	31	31	31	76	76
Mean	20.3	30.8	40.4	59.6	82.7	87.5	88.7	1615
Cv	0.30	0.26	0.25	0.27	0.29	0.28	0.39	0.19
Cs	0.60	0.60	0.75	0.71	0.90	0.70	1.65	0.25
P=0.1%	44.4	62.5	82.4	126.7	186.2	188.0	276.7	2674
P=0.5%	39.3	55.9	73.3	112.4	162.9	166.5	228.0	2478
P=1%	37.0	52.9	69.2	105.9	152.4	156.7	206.8	2385
P=3%	33.2	47.8	62.2	94.9	135.1	140.2	172.7	2224
P=5%	31.2	45.2	58.8	89.5	126.5	132.1	156.7	2141
P=10%	28.4	41.5	53.8	81.6	114.3	120.2	134.5	2016
P=20%	25.1	37.2	48.3	72.8	110.9	106.9	111.7	1869
P=50%	19.7	30.0	39.1	58.1	79.2	84.7	79.6	1602
P=75%	15.9	25.1	33.0	48.3	65.5	69.8	63.4	1402

c. 暴風雨

1979年から2008年までにサイトでは8回の暴風雨の影響を受けており、下表に暴風雨及び熱帯低気圧の影響を下表に示す。

表 3.3.3.1.5 ソンハウ1エリアでの暴風雨履歴 (1979-2008)

No	年	月日	暴風雨名	被害エリア	風速等級	風	
						風速(m/s)	風向
1	1979	08/09		Phu Yen - Khanh Hoa	7-8	19	SW
2	1980	09/03		Binh Dinh	6-7	14	SW
3	1981	08/05		Binh Dinh	7	12	SSE
4	1982	09/07	HOPE	Khanh Hoa - Dong Nai	6-7	14	W
5	1983	10/11	HERBERT	Ba Ria - Vung Tau	6-7	11	SW
6	1987	11/19	NAURY/8721	Khanh Hoa - Dong Nai	7-8	9	NW
7	1990	10/03	IRA/9022	Khanh Hoa - Dong Nai	6	8	W
8	1996	11/16	ERNIE/9625	Ba Ria - Vung Tau	7	10	E
9	1997	11/02	LIDA/9726	Bac Lieu - Ca Mau	8	14	SSE
10	1998	11/20	DAWN/9813	Phu Yen - Khanh	8	10	W

No	年	月日	暴風雨名	被害エリア	風速等級	風	
						風速(m/s)	風向
				Hoa			
11	-	12/11	NONAME/9813	Ca Mau – Kien Giang	7	12	E
12	1999	10/23	Tropical cyclone	Ca Mau – Kien Giang	6	10	E
13	2004	11/24	MUIFA/0404	Cau Mau coastal area - Kien Giang	8	10	E
14	2006	10/05-06	DURIAN/0609	Ben Tre – Tra Vinh	10-11	23	NE
15	2008	11	Tropical cyclone	Offshore of the South of Central Viet Nam	6		

d. 雷雨

サイト周辺は雷雨が多く発生しており、特に雨季である5月～11月に集中している。年間98日は雷雨が発生している。

表 3.3.3.1.6 月別雷雨日数 [カントー(1978-2008)]

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
N	1.8	1.5	3.2	6.7	15.3	11.6	11.0	8.8	13.0	15.1	7.2	2.1	98

e. 風

サイトは暴風雨の影響は僅かであり、ベトナムの他の港湾地域と比較すると最高風速は低くなっている。

1979年から200年までのカントー観測所データをベースに設計最高風速及び風向の計算結果を下表に示す。

表 3.3.3.1.7 設計最大風速 [カントー観測所(1979-2008)] (Unit:m/s)

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
Years	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Maen	8.90	9.30	9.30	10.4	13.0	14.7	14.6	15.1	13.1	10.8	10.0	8.90	19.1
Cv	0.30	0.25	0.28	0.55	0.42	0.48	0.29	0.33	0.44	0.40	0.39	0.29	0.29
Cs	1.40	0.52	1.22	1.80	0.55	1.34	0.18	1.50	1.42	1.50	1.40	0.85	1.70
P=1%	17.6	15.6	17.6	30.4	27.9	37.3	25.1	31.8	31.9	25.1	22.8	16.4	38.1
P=2%	16.1	14.7	16.2	26.7	25.8	33.4	23.7	28.8	28.6	22.6	20.6	15.3	34.6
P=4%	15.2	14.2	15.4	24.5	24.5	31.1	22.9	27.1	26.7	21.1	19.3	14.6	32.6
P=10%	12.4	12.4	12.8	17.9	20.3	24.0	20.1	21.8	20.8	16.5	15.3	12.4	26.4

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
P=20%	10.7	11.2	11.2	14.1	17.4	19.7	18.2	18.6	17.1	13.7	12.8	10.9	22.7
P=25%	10.2	10.8	10.7	12.8	16.4	18.2	17.4	17.5	15.9	12.8	12.0	10.4	21.5
P=50%	8.27	9.13	8.82	8.79	12.5	13.2	14.5	13.9	11.8	9.73	9.15	8.54	17.6

表 3.3.3.1.8 設計最大風速方向 [カントー観測所(1979-2008)] (Unit:m/s)

Direction	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	Max
Years	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Maen	10.7	9.4	11.3	9.7	10.0	16.4	16.1	11.9	18.9
Cv	0.49	0.34	0.31	0.47	0.66	0.32	0.36	0.47	0.30
Cs	1.50	0.84	0.70	2.10	3.50	2.40	0.85	0.85	1.60
P=1%	28.1	18.8	21.2	26.5	37.9	38.0	33.0	28.3	38.2
P=2%	25.0	17.4	19.7	23.2	31.3	33.8	30.4	25.7	34.7
P=4%	23.2	16.5	18.8	21.3	27.6	31.3	28.8	24.2	32.7
P=10%	17.6	13.7	16.0	15.7	17.2	24.2	23.8	19.4	26.5
P=20%	14.3	11.9	14.1	12.4	12.1	20.2	20.5	16.2	22.8
P=25%	13.2	11.3	13.4	11.4	10.7	19.0	19.4	15.1	21.5
P=50%	9.41	8.99	10.9	8.28	7.28	15.4	15.3	11.1	17.5

サイト周辺の風向は季節によって異なり、雨季は西及び南西が主な風向で、乾季は東及び南東が主な風向きである。そして、東南アジアのモンスーンの影響を受ける。年間風向発生率は、東及び南東向きが9.3~11.1%、西及び南西向きが2.5~4.9%である。カントー観測所における1978-2008年までの風向発生率結果を下表に示す。

表 3.3.3.1.9 風向発生頻度分布 [カントー観測所(1979-2008)]

Direction	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW
P(%) All year	4.9	4.4	11.1	9.3	4.8	10.2	9.7	2.5
P(%) Rainy season	3.8	3.1	3.7	3.3	5.3	16.5	15.9	3.1
P(%) Dry season	6.6	6.3	21.5	17.6	4.0	14	1.0	1.5

f. 蒸発量

サイトは雨季乾季と明確に分かれており、蒸発量は雨量に反比例して発生している。カントー観測所の蒸発量データを下表に示す。

表 3.3.3.1.10 月別蒸発量 [カントー観測所(1979-2008)] (Unit:mm)

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
Ztotal	88.5	92.0	111	100	78.0	68.1	67.0	65.5	57.6	56.1	70.4	79.3	934
Zmax	5.60	6.00	6.10	6.20	5.60	5.40	4.80	5.20	4.10	5.80	5.40	5.50	6.20
Zmin	2.86	3.25	3.58	3.34	2.52	2.27	2.16	2.11	1.92	1.81	2.35	2.56	2.56

ここで、

- Ztotal : 月平均蒸発量 (mm);
- Zmax : 日最大蒸発量 (mm);
- Zmin : 日最小蒸発量 (mm);

g. 日照時間

カントー観測所での最大日照時間は11.8時間であり7月に発生している。3月及び4月は月別合計日照時間が最も長い。

表 3.3.3.1.11 日照時間 [カントー(1979-2008)]

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
Smax (h)	11.1	11.1	11.4	11.4	11.5	11.7	11.8	11.7	11.2	11.1	11	11.2	11.8
Total (h)	242	246	279	255	209	167	176	163	160	163	185	207	2452

ここで、

- Smax : 月別日最大日照時間 (h);
- Total : 月合計日照時間 (h);

h. 大気圧

年平均大気圧は約1,009mbであり、月別でも大差は無い。最大及び最小大気圧も同じような傾向である。下表にカントー観測所での1978年～2008年までの大気圧データを示す。

表 3.3.3.1.12 大気圧 [カントー観測所(1978-2008)]

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
Pave	1011	1011	1010	1009	1008	1008	1008	1008	1008	1009	1010	1011	1009
Pmax	1018	1017	1019	1014	1012	1013	1013	1014	1014	1015	1016	1017	1019
Pmin	1005	1004	1003	1003	1004	1003	1003	1000	1001	1004	1004	1005	1000

ここで、

- Pave : 月平均大気圧 (mb);
- Pmax : 月別最大大気圧 (mb);
- Pmin : 月別最小大気圧 (mb);

3.3.3.2 水文条件

(1) 河川流況

ハウザン省は2,300kmに渡る河川、運河システムを形成している。ハウ川の潮位変動は、洪水と潮位の影響により河川流量が多く、南シナ海の不規則に日2回潮位変動がある。

12月から翌年6月までの乾季は南シナ海水位の影響を受ける。7月から11月までの雨季はメコン河川水位の影響を受け、洪水及び潮位に連動して河川の流れが変動する。

(2) 潮位変動

カントーとサイト周辺でのハウ川河川水位は非常に明確に潮位の影響を受けている。

1日のうち2回ピーク水位が発生する。

平均最低水位は5月、平均最高水位は10月及び11月に発生する。サイト周辺の河川水位モード及び雨季における最高水位データを下表に示す。

表 3.3.3.2.1 河川水位 [カントー観測所(1977-2008)]

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
Have	34	22	11	1	-6	-3	17	36	59	78	72	52	31
Hmax	159	152	151	132	135	134	153	169	189	203	199	179	203
Hmin	-142	-151	-157	-162	-175	-173	-164	-124	-92	-60	-63	-112	-175
Margin	301	303	308	294	310	307	317	293	281	263	262	291	378

* Note: 河川水位レベルはHai PhongにおけるHon Dau elevation表示である
ここで、

Haver. : 平均河川水位 (cm);
Hmax : 最高河川水位 (cm);
Hmin : 最低河川水位 (cm);

表 3.3.3.2.2 洪水期における時間当り最高河川水位 [カントー観測所(1997-2008)]

(Unit:cm)

October								
Year/Hour	4	5	6	7	17	18	19	20
1997	172	178				176	175	160
1998	154	163	163			167	159	156
1999	175	176	176		176	179	177	166
2000	171	170	171				171	170
2001	189	190				188	183	166
2002	181	193	195				195	187
2003	180	181			181	180	171	166
2004	185	188				189	183	175
2005	192	193			194	186	169	154

2006	185	191	195			192	189	180
2007	188	197	197		198	200	201	
2008		188	198	189		197	200	198
November								
Year/Hour	4	5	6	7	17	18	19	20
1997	158				165	184	181	176
1998	149	153					153	149
1999	174					172	171	161
2000	165	170	170			171	173	166
2001	183					177	173	159
2002	180	185	177		185	186	179	173
2003	165	167					155	154
2004	158					151	149	146
2005	162	167				172	170	166
2006	199				197	192	180	168
2007		188	185	179		197	200	198
2008		187	191	188		193	187	189

(3) サイト周辺の設計水位

サイト近傍のカントー観測所における平均、最高、及び最低水位記録からの設計推移レベルは以下の通りである。

表 3.3.3.2.3 設計平均水位 [カントー観測所] (Unit:cm)

P(%)	0.5	1	2	4	5	10	20	25	Period
Hbq.p	60	57	54	51	49	44	40	38	1977-2008
N(year)	200	100	50	25	20	10	5	4	
P(%)	50	75	80	85	90	95	97	99	Period
Hbq.p	31	24	22	21	18	15	13	9	1977-2008
N(year)	2	1.3	1.25	1.18	1.11	1.05	1.03	1.01	
P(%)	0.5	1.	2	4	5	10	20	25	Period
Hbq.p	61	58	56	55	53	50	46	45	1994-2008
N(year)	200	100	50	25	20	10	5	4	
P(%)	50	75	80	85	90	95	97	99	Period
Hbq.p	40	35	34	32	30	28	26	23	1994-2008
N(year)	2	1.3	1.25	1.18	1.11	1.05	1.03	1.01	

表 3.3.3.2.4 設計最高水位 [カントー観測所] (Unit:cm)

P(%)	0.5	1	2	4	5	10	20	25	Period
Hmax.p	230	223	215	210	204	196	186	182	1977-2008
N(year)	200	100	50	25	20	10	5	4	
P(%)	50	75	80	85	90	95	97	99	Period
Hmax.p	170	159	156	154	150	146	143	139	1977-2008
N(year)	2	1.3	1.25	1.18	1.11	1.05	1.03	1.01	
P(%)	0.5	1.	2	4	5	10	20	25	Period
Hmax.p	229	224	219	215	211	204	197	197	1994-2008
N(year)	200	100	50	25	20	10	5	4	
P(%)	50	75	80	85	90	95	97	99	Period
Hmax.p	184	174	172	170	167	163	160	155	1994-2008
N(year)	2	1.3	1.25	1.18	1.11	1.05	1.03	1.01	

表 3.3.3.2.5 設計最低水位 [カントー観測所] (Unit:cm)

P(%)	0.5	1	2	4	5	10	20	25	Period
Hmin.p	-89	-96	-103	-108	-113	-122	-132	-135	1977-2008
N(year)	200	100	50	25	20	10	5	4	
P(%)	50	75	80	85	90	95	97	99	Period
Hmin.p	-148	-159	-162	-165	-168	-173	-176	-181	1977-2008
N(year)	2	1.3	1.25	1.18	1.11	1.05	1.03	1.01	
P(%)	0.5	1.	2	4	5	10	20	25	Period
Hmin.p	-83	-90	-97	-101	-106	-114	-122	-124	1994-2008
N(year)	200	100	50	25	20	10	5	4	
P(%)	50	75	80	85	90	95	97	99	Period
Hmin.p	-134	-141	-142	-144	-145	-147	-148	-150	1994-2008
N(year)	2	1.3	1.25	1.18	1.11	1.05	1.03	1.01	

ここで、

- Hbq.p : 年間平均水位 (cm);
- Hmax.p : 設計最高水位 (cm);
- Hmin.p : 設計最低水位 (cm)
- N : 再現期間 (year);

(4) ソンハウサイトでの設計水位

ソンハウサイトにおける設計水位は、カントー観測所データから下表のようになる。

$$HSongHau\ 1 = (HCan\ Tho - 47.546)/0.8642\ (cm)$$

相関係数： R = 0.9668 ；

表 3.3.3.2.6 設計平均水位 [ソンハウサイト] (Unit:cm)

P(%)	0.5	1	2	4	5	10	20	25	Period
Hbq.p	61	58	56	55	53	50	46	45	1994-2008
N(year)	200	100	50	25	20	10	5	4	
P(%)	50	75	80	85	90	95	97	99	Period
Hbq.p	40	35	34	32	30	28	26	23	1994-2008
N(year)	2	1.3	1.25	1.18	1.11	1.05	1.03	1.01	

表 3.3.3.2.7 設計最高水位 [ソンハウサイト] (Unit:cm)

P(%)	0.5	1	2	4	5	10	20	25	Period
Hbq.p	229	224	219	215	211	204	197	194	1994-2008
N(year)	200	100	50	25	20	10	5	4	
P(%)	50	75	80	85	90	95	97	99	Period
Hbq.p	184	174	172	170	167	163	160	155	1994-2008
N(year)	2	1.3	1.25	1.18	1.11	1.05	1.03	1.01	

表 3.3.3.2.8 設計最低水位 [ソンハウサイト] (Unit:cm)

P(%)	0.5	1	2	4	5	10	20	25	Period
Hbq.p	-89	-96	-103	-108	-113	-122	-132	-135	1977-2008
N(year)	200	100	50	25	20	10	5	4	
P(%)	50	75	80	85	90	95	97	99	Period
Hbq.p	-148	-159	-162	-165	-168	-173	-176	-181	1977-2008
N(year)	2	1.3	1.25	1.18	1.11	1.05	1.03	1.01	

ここで、

- Hbq. p : 年間平均水位 (cm)；
- Hmax. p : 設計最高水位 (cm)；
- Hmin. p : 設計最低水位 (cm)
- N : 再現期間 (year)；

(5) 河川水温

河川水温は1978年～2008年までのカントー観測所データによれば、以下の通りである。

最低水温：22.7℃(12月記録)

最高水温：33.1℃(5月記録)

平均水温：29.3℃

表 3.3.3.2.9 河川水温 [カントー観測所(1978-2008)] (Unit:°C)

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
Ave tem.	28.2	28.5	29.4	30.4	30.7	30.3	29.6	29.0	29.3	29.5	29.1	28.2	29.3
Max tem.	32.0	32.4	32.0	32.8	33.1	32.7	32.2	32.0	32.0	31.9	31.9	31.8	33.1
Min tem.	25.2	25.7	26.5	27.7	27.6	27.2	25.9	26.0	26.9	27.0	22.8	22.7	22.7

(6) 河川流量

サイトはハウ川河口より12kmと近いいため、洪水の影響を考慮する必要は無い。サイトに観測所がないため、1997年-2008年までのカントー観測所のハウ川河川流量を下表に示す。

表 3.3.3.2.10 河川流量 [カントー観測所(1997-2008)] (Unit:m³/s)

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
Ave	3618	2215	1376	1096	1622	3754	7001	11215	13453	12431	9381	5769	6077
Max-down	16200	15500	15100	13600	15200	15700	21000	23200	24000	22200	20400	18400	24000
Max-up.	-12300	-13800	-15300	-15500	-15700	-12600	-11600	-7450	-5610	-5490	-9740	-11400	-15700

河川流量は1日4回流速方向が変わる。カントー観測所での年平均流速は、下りが2.02m/s、上りが-1.26m/sとなる。

表 3.3.3.2.11 河川流速 [カントー観測所(1997-2008)] (Unit:m/s)

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year
Max-down	1.35	1.25	1.2	1.31	1.3	1.36	1.75	1.89	1.99	2.02	1.58	1.41	2.02
Max-up	-1.02	-1.13	-1.18	-1.23	-1.26	-1.13	-0.94	-0.8	-0.4	-0.38	-0.68	-1.02	-1.26

(7) 堆積土砂

サイトは潮位の影響を受ける。河床はわずかな勾配があり、河川流速も速くないので、サイト周辺の年間堆砂はかなり影響がある。近傍に堆砂観測所がないが、サイトから約115km上流に位置するChau Doc観測所は1996年から観測データがあり、下表に示す。

表 3.3.3.2.12 堆積土砂量 [Chau Doc(1996-2007)] (Unit:g/m³)

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Ave						140	188	194	137	74	61	65
Max						226	452	1317	1000	187	155	90
Min						79	82	54	39	21	33	45

Notes: Sediment not measured from January to May

(8) 洪水履歴

サイト周辺の洪水履歴を調査した結果、3回の洪水履歴を確認することができた。

表 3.3.3.2.13 ソンハウサイトでの洪水履歴調査

N ⁰	Elevations (m)	appearing time	Locations
VL-01	2,254	Super typhoon No.5 in 1997	Flushing gate area
VL-02	2,233	1997/11	
VL-03	2,208	Year 1997	Intake area

3.3.3.3 地盤条件

(1) 地震履歴

サイトはハウ川のわずかな影響がある断層近くに位置している。この断層は、北西から南東に掛けて長さ450km、深さ15-20kmで存在する。滑動方向は南北である。この断層は新生代に非常に活動している。1964年10月1日にマグニチュードMs=4.8、震源深さh=15km、Io=6 (MSK64)、1969年9月21日にマグニチュードMs=4.4、震源深さh =15km、Io=5-6 (MSK-64)を、断層による地震を記録している。

TCXDVN375:2006のベトナムローカル基盤加速度分布によると、ハウザン省チャウタイン地区の基盤加速度はR=0.0456gである。

(2) 河川の浸食、堆積土砂現象

港湾設備エリアの深浅測量結果によると、発電所前面側の河床は河川浸食により急勾配となっているが、対岸側は堆積などにより緩やかな勾配となっている。

(3) 地盤沈下および不等沈下

サイト周辺の地盤条件は非常に軟弱であり、特に表層に位置する泥粘土層は特に軟弱である。したがって、設計時には地盤沈下及びローディングによる不等沈下を考慮しなければならない。

(4) 塩水による材料腐食

ボーリング調査時に実施した地下水調査結果から、アルカリ腐食、炭素腐食に関して弱い反応があり、施工にて考慮する必要は無い。

(5) 地質条件

ソンハウ1石炭火力発電所エリアはほぼ平坦である。An Bien -Soc Trang (C-48-XXII) エリアの200,000分の1地形図を判読、現場踏査、地質調査及び試験結果から判断すると、サイトエリアの地表面から深さ100mまでの地層構造は非常にシンプルに形成されている。完新世堆積物(amQIV)、更新世堆積物(amQIII)を構成している。地層区分は以下の通りである。

深さ100mまでのボーリング調査結果から、大きく4層に地層は区分されている。

表 3.3.3.3.1 ボーリング調査結果による地層区分

		Layer1	Layer 2	Layer 3	Layer 4
Moisture	W (%)	59.33	33.36	29.22	
Density	γ_w (g/cm ³)	1.594	1.809	1.864	
Unit weight	ρ (g/cm ³)	2.71	2.72	2.72	
Void ratio	ε_0	1.714	1.254	0.905	
Plasticity	B	0.99	0.53	0.35	
Cohension	C (kg/cm ²)	0.07	0.35	0.31	
Anngle of internal friction	ϕ_0	4° 26'	15° 02'	14° 59'	
Compression coefficient	a1-2 (kg/cm ²)	0.152	0.074	0.027	
Module of elasticity	E1-2 (kg/cm ²)	18.4	55.0	75.4	
SPT	N ₃₀	<1	12	20	>70

3.4 サイトの現況

第一次現地調査時におけるソンハウ 1 石炭火力発電所建設予定地の現況としては、共通放水路部及びソンハウ 1 石炭火力発電所灰捨場予定地の一部を除き、大部分が樹木伐採、農地及び住民移転が終了しており、発電所フォーメーションレベルにする土地造成工事も今年度上期中に完了予定である。住民移転地の土地造成及びインフラ整備も同じくほぼ完了している。土地造成用に用いられた盛土地盤はサイトから上流約 80km のハウ川で採取したものを使用している。

現場状況写真を下記に示す。



写真 3.4.1 ソンハウ1サイト全景1 (ナムソンハウ道路から)



写真 3.4.2 ソンハウ1サイト全景2



写真 3.4.3 ソンハウ1サイト (発電所エリアから貯炭場エリア)



写真 3.4.4 ソンハウ1サイト(貯炭場エリアから発電所エリア)



写真 3.4.5 土地造成用盛土材圧送管



写真 3.4.6 ハウ川(ソンハウ1サイト前面)

第4章 発電所の基本設計

目 次

4.1	プロジェクトの概要.....	IV-1
4.2	工事範囲.....	IV-1
4.3	構内配置.....	IV-2
4.4	発電所設計の基本事項.....	IV-4
4.4.1	ボイラ及び附属設備.....	IV-4
4.4.2	環境対策設備.....	IV-12
4.4.3	タービン及び附属設備.....	IV-23
4.4.4	水処理設備・排水処理設備.....	IV-26
4.4.5	燃料・灰処理設備.....	IV-31
4.4.6	石灰石・石膏設備.....	IV-43
4.4.7	電気設備.....	IV-48
4.4.8	制御設備.....	IV-55
4.4.9	開閉所設備.....	IV-61
4.4.10	港湾設備.....	IV-66
4.4.11	土木・建築設備.....	IV-67
4.5	発電設備運用保守.....	IV-72
4.5.1	発電設備運用条件.....	IV-72
4.5.2	発電設備運用計画.....	IV-74
4.5.3	発電設備保守計画.....	IV-76
4.6	輸送計画.....	IV-77
4.7	プロジェクトスケジュール.....	IV-79
4.7.1	プロジェクトスケジュール.....	IV-79
4.7.2	プロジェクトの工程管理に関する提言.....	IV-81
4.8	プロジェクトコスト.....	IV-81

第 4 章 発電所の基本設計

4.1 プロジェクトの概要

本プロジェクトはベトナム南部のハウザン省チャウタイン地区に建設予定のソンハウ 1 石炭火力発電所及びその周辺インフラとなる輸入用石炭中継ターミナル及び送電線を整備するものである。

発電所建設予定地はホーチミン市から南に約 180km、カントー市から南へ 12km に位置するハウザン省チャウタイン地区 Phu Hau A コミューンである。この発電所建設予定地はハウ川沿いにあり、デンアン河口から約 66km に位置する。ここに総出力 5,200MW のソンハウ発電所コンプレックスを建設する計画である。ソンハウ発電所コンプレックスは 3 つのフェーズに分かれており、今回の調査対象となるソンハウ 1 火力発電所（フェーズ 1：600MW x 2 基）と今回調査対象外のソンハウ 2 石炭火力発電所（フェーズ 2：1,000MW x 2 基）及びソンハウ 3 石炭火力発電所（フェーズ 3：1,000MW x 2 基）で構成されている。

ソンハウ 1 石炭火力発電所は、超臨界圧発電プラント（主蒸気圧力：24MPa、主蒸気温度：560℃、再熱蒸気温度：566℃）を採用する計画であり、より高効率な発電を目指している。燃料となる石炭はインドネシアやオーストラリアからの輸入炭で、本プロジェクトで計画する石炭中継ターミナルを介して新設中の運河及びハウ川を通り 3,000DWT から 10,000DWT 級の船にて運搬する計画である。

4.2 工事範囲

ソンハウ 1 石炭火力発電所(600MW x 2 基)の工事範囲概略は以下の通り。

- (1) ボイラ及び付属設備
- (2) 環境対策設備
- (3) タービン及び付属設備
- (4) BOP設備
 - ・ 燃料、灰処理設備
 - ・ 石灰石、石膏設備
 - ・ 圧縮空気設備
 - ・ 水素供給設備
 - ・ 冷却水設備
 - ・ 水処理設備、排水処理設備
 - ・ 消火設備

(5) 電気設備

- ・ 発電機及び付属設備
- ・ 変圧器

(6) 制御設備

(7) 土木、建築設備

- ・ 整地
- ・ 各種基礎
- ・ 各建物
- ・ 道路
- ・ 雨水排水

(8) 港湾設備

- ・ 石炭荷揚バース
- ・ 石灰石荷揚バース
- ・ 石膏払出バース
- ・ 灰払出バース
- ・ 軽油荷揚バース
- ・ 資機材受入バース

(9) その他

- ・ 仮設建屋

4.3 構内配置

構内配置は図 4.3.1 に示すとおりである。

ハウ川の右岸にバース設備、その南西方向に、貯炭場、主機エリア、220kV 変電所が位置している。灰捨場は主機エリアと共通放水路の間に位置している。

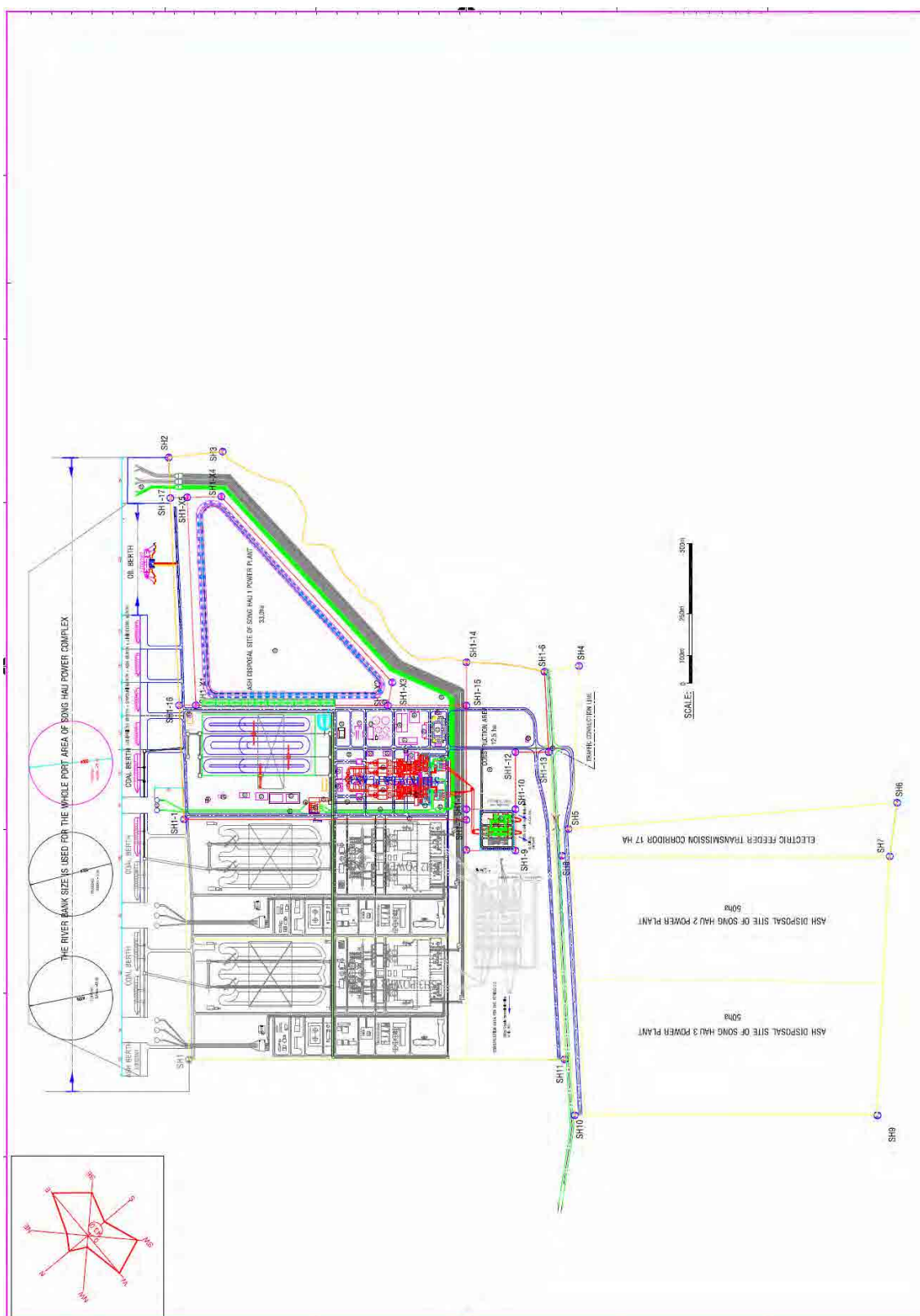


図 4.3.1 構内配置図

4.4 発電所設計の基本事項

4.4.1 ボイラ及び付属設備

4.4.1.1 ボイラ形式と蒸気サイクルの選定

(1) ボイラ形式選定の基本方針

主要機器の技術的検討や形式選定に当って、以下の基本方針が提案されている。

- 採用する技術は輸入炭即ち瀝青炭に適合するものであること。
- 採用する技術は投資金額と輸入炭購入費用を比較して十分な経済効果が得られるものであること。
- 採用する技術はベトナムの環境基準を満足するものであること。
- 採用する技術は世界的に又はその国において実運用によって高い信頼性と経済性を有することが証明されているものであること。
- 採用する技術は、このプロジェクトの経済性を向上させ公害廃棄物や大量の灰を貯蔵するための費用を削減するために、生成灰の大半をセメントの添加剤や建設資材として利用することができるものであること。

(2) 石炭燃焼方式の選定

ユニット出力 600MW 以上の微粉炭焚きボイラを使う発電所は多くの運用実績によってその信頼性、耐久性及び経済効果が証明されている。一方、流動床ボイラの発電所はユニット出力 600MW の実績は無い。

流動床ボイラの場合は、揮発分含有量が少なく硫黄分含有量が高くそして発熱量の低いといった低品位炭に対してのみ優位性がある。ソンハウ 1 発電所では高品質の輸入炭を使用するので、微粉炭焚きボイラを使う方が好ましく経済的である。

これらの理由から、ソンハウ 1 発電所には微粉炭焚きボイラの採用を推奨する。

使用炭は高揮発分炭または中揮発分炭なので、燃焼方式としては運転の柔軟性が高く設備費が安価な直接燃焼方式が選定される。直接燃焼方式では石炭は石炭バンカーから給炭機を通過して微粉炭機に送られる。微粉炭機で粉碎された石炭は、間接燃焼方式のように一旦微粉炭貯蔵ビンに貯蔵されるのではなく、直接バーナへ送られる。

燃焼設備は、石炭ではボイラ最大連続負荷 (BMCR) の運転に必要な熱量をまかなえるように、そして、油では BMCR の 30%の熱量を供給できるように計画される。燃焼設備は石炭バンカー、給炭機、微粉炭機、微粉炭管、微粉炭バーナ、油焚き点火装置で構成される。

燃焼装置は低 NO_x バーナ、オーバファイヤエアポート及びバウル型微粉炭機で構成され、指定された燃料に対して十分な余裕を持って設計されるとともに NO_x や未燃分の排出の少

ない物であることが要求される。

石炭/油バーナは対向燃焼方式で火炉の下部に設置される。¹

(3) NO_x 低減技術の選定

ソンハウ 1 発電所では揮発分含有量が 10%超の輸入瀝青炭を使用する。発電所における排ガス中の大気汚染物質の国家排出基準(QCVN 22: 2009/BTNMT)によると、排出ガス中の許容 NO_x 濃度は 650mg/Nm³ である。しかし、この値は出力係数(K_p)と地域係数(K_v)による補正が必要である。従って、ソンハウ 1 発電所での補正後の許容 NO_x 濃度は 455mg/Nm³ である。² NO_x 排出を抑制手段を何も講じない場合は、NO_x 排出濃度は 984mg/Nm³ 乃至 1968mg/Nm³ である。従って、排ガス中の NO_x 低減手段を何か講じる必要がある。

NO_x 削減効果を上げるに、微粉炭焚きボイラでは、低 NO_x 燃焼技術、即ち低 NO_x バーナと二段燃焼(オーバファイヤエアポート)を組み合わせる方法がよく行われている。結局のところ、これらの NO_x 低減技術は何も対策しない場合に対して 65%から 80%の脱硝効率を達成でき、揮発分含有量が 25%から 45%の石炭では 394mg/Nm³ から 689mg/Nm³ の NO_x 排出量となる。

総発電量 5,200MW のソンハウ発電コンプレックス全体での排出ガスの大気拡散計算では、低 NO_x バーナと二段燃焼の低 NO_x 燃焼技術を適用して排ガスの大気汚染物質の排出基準(QCVN 22: 2009/BTNMT)で規定される NO_x 排出濃度を守っているにも係わらず、発電所の合計発電量が高いので、大気環境基準(QCVN 05:2009/BTNMT)で定めた地上大気中の NO_x 濃度基準値を満足させることができない。

しかしながら、2x600MW のソンハウ 1 発電所だけが運転されているときの NO_x 拡散計算(詳細はソンハウ 1 発電所プロジェクトの EIA で説明されている。)によると、ソンハウ 1 発電所の出力は、ソンハウ発電コンプレックス全体の発電出力に対して高くないので、地上での大気中 NO_x 濃度は QCVN 22: 2009/BTNMT (1 時間値 0.2 μg/m³、24 時間値 0.1 μg/m³) を満足する。脱硝装置(SCR)の据付については、ソンハウ 2 発電所やソンハウ 3 発電所が建設される際に考える事とする。³

(4) 蒸気条件の選定

最近。世界中には適用する蒸気条件によって主に 2 種類の火力発電技術、即ち、亜臨界圧プラントと超臨界圧プラントが存在する。更に、微粉炭焚き発電所においては、3 つのボイラ蒸気水系統の設計技術、即ち、自然循環ボイラ、強制循環ボイラ及び貫流ボイラが全世界で幅広く採用されている。

汽力発電技術では、蒸気圧力と蒸気温度は高ければ高いほど、ユニットの発電量は増加す

¹ 4.4.2 項の後に記述の「PVN の FS レポートに対するコメント」に関連する部分を示す

² 4.4.2 項の後に記述の「PVN の FS レポートに対するコメント」に関連する部分を示す

³ 4.4.2 項の後に記述の「PVN の FS レポートに対するコメント」に関連する部分を示す

る。しかし、蒸気圧力と蒸気温度の上昇は投資金額も増加させる。従って、蒸気条件の選定では十分な検討がなされるべきである。

亜臨界圧と超臨界圧の発電プラント間で、高位発熱量 6200kcal/kg の石炭価格を 80USD/t として経済効果を比較した。その結果は以下の通りである。

- 投資額が高くて、現在は燃料価格が高くなっているため、発電効率の優れた方が優位である。従って、超臨界圧プラントを選択する方が有利である。
 - 最近の世界の発電事業の傾向として、燃料価格の上昇を帳消しにし、同時に環境保護を目的としてばい煙排出量を低減するために、発電効率を上げる傾向にある。
 - ソンハウ1発電所向けに選定されるべき蒸気条件としては超臨界圧が推奨される。この場合、ボイラ形式は超臨界圧条件に適合できる唯一の形式である貫流ボイラとなる。超臨界圧貫流ボイラのために推奨される蒸気条件は以下の通りである。
- | | | |
|---|--------|--------------------------------|
| + | 主蒸気圧力 | : 250 bar - 285 bar |
| + | 主蒸気温度 | : 540° C - 600° C |
| + | 再熱蒸気温度 | : 560° C - 600° C ⁴ |

4.4.1.2 ボイラ及び付属設備の主要仕様

(1) 概要

ソンハウ1発電所はソンハウ発電コンプレックスに最初に建設される発電プラントで、ユニット定格出力 600 MW のユニット 2 基(総出力 1200MW) で構成されている。

それぞれのユニットはボイラ 1 缶の設計で、それぞれのボイラは以下に示すボイラ本体と付属設備乃至付属装置を含んでいる。

- ボイラ本体
- 支持鉄骨 (ボイラフレーム, 手摺, 階段)
- 空気予熱器
- 微粉炭燃焼装置
- 軽油燃焼装置
- 通風装置
- 電気集塵器
- 排煙脱硫装置
- 脱硝装置
- 補助ボイラ
- 薬液注入装置
- サンプルング装置
- 窒素封入装置
- スーツプロワ

⁴ 4.4.2 項の後に記述の「PVN の FS レポートに対するコメント」に関連する部分を示す

- 灰処理装置（炉底灰及びフライアッシュ処理装置）
- ホイスト、クレーン及びエレベータ

(2) ボイラ主要目

ソンハウ1発電所のボイラは微粉炭焼き超臨界圧貫流ボイラである。同ボイラはインドネシア乃至オーストラリアから輸入される瀝青炭を使用するものとして設計される。ボイラは、国際市場で得られる様々な種類の石炭に適応するために、十分に広範な炭種について設計されなければならない。⁵

ソンハウ1発電所は2つの発電ユニットで構成されている。それぞれのユニットはボイラ1缶と蒸気タービン1基からなり定格出力は600MWである。

ボイラの基本仕様は以下に示すとおりである。

- 形式 : 放射再熱超臨界圧変圧運転貫流ボイラ
屋根付き屋外型
- 数量 : 2缶
- 主蒸気:
 - + 主蒸気流量(BMCRにて) : 1,750t/h - 1,900t/h
 - + 最低貫流流量 : 25%
 - + 主蒸気圧力(過熱汽出口にて、BMCR時) : 250 bar - 280 bar (abs) (#2)
 - + 主蒸気温度(過熱汽出口にて) : 540° C - 600° C (#2)
- 再熱蒸気:
 - + 最熱情気流量(BMCRにて) : 1,500T/h - 1,590T/h
 - + 再熱蒸気圧力(再熱器出口にて、BMCR時) : 55-60 bar (abs)
 - + 再熱蒸気温度(再熱器出口にて、BMCR時) : 560-600° C (#2)
- 給水温度(節炭機入口にて、BMCR時) : 275° C - 318° C
- 燃料:
 - + 主燃料 : 瀝青炭(#1)
 - + 点火及び助燃用燃料 : 軽油 (30%容量)
- 燃焼方式 : 微粉炭直接燃焼方式、加圧式バウルミル、
低NO_xバーナ、OFAポート
- 通風方式 : 平行通風方式
- 一次通風方式 : コールドプライマリ方式
- 汽水分離器ドレン回収方式 : ボイラ循環ポンプ方式
- 蒸気温度制御方式:
 - + 主蒸気温度制御方式 : 給水/燃料流量比、スプレー
 - + 再熱蒸気温度制御方式 : 煙道ガスダンパ、再循環ガス

⁵ 4.4.2項の後に記述の「PVNのFSレポートに対するコメント」に関連する部分を示す

	(#5), スプレー (緊急時)
- 石炭焼き時最低負荷	: 30%
- 油焼き時最大負荷	: 30%
- 設計炭性状:	
+ ASTM コールランク	: 高揮発分 C 級瀝青炭(#1)
+ 高位発熱量 (恒湿炭)	: 5,500 - 6,100 kcal/kg
+ 水分 (恒湿炭)	: 10 - 14%
+ 灰分 (恒湿炭)	: 10 - 15%
+ 揮発分 (恒湿炭)	: 25 - 42%
+ 硫黄分 (恒湿炭)	: 0.5 - 0.8%
+ 粉碎性 (HGI)	: 45 - 50

(3) ボイラ各部の仕様

a. ボイラ本体

ボイラは、超臨界圧貫流ベンソン型で、2パスボイラ（換言すればコンベンショナル型）である。

蒸発器は、内面に螺旋状溝の付いたチューブを使用する垂直管方式である。（#3）この形式の蒸発器は製作や据付が簡単であるとともに、最低負荷を低くできるので運用に柔軟性がある。更に、垂直管型蒸発器のベンソンボイラは広範な種類の石炭を運転制限無く使用することができる。

ボイラは起動及び低負荷運転システムを有している。汽水分離器が蒸発器の下流部に配置されている。低負荷運転時に汽水分離器で分離されたドレンは汽水分離器ドレンタンクに流入し、ここからボイラ循環ポンプを使って節炭器に戻される。

ボイラは鋼管型熱交換器である過熱器と再熱器を有している。蒸気温度偏差を減らすために、過熱器は3段の伝熱面、再熱器は2段の伝熱面で構成され、更に各伝熱面は左右2系統に分けられている。

ボイラは2パス型で設計される。火炉上部と水平煙道部のガス温度が高い所では伝熱面は吊下げ型とし、後部煙道のガス下降流部には横置き型の伝熱面を配置している。節炭器は後部煙道の最下部に配置される。

ボイラは石炭焼きとして設計され、低 NOx バーナや中速のバウル型微粉炭機を有している。石炭燃焼装置は、NOx 排出が少ないと共に未燃損失も低く抑えるために、指定された炭種に対して十分に余裕をもって設計される。石炭/油バーナは、火炉の最下部に配置し、対向燃

焼方式とする。⁶

起動と低負荷運転のために、ボイラには軽油燃焼設備を設ける。油バーナは、石炭バーナの中心部に配置する。

炉底クリンカ灰を排出のために、払出し及び粉砕設備を設置する。灰払出し装置は水を消費しないと共に再利用可能な高品質灰を得ることができるものとする。

ボイラは屋外型とし、ボイラ頂部にはウエザーカバー、石炭バンカーには屋根、トリッパーとバーナ部には部分的にカバーを設ける。

i) 蒸発器

内面螺旋溝付き管を使用した垂直管方式の蒸発器は製作・据付がやりやすいと共に最低負荷が低いので運転の柔軟性も良い。

選定する蒸発器の形式は垂直管方式である。スパイラル管方式は経済的に優位な場合は採用する。⁷(#3)

ii) 火炉水冷壁

貫流型ボイラの蒸発器は、火炉下部放射加熱部の内面螺旋溝管を使用した垂直管方式の水冷壁と火炉上部放射加熱部や後部煙道接触伝熱部の内面平滑管を使用した水冷壁から構成されている。

iii) 汽水分離器

ボイラは起動及び低負荷運転システムを有している。汽水分離器は蒸発器の下流部に配置されている。低負荷運転時に汽水分離器で分離されたドレンは汽水分離器ドレンタンクに流入し、ここからボイラ循環ポンプを使って節炭器に戻される。

iv) 過熱器

蒸発器の下流の過熱器は水平煙道部と後部煙道部に配置される。過熱器はボイラ通過する煙道ガスの中で生じる蒸気温度偏差を無くすために、蒸気流れ方向に3段、左右方向2列に分割されている。

v) 再熱器

再熱器では接触伝熱および接触伝熱と輻射伝熱が組み合わせられた伝熱で熱が吸収される。伝熱管は吊下げ型と横置き型である。再熱蒸気の加熱を効果的に行うために、蒸気タービンからの低温再熱蒸気は、水平煙道部最終過熱器の後部にある吊下げ型再熱器に入

⁶ 4.4.2項の後に記述の「PVNのFSレポートに対するコメント」に関連する部分を示す

⁷ 4.4.2項の後に記述の「PVNのFSレポートに対するコメント」に関連する部分を示す

る前に、まず後部煙道部の横置き再熱器を通過させる。再熱器出口の 2 つの管寄席は IP タービンの高温再熱蒸気管と接続している。

vi) 節炭器

給水への熱伝達量を増加させるために、節炭器はフィン付き管で設計されている。フィンはチューブに対して直角に取り付けたタイプのもので、スパイラルフィン管ではない。

vii) 蒸気温度制御

- 過熱器蒸気温度制御

過熱器蒸気温度制御は 2 段のスプレー減温器を有している。1 段目のスプレー減温器は 1 次過熱器の下流側に設置され、2 段目のスプレー減温器は最終過熱器の上流側に設置されている。各段のスプレー減温器は 2 基で構成されていて、蒸気配管のおのおのに配置される。(過熱器系統、再熱器系統いずれも平行する 2 系統で構成されている。)

1 次スプレー減温器は過熱器蒸気温度制御の最初のステップとして 3 次過熱器入口の蒸気温度を規定範囲にはいるように保ち、2 次スプレー減温器で最終過熱器出口蒸気温度を規定値に制御する。

- 再熱器蒸気温度制御

再熱器の蒸気温度制御方式としては、その運用時の信頼度、早い応答そして安価な補修費から、通常はスプレー式減温器が推奨される。しかし、ボイラ給水を使用するスプレー式減温はタービン効率を少し低下させる。従って、ガス再循環またはダンパーによる蒸気温度制御とスプレー減温器を組み合わせた方式を採用する。⁸

b. 石炭燃焼設備

使用炭は中揮発分炭または高揮発分炭⁹であり、石炭燃焼装置としては、運用の柔軟性があり設備費が安価な直接燃焼方式が選定される。

石炭燃焼設備は以下の設備を含む。

- 石炭バンカーおよび給炭機
- 微粉炭機
- 微粉炭管
- 石炭バーナ
- 油点火装置

微粉炭機の設置台数は予備機 1 台を含めて 5 台乃至 6 台でボイラメーカーによって決められる。予備機を除く微粉炭機でボイラ最大連続負荷 (BMCR) の運転に必要な石炭を供給する。最悪炭を使用する場合は、BMCR を達成するために予備機の投入を許容する。

⁸ 4.4.2 項の後に記述の「PVN の FS レポートに対するコメント」に関連する部分を示す

⁹ 4.4.2 項の後に記述の「PVN の FS レポートに対するコメント」に関連する部分を示す

石炭バンカーの数量は、微粉炭機と同じとする。石炭バンカーの容量は予備機無しで BMCR の運転を 1 2 時間行えるものとする。

バーナは対向燃焼方式で設計され、ボイラの前壁に 3 段、後壁に 2 段配置される。¹⁰ 各バーナ段は特定の一台の微粉炭機につながっている。

ボイラは石炭バーナの中央部に油バーナを設置している。起動と低負荷運転を行うために油バーナの容量は 30%BMCR 程度で選定される。

軽油バーナの噴霧はメカニカル噴霧方式（軽油噴燃ポンプと噴霧バーナ）とする。¹¹

c. 通風装置

燃焼空気及び煙道ガスの通風装置は左右 2 系統で構成し、炉内圧を火炉上部で大気圧より幾分低く保つ、いわゆる平衡通風方式とする。

そのシステムは以下の設備を含む。

- 燃焼空気通風装置
- 煙道ガス通風装置
- シール空気及び冷却空気供給装置

d. スーツブロワ

スラッグや灰がボイラの伝熱管や水冷壁に付着堆積すると、一般には、ボイラの熱交換容量が低下すると共に排ガスによる熱損失が増加する。更に、火炉上部に長く垂れ下がるスラッグは落下して下部の設備をいためてしまう。これらの現象を避けるために、火炉上部、水平煙道部、後部煙道部、空気予熱器、脱硝装置にはスーツブロワが設置される。

- 火炉上部 : ウォールブロワ(ショート及びロング拔差し式)
- 過熱器、再熱器 : ロングレトラクタブル・スーツブロワ
- 節炭器 : ロング乃至セミレトラクタブル・スーツブロワ
- 空気予熱器 : スイニング式乃至レトラクタブル・スーツブロワ
- 脱硝装置 : 定置式スーツブロワ

e. ホイスト、クレーンおよびエレベータ

設備の維持管理や補修のために、ホイスト、クレーン乃至エレベータを以下の場所に設置する。

- 押込通風機、1 次空気通風機、及び誘引通風機
- 微粉炭機
- 空気予熱器及び脱硝装置(必要な場合)
- 電気集塵器

¹⁰ 4.4.2 項の後に記述の「PVN の FS レポートに対するコメント」に関連する部分を示す

¹¹ 4.4.2 項の後に記述の「PVN の FS レポートに対するコメント」に関連する部分を示す

- 脱硫装置
- 各ボイラは人と資材運搬用のエレベータを装備する。

f. 窒素封入設備

ユニットの停止期間中は、腐食を防ぐために、ボイラの耐圧部の空気は窒素で置換される。過熱器、再熱器及び節炭器は加圧窒素ガスで腐食から保護される。

g. 補助ボイラ

ソンハウ1発電所は発電コンプレックスに最初に建設される発電所で、ユニット起動時に必要な補助蒸気を供給するために補助ボイラ1台を設置する計画である。補助ボイラの容量は、発電所の1ユニットの起動に必要な蒸気を供給できるものとする。補助ボイラは軽油焚きとする。

h. ボイラ支持鉄骨

ボイラ支持鉄骨はフレーム、鋼棒、付属機器、雨よけ囲い及びボイラ天井から構成されている。ハンガや支持装置のような構造物もボイラ支持鉄骨に含む。

ボイラ支持鉄骨は自身の重量、機器の重量、ダクト荷重、囲い壁の荷重、並びに風、運転している機器及び地震によって起こされる動荷重に耐えるように設計されなければならない。

更に、ボイラ支持鉄骨は、移動式プラットフォーム、通路、階段及び手摺りを含む。

i. 煙突

煙突は2ユニットがそれぞれ個別の煙筒で設計される。電気集塵器を通った約150°Cの排ガスは、脱硫装置(FGD)に入る前にガス-ガス熱交換器(GGH)には入る。FGDを通った低温(約58°C)の排ガスは、煙突に入る前にGGHによって80°Cに温度を上げられる。

煙突高さは、排ガスの拡散に対する大気環境基準 QCVN05: 2009/BTNMT の要求を満たすように200mの範囲としている。

煙突は、排ガス排出速度が20m/s~25m/sとする内径6,200mmの2個の鋼管製内筒、これらの内筒を覆い荷重を支える鉄筋コンクリート製の外筒並びに以下の設備からなる。

- 避雷装置 (IEC 基準、避雷針、接地電線、接地装置を含む) : 1 式
- 航空機警報灯 : 1 式
- エレベータ (メンテナンス用、容量 500kg) : 1 台
- 排ガスサンプリング装置 : 1 式

4.4.2 環境対策設備

(1) 概要

空気予熱器出口排ガスは、ベトナム国家環境基準の要求する環境基準に適合させるために処理されなければならない。

ソンハウ 1 発電所では、1 号ユニットおよび 2 号ユニットそれぞれに対して以下の排ガス処理設備を設置する予定である。

- 電気集塵器 (ESP) : 2 基 x 50% 容量
- 脱硫装置 (FDG) : 1 基 x 100% 容量
- 脱硝装置 (SCR) : 2 基 x 50% 容量

脱硝装置に関しては、ソンハウ 1 発電所だけが運転される場合は低 NOx 燃焼技術（低 NOx バーナ及びオーバファイヤエア）だけで環境基準を守れるので、脱硝装置 (SCR) は設置しない。ソンハウ 2 及びソンハウ 3 発電所が運転に入るとき脱硝装置の設置を考える。

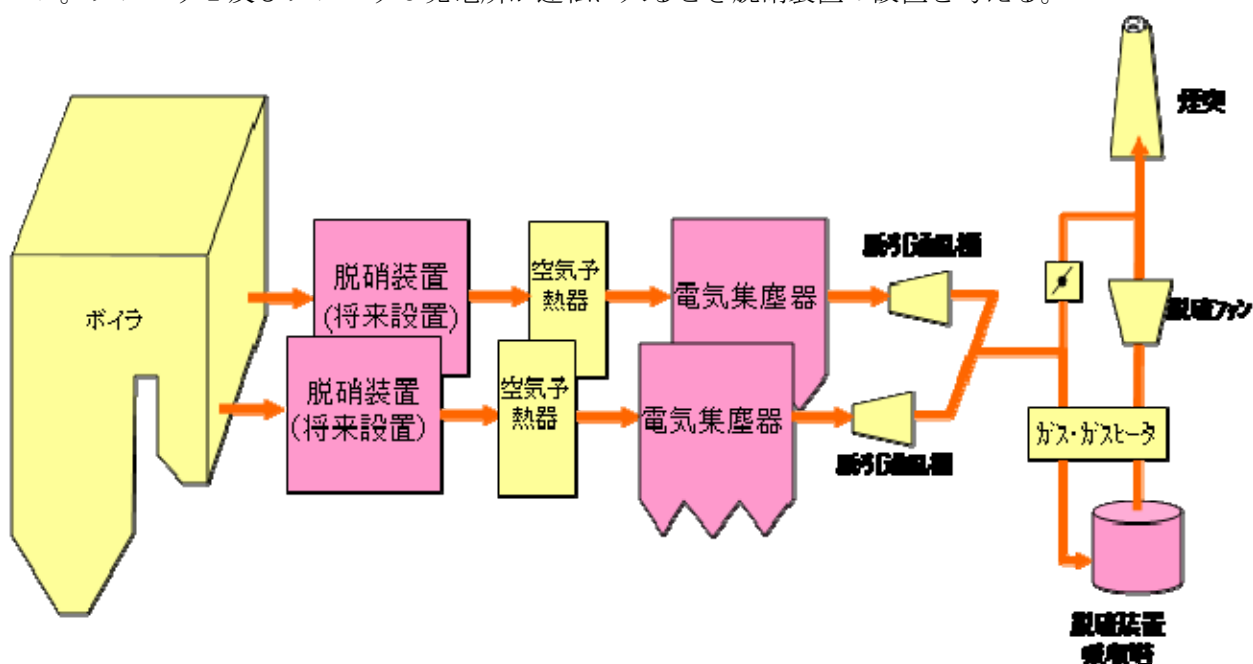


図 4.4.2.1 ボイラ排ガス系統の概略図

(2) 電気集塵装置 (ESP)

ボイラ排ガスは煤塵を含んでいる。通常の場合、煤塵の濃度は 10,000mg/Nm³ から 40,000mg/Nm³ の濃度があり、粒径は 80 μm 以下である。

発電所に関する国家排出基準 (QCVN22: 2009/BTNMT) によれば、煤塵の許容排出値は 140mg/Nm³ である。従って、集塵設備が設置されなければならない。

技術的・経済的分析に基づいて、ソンハウ 1 発電所では他の装置より優位性のある電気集塵器を設置することを選択している。電気集塵器は、最高 99.9% といったきわめて高い集塵効率を達成でき、石炭焼き火力発電所においては、最も一般的で優れた集塵装置である。煤塵の出口濃度は 120mg/Nm³ 以下である。

ソンハウ 1 発電所に適用される電気集塵器の仕様は以下の通りである。

- 煙道の数量（1 缶当り）	:	02
- 排ガス流量（1 缶当り）	:	2 基×50% 容量
- 集塵器の数量	:	2 基 / 缶
- 入口ガス温度	:	~150°C
- 集塵効率	:	≥ 99.0%

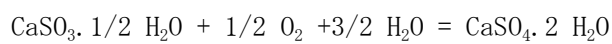
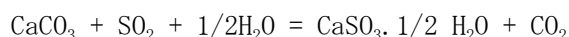
(3) 脱硫装置

発電所の使用される石炭は、硫黄分含有量はを最高0.53%~0.86%である。微粉炭燃焼技術を適用することで最大連続負荷における最高SO₂排出濃度は1,980mg/Nm³である。しかし、火力発電所の許容排出濃度は発電設備に関する国家排出基準(QCVN22: 2009/BTNMT)によると510mg/Nm³であるので、脱硫装置を設置する必要がある。

経済的・技術的分析に基づいて、ソンハウ1発電所では最低脱硫効率80%の湿式石灰石膏法脱硫装置を設置することとしている。

ボイラからの排ガスはSO_x吸収塔に入って、そこで排ガス中の亜硫酸ガスは吸収剤である石灰スラリーと接触し、硫酸カルシウムになり、最後に酸化工程を経て石膏として取り出される。

亜硫酸ガスの吸収反応と硫酸カルシウムの酸化反応は以下の式で表わされる。



以上に述べた脱硫装置を適用して、発電所から放出される排ガス中の亜硫酸ガス濃度は、許容環境値510mg/Nm³ (QCVN22: 2009/BTNMT)に対して、396mg/Nm³となる。

ミルク状の石膏は灰スラリーポンプ室に送られる。そこは販売用乾燥石膏を取り出すための石膏捕集装置が設置されている。

(4) 脱硝装置

発電所で使用される石炭は1.14%の窒素分を含有している。微粉炭焚きボイラでは燃焼設備にNO_x低減手段を何も講じなかった場合は、NO_x排出濃度はBMCRにて最高1760mg/Nm³程度である。QCVN22: 2009/BTNMTによる許容値は455mg/Nm³なので、NO_x排出を下げ発電所に対する環境基準を満足するために何らかの対策が必要である。

ソンハウ1火力発電所は、燃焼過程でのNO_x抑制対策と共に燃焼後のNO_x低減対策を講じる。

燃焼過程でのNO_x低減対策は、低NO_xバーナやオーバファイヤエアなどを使って微粉炭を燃焼する過程でのNO_x生成を抑制する。これらの対策でNO_x排出濃度は揮発分が35%から45%の石炭に対して450mg/Nm³が保証でき、脱硝装置を設置しなくても火力発電所の排出基準QCVN22: 2009/BTNMTを満足する。

しかし、発電所の出力が高い場合は、大気環境基準QCVN05: 2009/BTNMTを満足するために排出濃度は前述の排出基準より低く抑える必要がある。ソンハウ1発電所はソンハウ発電

コンプレックスの中にある。ソンハウ発電コンプレックス全体の設計出力は現時点ではベトナム国で最大の 5200MW である。従って、ソンハウ 1 発電所では、QCVN05:2009/BTNMT を保証するために、ソンハウ発電コンプレックスの最大出力の場合（ソンハウ 1、2 および 3 発電所の 3 つの発電所が同時に運転されている場合）について排ガス拡散予測計算を行った。

その排ガス拡散予測計算結果に従って、ソンハウ 1 発電所の排ガス処理対策として以下の通りの推奨がなされている。

- ソンハウ 1 発電所だけが運転される時点では、ソンハウ 1 発電所には集塵効率 99%の電気集塵器と脱硫効率 80%の脱硫装置だけを設置する。脱硝装置は設置しないが、通風設備、電気設備、制御装置は脱硝装置が設置されることを考慮した設計および仕様とする。
- ソンハウ 2 発電所が設置される時は、ソンハウ 1 発電所は脱硝効率 65%の脱硝装置を設置するものとする。しかし、この脱硝装置は（ソンハウ 2 発電所と共に）触媒量を減らしアンモニアの注入量も減らした状態で 40%の脱硝効率で運用する。
- ソンハウ 1、2、および 3 発電所が運転される場合は、3 つの発電所は、環境標準 QCVN 22:2009/BTNMT および QCVN 05:2009/BTNMT を遵守して電気集塵器は集塵効率 99%、脱硫装置は脱硫効率 80%、そして脱硝装置は脱硝効率 65%で運転される。

ボイラ及び付属設備並びに環境対策設備のFSレポートに対するコメント

以上の4.4.1節および4.4.2節は、ソンハウ1石炭焚き火力発電所2x600MWのボイラ及び付属設備、並びに排ガスに関する環境対策設備についてのPECC3が作成したConstruction Investment Report（以下”FSレポート”と称す）の概要である。

各設備の計画は、世界中の最新鋭の発電用石炭焚きボイラの実績を踏まえてソンハウ1火力発電所の立地条件を加味して適切に検討されており、個々の機器仕様もFSレポートとしては非常に詳細に亘って適切に選定されている。

今後入札仕様決定のためのエンジニアリング段階に進むに当たって、ソンハウ1発電所で採用しようとしている超臨界圧微粉炭焚き貫流ボイラに関して豊富な実績を有する日本の火力発電所の経験に基づいて以下にいくつかの助言及び提案をさせていただきます。

- 石炭性状について
- 発電設備の蒸気条件について
- ボイラ火炉壁管について
- ボイラ燃焼方式について
- 再熱蒸気温度制御方式について
- 脱硝装置について
- 軽油バーナ噴霧方式について
- 節炭器管の形式について

(1) 石炭性状について

a. 設計炭の性状について

FSレポートでは、ソンハウ1発電所のボイラは使用する石炭はインドネシアまたはオーストラリアから輸入される瀝青炭を使用するよう設計されるとしている。一方では、ボイラは世界市場から輸入される様々なタイプの石炭に適合するために、十分に広い範囲の石炭で設計されなければならないとしている。

世界中には無煙炭焚きからリグナイト焚きまで様々な微粉炭焚きボイラが存在するが、これらの全てを焚けるボイラは存在しない。瀝青炭焚きボイラは瀝青炭を、亜瀝青炭焚きボイラは亜瀝青炭を、そしてリグナイト焚きはリグナイトだけを焚けるのが通常で、他の炭種(coal rank)の石炭を焚いた場合は、蒸気温度の過不足やスラッキング・フォウリングなどの伝熱面のトラブルを引き起こして正常な運用は出来ないのが通常である。

石炭を手配する側から具体的な性状が示されない限り、ボイラメーカーは対応のしようがないので、世界各国から石炭を輸入している日本の電力会社10社は購入する可能性のある全ての石炭の性状をボイラメーカーに提示している。インドネシア炭やオーストラリア炭はもとより米国炭、カナダ炭、南アフリカ炭、コロンビア炭など多い場合には150種にも上る石炭の性状を指定している。ボイラメーカーは其中でどうしても不都合な石炭については使用炭から除外するよう電力会社に申し出ている。

海外からの輸入炭を使用するソンハウ1発電所でもこの日本でのやり方を採用することを推奨する。

b. 亜瀝青炭について

ソンハウ1発電所で使用する予定の石炭の種別をASTMが規定する方法で分類すると Design coal と Best coal は両方ともに瀝青炭、中でも High volatile C bituminous coal に分類されるが、Worst coal は亜瀝青炭、中でも Subbituminous A coal に分類される。

表 4. 4. 2. 1 ASTM Coal Rank of Song Hau 1 Design Coals

	Design coal	Best coal	Worst coal
Gross Calorific Value (air dry basis, kcal/kg)	5,932	6,127	5,617
Gross Calorific Value (Moist, mineral-matter-free, kcal/kg)	6,498	7,050	6,301
Fixed carbon -dry, mineral matter free basis (%)	49.2	47.2	46.8
ASTM Coal Rank	High volatile C bituminous coal	High volatile C bituminous coal	Subbituminous A coal

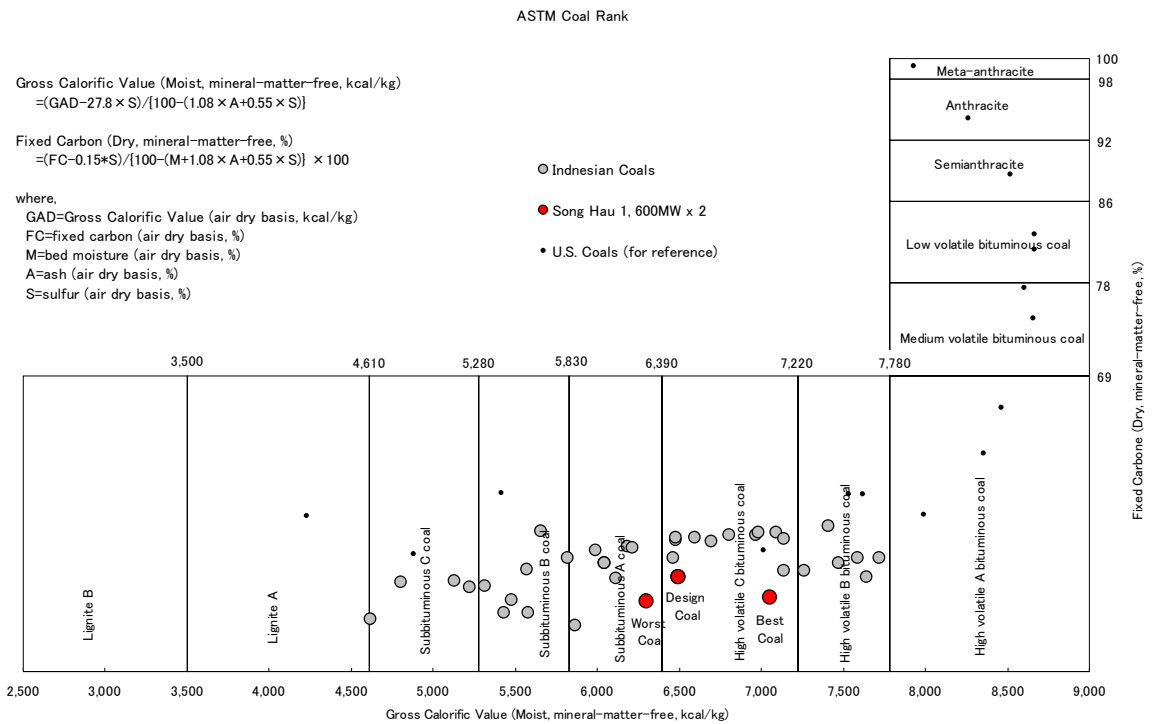


図 4. 4. 2. 2 ASTM Coal Rank of Song Hau 1 Design Coals

亜瀝青炭は、瀝青炭に比べて灰の融点が低く火炉のスラッキングや後部煙道の伝熱面のファウリング傾向が強い石炭である。このように特性の違いの大きい2つの炭種にまたがってボイラを設計することは出来れば避けたいので、それが避けて通れないものか否かをき

ちゃんと判別した上で、使用炭の選定をすることが望ましいと考える。

図 4.4.2.3 は、スラッシング特性が異なる石炭を焚く 3 種類の 660MW ボイラの火炉サイズの比較例を示す。火炉(a)はスラッシング性の低い瀝青炭を焚くために設計されている。火炉(b)はスラッシング性が高い亜瀝青炭を焚くための火炉である。この火炉の奥行きは火炉(a)に比べて 10%ほど大きい。火炉(c)はスラッシング性が非常に強い褐炭を焚くために設計されている。その火炉の奥行きは火炉(b)に比べて更に 12%ほど大きい。表 4.4.2.2 はこれらの 3 つのボイラのサイズの違いを定量的に示す。これら図表から、同じ出力のボイラでも焚かれる石炭灰のスラッシング性によってボイラサイズが変わり得ることがわかる。これは、石炭性状を特別に与えられないとボイラは設計することができないことを意味する。

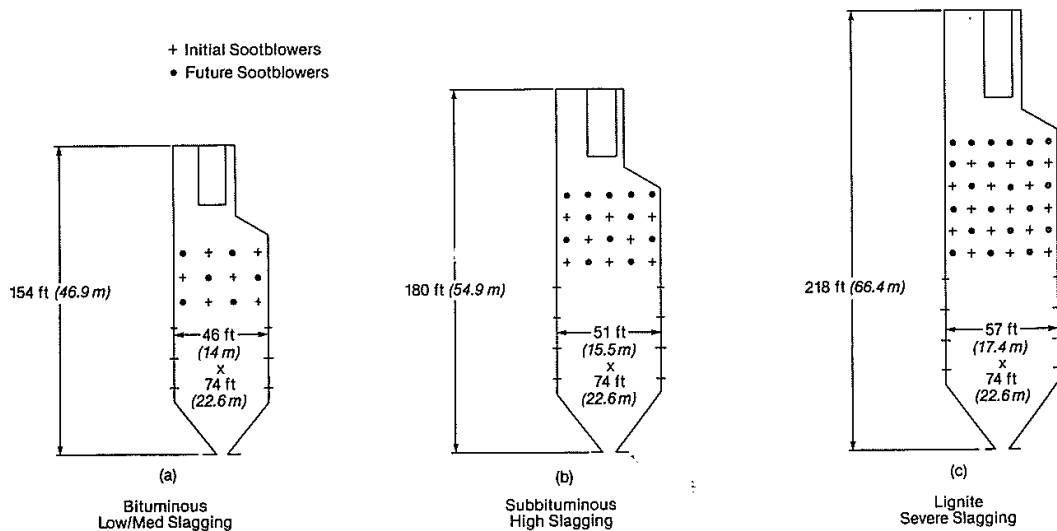


図 4.4.2.3 スラッシング性の火炉サイズに与える影響
 (出典: Steam of the Babcock & Wilcox Company)

表 4.4.2.2 火炉サイズとスラッシング性の関係

Type of Furnace	(a)	(b)	(c)
Coal Rank	Bituminous	Sub-bituminous	Lignite
Slagging Tendency	Low/Med	High	Severe
Furnace Plan Area	1.0	1.11	1.24
Furnace Surface	1.0	1.18	1.60
Number of Soot Blowers	30	36	70

(出典: Steam of the Babcock & Wilcox Company)

(2) 発電設備(ボイラとタービン発電機)の蒸気条件について

FS レポートではソンハウ 1 石炭火力発電所のボイラ及びタービンの蒸気条件として、主蒸気圧力は 250~280barg、主蒸気温度は 540°C~600°C、再熱蒸気温度は 560°C~600°Cとする

ことを推奨している。

蒸気圧力や蒸気温度に大きな幅を持たせており、このままを引き合い条件とした場合、応札者によってさまざまな蒸気条件の発電設備が入札されることになり、その後の入札結果評価作業が非常に難しくなることが予想される。

条件をもっと絞り込んだものにするための参考として、日本において発電用微粉炭焼きボイラでこれまで採用されている蒸気条件の実績を以下に示す。

(図 4.4.2.4) 微粉炭焼き発電所のユニット出力と主蒸気圧力の関係

(図 4.4.2.5) 超臨界圧ユニットの出力、蒸気温度と運転開始時期の関係

図 4.4.2.4 は日本において 1959 年以降運転を開始した微粉炭焼き発電所のユニット出力とタービン入口主蒸気圧力の関係を示す。石炭焼き全 74 ユニット中、38 ユニットが主蒸気圧力 241barg 以上のいわゆる超臨界圧ユニットである。ユニット出力では 360MW 以上のユニットは、全てこの超臨界圧が採用され、最大出力は 1050MW である。

図 4.4.2.5 は日本の微粉炭焼き発電所の超臨界圧全 38 ユニットの出力と運転開始時期の関係を示す。更に、主蒸気及び再熱蒸気温度が 566/566℃乃至それを下回るユニット、593/593℃のユニット、及び 600/600℃のユニットなどに色分けして示す。

蒸気温度 566/566℃以下の従来型ユニットは、1981 年から 17 ユニットが製作されたが、1995 年に運転開始したユニットを最後にそれ以降は建設されていない。

超々臨界圧 (Ultra Super Critical (USC)) の蒸気条件 593℃が最初に採用されたのは 1993 年運転開始のユニットからで再熱蒸気温度だけに 593℃が採用された。1997 年には主蒸気、再熱蒸気温度が 593/593℃のユニットが運転を開始し、更に、1998 年からは 600/600℃のユニットが運転を開始している。593/593℃のユニットも含めると 1997 年以来 13 ユニットが運転を行っており、更に、2つのユニットが建設中である。

これらの実績から、日本の最新鋭の石炭焼き火力発電設備の主流となる蒸気条件は以下の通りといえる。世界的に見ても 600℃の蒸気温度は一般化しており、ソンハウ1発電所設備の蒸気条件として採用されることを推奨する。

表 4.4.2.3 ソンハウ1発電所の推奨蒸気条件

主蒸気圧力(蒸気タービン入口にて)	245barg～250barg
主蒸気温度(蒸気タービン入口にて)	600℃
再熱蒸気温度(蒸気タービン入口にて)	600℃(～610℃)

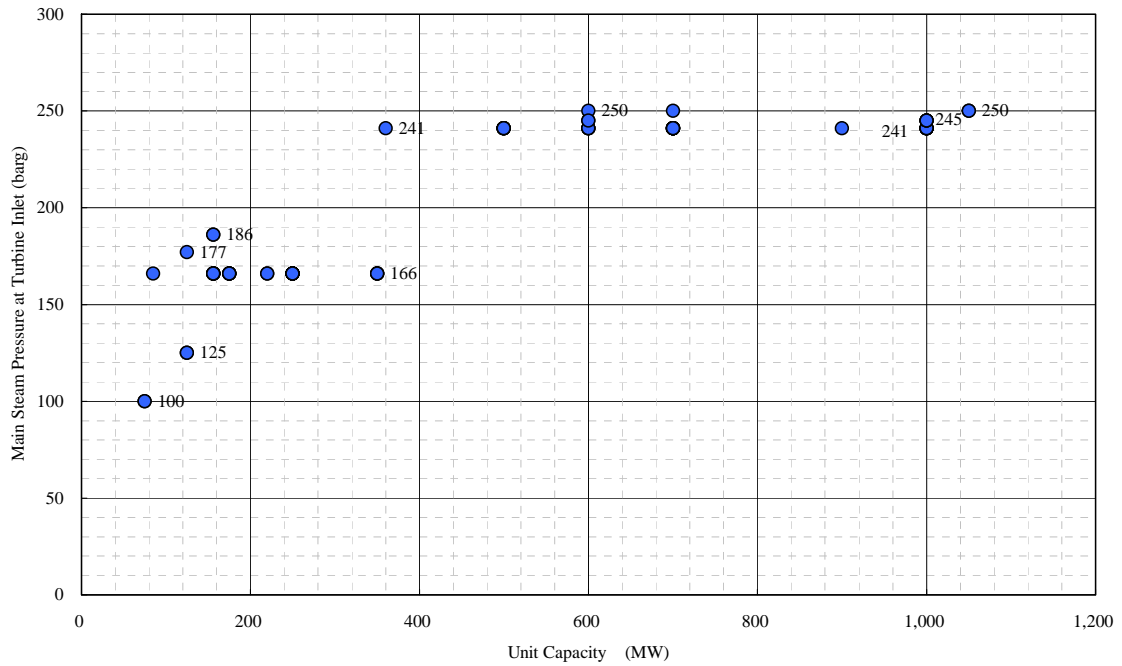


図 4. 4. 2. 4 微粉炭焼き発電所のユニット出力と主蒸気圧力の関係

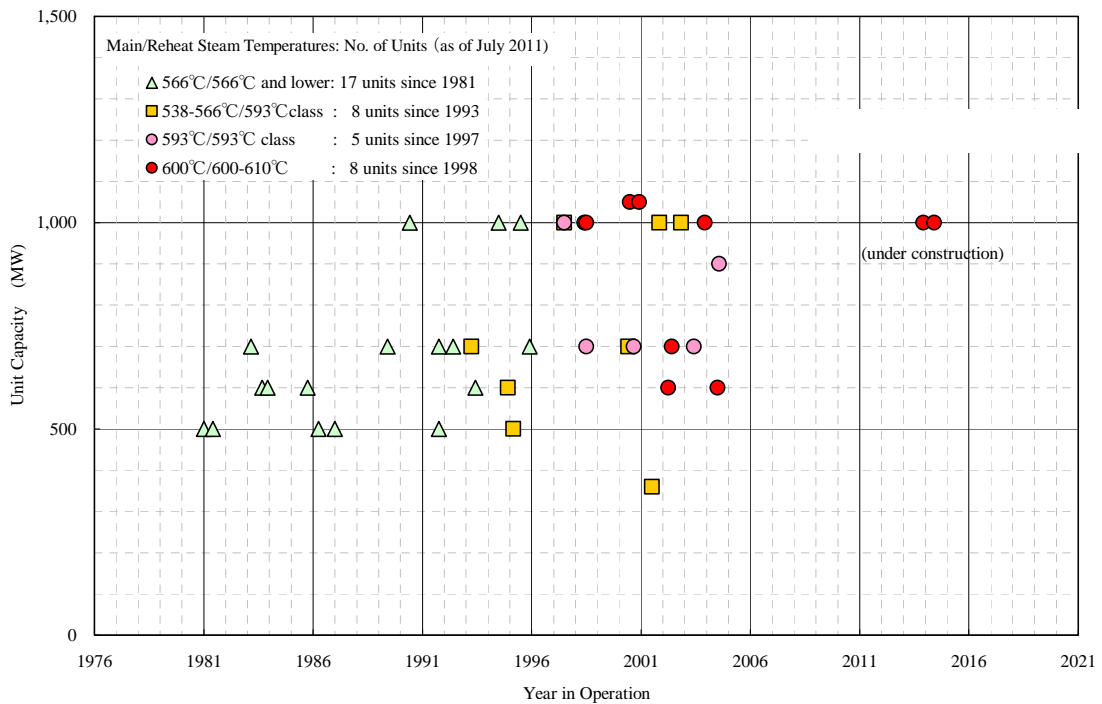


図 4. 4. 2. 5 超臨界圧ユニットの出力、蒸気温度と運転開始時期の関係

(3) ボイラ火炉壁管について

超臨界圧変圧型貫流ボイラの火炉壁を構成するメンブレンウォールにはスパイラル管方式と垂直管方式の二つが存在する。FS レポートでは、メーカー調査を行って技術的に優れている垂直管方式を採用することを推奨している。

しかし、垂直管方式のボイラを製作するメーカーは 1 社に限られるので、今後入札を行うに当たっては、この形式に限定することは避けるべきと考える。

(4) ボイラ燃焼方式について

FS レポートでは、対向燃焼方式を採用することを決定している。大容量微粉炭焚き火力発電所ボイラの燃焼方式としては対向燃焼方式とともに旋回燃焼方式も多くの実績を有している。(3)項のボイラ火炉壁管と同様に 1 つの形式に限定すべきではないと考える。世界的なボイラメーカーとそこが主に採用している火炉壁管構成方式や燃焼方式について表 4.4.2.4 に示すが、垂直上昇管方式の火炉壁を有し対向燃焼方式のボイラを製作するメーカーは存在しないので注意を要す。

表 4.4.2.4 ボイラメーカーと得意とするボイラ

ボイラメーカー	M 社	H 社	I 社	A 社
火炉壁方式	垂直上昇管	スパイラル管	スパイラル管	スパイラル管
燃焼方式	旋回燃焼	対向燃焼	対向燃焼	旋回燃焼

(5) 再熱蒸気温度制御方式について

日本で大容量石炭焚きボイラの建設が始まった 1980 年代には、微粉炭焚きボイラにもガス再循環ファンを設けたボイラが建設された。油やガス焚きボイラと同様に再熱蒸気温度制御や NOx 低減対策とする狙いがあったが、ガス再循環ファンの灰磨耗対策のために集塵装置を設置する必要があり建設費が高つく一方、再熱蒸気温度制御、NOx 低減共に油焚きボイラやガス焚きボイラほどには効果が無く、未燃分が多くなる傾向が確認されたため、1990 年代初め以降ガス再循環ファンは設置されなくなった。

FS レポートではガス再循環方式かダンパー方式をスプレー方式と組み合わせたものとするを推奨しているが、日本での実績からダンパー方式とスプレー方式(スプレー方式は緊急用)とするのが望ましい。

(6) 脱硝装置 (SCR) について

FS レポートでは、ソンハウ 1 発電所 2x600MW 建設時には低 NOx バーナとオーバファイなどの低 NOx 燃焼技術だけで環境規制を満足できるので、脱硝装置は設置しないで、ソンハウ 2 発電所 2x1000MW 及びソンハウ 3 発電所 2x2000MW が建設される時点で、脱硝装置の追設など必要な対応を行う方針である。

脱硝装置入口での排ガス中 NOx 濃度を 450mg/Nm3 と評価している。図 4.4.3.5 に日本の低 NOx 燃焼技術を採用した場合の NOx 排出濃度をさまざまな炭種について予測した結果を示す。これから判断して現在計画されている炭種に対する計画値として、この値は妥当な値

と考える。

この NOx 濃度に基づいて行った排ガスの大気拡散計算では、ソンハウ 2 発電所が建設された時点では脱硝効率 30%の脱硝装置が、3 号が建設される時点では脱硝効率 65%の脱硝装置を設置する必要があるとの結果である。各段階においてどのような対応が必要となるか明確に分析されている。

今後入札仕様書を準備するに当たって、脱硝装置追設工事を具体的にどのように進めるか検討する必要がある。脱硝装置の追設工事は日本国内では多くの実績を有しており、全く追設工事を考えていなかったボイラであっても工事を行っている。

しかし、今度の場合は、3 年から 6 年後にはその工事が必要なことが明白であることから、ソンハウ 1 発電所を建設する時点において、ボイラ周りの改造が必要な部位：支持鉄骨基礎、支持鉄骨、ボイラ耐圧部及びガスダクトについて当初から改造工事がやりやすいように配慮しておくことで、ユニット停止期間の短縮について当初から入念に計画することが望ましいと考える。

改造工事には半年程度のユニット停止期間が必要となるが、極端な場合として当初から脱硝装置を設置しておいて必要な時期に脱硝触媒を挿入するだけの工事を行うように計画すれば、ユニット停止期間は 1 ヶ月程度に抑えられ改造工事費も格段に安価で済ませられると思われる。今後こういった工事手順について詳細に詰められることを推奨する。

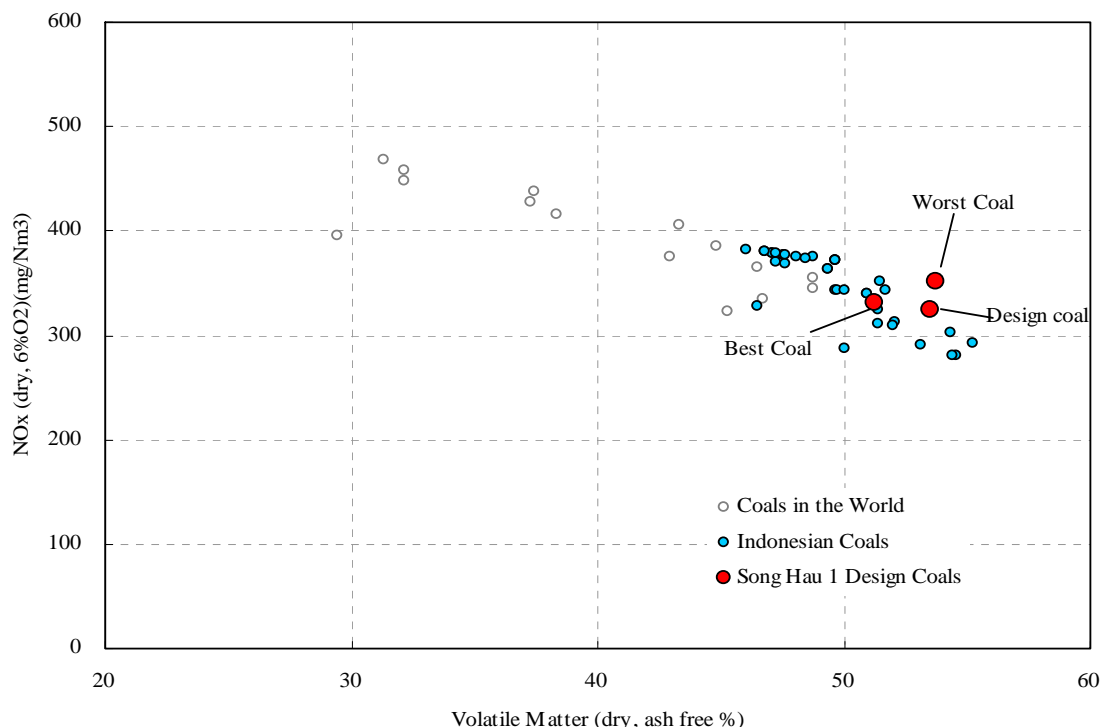


図 4.4.2.6 微粉炭焼きボイラ（低 NOx バーナー+OFA）の NOx 排出濃度と石炭性状の関係

(7) 軽油バーナ噴霧方式について

軽油バーナ及び軽油点火トーチの噴霧形式は、FS レポートでは圧力噴霧方式で計画されているが、日本国内では軽油バーナについては蒸気噴霧式が採用されており、ソンハウ1発電所でも蒸気噴霧とすることを推奨する。

圧力噴霧方式は、起動時に蒸気が必要ないので蒸気噴霧式に比べて優れているが、冷帯起動時に燃焼性が悪く黒煙を発生する場合がある。電気集塵器が荷電可能となる前の段階では煙突から黒煙が排出されることとなる。蒸気噴霧式は圧力噴霧方式より油の噴霧特性が優れており、黒煙の発生も抑えられることから日本ではこの方式が採用されている。

4.4.3 タービン及び付属設備

4.4.3.1 タービン本体

PECC3 作成の Construction Investment Report (CIR)によれば、タービン仕様は下記の通りとなっている。

- 1) タービン形式 : 4車室、再熱抽気復水、直結タービン
- 2) 発電端出力 : 600 MW
- 3) タービン回転数 : 3,000rpm
- 4) 主蒸気圧力 : 主塞止弁入口で25.0~28.0 MPa
- 5) 主蒸気温度 : 主塞止弁入口で540~600℃
- 6) 再熱蒸気温度 : 再熱塞止弁入口で560~600℃
- 7) 排気圧力 : 0.074bar
- 8) ガバナ制御方式 : 電気油圧ガバナ
- 9) 復水器配管材料 : チタン Gr 2 (管板: チタン クラッド)
- 10) タービンバイパス弁 : 高低圧タービンバイパス弁を設置。容量は未定。
- 11) 復水器入口冷却水温度 : 30℃
- 12) 最大冷却水温度上昇 : 7℃

大型タービンにはタンデムコンパウンド型(串型)とクロスコンパウンド型があり、日本国内では東京電力はクロスコンパウンド型を、関西電力、中部電力ではタンデムコンパウンド型(串型)を採用している。

クロスコンパウンド型はタービンおよび発電機それぞれ2台を2軸に分割しており、広い設置場所を要し、また2軸の同期など運転操作が複雑である。

タンデムコンパウンド型は日本国内では西側電力会社で豊富な納入実績が20年以上あり、1軸にて構成されるためクロスコンパウンド型に比較して発電機が1台であること、広い設置場所を要しないこと、運転が旧来の比較的簡単な方法でできること等のメリットがある。

従来はタービン軸振動などの技術的な問題や信頼性などから、大型タービンにはクロスコンパウンド型が多く採用されていたが、近年のコンピューターによる解析技術の発達などによりタンデムコンパウンド型の軸振動などの技術的問題は解決され、海外でも十分な実績を有しており、発電能力、信頼性、耐力は確保されると判断される。

CIR では4車室タンデムコンパウンドタービンを提案しているが、高中圧一体タービンが開発され、3車室タンデムコンパウンドタービンも世界で多く採用されている。日本の最新鋭超々臨界圧石炭火力では、低圧タービンの最終段翼の長翼化が可能となったため、高中圧で1車室および低圧車室1車室の2車室タンデムコンパウンドタービンを採用している。

4.4.3.2 タービン付属機器

(1) 復水器

復水器細管材質には耐腐食性および耐摩耗性に優れているチタンを使用し、管板にはチタン被覆した鋼板が使用される計画である。

熱伝導率に優れているステンレススチール材を使用することが考えられるが、本プラントでは塩素注入を行う計画であり、また冷却水にシルトが含まれていることから耐腐食性および耐摩耗性に優れているチタン材及びチタン被覆鋼板の組み合わせは妥当であると言える。

(2) 主機制御装置

日本国内外で実績のある高圧制御油を利用した制御 (D-EHC) で、信頼性があり、妥当な選択である。

(3) 主要補機類

a. 給水ポンプ

モータ駆動の給水ポンプ 3 台、或いはタービン本体からの抽気によるタービン駆動の給水ポンプ 2 台とモータ駆動の給水ポンプ 1 台を配置する計画である。タービン駆動のポンプでは回転数制御のための流体継手を用いる必要が無く、流体継手による機械的損失と、給水ポンプ出口弁絞り損失が軽減でき、補機動力の効率改善が可能である。大型火力では、タービン駆動の給水ポンプ 2 台とモータ駆動の給水ポンプ 1 台を設置する計画が多い。

b. 復水ポンプ

CIR では、3 x 50%が計画されているが、近年 2 x 100%を採用するプラントもあるので、どちらのケースも採用できる仕様とすべきと考える。

c. 復水器用真空装置

2 x 100%電動水リング式真空ポンプが計画され、冗長性は高いので妥当であると言える。

d. 復水脱塩装置

貫流ボイラを採用する場合は、ドラム型ボイラに比べてボイラ水質管理がより重要であり、ボイラの水質を高純度に保つために復水脱塩装置は不可欠である。本プラントでは、2 x 50%の脱塩塔を計画しているが、日本では3 x 33%+予備 1×33%の脱塩塔を設置している。塔の再生並びにメンテナンスを考慮すると、3 x 33%が妥当と考える。

4.4.3.3 冷却水装置

(1) 取水装置

ハウ川の水深7m付近に設置される取水塔から川底に埋設される2本の導管を経由して発電所構内に設けられる取水枡へ河川水を引き込む取水設備が設けられる。取水枡は流れが4区画になるように分けられ、各ユニットが2区画ずつ使う。各区画には冷却水スクリーン装置が設けられ、その下流は各ユニット毎に一区画になったポンプピットが設けられる。これらの計画は妥当と言える。

(2) 冷却水スクリーン装置

ポンプピット上流側の各区画の入口にはバースクリーンがあり、大型の浮遊物の侵入を防止する。その下流にはトラベリング・スクリーンと呼ばれる回転式のスクリーンが設けられ、バースクリーンを通過してきた浮遊物及び生物を除去するように計画されている。各区画の容量は50%/ユニットである。ただし、スクリーン装置は1系列使用できない状態でも1ユニットの全負荷運転可能とするように推奨する。

復水器冷却用など発電所で使用する河川水はこのトラベリング・スクリーンの下流にあるポンプピットから供給される。トラベリング・スクリーン各区画への河川水流入を止めるためのストップログと称する止水装置が設置されており、各トラベリング・スクリーンの点検保守が可能となっている。

取水枡の各種金属製品の電蝕防止のための防食装置を設けるようになっている。

トラベリング・スクリーンで補足された異物はスクリーン洗浄ポンプで供給されるスプレイ水で飛ばされて樋を経由して異物集積箱へ集められる。異物集積箱を通過した水はもとの枡へ戻される。異物集積箱へ集められたものは人力で除去する計画である。冷却水放水開渠へ放流する方法も良くとられるが、就労機会を作ると言う観点も含め、立地域情勢に合わせて選択すればよい。

(3) 河川水ポンプ

河川水取水ポンプピットに設置されるポンプは以下の通りとなっている。

- a. スクリーン洗浄ポンプ：3 x 50% または 2 x 100%
- b. 冷却水塩素処理装置用水ポンプ：2 x 50%/Unit
- c. ポータブル水中ポンプ：2台、取水枡の仕切られた区画排水用
- d. 循環水ポンプ：2 x 50%/Unit (Total 4)
- e. 補助冷却ポンプ：2 x 100%/Unit (Total 4)

(4) 主冷却水装置 : Main Cooling Water System

各ユニットに必要な冷却水を供給するもので、ポンプの容量は上記、(3) e. の通り、2 x 50%/Unit となっている。復水器への供給管は各ユニット1系統とし、地中埋設部分は外面をコンクリート巻きした鋼管、ポンプハウス内とタービンホール内では内面をタール・エポキシ・ライニングし外面を防錆塗装した鋼管とする計画であり、一般に採用されているものと同様であり、妥当である。

(5) 補助冷却水装置 : Auxiliary Cooling Water System

各種送風機やポンプの軸受、空気圧縮機などの冷却用として密閉循環型冷却装置 (Closed Cycle Cooling Water (CCCW) システム) が設けられる。軸受などを冷却する密閉循環水システムは2次冷却水と呼ばれ、淡水が用いられる。2次冷却水は2次冷却器で河川水によって冷却され、2次冷却水ポンプで循環されるが、系内での供給水圧力を一定にするため、高所に膨張タンクまたはスタンドパイプが設けられる。

この設備の主要機器は以下の通りとなっている。

- a. 補助冷却水ポンプ : 2 x 100%/Unit
- b. 2次冷却器 : 2 x 100%/Unit
- c. 2次冷却水循環ポンプ : 2 x 100%/Unit
- d. 2次冷却水高架膨張タンク : 1基/Unit

2次冷却水を冷却する1次冷却水は主冷却水ポンプで供給される河川水をブーストするポンプ (2 x 100%/Unit) を設け、2次冷却器を河川水で冷却する計画となっている。

(6) 冷却水塩素処理装置 : Cooling Water Chlorination Plant

本装置は、塩素ボンベから塩素を冷却水システムに注入して、発電所全体の冷却水システムに水生生物が付着するのを防止するものである。原水は取水設備のトラベリング・スクリーンの洗浄用スプレイ水供給に設けられる3 x 50%容量のスクリーン洗浄ポンプから供給するか、或いは復水器循環水から分岐し、2x100%容量のブースターポンプから供給される。装置の計画概要は問題ないが、以下留意して詳細計画がなされるよう奨める。

- 塩素注入ノズルは冷却水システムに効果的に注入されるよう配置、数量を考慮すること。
- 注入濃度は水生生物の付着 (多・小) 状況と復水器出口の濃度で決定することになるが、この調整が可能な十分な設備容量とすること。

4.4.4 水処理設備・排水処理設備

ソンハウ石炭火力発電所の水源はハウ川であり、4.4.3.3 (4) で述べた取水設備のポンプピットから復水器冷却水、所内雑用水、水処理設備の原水として供給される。凝集沈殿装置及びろ過装置で製造された淡水は所内雑用水、飲料水、純水装置の原水として供給され

る。以下に水処理設備の各設備概要について述べる。

4.4.4.1 前処理装置：Pre Treatment System

ハウ川は濁度が高く、Ca²⁺が低いのでメディアフィルタを設置する計画である。特に、雨季は濁度が高くなるので、フィルターの upstream で沈砂処理を行う計画である。

- 1) 沈砂池
- 2) 原水ポンプステーション(3 x 50%)：3 x 310 m³/h
- 3) 凝集沈殿槽：2 x 50% (2 x 1,500 m³/h)
- 4) 石炭。砂、砂利メディアフィルタ(2 x 50%)
- 5) ろ過水ポンプ：2 x 100%
- 6) ろ過水タンク：2 x 7,500 m³

4.4.4.2 飲料水供給装置：Potable Water System

前処理装置で製造された淡水はろ過水タンクに蓄えられ、飲料水ポンプで高架タンクへ送られ、飲料水として各所へ供給される。ポンプから高架タンクへの配管途中には滅菌のため、次亜塩素酸ソーダ溶液を注入するようになっている。この装置は以下の主要設備で構成される。

- 1) 飲料水ポンプ：2 x 15 m³/h, 昇圧 10 bar
- 2) 次亜塩素酸ソーダタンク：最大負荷で20日分の容量
- 3) 高架タンク水位制御装置：飲料水ポンプ起動停止
- 4) 計測計器：残留塩素、pH、温度、圧力等
- 5) ブレンディングステーション：WHO規定に従い要すれば設ける

上記装置仕様は、日本の火力発電所に設置されている飲料水供給装置と同等であり、妥当であると言える。

4.4.4.3 純水装置：Demineralization Plant

本プロジェクトでは、純水装置は逆浸透膜及びイオン交換混合床方式を組み合わせた方式、または逆浸透膜及び電子イオン化装置を組み合わせた方式のいずれかを採用する計画である。

- (1) 純水装置の仕様
2 x 50% = 2 x 40 m³/day
- (2) 各装置の仕様
 - a. 1次カートリッジフィルター：1ミクロン

- b. 純水フィルター
 - スパイラル・ワインドエレメント：逆浸透膜フィルターモジュール
 - 各フィルターモジュールの設計流量：16 - 18GFD
 - 各フィルターのフィルターモジュールの数：4
 - フィルター床数：2または3
 - 入口水質：TDS<500 mg/ℓ
 - 出口水質：TDS< 25 mg/ℓ
 - 回収係数：80%
- c. 電子イオン化装置
 - 入口水質：TDS< 25 mg/ℓ
 - イオン化塔の量：15 x 34 m³/h
 - 出口流量：34.1 - 68.1 m³/h
 - 回収係数：80%

PECC3 作成の CIR では、純水装置は 2x50%となっているが、1 系列が定期検査の場合は、50% 容量しか純水を製造できないので、2 x 100%を推奨する。

4.4.4.4 排水処理装置：Waste Water Treatment System

本プラントで計画されている排水処理装置は次の設備構成となっているが、下記システムから排水される汚染水は、Retension Tank あるいは、中和槽に集められ、その後一括して処理する計画である。

(1) 油分排水処理装置

- a. 油水ドレンピット及びドレンポンプ
- b. 油分離層
- c. 油収集ピット
- d. 油分離水ピット
- e. 油分離水ポンプ

(2) 産業汚水処理装置

本装置は、空気予熱器、電気集塵器、ユニットのドレンピットからの汚水を処理する装置である。

空気予熱器、電気集塵器、ユニットのドレンピットからの汚水およびボイラ洗浄の汚水はポンプでプレリテンションタンクに送られる。タンク内で汚水は空気ブローにより爆気され、混合および反応がおきる。汚水は中和槽にポンプで送られた後、凝集沈殿処理される。この過程で汚水は薬品により中和され、特殊な薬品で凝集される。処理後、凝集された泥は、スラリーピットに送られた後に、更に灰捨場に送られる。処理された水は、砂-砂利-活性炭フィルターでろ過された後、最終中和され、川に排出される。

(3) 貯炭場及びコンベア排水処理装置

貯炭場の雨水などを処理する装置で、貯炭場などの雨水などを中和、沈殿処理し、放流する。

(4) 生活排水処理装置

生活排水処理装置は土木の処理技術に基づいて計画される。

一方、日本国内の石炭火力発電所では、一般的に以下の排水処理系統が採用されている。日本では、排水の汚染度の高低により排水処理方法を分けている。特に、脱硫装置から排出される排水には重金属類が含まれているので、一般排水系統とは分けて処理することを推奨する。

参考として、図 4.4.4.4.1 に日本における石炭火力発電所の排水処理装置系統図を示す。

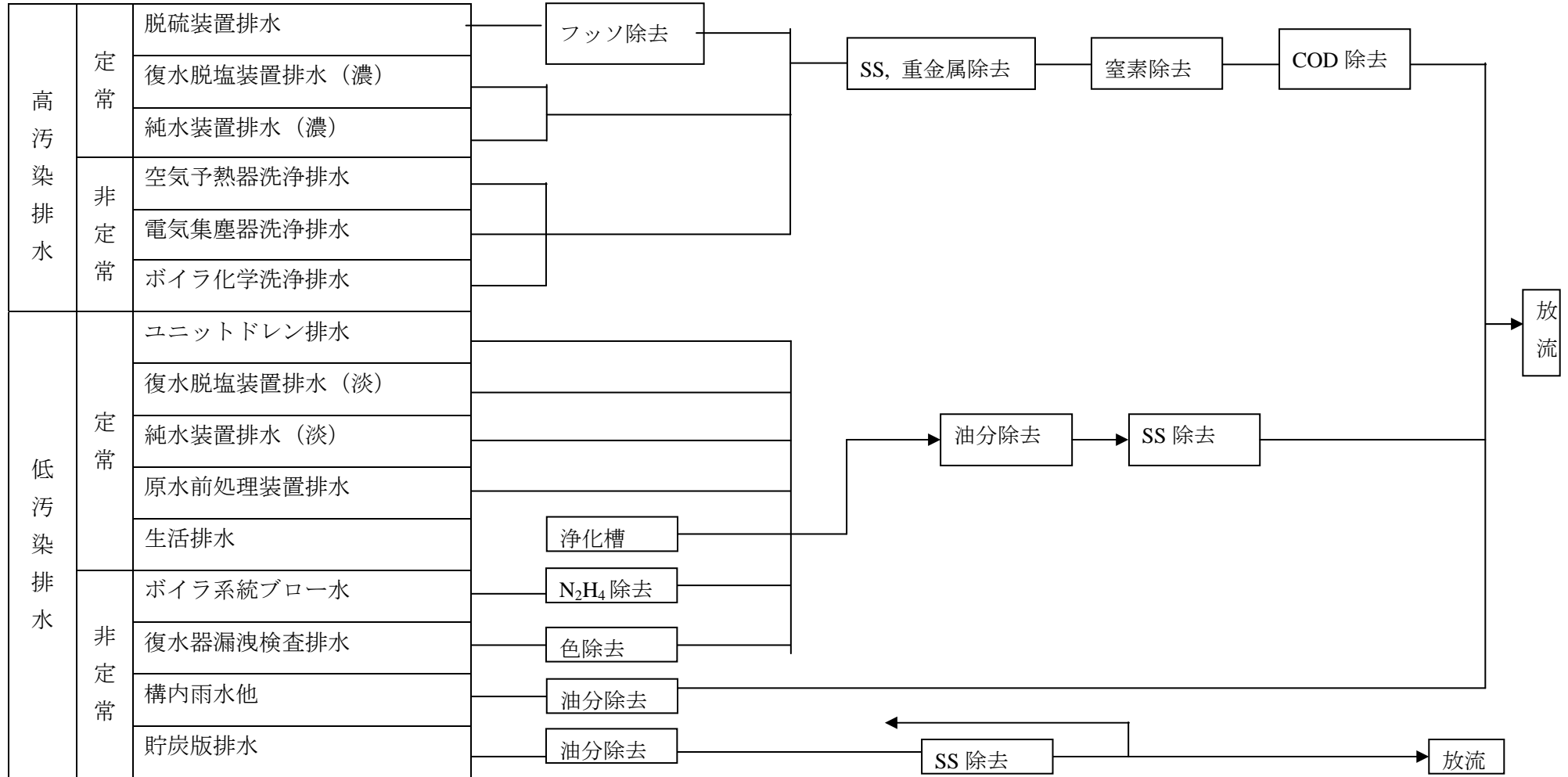


図 4.4.4.1 排水処理装置系統図 (参考)

4.4.5 燃料・灰処理設備

4.4.5.1 石炭設備

ソンハウ1石炭火力発電所ではインドネシア若しくはオーストラリアからの輸入炭を使用する計画である。通常この規模の発電所では60,000DWT (Panamax) 級若しくはそれ以上の大型船による石炭輸送が一般的であるが、本発電所は川沿いに位置しており、河口部の水深が浅いため、現状3,000DWT級の船しか使用することが出来ない。現在この対策としてQuan Chanh Bo 運河の建設を計画しており、完成後には最大10,000DWT級の船が使用可能となる予定である。

輸入炭は大型船により石炭中継ターミナルまで輸送され、その後3,000DWTから10,000DWT級の船に積み替え、Quan Chanh Bo 運河及びハウ川を通り発電所まで輸送される。発電所では発電所敷地境界から約120m離れた栈橋上に設置されたアンローダにより荷揚げされ、コンベヤにより貯炭場まで運ばれる。貯炭場の石炭は貯炭場にあるリクレーマによりコンベヤに乗せられボイラへ供給される計画である。

現在計画されている各機器の仕様と推奨案は以下の通り。

表 4.4.5.1.1 各機器の仕様比較

機器	原案 ^{*1}	推奨案
アンローダ	型式：連続式バケットチェーンアンローダ 容量/台数：850 t/h x 2 sets	型式：連続式バケットチェーンアンローダ 容量/台数：850 t/h x 2 sets
受入コンベヤ	1,700 t/h x 2 sets	1,700 t/h x 2 sets (Max:2,000 t/h)
貯炭場	350,000 ton (for 30 days)	387,000 ton (for 30 days)
スタッカ/リクレーマ	1,700 t/h / 850 t/h x 2 sets	1,700 t/h / 850 t/h x 3 sets (Max:2,000 t/h)
払出コンベヤ	850 t/h x 2 sets	850 t/h x 2 sets (Max:1,000 t/h)

備考：*1 PECC3/PCC作成の Construction Investment Report

各機器の仕様決定根拠を以下に示す。

(1) 石炭消費量

【設計条件】

- | | |
|---------------------------|-----------------------------------|
| ✓ 定格出力 (E C R) | 1,200 MW (2 x 600 MW) |
| ✓ 定格出力比 (B M C R / E C R) | 1.05 |
| ✓ 発電効率 | 40.61 % (HHV basis) |
| ✓ 石炭発熱量 (設計炭) | 5,932 kcal/kg (HHV、air dry basis) |

- ✓ 全水分(設計炭) 28 % (as received)
- ✓ 固有水分(設計炭) 14 % (air dry basis)
- ✓ 定格出力換算年間平均運転時間 6,500 hours

- 石炭発熱量 (HHV, as received) = $5,932 \text{ kcal/kg} \times (100\% - 28\%) / (100\% - 14\%)$
= $4,966.32 \approx 4,966 \text{ kcal/kg}$
- 1時間当りの石炭消費量 (MCR) = $600,000 \text{ kW} \times 1.05 \times 2 \text{ units} \times 860 \text{ kcal/kWh} \times (100 / 40.61) / 4,966 \text{ kcal/kg} / 1,000 = 537.31 \text{ ton/hour} \approx 537.4 \text{ ton/hour}$
- 1時間当りの石炭消費量 (ECR) = $600,000 \text{ kW} \times 2 \text{ units} \times 860 \text{ kcal/kWh} \times (100 / 40.61) / 4,966 \text{ kcal/kg} / 1,000 = 511.72 \text{ ton/hour} \approx 511.7 \text{ ton/hour}$
- 1日当りの石炭消費量 (MCR) = $537.4 \text{ ton/hour} \times 24 \text{ hours/day} = 12,897.6 \text{ ton/day}$
- 年間石炭消費量 (ECR) = $511.7 \text{ ton/hour} \times 6,500 \text{ hour} = 3,326,050 \text{ ton/year}$

(2) アンローダ型式選定

アンローダの型式は大きく分けてグラブ式と連続式に分類することが出来る。表 4.4.5.1.2 にグラブ式アンローダと連続式バケットチェーンアンローダの比較を示す。連続式バケットチェーンアンローダはグラブ式アンローダに比べコスト面を除き、荷揚効率、防塵性、操作性、保守性などさまざまな点で優れている。通常この規模の発電所では 60,000DWT 級の大型船による石炭輸送が一般的であるが、本発電所は川沿いに位置し水深が浅いため、現状 3,000DWT 級の船しか使用することが出来ない。(Quan Chanh Bo 運河が完成後は最大 10,000DWT 級まで使用可能)

よって本プロジェクトの場合、通常よりも小さい船を使用することにより年間当りの石炭輸送船必要数が多くなることを考慮し、荷揚効率が高い連続式バケットチェーンアンローダの採用を推奨する。

【検討条件】

- ✓ 年間石炭消費量 3,326,050 ton/year
- ✓ 石炭輸送船容量 10,000 DWT 級
- ✓ 石炭輸送船積載効率 0.9
- ✓ 気象影響係数 0.8 (仮定)

年間石炭輸送船の必要数は以下の通り。

- 年間石炭輸送船必要数 = $3,326,050 \text{ ton/year} / (10,000 \text{ DWT} \times 0.9) = 369.56 \text{ ship/year}$
 $\approx 370 \text{ ship/year}$

一方、年間石炭荷揚可能日数は以下の通り。

- 年間石炭荷揚可能日数 = $365 \text{ days/year} \times 0.8 = 292 \text{ day/year}$

上記より 1日当り 1.27 隻(= 370 隻 / 292 日)と高頻度での石炭受入が必要となる。このため揚炭作業は夜間も実施する必要がある。

表 4.4.5.1.2 アンローダ型式の比較

	グラブ式アンローダ	連続式バケットチェーン アンローダ
荷揚効率	Base	Better
防塵性	Base	High
操作性	Base	Easier
保守性	Base	Easier
建設費用	Base	High
評価	Base	Better

➤ アンローダ型式 連続式バケットチェーンアンローダ

(3) アンローダ公称容量

【検討条件】

✓ 石炭輸送船容量	10,000 DWT 級
✓ 石炭輸送船積載効率	0.9
✓ バース数	1 バース
✓ 最適なバース占有率	0.5
✓ 荷揚効率	75 %
✓ 作業準備時間	2 hour (仮定)
✓ 年間石炭輸送船必要数	370 ship/year
✓ 年間石炭荷揚可能日数	292 day/year

- 年間作業可能時間 = 292 day/year x 24 hour/day x 0.5 = 3,504 hour/year
- 1隻当りの作業時間 = 3,504 hour/year / 370 ship/year = 9.47 hour/ship
- アンローダ公称容量 = (10,000 DWT x 0.9) / ((9.47 hour - 2 hour) x 0.75) = 1,606.4 ton/hour \div 1,700 ton/hour

また、アンローダ設置台数については以下の理由から 50% x 2 基とする。

- 1,700t/h のアンローダは 10,000DWT 級の船に対してやや大きいため、荷揚効率が悪くなる可能性がある。
- 万一、アンローダ 1 基が故障しても、時間はかかるが継続して揚炭することが出来る。
- 石炭輸送船 1 隻に対して 2 基のアンローダを設置するのが一般的である。

➤ アンローダ公称容量	850 ton/hour
➤ アンローダ設置台数	2 基

(4) 受入コンベヤ公称容量

受入コンベヤ設置台数は信頼性向上の観点から予備 1 系統を含む 100% x 2 系統を推奨する。よって受入コンベヤ公称容量はアンローダ 2 基の公称容量にあわせる必要がある。さらにアンローダは船倉内の小さな山崩れの影響によりバケットが満杯となり、瞬時に過大な払出を行うことがある。これはピーク率と呼ばれ、製造者により異なるが一般的に公称容量の 110% である。よって受入コンベヤの公称容量は以下のように計算される。

- ・ 受入コンベヤ公称容量 = 850 ton/hour x 2 units = 1,700 ton/hour
- ・ 受入コンベヤ最大容量 = 850 ton/hour x 2 units x 110 % = 1,870 ton/hour ≒ 2,000 ton/hour

- 受入コンベヤ公称容量 1,700 ton/hour (最大 : 2,000 ton/hour)
- 受入コンベヤ設置台数 2 系統

(5) 貯炭場公称容量

貯炭量は 2 ユニット連続運転における 30 日分を確保するように計画する。この内、一般的にベトナムではファーライ 2 石炭火力発電所 (600MW) のように貯炭場の雨対策として 15 日分の屋内貯炭場を計画している。しかし本プロジェクトのような大容量発電所の場合、15 日分の屋内貯炭場を設置するには投資コストが高くなる。よって投資コストを抑えるため屋内貯炭場の容量を 7 日分にすることを推奨する。PECC3 のレポートによると、湿った石炭は屋内で貯蔵することにより原則 3 日以内で自然乾燥することができる。よって屋内貯炭容量を 7 日分確保すれば問題なく運用することが出来る。

必要貯炭量は以下のように計算される。

- ・ 必要貯炭量 = 537.4 ton/hour x 24 hour x 30 day = 386,928 ton ≒ 387,000 ton

また貯炭場は以下の通り 3 パイルで構成する。

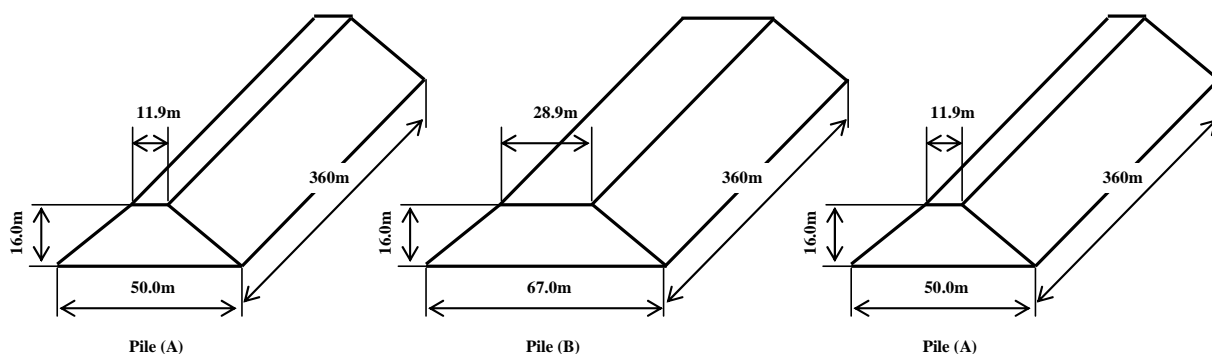


図 4.4.5.1.1 貯炭形状

上記貯炭形状における貯炭可能量は以下のとおり 389,765 ton と計算される。

- ・ パイル (A) 容量 = $(11.9 + 50.0) \times 16.0 \times 360.0 \times 1 / 2 = 178,272 \text{ m}^3$
- ・ パイル (B) 容量 = $(28.9 + 67.0) \times 16.0 \times 360.0 \times 1 / 2 = 276,192 \text{ m}^3$
- ・ 石炭比重 = 0.8 ton/m^3
- ・ 貯炭効率 = 0.77
- ・ 貯炭可能容量 = $(178,272 \times 2 + 276,192) \times 0.77 \times 0.8 = 389,765.376 > 387,000 \text{ ton}$

➤ 貯炭場公称容量 387,000 ton

この内、7 日分に屋根を設置することを推奨する。

- ・ 屋根付き貯炭容量 = $537.4 \text{ ton/hour} \times 24 \text{ hour} \times 7 \text{ day} = 90,283.2 \text{ ton}$

(6) スタッカ/リクレーマ公称容量

a. スタッカ/リクレーマ設置台数

スタッカ/リクレーマの設置台数は以下の状況が同時に行われていることを考慮し決定する必要がある。

- ✓ ボイラ運転
- ✓ 石炭荷揚作業

本プロジェクトの場合、年間石炭輸送船必要数が 370 隻と非常に多く、常に 1 基のスタッカ/リクレーマは石炭受入のために運転中であると推測する。一方、ボイラを運転するためには少なくともスタッカ/リクレーマを 1 基運転する必要がある。この 2 基のスタッカ/リクレーマの運転頻度が非常に高いため、予備機 1 基を含め合計 3 基のスタッカ/リクレーマを設置することを推奨する。

➤ スタッカ/リクレーマ設置台数 3 基

b. スタッカ公称容量

スタッカ公称容量は受入コンベヤ公称容量と同等にしなければならない。

➤ スタッカ公称容量 1,700 ton/hour (最大 : 2,000 ton/hour)

c. リクレーマ公称容量

リクレーマ公称容量はリクレーマ 2 基を 12 時間運転することにより、2 ユニットの運転に必要な 1 日分の石炭を輸送することが可能な容量とした。これによりリクレーマが 1 基故障した場合でも、残りのリクレーマ 1 基を 24 時間運転することにより 2 ユニットの運転に支障をきたさない計画である。あわせてリクレーマ 1 基当りの容量を少なくすることも可能となる。計算式は以下の通り。

【検討条件】

✓ 1 日当りの石炭消費量	12,897.6 ton/day
✓ リクレーマ運転時間	12 hour
✓ リクレーマ運転台数	2 基
✓ 荷揚効率	75 %

- ・ リクレーマ公称容量 = $12,897.6 \text{ ton/day} / 12 \text{ hours} / 2 \text{ units} / 0.75 = 716.533 \text{ ton/hour} \doteq 850 \text{ ton/hour}$

➤ リクレーマ公称容量	850 ton/hour
-------------	--------------

(7) 払出コンベヤ公称容量

払出コンベヤ設置台数はリクレーマ運転台数に合わせ 2 系統とする。よって払出コンベヤ公称容量はリクレーマ 1 基の公称容量にあわせる必要がある。リクレーマは貯炭場パイルの小さな山崩れの影響によりバケットが満杯となり、瞬時に過大な払出を行うことがある。これはピーク率と呼ばれ、製造者により異なるが一般的に公称容量の 110%である。よって払出コンベヤの公称容量は以下のように計算される。

- ・ 払出コンベヤ公称容量 = $850 \text{ ton/hour} \times 1 \text{ set} = 850 \text{ ton/hour}$
- ・ 払出コンベヤ最大容量 = $850 \text{ ton/hour} \times 110 \% = 935 \text{ ton/hour} \doteq 1,000 \text{ ton/hour}$

➤ 払出コンベヤ公称容量	850 ton/hour (最大 : 1,000 ton/hour)
➤ 払出コンベヤ設置台数	2 系統

上記のようにアンローダ公称容量とリクレーマ及び払出コンベヤの公称容量を同じにすることで石炭輸送船から荷揚げされた石炭を直接ボイラへ輸送することも可能となる。

(8) 貯運炭設備系統図

貯運炭設備系統図を図 4.4.5.1.2 に示す。

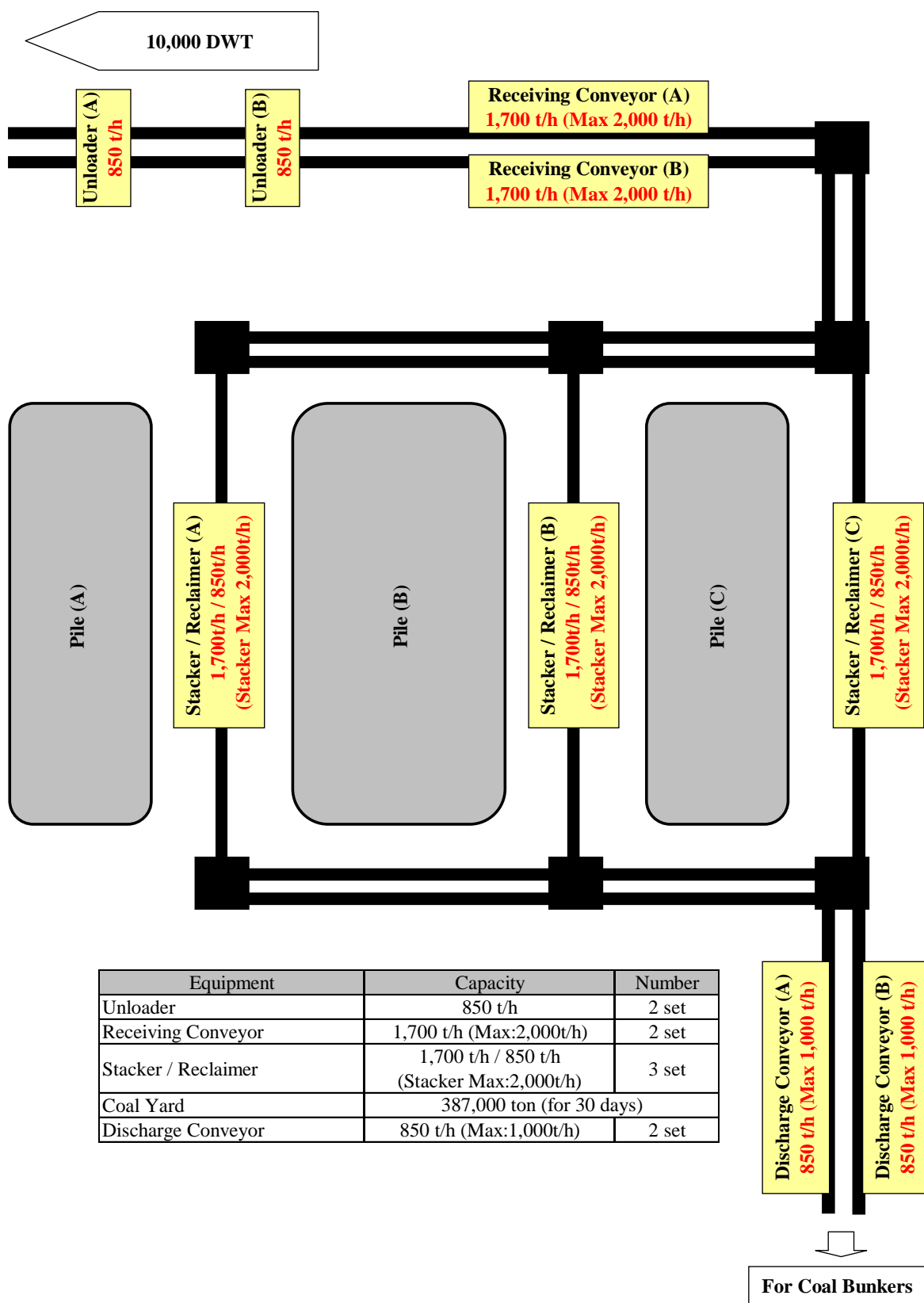


図 4. 4. 5. 1. 2 石炭受入、払出系統図

4.4.5.2 灰処理設備

石炭火力ボイラにおける各部の灰の分布例を図4.4.5.2.1に示す。

一般的に、石炭に含まれる灰分は石炭をボイラで燃焼し、その燃焼ガスが煙突から排出されるまでの間に、概略以下のようなガスの流れの各部分で捕集される。

- ・ 石炭燃焼により溶融した灰はボイラ火炉の下部ホップに落下し捕集される。これはクリンカと呼ばれている。一般的に全灰量の10～20%程度がここで捕集される。
- ・ 燃焼ガス中に浮遊する燃焼灰の一部がボイラ燃焼ガス流れの下流部にある節炭器及び空気予熱器の下部ホップに落下して捕集される。この燃焼灰はシンダーアッシュと呼ばれている。一般的に全灰量の5%またはそれ以上がここで捕集される。
- ・ 電気集塵器によって捕集される燃焼灰は電気集塵器の下部ホップに捕集される。この燃焼灰はフライアッシュと呼ばれている。一般的に全灰量の80～90%がここで捕集される。

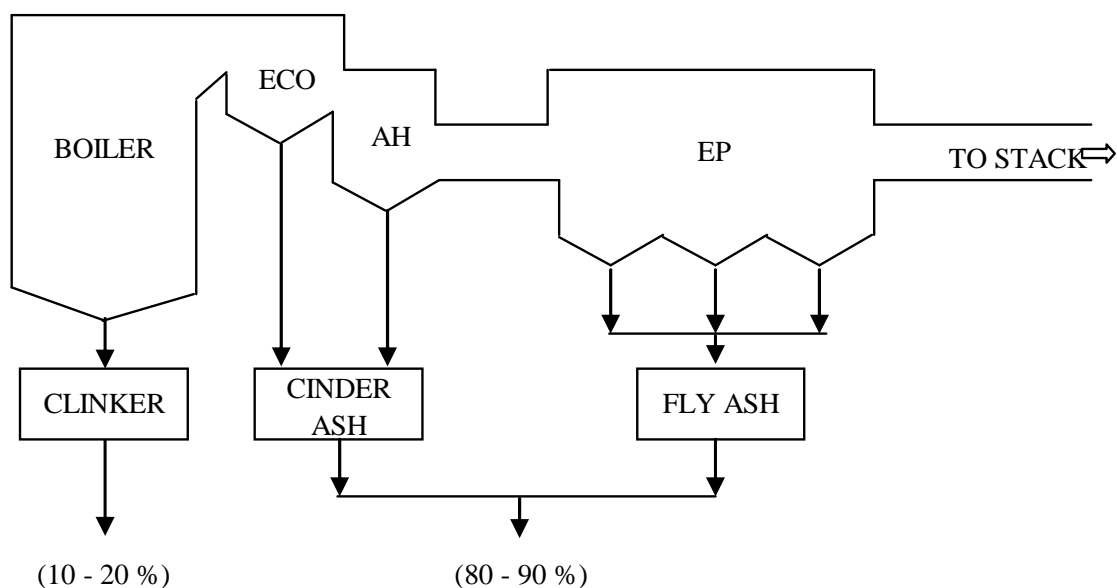


図 4.4.5.2.1 石炭灰の発生場所と発生比率

捕集された石炭灰は次の2つに大別される灰処理システムによって輸送・処理されるのが一般的である。灰処理システムの概要を図4.4.5.2.2に示す。

- ・ ボイラの下部ホップに落下したクリンカを処理する系統（ボトムアッシュ系統）
- ・ 節炭器、空気予熱器、電気集塵器の下部ホップに落下したシンダーアッシュ及びフライアッシュを処理する系統（フライアッシュ系統）

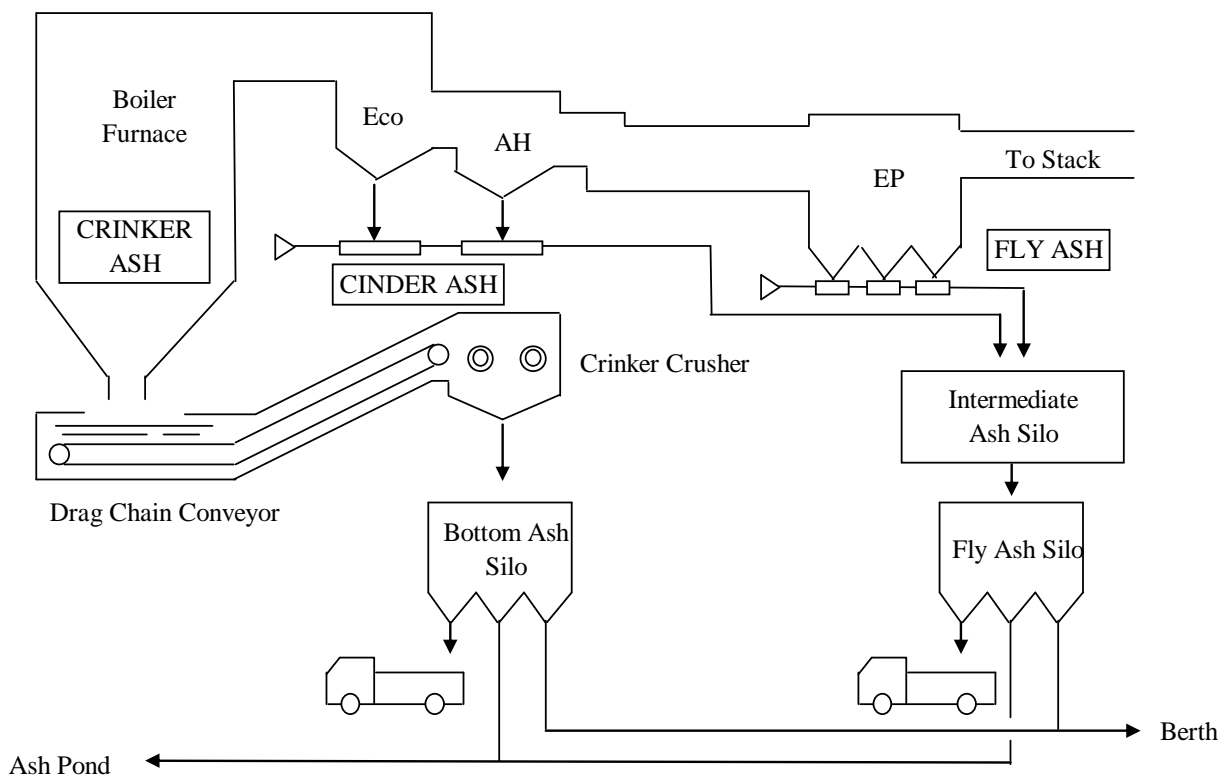


図 4.4.5.2.2 灰処理設備系統図

現在計画されている各灰処理方式と推奨案は以下の通り。

表 4.4.5.2.1 各灰処理方式の仕様比較

灰処理方式	原案 ^{*1}	推奨案
ボトムアッシュハンドリングシステム	乾式コンベヤ方式又は水封式チェーンコンベヤ方式	水封式チェーンコンベヤ方式
フライアッシュハンドリングシステム	真空方式	真空方式又は真空-圧送組み合わせ方式
灰輸送方式	原案 ^{*1}	推奨案
リサイクルしない場合 (各サイロ～灰捨場)	スラリー方式又はドライ方式	ドライ方式

備考：*1 PECC3/PCC 作成の Construction Investment Report

各灰処理方式の仕様根拠を以下に示す。

(1) ボトムアッシュハンドリングシステム

ボイラ下部のシール方法は乾式と水封式に大別することが出来る。乾式は水封式に比べ、

排水を発生しないため環境面で優れている。しかし乾式は水封式に比べると採用実績が少ない。ボイラ下部のシール部はボイラを安定的に運転する上で非常に重要である。よって採用実績が多く信頼性の高い水封式を推奨する。

次に水封式ボトムアッシュハンドリングシステムにはチェーンコンベヤ方式とスラリー方式がある。スラリー方式の場合、灰はスラリーの状態ですら捨て場まで輸送されるため大量の水を使用する。一方チェーンコンベヤ方式の場合、ボイラ下部のシール部のみに水を使用するため、スラリー方式に比べ使用する水は少量である。よって本プロジェクトのボトムアッシュハンドリングシステムには水封式チェーンコンベヤ方式を推奨する。

この方式はボイラの下部ホッパに落下したクリンカを扱う。ボイラの下部ホッパに落下したクリンカは水封式チェーンコンベヤにより排出される。このクリンカはクリンカクラッシュにより粒径を調整しコンベヤにてボトムアッシュサイロに輸送される。

(2) フライアッシュハンドリングシステム

フライアッシュハンドリングシステムは一般的に真空方式、圧送方式、真空-圧送組み合わせ方式に分類される。真空方式は灰が外部に飛散しにくいため圧送方式に比べ環境面で優れている。しかし真空方式は近距離輸送に適しており長距離輸送の場合採用することが出来ない。よって大型の火力発電所では長距離輸送に適した真空-圧送組み合わせ方式が採用される場合が多い。真空方式による輸送可能距離は節炭器、空気予熱器、電気集塵器の形状や配置、灰輸送ルートによって決まる。よって詳細設計時、再検討する。

上記より本プロジェクトにおいても真空方式又は真空-圧送組み合わせ方式の採用を推奨する。

この方式は節炭器、空気予熱器、電気集塵器の下部ホッパに落下したシンダーアッシュとフライアッシュを扱う。真空-圧送組み合わせ方式の場合、シンダーアッシュとフライアッシュは真空にて中継サイロまで輸送され、その後中継サイロからフライアッシュサイロまで圧縮空気により輸送される。

真空方式の場合、フライアッシュは直接フライアッシュサイロまで真空で輸送される。

(3) 灰の再利用

石炭燃焼の副産物である燃焼灰は以下のように再利用することが出来る。

- ✓ クリンカ
 - ・ 路盤材
- ✓ フライアッシュ
 - ・ セメント原料
 - ・ コンクリート混和材
 - ・ 舗装用材
 - ・ 肥料

本プロジェクトにおいても発生した灰は極力再利用することを推奨する。灰を有効利用す

ることで環境負荷を低減できるだけでなく、灰捨場の延命化も可能となる。

(4) 灰輸送方式

ボトムアッシュサイロ及びフライアッシュサイロに貯蔵された灰は基本的に再利用する計画とする。また、再利用が出来ない場合には灰捨場へ輸送し埋め立てることとする。各所への輸送方式は下記の通り、環境面で優れている乾式の輸送方式を推奨する。

a. リサイクルする場合（各サイロからリサイクル業者）

- ・ トラックによる輸送
- ・ 圧縮空気によりバースまで輸送し、3,000 DWT級の船に積み替え輸送

尚、灰搬出用バースはソンハウ発電所全体の共用設備として計画されている。

b. リサイクルしない場合（各サイロから灰捨場）

- ・ コンベヤ又はトラックによる輸送

(5) 灰捨場公称容量

灰捨場の公称容量は2ユニットを年間当り6,500時間運転した場合の30年分を確保することとする。排出される灰量は以下の通り。

【検討条件】

- | | |
|----------------------|---|
| ✓ 石炭消費量（設計炭、ECR） | 511.7 ton/hour (HHV, as received) |
| ✓ 灰中未燃分（未燃分量 / 生成灰量） | 5 % |
| ✓ 石炭中の全水分（設計炭） | 28 % (as received) |
| ✓ 石炭中の灰分（設計炭） | 6.7 % (as received), (8.0% air dry basis) |

- ・ 1時間当りの灰排出量 = $511.7 \text{ ton/hour} \times 0.067 (1 + (0.05 / (1 - 0.05))) = 36.08 \text{ t/h} \approx 36.1 \text{ t/h}$
- ・ 1年間当りの灰排出量 = $36.1 \text{ t/h} \times 6,500 \text{ hour} = 234,650 \text{ ton/year}$
- ・ 30年間当たりの灰排出総量 = $234,650 \text{ ton/year} \times 30 \text{ year} = 7,039,500 \text{ ton}$

現状、灰引き取り業者は決まっていないが、ファーライ2石炭火力発電所の実績では約70%の灰を再利用することができている。今後、灰引き取り業者を早期に選定し、基本計画に反映することを推奨する。

- | | |
|-----------------|---------------|
| ➤ 1年間当りの灰排出量 | 234,650 ton |
| ➤ 30年間当たりの灰排出総量 | 7,039,500 ton |

4.4.5.3 燃料油供給設備

(1) 燃料油の種類

燃料油はユニットの起動時の点火用及び暖気用として使用される。一般的に使用される燃料油は軽油若しくは重油である。本プロジェクトでは下記を考慮し、軽油を採用することを推奨する。

- ・ 燃料の種類は最小限にするべきである。
- ・ 取り扱いが容易な燃料とすべきである。
- ・ 重油は軽油に比べ価格は安いが加温設備等の追加設備が必要となる。
- ・ 燃料油は起動から約 30%負荷までの短時間のみに使用されるため、重油を採用することは経済的でない。

➤ 燃料油の種類 軽油

(2) 燃料油の輸送方法

燃料油はカントー市にある貯蔵設備より 1,000 DWT 級～3,000 DWT 級の船にて輸送される。尚、軽油荷揚バースはソンハウ発電所全体の共用設備として計画されている。

➤ 輸送方法 最大 3,000 DWT 級の船

(3) 燃料タンク公称容量

現在計画されている燃料タンクの仕様と推奨案は以下の通り。

表 4.4.5.3.1 各機器の仕様比較

機器	原案 ^{*1}	推奨案
燃料タンク	1,000 m ³ x 2 sets (1,000 m ³ / 0.88 kg/l / 80 % = <u>1,420</u> <u>kl x 2 sets</u>)	1,600 kl x 2 sets

備考：*1 PECC3/PCC 作成の Construction Investment Report

燃料タンク公称容量の決定根拠を以下に示す。

燃料タンク公称容量は 30%MCR 負荷にて 30 時間連続運転出来る容量とする。これにより、まる 1 日石炭が無くても 30%負荷で運転を継続することが可能になる。また設置台数は燃料タンクの点検を考慮し 2 基設置することを推奨する。燃料タンク公称容量は以下の通り計算される。

【検討条件】

- ✓ 定格出力 (E C R) 1,200 MW (2 x 600 MW)
- ✓ 定格出力比 (B M C R / E C R) 1.05

✓ 発電効率	40.61 % (HHV basis)
✓ 軽油発熱量	10,796 kcal/kg(HHV)
✓ 軽油比重	0.88 kg/l
✓ 連続運転時間	30 hour (at 30 % MCR)
✓ 貯油効率	80 %
✓ 燃料タンク設置台数	2 基

- ・ 燃料入熱 (Gcal/h) = 1,200,000 kW x 1.05 x 860 kcal/kWh / 0.4061 / 10⁶ = 2,669 Gcal/h
- ・ 軽油消費量 (kg/h) = 2,669 Gcal/h x 30 % / 10,796 kcal/kg x 10⁶ = 74,167 kg/h
- ・ 軽油消費量 (kl/h) = 74,167 kg/h / 0.88 kg/l / 1,000 = 84.3 kl/h
- ・ 軽油タンク必要容量 (kl) = 30 hour x 84.3 kl/h = 2,529 kl
- ・ 燃料タンク公称容量 (kl) = 2,529 kl / 0.8 / 2 set = 1,580.6 kl ≒ 1,600 kl

➤ 燃料タンク公称容量	1,600 kl
➤ 燃料タンク設置台数	2 基

4.4.6 石灰石・石膏設備

石灰石設備は、脱硫装置に使用する石灰石を船から荷揚、貯蔵ならびに脱硫設備に供給する設備で、石膏設備は、脱硫装置で生成された石膏を貯蔵し、搬出用の船に荷積みするための設備である。尚、石灰石荷揚バース、石灰石アンローダ、石膏払出バース、石膏積込設備はソンハウ発電所全体の共用設備として計画されている。

4.4.6.1 石灰石設備

現在計画されている各機器の仕様と推奨案は以下の通り。

表 4.4.6.1.1 各機器の仕様比較

機器	原案 ^{*1}	推奨案
石灰石アンローダ	Ave:125 t/h, Max:250 t/h x 1 set	250 t/h x 1 set
石灰石受入コンベヤ	250 t/h x 1 set	250 t/h x 1 set (Max:300 t/h)
石灰石サイロ	1,500 m ³ x 2 sets (for 14 days)	1,500 m ³ x 2 sets (for 15 days)

備考：*1 PECC3/PCC 作成の Construction Investment Report

基本的に現状の仕様で問題ないとする。

各機器の仕様決定根拠を以下に示す。

(1) 石灰石消費量

設計炭における石灰石消費量は以下の通り。

【検討条件】

✓ 石炭発熱量 (設計炭)	4,966 kcal/kg (HHV、as received)
✓ 石炭中の硫黄分 (設計炭)	0.51% (as received), (0.61 % air dry basis)
✓ 脱硫効率	80 %
✓ 石灰石の純度	96 %
✓ 石灰石分子量	100
✓ 硫黄分子量	32
✓ 石灰石過剰率	5 %

- 1時間当りの石炭消費量 (MCR) = $600,000 \text{ kW} \times 2 \text{ units} \times 1.05 \times 860 \text{ kcal/kWh} \times (100 / 40.61) / 4,966 \text{ kcal/kg} / 1,000 = 537.4 \text{ ton/h}$
- 1時間当りの石炭消費量 (ECR) = $600,000 \text{ kW} \times 2 \text{ units} \times 860 \text{ kcal/kWh} \times (100 / 40.61) / 4,966 \text{ kcal/kg} / 1,000 = 511.7 \text{ ton/h}$
- 1日当りの石灰石消費量 (MCR) = $537.4 \text{ ton/h} \times 0.0051 \times (100 / 32) \times 0.8 \times (100 / 96) \times 1.05 \times 24 \text{ hour} = 179.86 \text{ ton/day} \approx 180 \text{ ton/day}$
- 1年間当りの石炭消費量 (ECR) = $511.7 \text{ ton/h} \times 0.0051 \times (100 / 32) \times 0.8 \times (100 / 96) \times 1.05 \times 6,500 \text{ hour} = 46,382.8 \text{ ton/year}$

(2) 石灰石アンローダ公称容量

【検討条件】

✓ 石炭輸送船容量	3,000 DWT 級
✓ 石炭輸送船積載効率	0.9
✓ アンローダ型式	グラブ式
✓ 荷揚効率	60 %
✓ 実作業時間	20 hour (仮定)

- 石灰石アンローダ公称容量 = $(3,000 \text{ DWT} \times 0.9) / (20 \text{ hour} \times 0.6) = 225 \text{ ton/hour} \approx 250 \text{ ton/hour}$

また、本設備は石炭用アンローダと比較し運転頻度が低いこと、故障時には応急的に移動式クレーンを使用することにより荷揚が可能なことから 100% x 1 基とする。

➤ 石灰石アンローダ公称容量	250 ton/hour
➤ 石灰石アンローダ設置台数	1 基

(3) 石灰石受入コンベヤ公称容量

石灰石受入コンベヤ公称容量の考え方は石炭用コンベヤと同様である。また設置台数は上

流側に位置するアンローダ設置台数にあわせ 100% x 1 基とする。万一、石灰石受入コンベヤが故障した場合はトラックによる輸送も可能であるため問題ない。

- ・ 石灰石受入コンベヤ公称容量 = 石灰石アンローダ公称容量 = 250 ton/hour
- ・ 石灰石受入コンベヤ最大容量 = 250 ton/hour x 110 % = 275 ton/hour ≒ 300 ton/hour

- 石灰石受入コンベヤ公称容量 250 ton/hour (最大 : 300 ton/hour)
- 石灰石受入コンベヤ設置台数 1 系統

(4) 石灰石サイロ公称容量

石灰石サイロ公称容量は石灰石輸送船最大容量と同容量とする。設計炭を使用した場合、以下の通り 15 日分確保できることになる。

- ・ 3,000DWT 級の運搬船を使用した場合の運転可能日数 = 3,000DWT x 0.9 / 180 ton/day
= 15 day

よって 3,000DWT 級の運搬船を使用した場合、15 日ごとに 1 回の割合で石灰石を受け入れる必要がある。また今後ソンハウ 2 石炭火力発電所及びソンハウ 3 石炭火力発電所が増設された場合の石灰石概算使用量は以下の通り。

- ・ 1 日当りの概算石灰石消費量 (将来) = 180 ton/day x 5,200 MW / 1,200 MW = 780 ton/day
- ・ 3,000DWT 級の運搬船を使用した場合の運転可能日数 = 3,000DWT x 0.9 / 780 ton/day
= 3.46 day

上記の通り 3,000DWT 級の運搬船を使用した場合の運転可能日数は短くなるものの運用には支障はない。

また、石灰石サイロはサイロ点検を考慮し 50% x 2 基を推奨する。

【検討条件】

- ✓ 石灰石嵩比重 1.4 ton/m³
- ✓ 石灰石輸送船最大容量 3,000 DWT 級
- ✓ 貯蔵効率 80 %
- ✓ 石灰石サイロ設置台数 2 基

- ・ 石灰石サイロ公称容量 = 3,000 ton / 1.4 ton/m³ / 80 % / 2 sets = 1,339.3 m³ ≒ 1,500 m³

- 石灰石サイロ公称容量 1,500 m³
- 石灰石サイロ設置台数 2 基

4.4.6.2 石膏設備

現在計画されている各機器の仕様と推奨案は以下の通り。

表 4.4.6.2.1 各機器の仕様比較

機器	原案 ^{*1}	推奨案
石膏積込設備	Ave:125 t/h, Max:250 t/h x 1 set	250 t/h x 1 set (Max:300 t/h)
石膏払出コンベヤ	250 t/h x 1 set	250 t/h x 1 set (Max:300 t/h)
石膏貯蔵庫	1,500 ton x 1 set (for 3 days)	3,000 ton x 1 set (for 7 days)

備考：*1 PECC3/PCC 作成の Construction Investment Report

各機器の仕様決定根拠を以下に示す。

(1) 石膏発生量

【検討条件】

- | | | |
|---|---------------|---|
| ✓ | 石炭発熱量 (設計炭) | 4,966 kcal/kg (HHV、as received) |
| ✓ | 石炭中の硫黄分 (設計炭) | 0.51% (as received), (0.61 % air dry basis) |
| ✓ | 脱硫効率 | 80 % |
| ✓ | 石膏の純度 | 94 % |
| ✓ | 石膏分子量 | 172 |
| ✓ | 硫黄分子量 | 32 |
| ✓ | 石膏含水率 | 10 % |

- ・ 1時間当りの石炭消費量 (MCR) = $600,000 \text{ kW} \times 2 \text{ units} \times 1.05 \times 860 \text{ kcal/kWh} \times (100 / 40.61) / 5,050 \text{ kcal/kg} / 1,000 = 537.4 \text{ ton/h}$
- ・ 1時間当りの石炭消費量 (ECR) = $600,000 \text{ kW} \times 2 \text{ units} \times 860 \text{ kcal/kWh} \times (100 / 40.61) / 4,966 \text{ kcal/kg} / 1,000 = 511.7 \text{ ton/h}$
- ・ 1日当りの石膏発生量 (MCR) = $537.4 \text{ ton/h} \times 0.0051 \times (172 / 32) \times 0.8 \times (100 / 94) \times (100 / 90) \times 24 \text{ hour} = 334.3 \text{ ton/day} \approx 350 \text{ ton/day}$
- ・ 1年間当りの石膏発生量 (ECR) = $511.7 \text{ ton/h} \times 0.0051 \times (172 / 32) \times 0.8 \times (100 / 94) \times (100 / 90) \times 6,500 \text{ hour} = 86,217.8 \text{ ton/day}$

(2) 石膏の再利用

脱硫設備の副産物である石膏は以下のように再利用することが出来る。

- ・ セメント材料
- ・ ボード材料

本プロジェクトにおいても発生した石膏は極力再利用することを推奨する。また、再利用

が出来ない場合には灰捨場へ輸送し埋め立てることとなるため、今後、石膏引き取り業者を早期に選定し、基本計画に反映することを推奨する。石膏を有効利用することで環境負荷を低減できるだけでなく、灰捨場の延命化も可能となる。

(3) 石膏貯蔵庫公称容量

石膏貯蔵庫公称容量は石膏輸送船最大容量である 3,000ton と同容量とする。設計炭を使用した場合、以下の通り 7 日分貯蔵できることになる。

- ・ 3,000DWT 級の運搬船を使用した場合の貯蔵可能日数 = $3,000\text{DWT} \times 0.9 / 350 \text{ ton/day}$
= 7.71 day

よって 7 日ごとに 1 回の割合で配船すれば石膏を処理することが出来る。また今後ソンハウ 2 石炭火力発電所及びソンハウ 3 石炭火力発電所が増設された場合の石膏概算発生量は以下の通り。

- ・ 1 日当りの概算石膏発生量 (将来) = $350 \text{ ton/day} \times 5,200 \text{ MW} / 1,200 \text{ MW} = 1,516.6 \text{ ton/day}$
- ・ 3,000DWT 級の運搬船を使用した場合の貯蔵可能日数 = $3,000\text{DWT} \times 0.9 / 1,516.6 \text{ ton/day} = 1.78 \text{ day}$

上記の通り 3,000DWT 級の運搬船を使用した場合の貯蔵可能日数は短くなるものの運用には支障はない。

また石膏貯蔵庫はサイロのように内部を空にした状態での点検と異なり外観点検のみと推定するため設置台数は 100% x 1 棟とすることを推奨する。

- ・ 石膏貯蔵庫公称容量 = 石膏輸送船最大容量 = 3,000 ton

- 石膏貯蔵庫公称容量 3,000 ton
- 石膏貯蔵庫設置台数 1 棟

原案のように石膏貯蔵庫容量を 3 日分とすると 3 日に 1 回石膏輸送船による払出を行わなくてはならない。一方、石膏払出バースはソンハウ発電所全体の共用設備であるため、ソンハウ 2 及び 3 発電所が完成した場合、石膏輸送船を配船することが難しくなる。よって上記の通り、石膏貯蔵庫は約 7 日分の容量を確保することを推奨する。

(4) 石膏リクレーマ、石膏払出コンベヤ、石膏積込設備公称容量

石膏貯蔵庫よりリクレーマにて払い出された石膏は払出コンベヤにより石膏輸送船まで運ばれる。また、本設備は石炭用コンベヤと比較し運転頻度が低いことから 100% x 1 系統とする。万一、石膏払出コンベヤが故障した場合はトラックによる輸送も可能であるため問題ない。

【検討条件】

- | | |
|-------------|-------------|
| ✓ 石膏輸送船容量 | 3,000 DWT 級 |
| ✓ 石膏輸送船積載効率 | 0.9 |
| ✓ 実作業時間 | 12 hour |
-
- 石膏リクレーマ、石膏払出コンベヤ、石膏積込設備公称容量 = $(3,000 \text{ DWT} \times 0.9) / 12 \text{ hour} = 225 \text{ ton/hour} \cong 250 \text{ ton/hour}$
 - 石膏払出コンベヤ、石膏積込設備最大容量 = $250 \text{ ton/hour} \times 110\% = 275 \cong 300 \text{ ton/hour}$
-
- | | |
|----------------|----------------------------------|
| ➤ 石膏リクレーマ公称容量 | 250 ton/hour |
| ➤ 石膏払出コンベヤ公称容量 | 250 ton/hour (最大 : 300 ton/hour) |
| ➤ 石膏積込設備公称容量 | 250 ton/hour (最大 : 300 ton/hour) |
| ➤ 石膏払出設備設置台数 | 1 系統 |

4.4.7 電気設備

図 4.4.7.1 に発電機と所内回路を示す。

発電機から主変圧器を通して 220kV 開閉所へ、所内変圧器を通して 10kV 所内母線へ送電される。GCB (Generator Circuit Breaker : 発電機遮断器) は発電機と主変圧器・所内変圧器の分岐点の間に設置される。所内変圧器は三巻線方式であり、その一次側は IPB (Insulated Phase Bus : 相分離母線) に接続される。この方式により、発電機停止中でも所内母線への電気供給が可能となる。

主要電気設備を以下に示す。

- 相分離母線
- 発電機遮断器
- 21kV / 10.5 kV / 10.5 kV; 220 / 10.5 kV / 10.5 kV, 10.5 kV / 0.72kV and 10.5 kV / 0.42 kV 各所内変圧器
- 0.5 kV, 690 kV, 400V 所内電源設備、非常用電源供給設備、DC / UPS機能
- 非常用ディーゼル発電機
- 保護リレーシステム、監視システム
- 照明・作業用電源供給設備
- 接地・避雷システム

発電機と主要な変圧器の仕様を表 4.4.7.1～4.4.7.4 に示す。

表 4.4.7.1 発電機の仕様

項目	仕様
定格出力	600MW
数	2
定格周波数	50Hz
型式	rotating magnetic field, two poles, cylinder rotor, synchronous, completely shielded type
定格電圧	21kV (or depending on the Manufacturer)
冷却方式	Rotor and steel core: by Hydrogen
	Stator: by Hydrogen or water
励磁方式	static excitation

運用力率 (0.85) から、発電機容量は 710MVA 程度になると考えられる。

表 4.4.7.2 主変圧器の仕様

項目	仕様
定格容量	705MVA (or 3 x 235MVA)
数	2
定格周波数	50Hz
型式	3 phases, 2 windings, 50Hz, oil-immersed, outdoor, step - up
巻線接続方式	YNd11
励磁方式	static excitation
変圧比	21kV/220kV
タップ切替器	±10 x 1% Automatically control the OLTC of the HV side
冷却方式	ONAN/ONAF/ODAF (50%/70%/100%)

表 4.4.7.3 所内変圧器 A の仕様

項目	仕様
定格容量	60 / 40-40MVA
数	2
定格周波数	50Hz
型式	3 phases, 50Hz, oil-immersed, outdoor
巻線接続方式	Dyn1yn1
変圧比	21kV/10kV/10kV
タップ切替器	±5%, with voltage tap: ± 2x2.5%
冷却方式	ONAN/ONAF (70%, 100%)

表 4.4.7.4 所内変圧器 B の仕様

項目	仕様
定格容量	30MVA
数	2
定格周波数	50Hz
型式	3 phases, 50Hz, oil – immersed, step – down transformer
巻線接続方式	Dyn1yn1
変圧比	21kV/10kV/10kV
タップ切替器	±5%, with voltage tap: ± 2x2.5%
冷却方式	ONAN/ONAF (70%, 100%)

・ 10kV 高圧所内電源系統

10kV 高圧所内電源系統へは 2 台の所内変圧器 A により 21kV / 10kV で供給される。
10kV 高圧所内電源系統から供給される補機は、400kW 以上の電動機であるボイラ給水ポンプ、循環水ポンプ、主油ポンプや煙風道系統のファン関係と高圧変圧器（10kV/0.4kV）などである。

・ 690V 低圧所内電源系統

690V 低圧所内電源系統へは低圧変圧器により 10kV / 690V で供給される。
690V 低圧所内電源系統から供給される補機は、200kW 以上 400kW 未満となる。

・ 400V 低圧所内電源系統

400V 低圧所内電源系統へは低圧変圧器により 10kV / 400V で供給される。
690V 低圧所内電源系統から供給される補機は、200kW 未満となる。

・ 保護リレーシステム

レポート (Song Hau 1 Power Plant – 2x600MW Construction investment Project / Volume 1: Main Clarification / Chapter 6: Technical solutions / 6.3.5.2. Design philosophy) に記載されている保護リレー名称と図面 (Song Hau 1 Thermal Power Plant – 2x600MW / Relay Protection Diagram / Symbols & Legend of Protective Devices • Measurement and Protection System / Unit 01 Protection Schematic Diagram) から設置が想定される保護リレーを表 4.4.7.5~4.4.7.7 に記載する。
また図 4.4.7.2 に発電機主回路を示す。

表 4.4.7.5 発電機主回路保護リレー

レポートでの英語名称	日本語名称	図面
Generator differential protection	発電機比率差動	87
Stator earth fault protection	発電機固定子地絡	59GN//64GN
Excitation loss protection	発電機界磁喪失	40

レポートでの英語名称	日本語名称	図面
Generator magnetic circuit saturation protection	発電機界磁電流飽和保護	24
Reverse power protection	発電機逆電力	32
Rotor earth fault protection	発電機界磁地絡	64F
Low impedance protection	短絡距離	50//51GN
Negative sequence current protection	逆相	46
Generator over current protection	発電機過電流	51V
Over / under voltage protection	過電圧／低電圧	59/27
Generator frequency increase / decrease protection	周波数高／低	81
Phase shift angle protection	相関位相	
Generator out-of-step protection	脱調保護	78
Voltage balance inspection	電圧平衡	60
Synchronization inspection	同期監視	25
Generator overload protection	発電機過負荷	49G
Circuit-breaker stripping circuit monitoring	遮断器回路監視	50BF
Other necessary protection to ensure safety for generator in case of fault	他必要な保護	21

表 4.4.7.6 主変圧器保護リレー

英語名称	日本語名称	図面
Vectorial overcurrent protection	方向過電流	67
Differential protection	比率差動	87
Transformer high - voltage winding zero sequence current differential protection	高圧巻線側比率差動	87
Transformer overload protection	変圧器過負荷	49
High - voltage protection	過電圧	59
Vapour protection	ベーパー	
Oil flow protection	油流量	96
Overcurrent and quick - break overcurrent protection	過電流	51
Overcurrent and earth fault overcurrent protection	地絡過電流	50
Oil temperature and winding temperature protection	油温度／巻線温度	26O/26W
Voltage controller overvoltage protection	電圧制御過電圧	
Oil level protection	油位	96
Other necessary protections to ensure safety for transformer in case of fault	他必要な保護	

表 4.4.7.7 所内変圧器保護リレー

英語名称	日本語名称	図面
Winding short-circuit protection (transformer differential protection)	比率差動	87
Overcurrent and earth fault overcurrent protection	地絡過電流	
Earth fault protection	地絡	
Vapour protection	ベーパー	
Oil temperature and winding temperature protection	油温度／巻線温度	
Voltage controller overvoltage protection	電圧制御過電圧	
Oil level protection	油位	
Oil pressure protection	油圧力	63
Low voltage winding neutral earth fault protection	地絡低電圧	

4.4.8 制御設備

ソンハウ 1 発電所採用の DCS (Distributed Control System) は大容量石炭火力用として標準的な型式である。DCS は信頼性の高い総合制御監視システム (Integrated Control & Monitoring system : ICMS) が採用される。ICMS は発電設備用のユニット制御監視システム (Unit Control & Monitoring system : UCMS) と共通設備用の所内制御監視システム (Station Control & Monitoring system : SCMS) とから構成される。UCMS と SCMS の制御監視対象を表 4.4.8.1 に記載する。

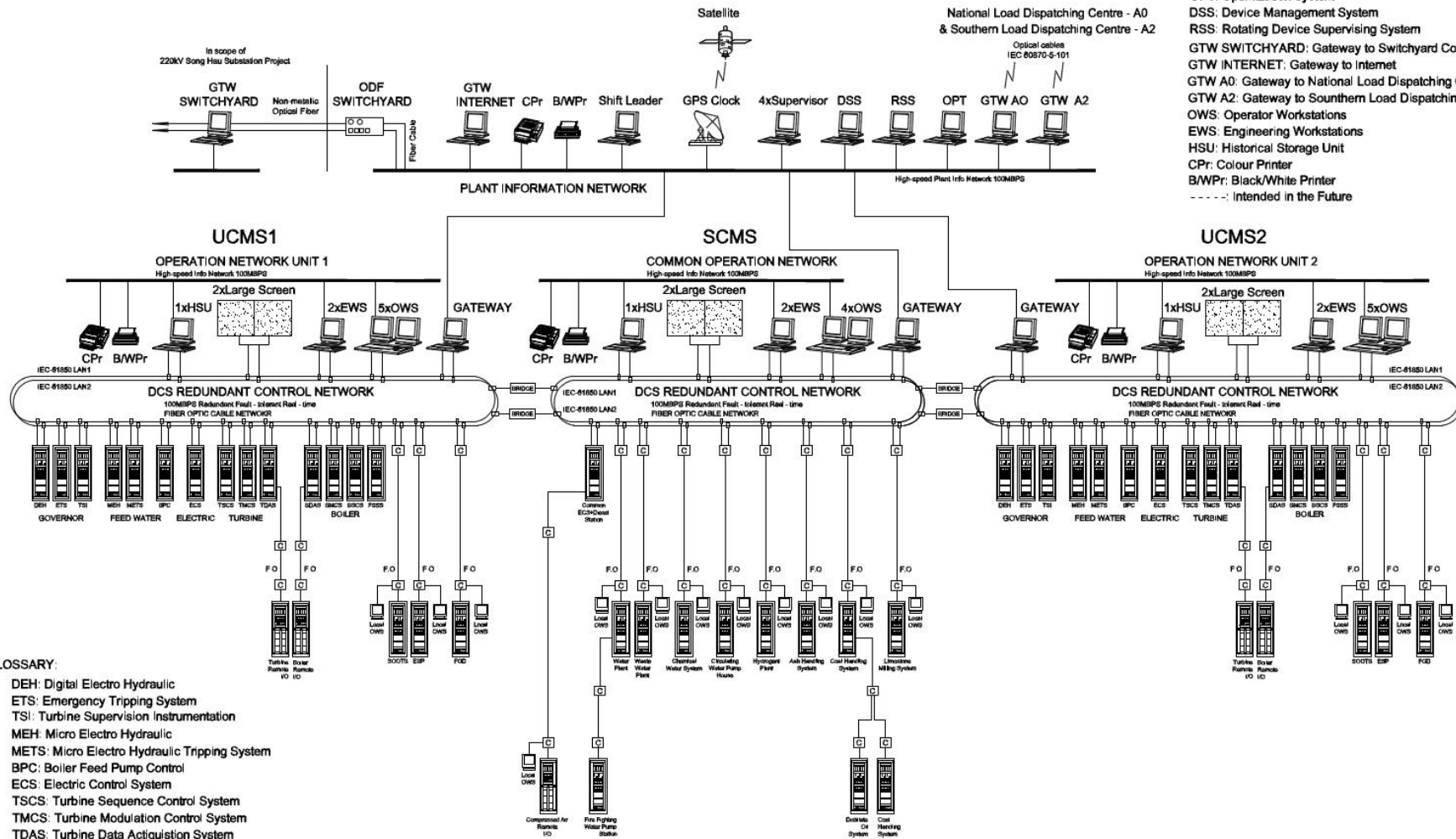
表 4.4.8.1 総合制御監視システム (ICMS)

総合制御監視システム (ICMS)	
ユニット制御監視システム (UCMS)	所内制御監視システム (SCMS)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Turbine and boiler ▪ Boiler controllers ▪ Auxiliary system for starting boiler ▪ Circulation water system and circulation water pumping station ▪ Condensate and feed water system ▪ Turbine controllers include interface to the digital - hydraulic control system (D-EHG), and the turbine - generator Unit ▪ Turbine starting run ▪ Boiler protecting system ▪ Turbine protecting system ▪ Electronic precipitator system (ESP) ▪ FGD system, limestone crushing system, and gypsum dewatering system ▪ Electric systems ▪ Communication with electric cabinet system and protection relay system ▪ Equipment connection according to Standard protocols such as Modbus, Profibus and Foundation Fieldbus ▪ Generator automation & protection system 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Waste water system ▪ Water treatment system ▪ Ash pumping system ▪ Coal supply and distribution system ▪ Hydrogen preparation system ▪ Compressed-air system ▪ Electric systems ▪ Heavy oil filling and storing system ▪ Fire water pumping house ▪ Fire indicator panel (FIP) ▪ Diesel power generation station ▪ Communicating with electric cabinet system and protection relay system ▪ Equipment connections according to Standard protocol, such as Modbus, Profibus and Foundation Fieldbus ▪ Circulation water pumping station ▪ Chlorine house. ▪ Communicating with station yard control system.

図 4.4.8.1 に DCS 構成を示す。

GLOSSARY:

- OPT: Optimization System
- DSS: Device Management System
- RSS: Rotating Device Supervising System
- GTW SWITCHYARD: Gateway to Switchyard Control System
- GTW INTERNET: Gateway to Internet
- GTW A0: Gateway to National Load Dispatching Center A0
- GTW A2: Gateway to Southern Load Dispatching Center A2
- OWS: Operator Workstations
- EWS: Engineering Workstations
- HSU: Historical Storage Unit
- CPr: Colour Printer
- B/WPr: Black/White Printer
- : Intended in the Future



GLOSSARY:

- DEH: Digital Electro Hydraulic
- ETS: Emergency Tripping System
- TSI: Turbine Supervision Instrumentation
- MEH: Micro Electro Hydraulic
- METS: Micro Electro Hydraulic Tripping System
- BPC: Boiler Feed Pump Control
- ECS: Electric Control System
- TSCS: Turbine Sequence Control System
- TMCS: Turbine Modulation Control System
- TDAS: Turbine Data Acquisition System
- BDAS: Boiler Data Acquisition System
- BMCS: Boiler Modulation Control System
- BSCS: Boiler Sequence Control System
- FSSS: Furnace Safety Supervising System
- SOOTB: Soot Blowing System
- ESP: Electrostatic Precipitator
- FGD: Flue Gas Desulfurization
- F.O: Fiber Optic Cable

図 4.4.8.1 DCS 構成

(1) プラントインターロックシステム

プラントインターロックシステムの主機能は、トリップ信号の迅速な検知とその実行にあり、その対象はボイラとタービン発電機である。

図 4.4.8.2 はボイラ/タービン/発電機インターロックの基本フローである。ボイラがトリップ (MFT: Master Fuel Trip) すれば、自動的にタービン発電機はトリップする。

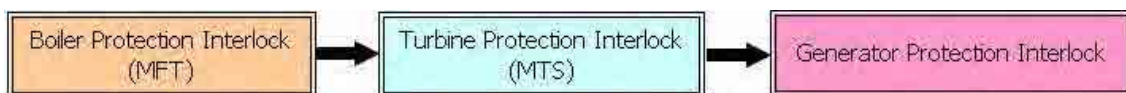


図 4.4.8.2 ボイラ/タービン/発電機インターロックの基本フロー

図 4.4.8.3 と図 4.4.8.4 に通常運転時とボイラトリップ時の主管系統と電気系統を示す。

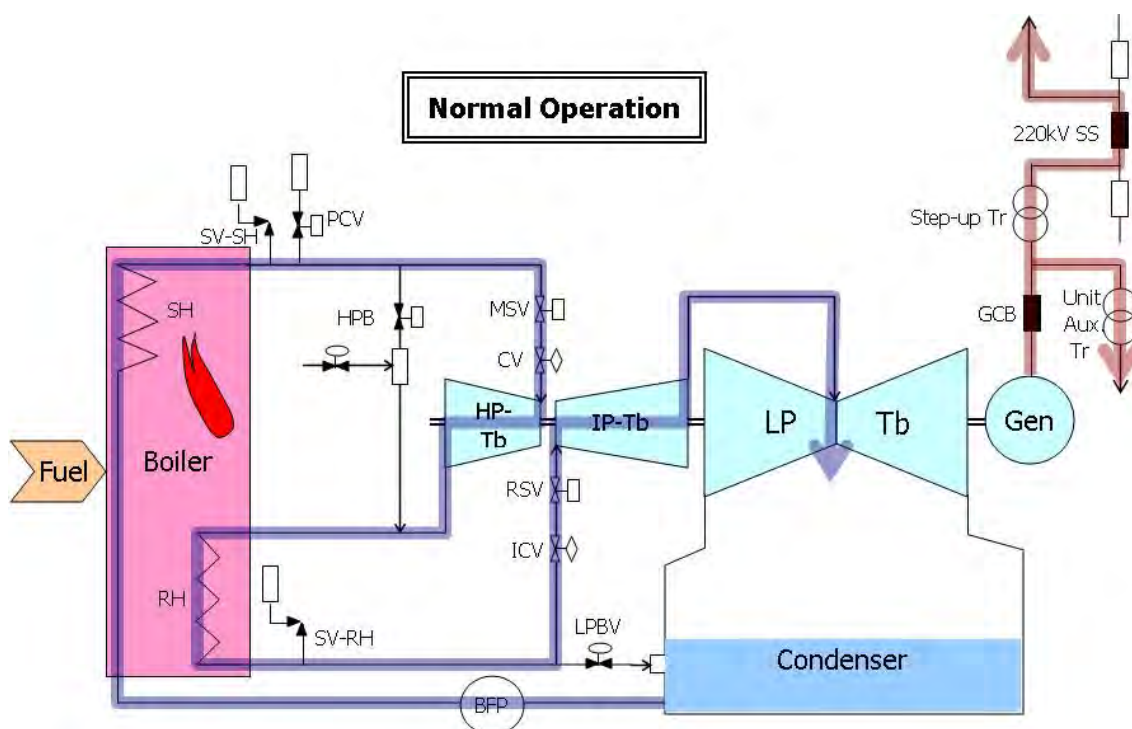


図 4.4.8.3 通常運転時の主管系統と電気系統

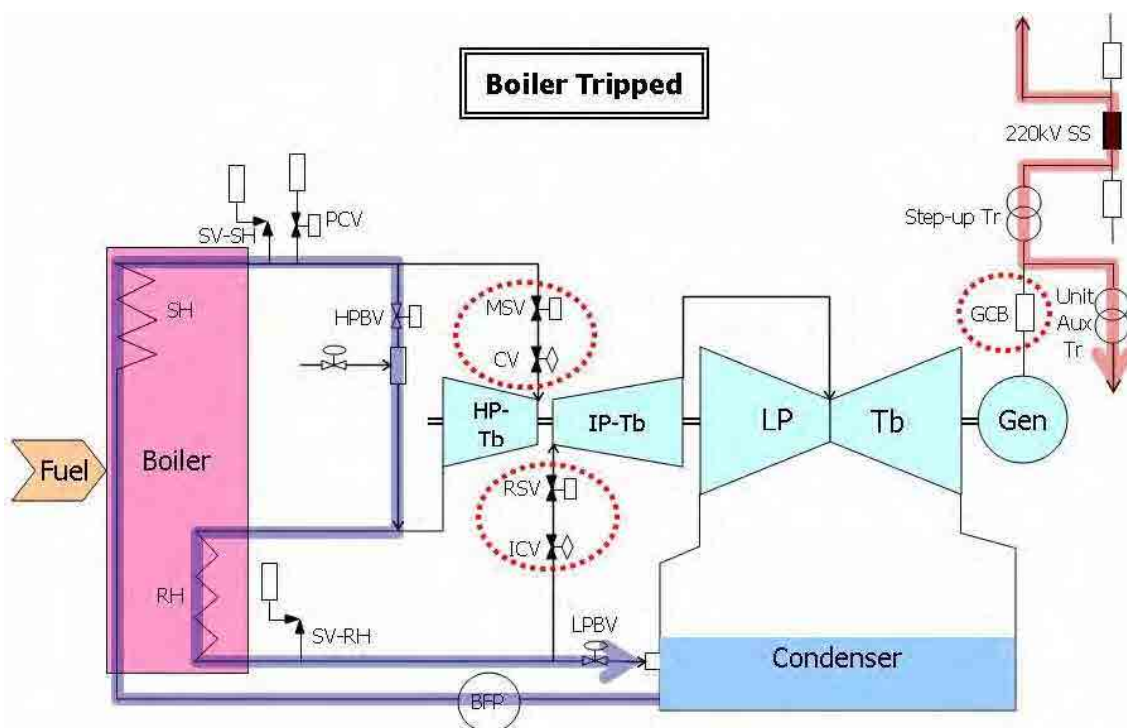


図 4.4.8.4 ボイラトリップ時の主管系統と電気系統

(2) FCB (Fast Cut Back) 運転

FCB 運転の目的は、電力系統事故により発電機遮断器が開放されたとき、ボイラをトリップさせず迅速に再並列を達成させることにある。

FCB 機能がない、つまりタービンバイパス系統に十分な容量を備えていないプラントは、所内単独運転に移行できない。なぜなら、系統事故後に燃料入力を急速に最低量へ絞込むことができず、ボイラ再熱器温度高による焼損を回避するためには、ボイラトリップさせる必要があるためである。

発電所が EVN 電力系統から切り離された際、ボイラトリップさせず所内単独運転に移行させるには、FCB 機能によりボイラへの燃料入力を急速に最低量へ絞込む必要がある。

FCB 運転成功により、発電所は系統擾乱時における電力需給に貢献することができる。しかしながら、石炭火力発電所における FCB 運転成功率は低い。燃料と給水の急速な絞込みが困難なためである。次に FCB 運転失敗時の例を示す。

EVN 電力系統事故が発生：

- 加減弁全閉
- ボイラ再熱器への蒸気流量が急減
- プラントインターロックにより再熱器焼損保護リレーが動作
- ボイラトリップ

再熱器焼損保護リレー動作を回避させるために、燃料を急減させる必要があるが、石炭火力発電所における急速なミル停止は難しい。そのため FCB 運転成功のため、タービンバイ

パス系統に十分な容量を持たせる必要がある。

表 4.4.8.2 にタービンバイパス A 案と B 案のメリット/デメリットを示す。

表 4.4.8.2 タービンバイパス A 案と B 案のメリット/デメリット

案	A 案	B 案
タービンバイパス系統の容量	100% MCR 容量の HP/LP タービンバイパス系統を設置	65% MCR 容量の HP/LP タービンバイパス系統を設置
メリット	燃料急減が不要	経済的 100%容量の蒸気管、弁が不要で復水器、循環水ポンプやボイラ給水ポンプ等補機的设计変更が不要
デメリット	非経済的 頻度が少ない事故に対処するため、100%容量の蒸気管、弁が必要で復水器、循環水ポンプやボイラ給水ポンプ等補機的设计変更が必要	燃料急減が必要

図 4.4.8.5 と図 4.4.8.6 は A/B 案における FCB 時のボイラ・タービン負荷を示す。

A 案では HP/LP タービンバイパス管に 100%容量を持ち、B 案では HP/LP タービンバイパス管に 65%容量を持つ。

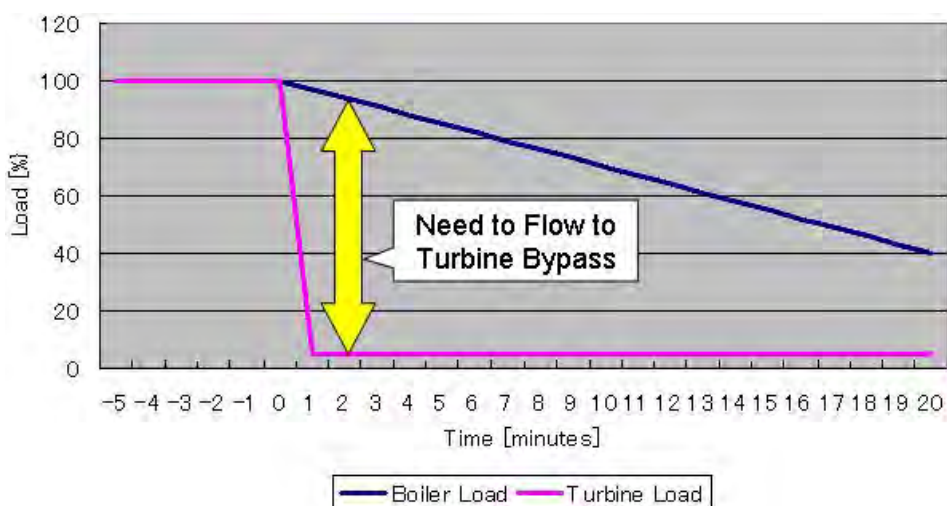


図 4.4.8.5 FCB 時のボイラ・タービン負荷 (A 案)

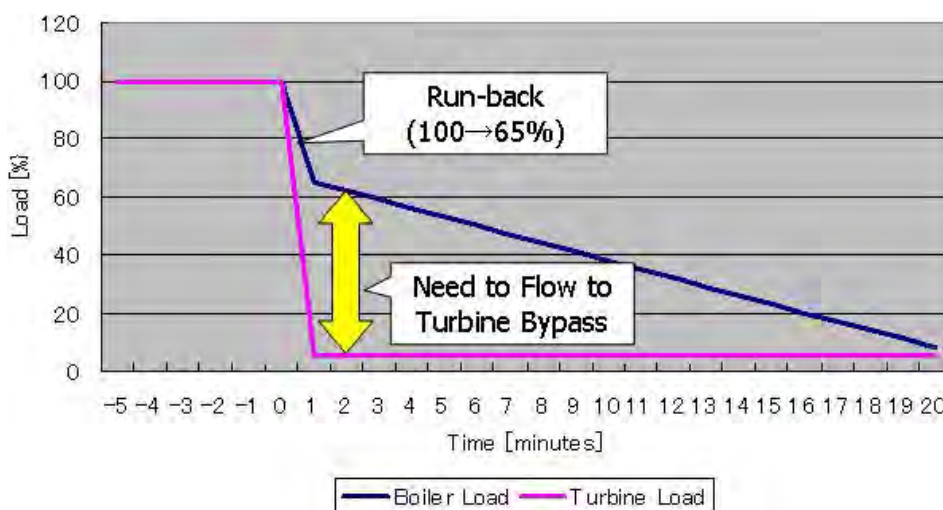


図 4. 4. 8. 6 FCB 時のボイラ・タービン負荷 (B 案)

図 4. 4. 8. 7 は所内単独運転時の主管系統と電気系統を、図 4. 4. 8. 8 は電力系統のインターロックを示す。

ソンハウ発電所は EVN 電力系統と切り離されるが、FCB 機能により燃料と給水を急減し、ボイラとタービン発電機は所内単独運転で運転を継続している。EVN 電力系統が復旧すれば、ソンハウ発電所は給電指令所の指令により速やかに再並列し、負荷上昇していく。

FCB 運転への移行に失敗したときは、ボイラトリップに至る。

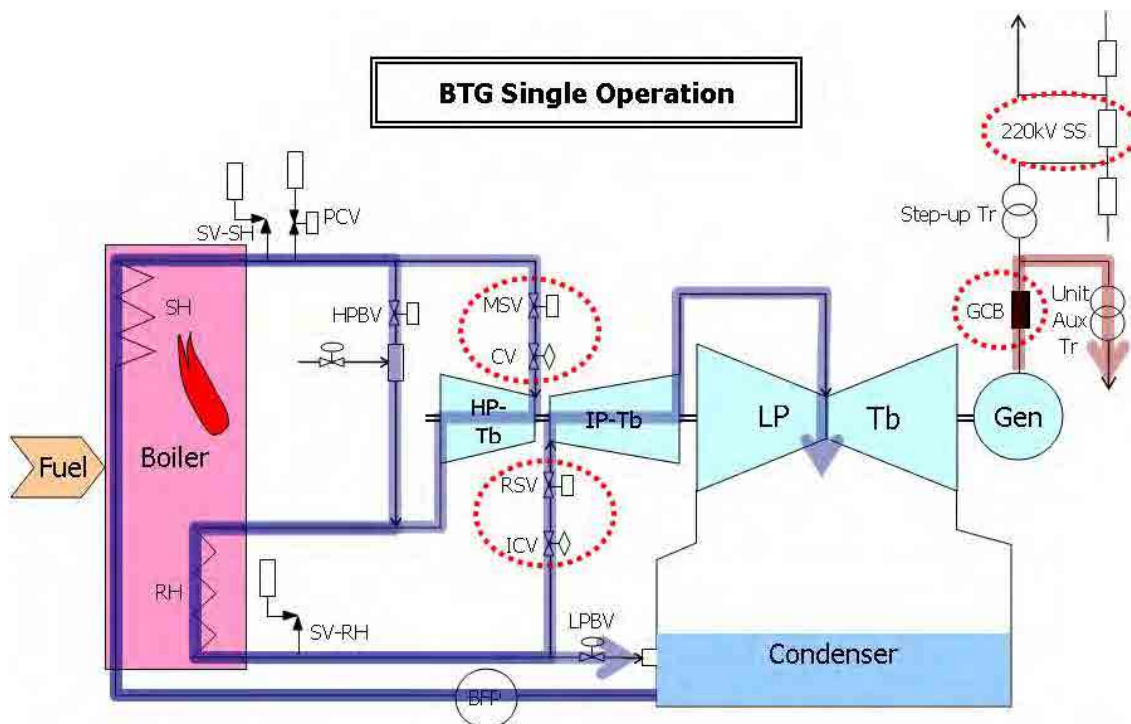


図 4. 4. 8. 7 所内単独運転時の主管系統と電気系統

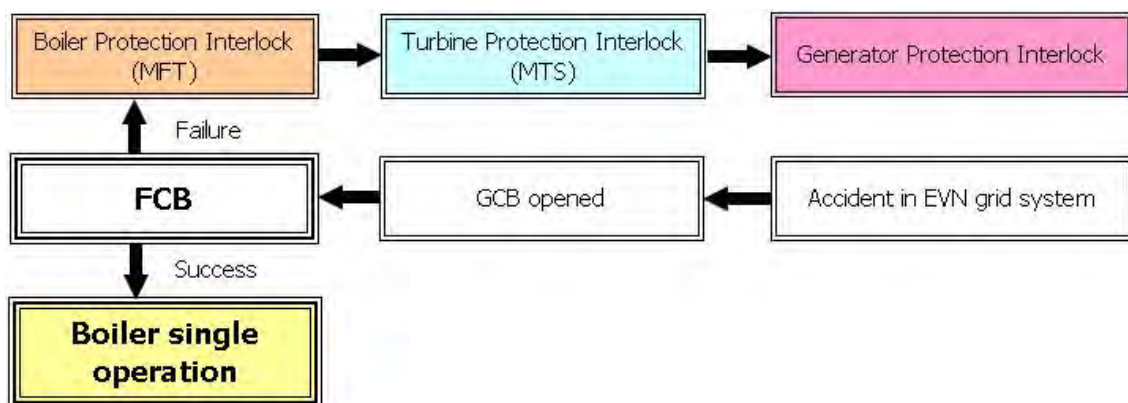


図 4.4.8.8 電力系統のインターロック
(EVN 系統事故により Song Hau 1 FCB→所内単独運転)

表 4.4.8.3 は FCB 機能の比較を示す。FCB 機能有の場合、所内単独運転への移行が可能となり、再並列へ向け待機することになる。

一方、ほとんどの超臨界圧もしくは超々臨界圧プラントでは、タービンバイパスは FCB を考慮せず、起動時の蒸気温度制御を目的とするため 30%容量となる。高いコストと FCB の低い成功率のためと考えられる。従って、FCB 機能は絶対必要なものではなく、系統運用の中でその発電所がどれだけ重要かを考慮し、経済性と比較し導入の検討を実施すべきである。

表 4.4.8.3 FCB 機能の比較

		FCB 機能有	FCB 機能無
運用	EVN 電力系統で事故発生	所内単独もしくはボイラ単 独運転	ボイラトリップ
	系統事故復旧後	EVN 電力系統への再並 列に向け待機	再起動へ長時間を要する
タービンバイパス系統容量		65 から 100% (再熱器焼損保護によるボ イラトリップ回避のため)	30% (起動時の蒸気温度制御の み)
メリット/デメリット		FCB 運転成功により給電 指令に対する貢献が可能 /非経済的	経済的/FCB 不可

4.4.9 開閉所設備

220kV 屋外開閉所は、ソンハウ1発電所と 220kV 送電線の間で系統運用を実施する。220kV 開閉所は 1.5 母線を採用している。220kV 開閉所の接続は下記に示す。

- 01 main transformer bay of Unit 1 of Song Hau 1 Power Plant
- 01 main transformer bay of Unit 2 of Song Hau 1 Power Plant
- 02 feeder bays outgoing to Can Tho 220kV station.
- 02 double-circuit feeder bays connected to Cai Lay - CAO Lanh line.

500kV 母線との接続線と 220/500kV 開閉所間昇圧変圧器の設置が記載されている図面と未記載の図面があり、詳細が不明である。接続線があるのであれば、その分を考慮した母線容量と母線長、220/500kV 開閉所間昇圧変圧器の台数と容量を想定する必要がある。

電力潮流解析では 2025 年断面で 549.6MVA 流れるケースがあり、450MW x 2 の昇圧変圧器が必要となる。

図 4.4.9.1 にソンハウ火力発電所と開閉所との接続を示す。図面では 450MW x 2 の昇圧変圧器が記載されている。

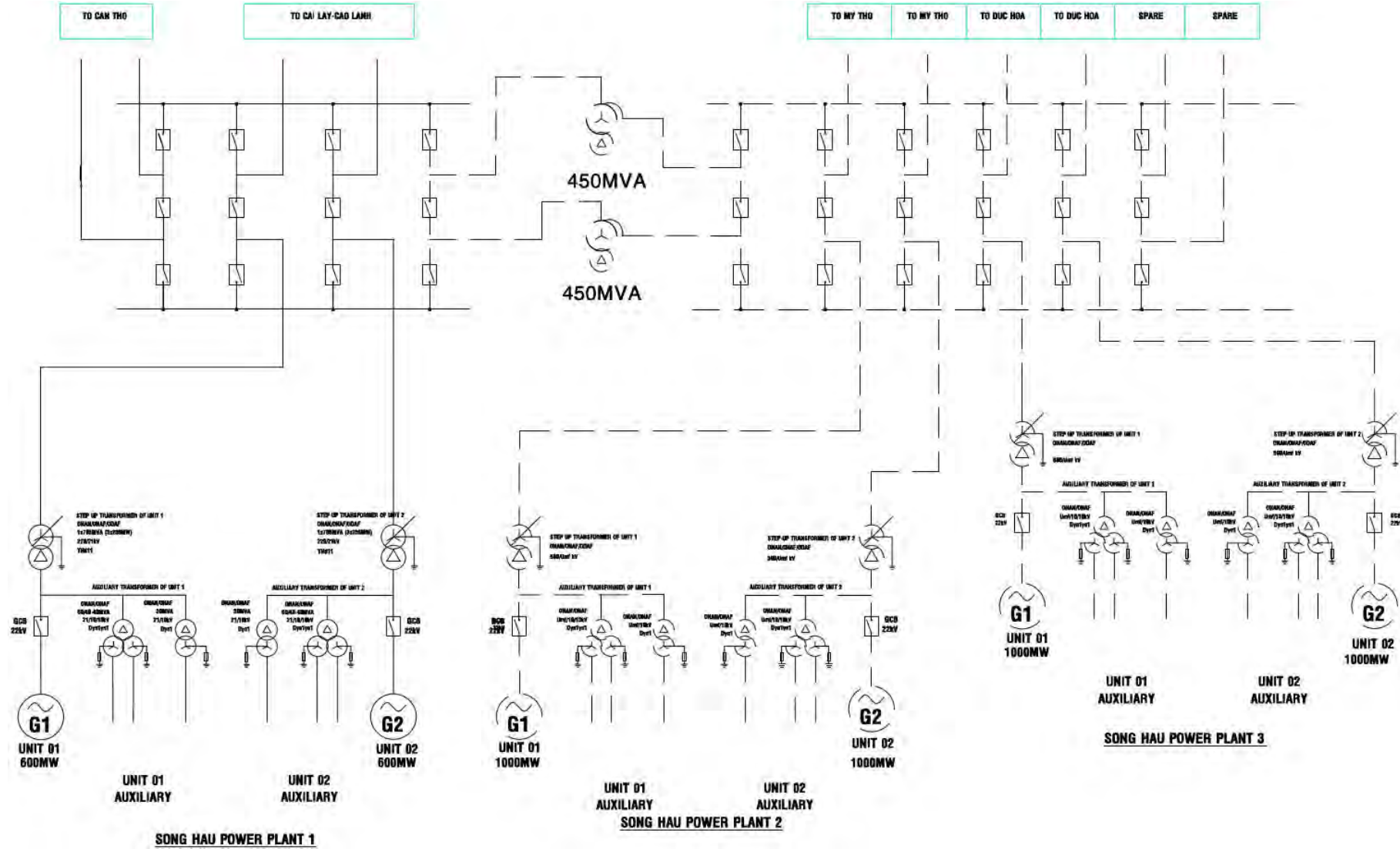


図 4.4.9.1 ソンハウ火力発電所と開閉所との接続

表 4.4.9.1 220kV 開閉所の遮断器・断路器仕様

項目	遮断器	断路器
定格電圧	245kV	245kV
定格電流	2,500A	2,500A
短絡電流	50kA	50kA
短絡許容時間	1s	1s
個数	9	9

表 4.4.9.1 に 220kV 開閉所の遮断器・断路器仕様を示す。

遮断器・断路器の定格電流は 2,500A となっている。しかし 220kV 開閉所の中央遮断器と断路器には、開閉所運用状態によっては 3,150A 流れることも考えられる。従って開閉所の中央遮断器と断路器の定格電流を 3,150A 以上にする必要がある。将来の運用保守性を考慮すると、220kV 開閉所すべての遮断器と断路器の定格電流を 3,150A 以上にすることを推奨する。

図 4.4.9.2 に 220kV 開閉所での運用パターン 1 を示す。

ソンハウ 1 の 1・2 号各機は定格出力の 600MW で運転しているとき、220kV 開閉所には 1,575A (< 2,500A) の電流が流れており、遮断器の開閉操作に問題はない。

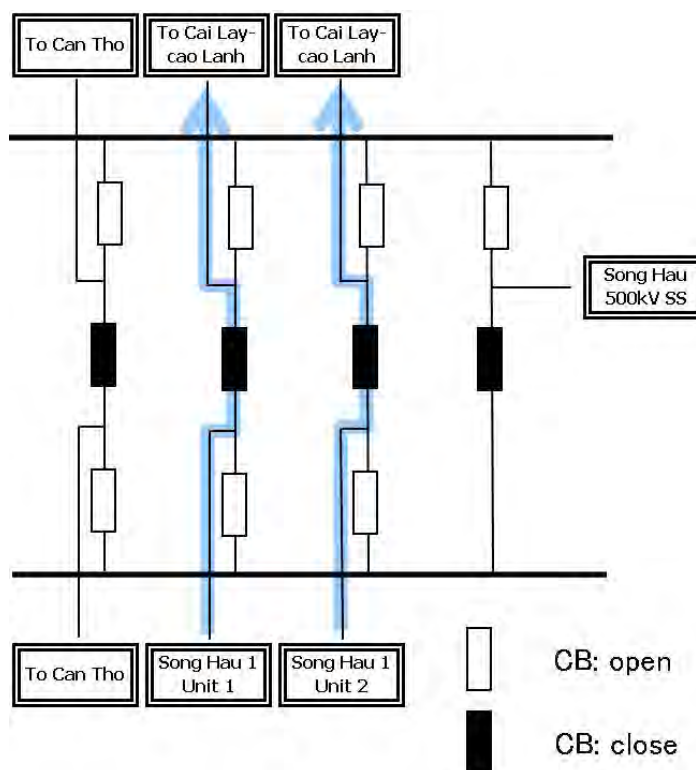


図 4.4.9.2 220kV 開閉所での運用パターン 1

図 4.4.9.3 に 220kV 開閉所での運用パターン 2 を示す。

ソンハウ1の1・2号各機は定格出力の 600MW で運転しているとき、220kV 開閉所には遮断器定格電流以上である 3,150A ($> 2,500A$) が流れており、遮断器の開閉操作に問題が発生する。

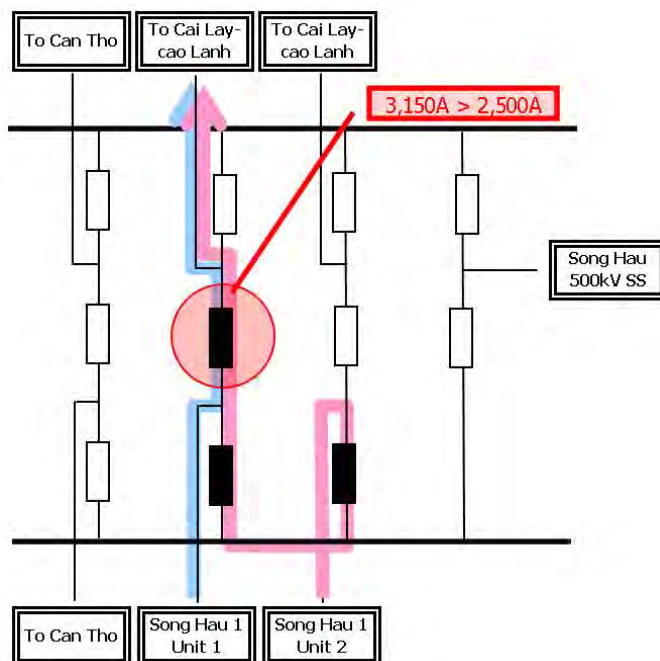


図 4.4.9.3 220kV 開閉所での運用パターン 2

図 4.4.9.4 に 220kV 開閉所での運用パターン 2 を示す。

ソンハウ1の1・2号各機は定格出力の 600MW で運転しているとき、220kV 開閉所には遮断器定格電流以上である 3,150A ($> 2,500A$) が流れており、遮断器の開閉操作に問題が発生する。

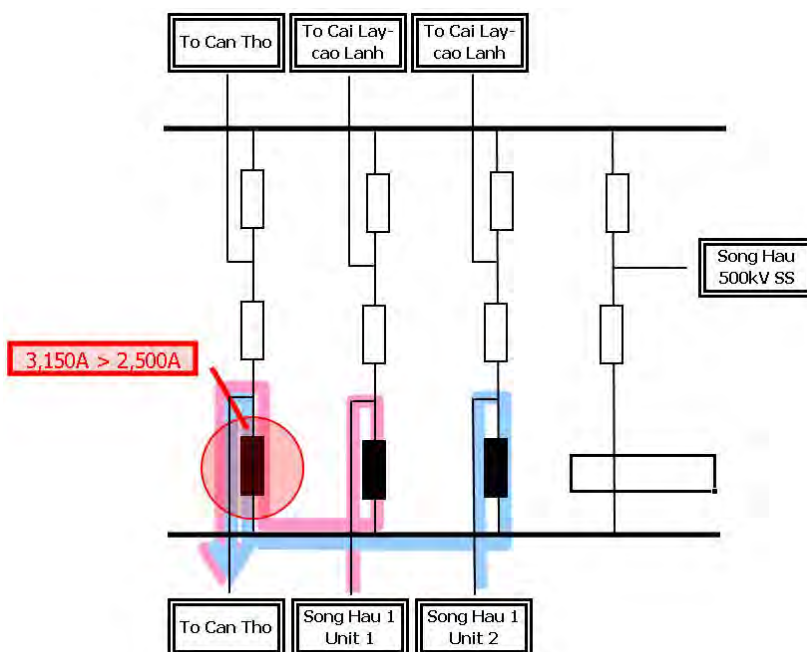


図 4.4.9.4 220kV 開閉所での運用パターン 3

4.4.10 港湾設備

港湾設備を計画するためには発電所計画地点前面で計画対象船舶の水深が確保でき、この水深が長期間維持できるかが重要な問題である。この計画地点周辺でのハウ川の状況は、川幅が約900mで上流側から下流側に向かって川の流軸が発電所計画地点側（右岸）に大きく蛇行しており、深浅測量結果から水深が約20m程度であり、計画対象船舶の水深が十分確保出来、長期間土砂等の堆積の心配が無いものと考えられる。

港湾設備としては、ハウリバー沿いに以下の4つのバースを計画している。

- ・ 石炭受け入れバース（10,000DWT 1バース）
- ・ 石灰受け入れバース（3,000DWT 1バース）
- ・ 石膏払い出しバース（3,000DWT 1バース）
- ・ 資機材受け入れバース（3,000DWT 1バース）

以上のバースはそれぞれ独立して計画されており、構造形式は直接接岸方式の栈橋タイプである。基礎はPHC杭の直杭と斜杭の組み合わせでとなっている。

しかし、この計画された直接接岸方式での杭がPHC杭となっており、この計画された杭の材質では、杭耐力がオーバーする。この場合、接岸方式を変更するか、PHC杭を鋼管杭に変更するかの二つの方法が考えられる。

ベトナムでの鋼管杭の手配、並びにコスト面を考えると接岸方式を直接接岸方式からパイルフェンダー方式に変更する事により接岸力を低減出来るためPHC杭の採用が可能となる。このパイルフェンダー方式はハウ河上流のEVN（CTTP）オーモン火力発電所でも採用しており、施工並びに運用実績もあることから、このパイルフェンダー方式で問題無いものと考えられる。

尚、現時点では以下の内容が未解決である。

- ・ 石炭受け入れバース---- 石炭性状並びにコールターミナルからの運搬方法
- ・ 石灰受け入れバース---- 石炭性状による脱硫設備における石灰の質・使用量。
石灰の供給元（ハティエーンあるいはその周辺）からの輸送方法。（内陸の運河を利用した輸送の場合は500tのバージ船となるが、外海を利用した場合はハウ川河口のデンアンマウスから上流約20kmが土砂堆積により、最大約3000DWTクラスの船舶輸送となる）
- ・ 石膏払い出しバース---- 石炭性状による石膏の質・産出量並びに引取先。

従って、上記事項が解決し船舶諸元、必要船舶数（入港頻度）等が明確になり次第、バース構造・連絡橋・航路・泊地等港湾設備全般について再検討をおこなう必要があると考える。

4.4.11 土木・建築設備

4.4.11.1 設計条件

土質条件、気象条件、水文条件は 3 章を参照のこと。

地震荷重

ソンハウ (Song Hau) 火力発電所は Hau Giang 省 Chau Thanh 地区に位置しており、ベトナム基準である TCXDVN 375 (2006) に基づき、設備毎の耐震要求に応じて設定する。

4.4.11.2 ソンハウ 1 石炭火力発電所の開発面積

ソンハウコンプレックスセンターは 3 ステージで開発が行われる計画である。第 1 ステージではソンハウ 1 石炭火力発電所及びコンプレックスセンター供用施設等としての 139.5ha、第 2 ステージではソンハウ 2 石炭火力発電所としての 114ha、最終の第 3 ステージではソンハウ 3 石炭火力発電所としての 114ha である。土地補償及び住民移転はベトナム国法律に基づいて進める。

第 1 ステージでの開発面積の設備内訳は以下のとおりである。

- パワーブロック、補機、及び燃料設備 : 42ha
- 220kV 開閉所 : 2.5ha
- 放水路カルバート (ソンハウコンプレックス供用エリア) : 20.7ha
- 灰捨場 : 33ha
- 供用ユーティリティエリア : 4.5ha
- 建設仮設用地 : 12.5ha
- その他供用設備 : 24.3ha

4.4.11.3 土地造成及び地盤高

エリア地盤高は、過去の水文調査結果、雨水排水計画、運用性、および経済性を考慮しつつ、仕様用途にあわせてエリア毎に地盤高を決定する。

- 発電所エリア : +3.20m
- 貯炭場 : +2.75m
- 建設仮設用地 : +2.55m

現状地盤から平均 2m 前後の盛土を必要とし、地盤高盛土材料はサイトから約 80km 上流に位置するハウ (Hau) 川河床砂を使用する。

貯炭場エリアの計画地盤高+2.75m は、発電所エリアと貯炭場エリア境界での雨水排水勾配とあまり差異がない恐れがあり、排水処理能力不足による排水のオーバーフローを避ける排水路及びマンホール設計を考慮すべきである。

地盤高は、先に示す水文調査により、将来想定される河川水位レベルにより設定される。ハウ川河口部は現在航路維持のため浚渫を実施しているが、大型船舶航行のための河口部

を迂回するバイパス新運河を建設中であり、新運河完成後、ハウ川河口浚渫が中止或いは規模縮小してしまうと、河川形状及び水位に影響を与える恐れがあるため、関係箇所今後の河川計画を確認する必要がある。

4.4.11.4 護岸

護岸構造としては以下のものが一般的に使用されている。

- 鋼矢板構造(コンクリート製、鋼製)
- 重力構造 (コンクリートブロック、コンクリートケーソン)
- 被覆石(蛇籠)構造

サイト周辺は地表面から深さ 15m まで標準貫入試験(SPT) $N \approx 0$ の軟弱地盤層であり、護岸構造は円弧すべり対策を考慮した設計をしなければならない。

建設コスト、施工性、及び円弧すべりが発生する恐れがある軟弱地盤層がある場合、護岸構造として鋼矢板構造が最適である。

鋼矢板構造護岸は、被覆石構造護岸より構造的な安定性及び信頼性があり、重力構造護岸より円弧すべりの影響が少なく経済性がある。

鋼矢板構造はコンクリート製及び鋼製の 2 種類があるが、材料確保、構造信頼性および施工性を考慮すると鋼製鋼矢板構造が最適である。

護岸構造として、PECC 3 レポートでは鋼矢板+ジオテキスタイル構造を検討されている。常時における地盤安定及び円弧すべり対策としては問題ないが、ジオテキスタイル使用にあたり不透水材を使用してもシートの繋ぎ合わせに施工不良が生じた場合、鋼矢板護岸では、河川流速及び潮位による河川水位の変動により、細粒分土質が河川に流出する恐れがある。よって、オーモン火力でも実績があるセメント系固化剤を用いた DMM(ex. CDM)等を鋼矢板構造と併用採用する方策も考えられる。また、護岸上部のパラペット高さは、河川上の風による波高を考慮した高さ設定を行うべきである。以下に河川上の風による波高高さ計算式[日本における港湾技術基準に採用されている S.M.B. (Sverdrup, Munk and Bretschneider) 方法(Wilson 1995)]を示す。

$$\frac{gH^{1/3}}{U^2} = 0.30 \left[1 - \frac{1}{\left\{ 1 + 0.04 \left[\frac{gF}{U^2} \right]^{1/2} \right\}^2} \right]$$

ここで、 $H^{1/3}$: 有義波高 (m)

U: 風速 (m/sec.)

F: 河川幅 (m)

g: 重力加速度 (m/sec.²) (9.81 m/sec.²)

4.4.11.5 地盤改良

発電所用造成地盤はサイト上流約80kmにあるハウ川の河川砂を盛土材として使用している。盛土30cmまきだし厚(Spreading depth)で重機等により締固めを実施する計画である。本施工前に、試験盛土等で十分な締固度を確保するための転圧重機種類および転圧回数を確認した上で、本施工を実施すべきである。また、本施工ではRI計測等で品質施工管理をすべきである。十分な品質施工管理を実施しても、若年齢盛土地盤および下部層が $N \approx 0$ に近い軟弱粘性土地盤が15m前後存在しており、自然及び工事における載荷重により、即時沈下及び圧密沈下が発生する。

対象地盤の時間-圧密量曲線を下図4.4.11.5.1に示す。

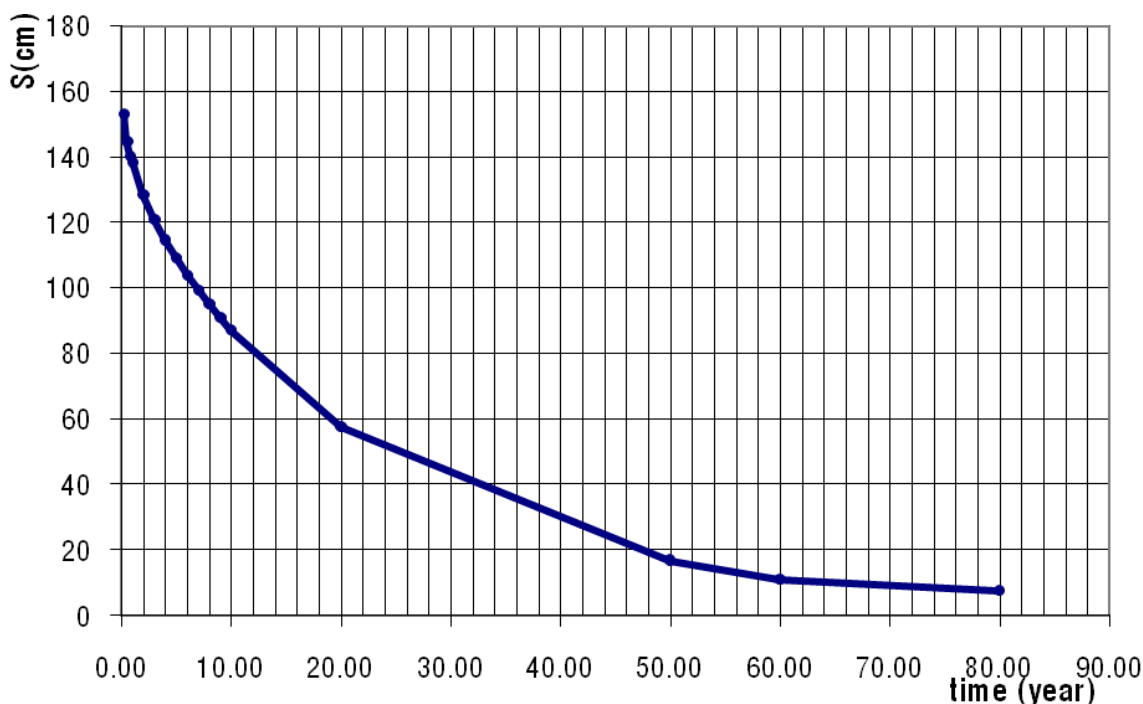


図 4.4.11.5.1 対象地盤の時間-圧密量曲線

長期間に渡り圧密沈下が発生することは、地盤沈下による構造物への被害、強いては発電所運転に支障をきたす恐れがある。

よって、ソンハウ1石炭火力発電所本格建設工事前に、早急に盛土による敷地造成をすぐ実施し、圧密促進対策や地盤強化のために地盤改良工事を早急実施する必要がある。

現計画では、ベトナム南部における火力発電所で最近採用されている軟弱地盤に対する地盤改良工法実績を参考に対策を講じる計画を2案提案している。

表 4.4.11.5.1 地盤改良方法

	地盤改良パターン1	地盤改良パターン2
発電所エリア、開閉所 エリア	サンドコンパクション工法+ 先行荷重工法	バキューム圧密工法+先行荷 重工法
道路、ランドスケープ エリア	プラスチックボードドレー ン(Plastic Board Drain)工法+ 先行荷重工法	プラスチックボードドレー ン工法+先行荷重工法
循環水取水路、放水路 貯炭場	DMM (CDM)	DMM (CDM)

軟弱地盤に対する地盤改良工法に関しては、コスト及び工程等も重要な要素であるが、対象とする地盤及び荷重条件を含む設備構造を十分に考慮して検討しなければならない。よって、地盤条件が大きく違う地点における地盤改良が必ずしも最適な安全・品質・及び経済性を確保できるものではない。

また、プラスチックボードドレーン工法を採用するエリアでも、建物及びタンク用基礎として杭基礎を検討されており、プラスチックボード材と杭基礎間に施工精度を考慮した十分な離隔距離を確保する必要がある。

4.4.11.6 基礎構造

サイト地盤条件は15~20m厚の軟弱地盤が存在しており、多くの構造物に対して構造物直下地盤では十分な支持力が確保できないため、杭基礎構造を採用することになる。

基礎構造物は、対象設備構造、地盤条件、荷重>Loading)、設備重要度、関連法規に従い、最適な基礎構造形式を選択すべきであり、地盤改良対策としては4.4.11.5に示す通り実施する。それだけでは、十分な支持力が得られない設備に対して、大規模荷重構造物に関してはPHC杭基礎構造、特に重量が大きな煙突に関しては場所打杭基礎構造、中規模荷重構造物に関してはRC杭基礎構造物を採用する。

4.4.11.7 煙突

ソンハウ1石炭火力発電所の煙突高さは200mであり、大気拡散予測及び経済性を検討した結果である。

煙突の外筒は鉄筋コンクリート製とし、地表面で煙突径26.6m、煙突天端で煙突径16.6mとする。コンクリート厚さは800mm-300mmである。

排煙ガスは内筒径6,200mm×2鋼製パイプであり、平均板厚15mmである。

基礎構造としては、場所打杭基礎構造とする。

4.4.11.8 取放水設備

(1) 取水口

面積が40haあるソンハウ1石炭火力発電所はハウ川の右岸に位置している。ハウ川はサイト前面の河川幅約900mで、河川の流れはほぼ直線的であり、右岸(発電所)側流速が速い状況である。

揚炭バース、石灰石受入バース、石膏払出バース、物揚場等はサイト前面のハウ川沿いに建設する計画である。

取水箇所はソンハウ1石炭火力発電所専用揚炭バースとソンハウ2石炭火力発電所専用揚炭バースの間に位置しているが、船舶航行・着離れ及び生態系等の周辺環境へ影響を与えないように、護岸から105mに沖合鉛直深層取水方式を採用する。この工法を採用することにより、天候等に影響されにくい深層部から取水することにより、安定的な水温を確保でき、川面のゴミなどを取水することが少ない。取水流速も0.2m/s程度であり、船舶航行・着離れ及び河床土砂を巻き上げる恐れもない。

(2) 取水路および放水路

取水路は鋼製あるいはFRP製の取水管を採用し、取水管建設費だけでなく、取水管内流速によるポンプランニングコストを考慮した、より経済的な管径を決定する。

放水路はサイフォンピットまでを鋼製あるいはFRP製の放水管、サイフォンピットからはボックスカルバート構造を採用し、取水路同様、より経済的な管径及び内空サイズを決定する。

ボックスカルバートの天端高さは、ウォーターハンマーを避けるためにハウ川のLWLより-10cmにする必要がある。

ソンハウコンプレックス発電所放水路並行箇所は、それぞれ独立したボックスカルバートにて放水路を構築する。

4.4.11.5に示したように、放水路地盤改良対策として、DMM(CDM)を採用することにより、地耐力確保及び開削時の軟弱地盤の施工性を考慮している。よって、放水路が並行する箇所は将来発電所建設する後発電所のために、当該箇所を先行して地盤改良対策を実施する必要がある。

また、ソンハウ1石炭火力発電所建設時は問題ないが、現計画では、発電所主変圧器と開閉所を結ぶ送電ケーブルが放水路を架空している。将来、建設工事を行うソンハウ2および3の後発石炭火力発電所放水路施工時には、ソンハウ1石炭火力発電所用の送電線が架線されているため、上空に十分な施工離隔距離が取れず、上空制限による施工制約のため一般的な工法を採用できず、建設コストをあげる恐れがある。よって、トータルの経済メリットがあれば、発電所MTrと開閉所の送電ケーブルはOFケーブルおよびケーブルトレンチなどを採用検討すべきである。

(3) 放水口

放水箇所は発電所サイト敷地境界からできるだけ下流側に位置させ、火力発電所温排水再

循環の影響を受けないようにしなければならない。取水箇所と放水箇所の離隔距離は約 1km 程度となる。放水方式は専用放水管にて深層放水する。放水流速は約 1.8m/s 程度とし、温排水拡散領域を狭くしている。

(4) 取水流量

PECC3 レポートでは取水流量を 56m³/s としている。現在取水流量を決定する主機メーカーが決定していないので、超臨界石炭火力発電所で計画時実績がある取水流量 64m³/s で安全側の検討を進めるべきである。深層取水・深層放水(放水流速 1.8m/s)を考えると温排水再循環を避ける対策を検討されており、現在シミュレーションを実施している取水流量が若干増えても大きな差異は生じないかもしれないが、安全側の解析を実施し確認する方が良い。

4.4.11.9 燃料設備

貯炭場は発電所一ハウ川に挟まれたエリアに位置している。

貯炭場は発電設備 Full Load にて使用する石炭量 30 日分の保管する設備とする。貯炭場エリアの地盤改良対策として、約 20m 深さの CDM 工法を行う。

また、貯炭場の雨対策として 15 日分の屋内貯炭場を計画しており、基礎構造形式として場所打杭基礎構造が必要となる。

4.4.11.10 灰捨場

灰処理場は、三角形の敷地約 33ha である。北西側にソンハウ1石炭火力発電所、南側に共通放水路、北東側にソンハウ火力港湾設備がそれぞれ位置している。

ハウ川護岸から約 60m 離隔距離があり、河川への灰等に含まれる重金属類の流出を防ぐために、遮水対策を確実に実施する必要がある。

灰捨場サイトは約 16m 軟弱地盤上に建設することになるため、灰が灰捨場から流出しないように、地盤改良及び遮水対策を実施する。

遮水対策として、灰捨場土堰堤 HDPE シート(1.5mm)及びベントナイト系遮水マット(5mm)、軟弱地盤対策として CDM による地盤改良を実施する。

PECC3 レポートでは、既設ベトナム石炭火力発電所実績を考慮して灰再利用を 70% としているが、海外輸入炭、石炭性状不明、灰受取先の確約が採れていないので、さらなる灰捨場用地確保を計画しておくべきである。

4.5 発電設備運用保守

4.5.1 発電設備運用条件

発電設備運用状態を、起動時、通常運転時、220kV 開閉所母線短絡時、負荷遮断時、過負荷

時、通常停止時そして緊急停止時に分類する。

図 4.5.1.1 に通常運転時、図 4.5.1.2 に起動時・停止時の電気系統を示す。

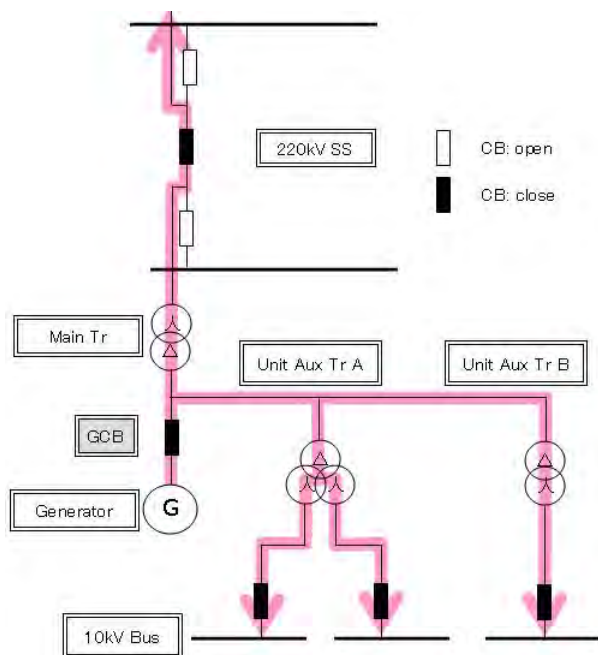


図 4.5.1.1 通常運転時

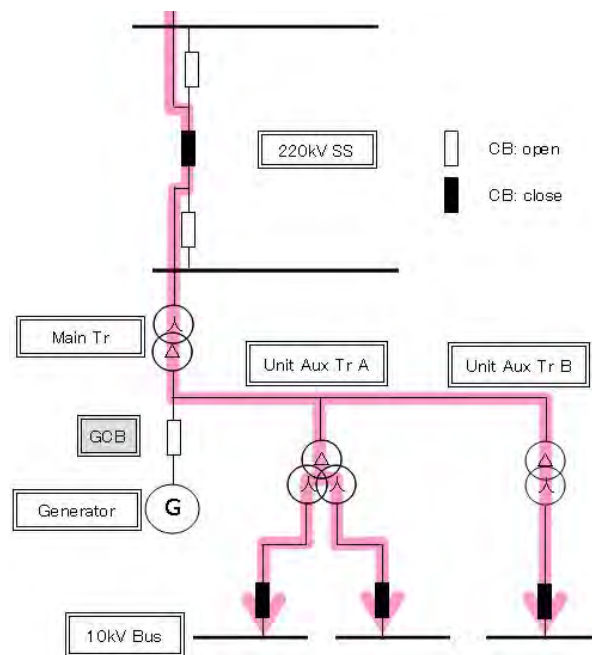


図 4.5.1.2 起動時・停止時

・ 起動時

起動用電力は、220kV 開閉所から主変圧器と所内変圧器を介して受電する。定速到達後条件が整えば、GCB で系統に並列される。

並列前受電系統：220kV 開閉所－220kV－主変圧器－21kV－所内変圧器－10kV－所内母線

並列後送電系統：発電機－21kV－GCB－21kV－主変圧器－220kV－220kV 開閉所

系統への並列は GCB でも 220kV 開閉所でも可能だが、通常は GCB で並列すると考えられる。

220kV 開閉所の遮断器は、FCB (Fast Cut Back) 成功後の所内単独運転後の並列に使用されると考えられる。従って FCB 機能採用の検討は重要である (4.4.9 制御設備の項を参照)。

・ 通常運転時

通常運転中は、所内電源は発電機から所内変圧器を介して供給される。

所内電源：発電機－21kV－GCB－21kV－所内変圧器－10kV－所内母線

・ 220kV 開閉所母線短絡

発電機が系統接続中に三相短絡発生時、220kV 開閉所母線での許容最大時間は 0.1 秒であり、それ以上の継続で発電機は系統から解列する

・ 負荷遮断

負荷遮断時はタービン発電機の運転が損なわれることがあってはならない。従って FCB 機能採用の検討は重要である。

- ・ 過負荷時

過負荷時はタービン発電機の運転が損なわれることがあってはならない。従って発電機と電気設備は過負荷運転を想定し設計容量に余裕を持たせないといけない。

大気温度・湿度上昇

大気温度・湿度上昇時はタービン発電機の運転が損なわれることがあってはならない。従って発電機と電気設備は過負荷運転を想定し設計容量に余裕を持たせないといけない。

- ・ 通常停止時

停止時、タービン発電機はタービンバイパスシステムを利用しながら負荷降下し、無負荷近くでGCBによって解列する。停止工程中、継続的な電源供給が可能であること。

- ・ 緊急停止時

緊急停止時は安全停止のため、非常用蓄電池とディーゼル発電機から電源が供給されなければならない。

4.5.2 発電設備運用計画

(1) 運用の基本的な考え方

ソンハウ1発電所は、中央給電指令所(NLDC)と南部給電指令所(SLDC)下で管理される。

従って運用保守計画も、中央給電指令所と南部給電指令所の承認下で策定される。

ソンハウ1発電所運用にあたっては下記項目を考慮する。

- ・ 年間起動停止回数(予備停止、予定停止や事故停止)は中央給電指令所と南部給電指令所の決定に依存
- ・ 熱効率
- ・ 売電価格

通常発電所運転期間は25-30年を計画しているが、運用保守方法によっては40年の延長も可能と考えている。

ソンハウ1発電所運用管理にあたっては下記項目を目標とする。

- ・ ベースロード運用であり、平均年間運転時間は6,500 h/year
- ・ 乾期も連続運転が可能
- ・ 高い運転時間率と低い停止時間率
- ・ 設計熱効率値の長期維持

表 4.5.2.1 に運転可能時間と運転不可時間を示す。運転時間を6,500 h/year(=利用率74.2%)目標としている。発電所の運用状態を把握し、適切な運用維持の実施を実現させるため、給電指令所など関係箇所と調整し、予備停止時間、計画停止時間と計画外停止時

間（事故停止時間と保守停止時間）の目標を明確にする必要がある。

表 4.5.2.1 運転可能時間と運転不可時間

年間時間 Period hours 8,760 hours	運転可能時間 Available hours	運転時間 Service hours: 6,500 h/year	
		予備停止時間 Reserve shutdown hours	
	運転不可時間 Unavailable hours	計画停止時間 Planned outage hours	
		計画外停止時間 Unplanned outage hours	事故停止時間 Forced outage hours
		保守停止時間 Maintenance outage hours	

出典：IEEE Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability and Productivity

JBIC 発行の運用・効果指標リファレンス（2002年10月）では石炭火力発電所を対象とした運転可能時間を83-90%目標としている。

(2) 操作室

DCSでのUCMSで制御監視されるものは中央操作室で制御監視可能、SCMSで制御監視されるものは揚運炭や共通設備操作室で制御監視可能で、中央操作室では監視可能であるのが望ましい。

表 4.5.2.2 操作室における制御監視

操作室	PECC3 報告書	提案	
	制御監視	制御	監視
中央 操作室	タービン発電機／ボイラ 220kV 開閉所 燃料設備(石炭・油) 水処理・排水処理設備 灰処理設備	タービン発電機 ボイラ 220kV 開閉所 燃料設備(石炭・油)	水処理・排水処理設備 灰処理設備
揚運炭 操作室	揚運炭／貯炭	揚運炭／貯炭	
共通 設備 操作室	灰処理／脱硝／電気集塵器 脱硫設備 水処理・排水処理設備 220kV 開閉所	灰処理／脱硝／電気集塵器 脱硫設備 水処理・排水処理設備 220kV 開閉所	

4.5.3 発電設備保守計画

(1) 保守の基本的な考え方

ソンハウ1発電所保守にあたっては、効率的な保守監理のため下記項目を考慮する。

- ・ 設備故障発生率の最小化
- ・ 発電所停止回数の最小化
- ・ 発電所停止時間の最小化
- ・ 予兆管理の徹底
- ・ 修理時間の最小化
- ・ 業務効率の最適化
- ・ 設備保管期間の最小化
- ・ 非常用予備品保管の最小化
- ・ 机上業務の最小化
- ・ 保守費用の最小化

(2) 保守計画

表 4.5.3.1 に保守計画を示す。

表 4.5.3.1 保守計画

保守	内容
日常保守	補機潤滑油・グリース補給、運転状況確認
予防保守	予兆管理
計画保守	振動や温度の基準値管理
非常保守	通常運用に戻すための保守
分解保守	電源停止やアイソレ作業を伴う分解保守
停止保守	プラント停止が必要な保守
設計変更	プラント性能向上のための設計変更

表 4.5.3.2 に保守計画体系を示す。

保守は発電所運用状態に合わせて保守内容を計画する必要がある。

表 4.5.3.2 保守計画体系

運用状態		保守	内容
運用中	運転中	日常保守	補機潤滑油・グリース補給、 運転状況確認
	予備停止(深夜停止・週末停止)	トラブル修理	計画外の分解点検 暫定的な修理・取替
停止中	計画外停止		
	計画停止	分解点検	計画的な分解点検 的な修理・取替

図 4.5.3.1 に運用・停止中の設備診断フローを示す。

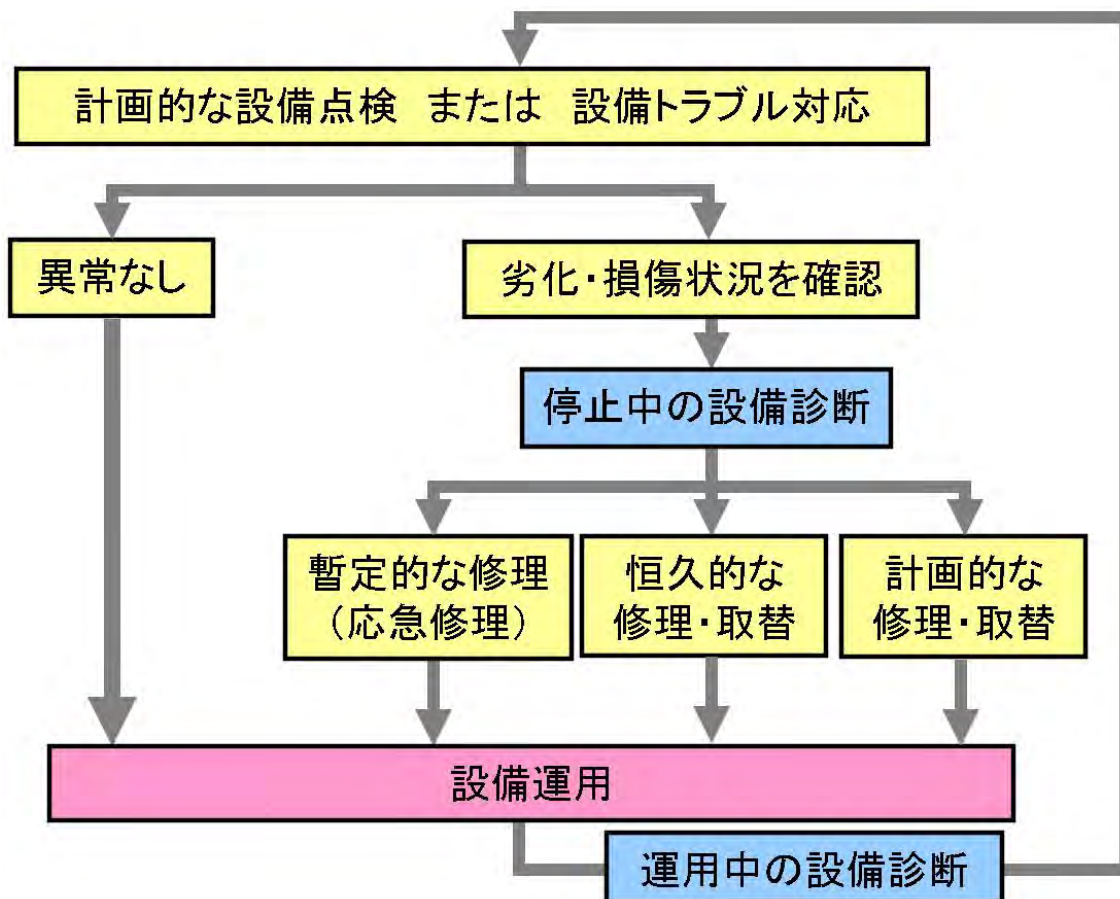


図 4.5.3.1 運用・停止中の設備診断フロー

4.6 輸送計画

ソンハウ1石炭火力プロジェクト（600MWx2Units）における総建設資機材重量は約 15,000トン程度となり、この資機材をどのように輸送するかがプロジェクトの工程を考える上で重要である。資機材は機械・電気関係の海外からの調達と、土木・建築関係の国内調達が有る。これら資機材をどのように発電所サイトまで運搬するのかを検討した概略輸送計画は以下の通りである。

(1) 重量物・長尺物の輸送計画

石炭火力発電所（600MW）の主要機材の輸送重量は以下の通りである。

表 4.6.1 主要機材一覧表

機器名称	機器荷重 (t) /長さ (m)	輸送用ビーム (t)	ドーリー (t)	総荷重 (t)
発電機固定子	285.0 / 9.7	10.0	108.2	403.2
HP 一体タービン	228.0 / 9.0	10.0	79.4	317.4
LP ローター	97.0 / 10.0	0.0	78.2	175.2
HP ヒーター	93.0 / 9.25	0.0	68.5	161.5
LP ケーシング (下)	35.0 / 7.3	5.0	25.0 (トレーラー)	65.0
脱気器	83.0 / 15.8	0.0	69.7	152.7
主変圧器	340.0 / 14.5	0.0	117.0	457.0

これ等の重量物・長尺物は基本的に海外から調達・輸送となる。メコンデルタ帯のプロジェクトは貨物船からの荷下ろし・通関手続等を考慮すると、ホーチミン市のサイゴン港で通関手続後貨物船からバージに積み換えメコンデルタ内の運河を利用して発電所サイトまで運搬する事となる。バージ船の規模は、発電機固定子並びに主変圧器は1,000tクラス、その他は500t~300tクラスが必要と考えられ、運搬日数は約1週間程度である。発電所サイトでのロールオフはサイト内に仮設栈橋を設けハウ川の水位等を考慮し、バージから直接サイト内へドオリで運搬・据え付けを行うこととなる。この為ホーチミンでの通関手続き、メコンデルタ内の運搬並びにハウ川の水位等を十分考慮した輸送計画を立案する事が重要である。又、サイト内運搬時の仮設道路は発電機固定子で幅15m程度が必要であり、地帯力は7t / m²を確保しておくものとする。

(2) 土木・建築関係資機材の輸送計画

a. 土木関係資機材

土木工事関係は基礎工事用の杭・鉄筋等の資機材が主要である。杭についてはPHCφ600mmが主要機器の基礎杭で、制作工場はホーチミン近郊である。この杭の運搬はメコンデルタ内の運河等を利用したバージ輸送で行われる。工事開始の準備工事で発電所サイト内に仮設栈橋を設け必要があり、荷揚げはバージ船からクレーンでトレーラーに積み換えサイト内のパイルストックヤードに運搬する事となる。従って、杭の制作・養生等を含めた工程を考え、搬入計画を立案しておく必要がある。鉄筋等もPHC杭とほぼ同じ輸送形態となるため運搬日数を考慮した計画が必要である。

その他資機材はトレーラー等での道路輸送が主体となるため発電所サイト付近の河川を横断している橋の車輛荷重(20t~30t)を考慮した運搬を計画する必要がある。

b. 建築関係資機材

建築関係は建屋の鉄骨関係が主要となる。建屋鉄骨の制作は工場がホーチミン近郊となるため、この鉄骨の運搬は杭と同様メコンデルタ内の運河等を利用したバージ輸送で行われる。建屋鉄骨のうち主柱並びに主桁は重要な構造部材であり運河内通過中の他船舶による横波による荷崩れ等による損傷が生じないように十分注意する必要がある。

c. その他資機材

土木・建築工事の資機材でスタックの内筒並びにCWPの運搬も計画的にサイト内へ運搬する必要がある。この資材重量はさほど重くはないが口径が大きいのでストレージにかなりの面積が必要となり、機械・電気工事の資機材と搬入時期が重なる恐れがあるため、ストレージヤードを含めた搬入を計画する必要がある。

以上が輸送計画の概要であるが、資機材のストレージも慎重に計画する必要がある。機械・電気関係資機材の内重要な物は仮設倉庫に収めるが、その他梱包は屋外に直接ストレージすることとなる。この大量の資機材を長期間保存するには、かなりのストレージエリアが必要であること、雨期は大量の雨が降るため梱包された資機材を直接土の上にストレージした場合機器類に錆等が発生し問題となる。従って、ストレージエリアは採石等で舗装し直接土に接し無いようにしてストレージする事が望ましい。

4.7 プロジェクトスケジュール

4.7.1 プロジェクトスケジュール

第7次電力マスタープランによるとソンハウ1石炭火力発電所の運開時期は以下のように計画されている。

表 4.7.1.1 運開予定日

Power Plant	COD (MP7)
Song Hau 1 unit #1	2017
Song Hau 1 unit #2	2018

PVN が計画している詳細な建設工程表は不明であるが、1号機が来年から着工し、2号機が再来年から着工した場合は、それぞれ5年間以上の工期があるので、地盤改良6ヶ月を考慮しても建設工期としては十分と考える。

参考として日本の600MW石炭火力発電所の建設工程表を図4.7.1.1に示す。

4.7.2 プロジェクトの工程管理に関する提言

大規模発電プロジェクトの建設工程を管理するために以下のことを提言する。

(1) 工事監理のためのコンサルタントの起用

600MW 以上の大規模な石炭火力発電所の建設工事は、ベトナムでは殆ど経験がないので、同規模の石炭火力発電所の工事監理について豊富な実績を持つ、外国のコンサルタントを起用することを提言する。

(2) バラ買いの削減

ベトナムでは、プロジェクトコストを低減するために装置・設備をバラ買いすることが多く見られるが、バラ買いすることによる各装置・設備間のコーディネーションがうまくいかず、工事工程の遅れの原因の 1 つになっている。工事の遅れは、電力供給の遅れに繋がることになるので、可能な限り一括発注方式を取り、装置・設備間の取り合いを少なくすることで工事の遅延を最小限にすることを提言する。

4.8 プロジェクトコスト

現在 PVN にて計画しているプロジェクトコストを表 4.8.1 に示す。総工事費は USD 1,633,227,398 と見積もられており、1kW あたりの建設単価は USD 1,361/kW となる。

表 4.8.1 プロジェクトコストの見積

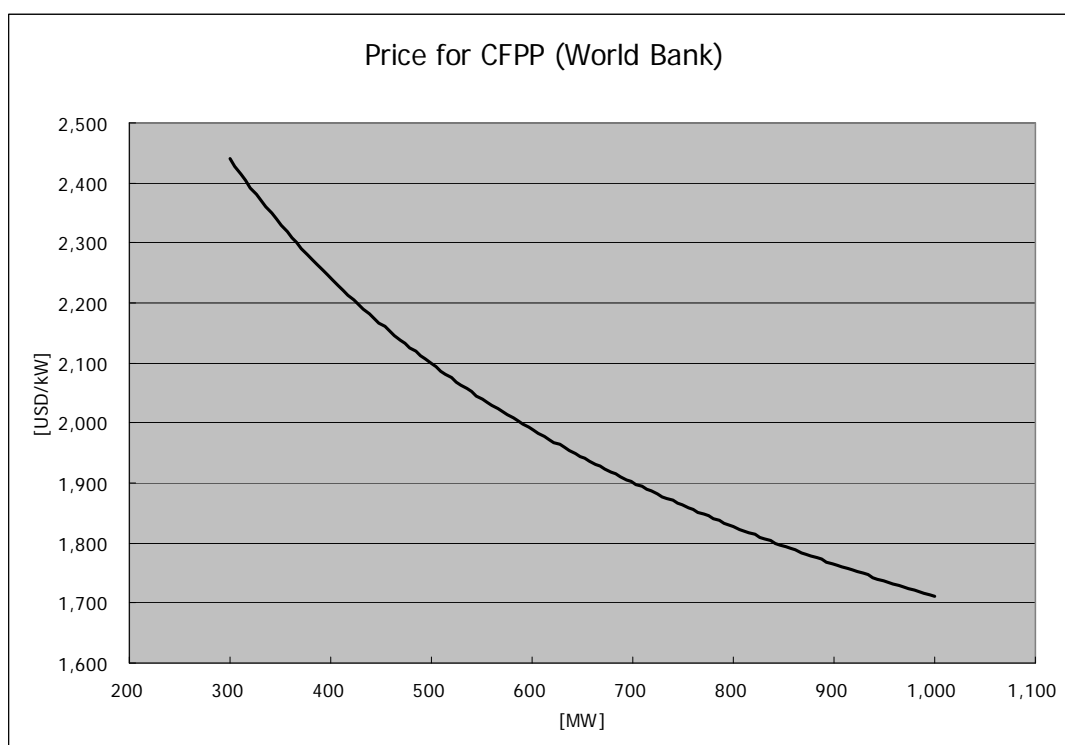
No.	Items	Total investment cost (after tax)			
		The part in VND	The part in USD	equivalent to VND	equivalent to USD
1	Construction cost	4,178,640,750,648	142,077,889	7,113,685,777,288	344,355,009
2	Equipment cost	994,086,344,672	794,566,187	17,408,234,631,010	842,687,319
3	Compensation, support and resettlement cost	Calculated in item 8 (Infrastructural project)			
4	Administrative cost	92,332,807,499	0	92,332,807,499	4,469,591
5	Construction investment consulting cost	96,659,645,921	20,353,523	517,122,727,132	25,032,565
6	Other cost	148,707,105,626	151,680,433	3,282,121,487,358	158,878,957
7	Contingency	696,669,650,940	171,836,112	4,001,454,324,074	193,699,987

No.	Items	Total investment cost (after tax)			
7.1	Contingency for volume of work raised	551,042,665,437	110,867,803	2,596,344,012,641	125,682,254
7.2	Contingency for inflation	145,626,985,503	60,968,309	1,405,110,311,433	68,017,732
*	Sub-total	6,207,096,305,305	1,280,514,144	32,414,951,754,361	1,569,123,427
8	Cost allocated from the infrastructure project	1,324,259,824,575	0	1,324,259,824,575	64,103,971
*	TOTAL	7,531,356,129,880	1,280,514,144	33,739,211,578,936	1,633,227,398

出典：Decision No. 2824/QĐ-DKVN (05 April, 2011)

Exchange rate: 1 USD = 20,658 VND

参考として、世界銀行発行の“Study of Equipment Price in the Energy Sector”をもとに作成した石炭火力発電所建設価格の傾向を図 4.8.1 に示す。これによると 600MW 石炭火力の場合、USD 1,989/kW と推測することが出来る。



出典：Study of Equipment Prices in the Power Sector / The International Bank for Reconstruction and Development / THE WORLD BANK GROUP / 2008

図 4.8.1 石炭火力発電所建設価格の傾向

さらに現在インドネシアで建設中の石炭火力発電所 (660MW x 2) の建設単価は USD 1,797/kW である。

表 4.8.2 プロジェクトコスト比較

	Song Hau 1	World bank	Indonesia
Unit price	1,361 USD/kW	1,989 USD/kW	1,797 USD/kW

第5章 燃料供給計画

目 次

5.1	ベトナム国内の石炭埋蔵量.....	V-1
5.2	ベトナム国内の石炭需給予測.....	V-1
5.3	石炭供給計画.....	V-1
5.3.1	方針	V-1
5.3.2	石炭性状.....	V-2
5.3.3	石炭供給者の調査.....	V-6
5.3.4	石炭輸送計画.....	V-8
5.4	石灰石供給計画.....	V-15
5.4.1	方針	V-15
5.4.2	石灰石供給者の調査.....	V-16
5.4.3	石灰石輸送計画.....	V-19

第5章 燃料供給計画

5.1 ベトナム国内の石炭埋蔵量

ベトナムにおける石炭総埋蔵量は2010年1月時点で498億トンと推定されている。これらの大半は北部に集中している。ベトナム最大の石炭産地はクアンニン省（Quang Ninh）で、その埋蔵量は43億トンと見積もられている。その他、紅河デルタ堆積盆地にも378億トンの埋蔵量が見積もられているが、地質的採掘条件が複雑なため現時点で開発は行われていない。また炭種別では無煙炭が最も多く、その他亜瀝青炭や褐炭も確認されている。

5.2 ベトナム国内の石炭需給予測

ベトナム国内における石炭需給バランス予測を表5.2.1に示す。今後建設が計画されている石炭火力発電所用の石炭需要増加を考慮すると、2015年以降に石炭需要量が石炭供給量を上回るため輸入に頼らなければならないと予測している。

表 5.2.1 石炭需給バランス予測

単位：百万トン

年	2010	2015	2020	2025	2030
1. 石炭全供給量	45	58	70 - 80	85 - 100	90 - 110
2. 石炭全需要量	26	58 - 68	93 - 114	135 - 162	204 - 241
a. 発電所用	10	32 - 42	61 - 80	99 - 120	162 - 190
国内炭	10	27	40	60	90
輸入炭	-	5 - 15	21 - 40	39 - 60	72 - 100
b. その他	16	27	32 - 34	36 - 42	42 - 51

出典：ベトナム商工省、エネルギー研究所（Energy Institute, Ministry of Industry and Trade）

5.3 石炭供給計画

5.3.1 方針

本プロジェクトサイトがあるベトナム南部では石炭は産出されないため、使用する石炭は北部で産出した石炭を輸送するか、あるいは輸入炭を使用しなければならない。また前述の通り、今後増え続ける国内石炭需要のため2015年以降は国内炭だけでは需要を満たせないと予測されている。

よってこれらを踏まえ、ソンハウ発電所計画（No. 6722/QD-BCT dated 23/12/2008）により、本プロジェクトに使用する石炭はインドネシア又はオーストラリアから輸入する計画とな

った。

5.3.2 石炭性状

本プロジェクトに適用する石炭性状の範囲は以下のように計画されている。

- ✓ 発熱量 5,500 - 6,500 kcal/kg (HHV, air dry basis)
- ✓ 全水分 最大 28 % (as received)
- ✓ 灰分 最大 15 % (air dry basis)
- ✓ 硫黄分 0.53 - 0.86 % (weight)

詳細は以下の通り。

表 5.3.2.1 石炭性状

Item		Range	Design Value (Performance Coal)
Proximate Analysis			
Total Moisture	a.r. %	Max 28	
Inherent Moisture	a.d. %	1 - 18	9.5
Volatile matter	a.d. %	26 - 45	36.2
Fixed Carbon	a.d. %	35 - 60	42.8
Ash Content	a.d. %	Max. 15	11.5
Total Sulphur	a.d. %	Max. 1	0.8
Calorific Value			
Gross CV (ADB)	kcal/kg	5,500 - 6,500	5,725
Physical Characteristic			
Grindability HGI	—	35 - 60	45
Ultimate Analysis			
Carbon	%	51 - 75	60.1
Hydrogen	%	4.0 - 7.5	4.1
Nitrogen	%	1.1 - 1.8	1.4
Oxygen	%	By difference	12.7
Chlorine	%	< 0.05	< 0.05
Sulfur	%	0.53 - 0.86	0.7
Ash	%	Max. 15	11.5
Moisture	%	1 - 18	9.5
Ash Fusion Temp. (RA)			
Initial Deformation	°C	Min. 1,050	1,050
Hemispherical	°C	Min. 1,100	1,100

Item		Range	Design Value (Performance Coal)
Ash oxides composition			
SiO ₂	d.b.%	24 – 62	46.5
Al ₂ O ₃	d.b.%	12 – 35	22.3
Fe ₂ O ₃	d.b.%	5 – 22	11.3
CaO	d.b.%	Max. 18	5.9
MgO	d.b.%	0.5 – 8.6	3.9
Na ₂ O	d.b.%	0.1 – 7.2	2.6
K ₂ O	d.b.%	0.2 – 1.76	1.13
TiO ₂	d.b.%	0.5 – 3	1.19
Mn ₃ O ₄	d.b.%	0.04 – 0.2	0.1
SO ₃	d.b.%	0.3 – 20.34	4.1
P ₂ O ₅	d.b.%	0.1 – 1.1	0.5
Others	d.b.%		0.48

出典：PVC/PECC2

上記石炭性状範囲をもとに本プロジェクトの適用可能な候補炭を表 5.3.2.2 に示す。
また各供給者の炭鉱位置を図 5.3.2.1 及び図 5.3.2.2 に示す。

表 5.3.2.2 候補炭の性状

No		Source 1	Source 2	Source 3	Source 4
Country		Australia	Australia	Indonesia	Indonesia
Location		Queensland	Queensland	Central Kalimantan	South Kalimantan
		Surat Basin	Bowen Basin	Barito River Basin	South Coast
Coal Supplier		Xstrata Coal	Xstrata Coal	PT. Tuah Turangga Agung	PT.Bayan Resources
Coal Brand		Wandoan	Rolleston	TOP Coal	Wahana Coal
Proximate Analysis					
Total Moisture	a.r. %	14-15	18.0	13.69	12
Inherent Moisture	a.d. %	10	9.5	7.39	7
Volatile matter	a.d. %	42-43	31	38.81	40
Fixed Carbon	a.d. %	36-37	51.5	43.32	38
Ash Content	a.d. %	10-12	8	10.48	15
Total Sulphur	a.d. %	0.25-0.35	0.65	0.47	1
Calorific Value					

No		Source 1	Source 2	Source 3	Source 4
Gross CV (ARB)	kcal/kg	5,800-5,900	5,850	5,890	6,000
Gross CV (ADB)	kcal/kg	-	6,456	6,320	6,350
Physical Characteristic					
Grindability HGI	—	35	53	48	42
Ash Fusion Temp. (RA)					
Initial Deformation	°C	1,340	1,210	1,460	1,400
Spherical	°C	1,400	1,320	-	1,450
Hemispherical	°C	1,410	-	1,530	1,500
Flow/Melting	°C	1,440	1,350	1,590	1,550
Ash oxides composition					
SiO ₂	d.b.%	51	55	66.1	50
Al ₂ O ₃	d.b.%	29	22	25.4	33.4
Fe ₂ O ₃	d.b.%	3.1	13	4.0	5.9
CaO	d.b.%	6.7	3.8	1.2	3.8
MgO	d.b.%	1.8	1.8	0.5	0.9
Na ₂ O	d.b.%	-	0.8	0.1	1.2
K ₂ O	d.b.%	0.6	0.7	0.3	0.9
TiO ₂	d.b.%	1.6	0.9	1.3	1.5
Mn ₃ O ₄	d.b.%	0.03	0.05	0.1	0.01
SO ₃	d.b.%	3.2	0.9	0.9	1.5
P ₂ O ₅	d.b.%	0.1	1.1	0.2	0.2
Others	d.b.%	-	-	-	0.69

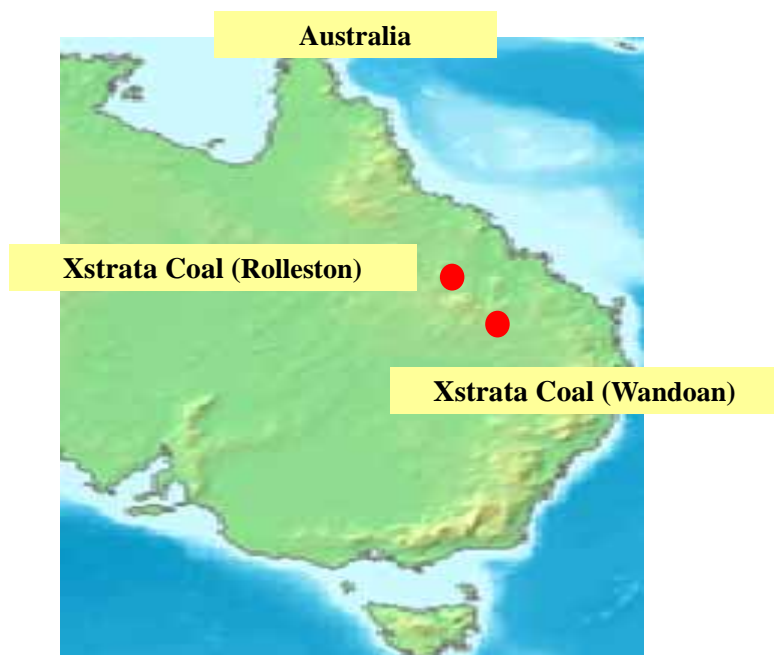


図 5.3.2.1 炭鉱位置 (Australia)

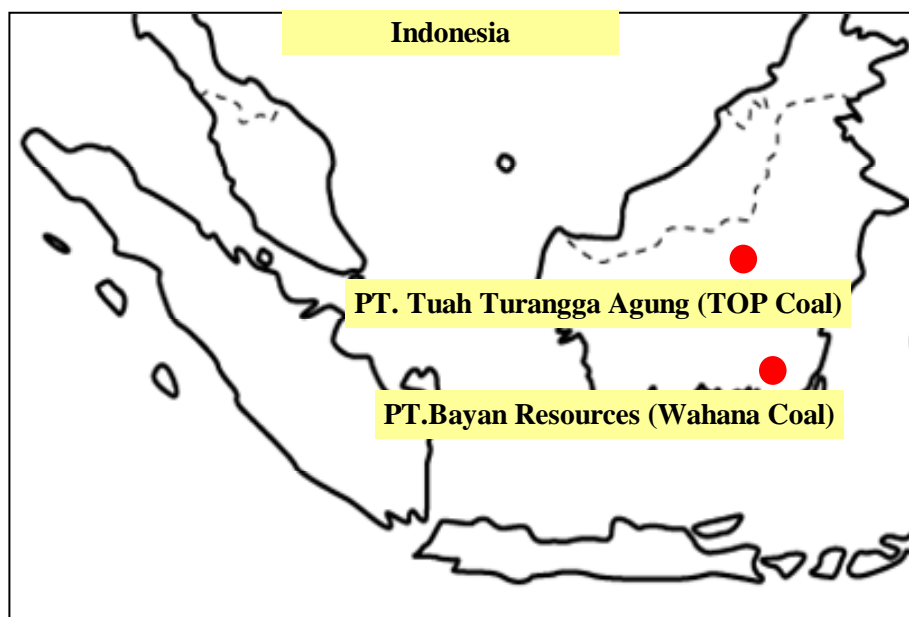


図 5.3.2.2 炭鉱位置 (Indonesia)

5.3.3 石炭供給者の調査

5.3.3.1 供給者候補概要

➤ Xstrata Coal 社

Xstrata Coal 社は世界最大の発電用石炭輸出企業であり、強粘炭の生産でも世界有数の規模を誇る。本社はシドニーにあり、豪州、南アフリカ、南北アメリカ諸国で30以上の石炭採掘輸出事業を行っており、鉱山事業で世界有数のグローバル企業 Xstrata plc のグループ会社である。本件の石炭供給先候補として十分な信用性・実績を有している。

➤ PT. Buah Turangga Agung 社

PT. Buah Turangga Agung 社は、PT. United Tractors Tbk., (インドネシア株式市場に上場する同国最大の重機企業) 傘下の石炭事業会社である。PT. United Tractors Tbk., は2007年に PT. Buah Turangga Agung を買収し、同社を通じて更に石炭鉱山資産の買収・拡張を進めている。PT. Buah Turangga Agung の石炭資産は TOP Coal を始めとし可採埋蔵量1億トンに上り、同社は出荷能力の向上にも積極的に取り組んでいる。本件の石炭供給先候補として十分な会社規模・実績を有している。

➤ PT. Bayan Resources 社

PT. Bayan Resources 社はインドネシア証券取引所に上場している同国大手の石炭生産企業である。同社は高カロリー炭や、低硫黄亜瀝青炭、非微粘炭等を生産しており本件の石炭供給者候補として十分な出荷能力を有していると考えられる。

5.3.3.2 埋蔵量

4つのブランドの石炭埋蔵量を表5.3.3.2.1に示す。このプロジェクトにより要求される石炭量は3.3百万トン/年(設計炭ベース)である。全ての供給者は十分な埋蔵量を確保している。

表 5.3.3.2.1 石炭埋蔵量

(Unit: Million tons)

No	Source 1	Source 2	Source 3	Source 4
Country	Australia	Australia	Indonesia	Indonesia
Coal Supplier	Xstrata Coal	Xstrata Coal	PT. Tuah Turangga Agung	PT.Bayan Resources
Coal Brand	Wandoan	Rolleston	TOP Coal	Wahana Coal
Reserves	1,040	180	42	75.8
Resources	3,367	751	Not confirmed	250

5.3.3.3 生産実績

4つのブランドの石炭生産実績と今後の計画を表5.3.3.3.1に示す。このプロジェクトにより要求される石炭は3.3百万トン/年(設計炭ベース)である。各供給者よりバランスよく石炭の供給を受ける事で石炭調達に係るリスクを低減する事が可能と考えられる。

表 5.3.3.3.1 石炭生産実績と今後の計画

(Unit: Million tons)

No	Source 1	Source 2	Source 3	Source 4	
Country	Australia	Australia	Indonesia	Indonesia	
Coal Supplier	Xstrata Coal	Xstrata Coal	PT. Tuah Turangga Agung	PT.Bayan Resources	
Coal Brand	Wandoan	Rolleston	TOP Coal	Wahana Coal	
Production Result	2008	-	7.3	-	0.8
	2009	-	6.7	-	2.9
	2010	-	5.2	0.75	4.0

No		Source 1	Source 2	Source 3	Source 4
Expected Production Plan	2015	30.0	8.0	3.0	5.0
	2020	30.0	8.0	3.0	5.0
	2025	30.0	8.0	3.0	5.0

5.3.4 石炭輸送計画

4つのブランド毎の輸送に関し、以下に示す。

5.3.4.1 使用積出港及び積出港までの輸送形態

(1) Xstrata/Wandoan & Rolleston :

両ブランド共に炭鉱より積出港までの輸送は鉄道を利用した専用貨車輸送を行っており、直接積出港（石炭専用ターミナル）の貯炭場に集約される。使用される積出港は両ブランド共に Gladstone 港で、同港内の R. G. Tanna Coal Terminal が利用されている。

(2) PT Tuah Turrangga Agung/TOP Coal :

中部カリマンタンに位置する炭鉱よりトラックで河川港の一次貯炭場に輸送され、一次貯炭場でバージに積込まれた後、河川を下り二次貯炭場に輸送される。ここで大型バージに積み替えられ沖の錨地に停泊する大型石炭運搬船船側まで輸送される。本炭鉱の石炭は使用河川の水深等の制約によりバージ積替え対応をせざるを得ない状況となっている。尚、本ブランドの積出港は、Taboneo Anchorage である。

(3) PT Bayan Resources/Wahana Coal

本炭鉱は南部カリマンタンに位置し、輸送形態は TOP Coal 同様中継貯炭場を経由したトラック及びバージでの輸送を行っている。本ブランドの積出港は Satui Anchorage である。

5.3.4.2 積出港諸元

各積出港の諸元を表 5.3.4.2.1、表 5.3.4.2.2 に示す。

表 5.3.4.2.1 オーストラリア Gladstone 港石炭ターミナル諸元

石炭ターミナル名	<u>RG Tanna Coal Terminal</u>	<u>Barney Point Coal Terminal</u>
利用者	Multi User	Multi User
バース数	4 バース	1 バース

石炭ターミナル名	<u>RG Tanna Coal Terminal</u>	<u>Barney Point Coal Terminal</u>
最大入港船仕様 LOA	315m	242m
同上 BEAM	55m	45m
同上 DWT	220,000DWT	105,000DWT
同上 Sailing Draft	17-18m	15m
ローダー数及び能力	3x6,000mt/hr	1x2,000mt/hr
契約積数量	25,000-30,000LT/day	25,000-30,000LT/day
稼働時間	24hrs	24hrs
年間積出能力	70Mt/year	8Mt/year
滞船状況	0-14days	0-14days

表 5.3.4.2.2 インドネシア石炭積出港（錨地）諸元

港名	<u>Taboneo</u>	<u>Satui</u>
立地	South Kalimantan	South Kalimantan
港型式	Anchorage (Open Sea)	Anchorage (Open Sea)
本船最大喫水 Handy Size	13m	10m
同上 Panamax	15m	12m
同上 Cape Size	19m	16m
契約積数量	10,000-15,000mt/day	8,000-10,000mt/day
積込施設	本船 crane/Floating Crane	本船 Crane/Floatging Crane

5.3.4.3 積出港特記事項

(1) Gladstone 港（オーストラリア）

多くのオーストラリア石炭積出港では、増大する需要に対する港湾施設の能力不足から生じる滞船が慢性化しており、Gladstone 港も同様の事態となっている。各ターミナルでは、港湾の拡張、荷役設備の高度化・効率化により滞船解消を目指している。

RG Tanna では現行の年間取扱能力（70Mt）を 2016 年までに 73Mt まで高める計画を有している。一方 Barney Point は拡張に限界があるため 2014 年には閉鎖が計画されている。その代替ターミナルとして計画されている Wiggins Coal Terminal は 2014 年の稼働を目指しており、第一期では 30Mt の取扱能力となる予定である。

(2) Taboneo 港、及び Satui 港（インドネシア）

両港ともに錨地であり、石炭ターミナルに比べて本船への積込みは天候・波浪等の影響を受け易く不安定な荷役となっている。これに加え前述通り、炭鉱より本船までの輸送における制約が大きいため滞船が多く生じる事態となっている。各サプライヤーは大型中継基地（最終積替え基地）での在庫量を増やす事等々で本船の滞船を減らす努力をしている。滞船発生の主たる原因は、以下の通りである。

- バージ不足による本船側でのバージ待ち
- Floating Crane の手配遅れによる積荷役開始遅れ
- 生産不調による玉出し遅れ
- 輸送制約（天候、河川状況によるバージ運行制約等）による玉出し遅れ

5.3.4.4 海上輸送考察

5.3.4.4.1 使用石炭運搬船

積出港より計画されているベトナム側石炭ターミナルへの海上輸送に使用する石炭運搬船は、積出港諸元（最大入港可能船）、ベトナム側石炭ターミナル諸元（最大入港可能船）及び需要量に基づき、経済性、本船の需給状況を考慮の上決定される必要がある。

ソンハウ火力発電所の年間石炭消費量を約 330 万トとすると、積載能力 180,000 トの Cape Size 運搬船を使用しても年間で延べ 20 隻の手配が必要となり、運行リスクを最小化する為にも、許容できる限り大型の石炭運搬船を本輸送に投入する事が望まれる。

大型運搬船受入れに当っては、積揚港の基本的諸元（航路・岸壁水深・岸壁強度等）に加え本船仕様に合致して効率的な荷役が実行できる積揚施設が完備している事が条件となる。Cape Size 及び Panamax の本船は一般的には本船ギア（本船 Crane）を保有しておらず（一部の Panamax 除き）、積揚港の積揚施設による荷役が可能な事が起用条件となる。

Supramax、Handy Size 船は一般的には本船ギアを保有しているが、積揚効率を高める為港湾の積揚施設（Loader&Unloader）で荷役をするケースも少なくない。

一般的な石炭運搬船(Dry Bulker)の主要諸元を表 5.3.4.4.1 に示す。

表 5.3.4.4.1.1 石炭運搬船（Dry Bulker）の一般的諸元

船型	DWT(MT)	LOA(M)	BEAM (M)	Full DRAFT(M)
Cape Size (Large)	220,000	325	54	18.13
Cape Size (Standard)	180,000	292	45	18.25
Post Panamax	110,000	255	43	14.5
Panamax	72,000	225	32.2	13.5
SupraMax	55,000	190	32.2	12.5
Handy Max	48,000	190	32.2	12.0

（注）DWT：積載能力、LOA：全長、BEAM：全幅、Full DRAFT：満載時喫水

5.3.4.4.2 海上運賃試算

以下の前提に基づき、各積出し港よりベトナムまでの船型毎の参考海上運賃を試算する。尚、現実的な金額を算出するために、各積出し港から実際に港が存在する Vung Tau 港までの海上運賃を比較することとした。

（前提条件）

- * 傭船料、燃料代、港湾料は現行料金を前提とする
- * SPOT ベースでの傭船とし、上海でフリーになる前提
- * 積揚条件： FIOST（揚地での荷役費用を除く運賃）
- * 積数量： Gladstone 30,000MT/WWDSHINC（悪天候日を除く全日荷役実施）
Taboneo 15,000MT/WWDSHINC
Satui 9,000mMT/WWDSHINC
- * 揚数量： 20,000MT/WWDSHINC
- * 揚港： Vung Tau 港近辺に立地する石炭ターミナルと仮定
- * 積出港-揚港間距離： Gladstone - Vung Tau 3,669 Nm
Taboneo - Vung Tau 1,175 Nm
Satui - Vung Tau 1,245 Nm
(Nm = Nautical Miles = 1,852m)
- * 積載数量： DWT x 95%、但し Satui 港は水深制約に準じて積載数量を減少
- * 運行速度： 10万 DWT 超 14Knot/hr
10万 DWT 以下 13Knot/hr
- 運行・停泊予備日： 運行1日、停泊1日

表 5.3.4.4.2.1 現行ベースの海上概算運賃試算表（単位：US\$/MT）

船型 (DWT)	Gladstone 積	Taboneo 積	Satui 積
220,000	12.33	N/A	N/A
180,000	12.57	9.37	N/A
110,000	—	9.85	N/A
72,000	18.76	11.35	14.44
55,000	21.73	12.85	17.29
48,000	—	12.46	15.48

(注)

- * Satui は水深制約がある為、それぞれの船型での積載可能数量が少なくなる。Satui には船型制約は無いものの、Floating Crane の仕様問題により Cape Size 船は入港しておらず、Panamax が最大入港船型となっている。
- * 上記は SPOT ベースで上海フリーとなる本船を傭船するベースでの試算であり、COA 契約（長期数量契約）や TIME CHARTER 契約（固定本船期間張付：T/C）による運賃軽減の可能性はここでは考慮しない。
- この試算には滞船により発生する滞船料は考慮しておらず、実際の運用に当たっては、石炭供給者との間で負担先を明確にしておく必要あり。

5.3.4.4.3 海上輸送特記事項

(1) 石炭運搬船配船権

オーストラリア炭、インドネシア炭ともに一般的な売買契約は FOB 積出港となっており、

石炭運搬船の手配は買主（需要家）により通常行われている。これにより買主は起用船会社との間で傭船契約を行う必要があるが、前述の通り SPOT 傭船の連続では安定的な船腹確保と海運市況により大幅に変動する運賃のヘッジが難しい為、COA または T/C 等の長期傭船契約を効率的に組み合わせて（カバーされない部分は SPOT 傭船を併用して）、運賃の低減化と安定した船腹確保を目指す事となる。

(2) 積揚港での滞船問題と本船投入計画

本船が積揚港で滞船する事で、T/C した本船が効率的に使用（回転）出来ないケースもあり何日で確実に 1 ラウンド（積港-揚港-積港）するか、発電所への石炭供給に問題出ない様に本船投入計画を策定することが重要である。即ち、サプライヤー決定後、石炭調達計画に基づき投入船型を決定し、色々な制約要件を検討した上で本船の投入計画を策定する。これら明確な投入計画に基づき起用船会社・傭船条件を決定する事が必要である。

(3) ベトナム側石炭ターミナル計画

前述の通り、積出し港とベトナム側石炭ターミナルの仕様によって、投入可能石炭運搬船は決定されるが、ベトナム側での荷揚げ能力不足によって滞船が慢性化するようでは効率的な本船運行が実現出来ない。また、石炭ターミナル貯炭場での安全在庫数量含め、発電所への供給不足問題を絶対に発生させない事を前提に石炭ターミナルの仕様は決定される必要がある。

尚、石炭ターミナルで発生する費用（保管・積揚費用等）の考察は、石炭ターミナルの詳細が決定していないことから本報告では行わない。

5.3.4.5 石炭ターミナルよりの二次輸送考察

5.3.4.5.1 輸送ルートとその制約

- 1) 石炭ターミナルよりソンハウ1火力発電所への石炭の二次輸送は、ソンハウ火力発電所が Hau 川左岸に立地する事から、Hau 川河口（Dinh An & Tran De）又は建設計画中の Bassac 運河（Quan Chanh Bo 運河）を通過することとなる。
- 2) Hau 川河口ルートは中州を挟んで2ルートがあるが、共に上流よりの土砂堆積が激しく河口では 4m 程度の水深しか確保されないため、現時点の通過可能な内航船は満潮時でも 3,000DWT 程度と考えられる。維持浚渫は都度行われているものの、次回の雨季によって元の水深に戻る事を繰り返しており、大型内航船のルートとしては不安定と言わざるを得ない。
- 3) Bassac 運河（Quan Chanh Bo 運河）は以下の建設計画となっている。
 - * 10,000DWT クラスの内航船が通行可能。
 - * 通行本船の最大長：142m。
 - * 通行本船の最大幅：20m
 - * 満載喫水：8.2m

- * 船底と川底のクリアランス：1.4m - 1.7m
 - * 浚渫計画：満潮時の最大船通過を前提に-6.5m まで浚渫する
- ソンハウ1発電所の需要量を考慮した場合、出来る限り大型内航船を使用することが求められ（計画では 10,000DWT バージを予定）、他方、Hau 川河口ルートの水深が浅いことから維持浚渫が常時実施される予定である Bassac 運河の早期開通が望まれる。

5.3.4.5.2 使用船型と代替輸送案

- 1) ソンハウ火力発電所の石炭揚げバースの設計は、10,000DWT 内航船が満載で接岸出来る事を前提とし、一般的な 10,000DWT 内航船の満載喫水を 7.7m と想定している。
- 2) 4.4.5.1（石炭設備）で考察した通り、10,000DWT 内航船を使用してもソンハウ火力発電所のピーク時石炭需要を満たす為には年間に延べ 389 隻の 10,000DWT 内航船が必要となるため、天候等による不確実な不稼働日を考慮すれば出来る限り大型の内航船を投入する事が望ましい。
- 3) 一方、Hau 川の航路水深というボトルネックの解決には大型バージ+TUG BOAT による輸送も検討可能であり、理論設計上の諸元は表 5.3.4.5.2.1 の通りとなる（ホールド型バージを使用）。現在ベトナムでは、かかる特殊大型バージの利用は確認されておらず、この方式を採用する場合は、新たに必要数のバージを手配（製造発注）する必要がある。しかし、これらの大型バージの BREADTH は計画中の BASSAC 規格（本船の最大幅 20m）を超えるため、代替案は BASSAC 運河には適用できない。

表 5.3.4.5.2.1 大型バージ諸元

DWT	10,000DWT	15,000DWT	20,000DWT
LOA	93.4m	123.4m	140.0m
BREADTH/BEAM	34.6m	38.0m	42.0m
DEPTH	5.5m	8.0m	8.0m
FULL DRAFT (MID)	4.0m	5.0m	5.5m
DISPLACEMENT	12,500MT	20,235MT	27,500MT

これらの大型バージを曳航するタグボートの諸元は以下の通りである。

馬力 : 2400BHP
 全長 : 28m
 全幅 : 8m
 喫水 : 3.5m
 速度 : 11Knots

- * バース（積揚港）占有率 : 0.5
- * 積揚荷役効率 : 75%
- * 作業準備時間 : 2hrs

表 5.3.4.5.3.1

石炭ターミナル立地	Vung Tau	Tra Vinh 沖
輸送時間（片道）+ 予備 1hr	21hrs	11.2hrs
積港停泊時間 10,000DWT	16.4hrs	16.4hrs
同上 5,000DWT	9.2hrs	9.2hrs
同上 3,000DWT	6.2hrs	6.2hrs
ラウンド時間 10,000DWT	74.8hrs (3.2d)	55.2hrs (2.3d)
同上 5,000DWT	60.4hrs (2.6d)	40.8hrs (1.7d)
同上 3,000DWT	54.4hrs (2.3d)	34.8hrs (1.5d)
傭船料/ラウンド 10,000DWT	US\$16,800	US\$12,075
同上 5,000DWT	US\$5,070	US\$3,315
同上 3,000DWT	US\$2,760	US\$1,800
単価運賃 10,000DWT	US\$1.90/MT	US\$1.40/MT
同上 5,000DWT	US\$1.20/MT	US\$0.80/MT
同上 3,000DWT	US\$1.10/MT	US\$0.70/MT

(注)

- * ベトナムでは大型内航船の数量が少ないため、大型船の傭船料単価が高い。
- * 内航船は傭船ベース(T/C)で、同じ本船の連続使用を前提とする。
- * 滞船や輸送途上での停泊(高潮待ち等)リスクは考慮していない。
- * 港での荷役時間・停泊時間はソンハウ1発電所バースの考察に準じる。

5.4 石灰石供給計画

5.4.1 方針

本プロジェクトの実施組織である Petro Vietnam Long Phu - Song Hau Power Project Management Board (以下 LP-SH PMB)によると脱硫用の石灰石は Southern Construction and Mineral Exploitation JSC-KG Branch (以下 SCME)の Pnumpo 鉱山より受け入れることを計画している。SCME は現在オモン火力発電所に石灰石を供給しており実績のある会社である。Pnumpo 鉱山は Can Tho 市から西北西に約 200km 離れた Kien Giang 省 Kien Luong 郡に位置している。



図 5.4.1.1 石灰石鉱山位置図

5.4.2 石灰石供給者の調査

5.4.2.1 性状

Pnumpo 鉱山にて採掘される石灰石の性状を表 5.4.2.1.1 に示す。

表 5.4.2.1.1 石灰石性状

CaCO ₃	96.0 %
MgO	1.2 %
Al ₂ O ₃	0.1 %
SiO ₂	0.2 %

(2008.8 分析結果)

出典：SCME

5.4.2.2 埋蔵量

現時点の Pnumpo 鉱山の埋蔵量は 2,104,295ton である。これはソンハウ 1 石炭火力発電所における年間当たりの石灰石使用量約 50,000ton(設計炭ベース)に対して十分な埋蔵量である。さらに SCME は Pnumpo 鉱山の近傍に Xa ngach 鉱山を保有しており、その埋蔵量は 3,178,571ton である。SCME は Xa ngach 鉱山からの供給も可能であるとのことであった。

5.4.2.3 生産実績

過去 5 年間の生産実績を表 5.4.2.3.1 に示す。SCME は今後生産量の増加を計画しており、ソンハウ 1 石炭火力発電所向けに年間当たり 84,000 ton 供給が可能であるとの提示があった。これはソンハウ 1 石炭火力発電所における年間当たりの石灰石使用量約 50,000ton(設計炭ベース)に対して十分な供給量である。

表 5.4.2.3.1 石灰石生産実績

年	生産量 (ton/year)
2006	4,845.400
2007	27,232.520
2008	27,465.228
2009	22,423.593
2010	17,846.918

出典：SCME

現場状況の写真を以下に示す。石灰石の砕石場に設置されている破砕機などは貧弱であり、今後の増産計画に対してどのような設備増強を行うのか確認する必要がある。

バージ船への積み込み能力は 1 日当たり 7 時間稼動した場合、600ton/day である。今後、生産量を増加するために作業時間を増やして対応する計画である。

現在 SCME ではロンフー 1 石炭火力発電所にも石灰石供給を検討している。今後ベトナム南部地域には多くの石炭火力発電所建設計画があり、石灰石の需要も伸びてくることが予想される。よって石灰石の供給元は複数個所確保することが望ましい。



写真 5.4.2.3.1 採石場



写真 5.4.2.3.2 破砕機



写真 5.4.2.3.3 バージ船積み込み設備

5.4.3 石灰石輸送計画

5.4.3.1 輸送ルート及び起用輸送手段

SCME の Pnumpo 鉱山よりソンハウ石炭火力発電所への輸送は、バージを利用した河川・運河輸送（輸送距離は約 175km=95Nm）となるが、SCME によるとルートの制約（水深・航路幅等）より 800DWT のバージが最大起用運送手段となる。SCME 推薦の輸送ルートは図 5.4.3.1.1 に示すが、輸送日数は、雨季で 2-2.5 日、乾季で 3 日程度を要する。一旦鉱山より海上に出して大型内航船に積替えてソンハウ火力発電所まで輸送する海上&河川ルートの使用についても検討の余地は残るが（新規港湾の建設が必要とすると簡単ではないが）、SCME 及び関係者との協議が必要となる。併行して他のサプライヤーよりの調達（輸送条件含め）も検討が必要と考える。

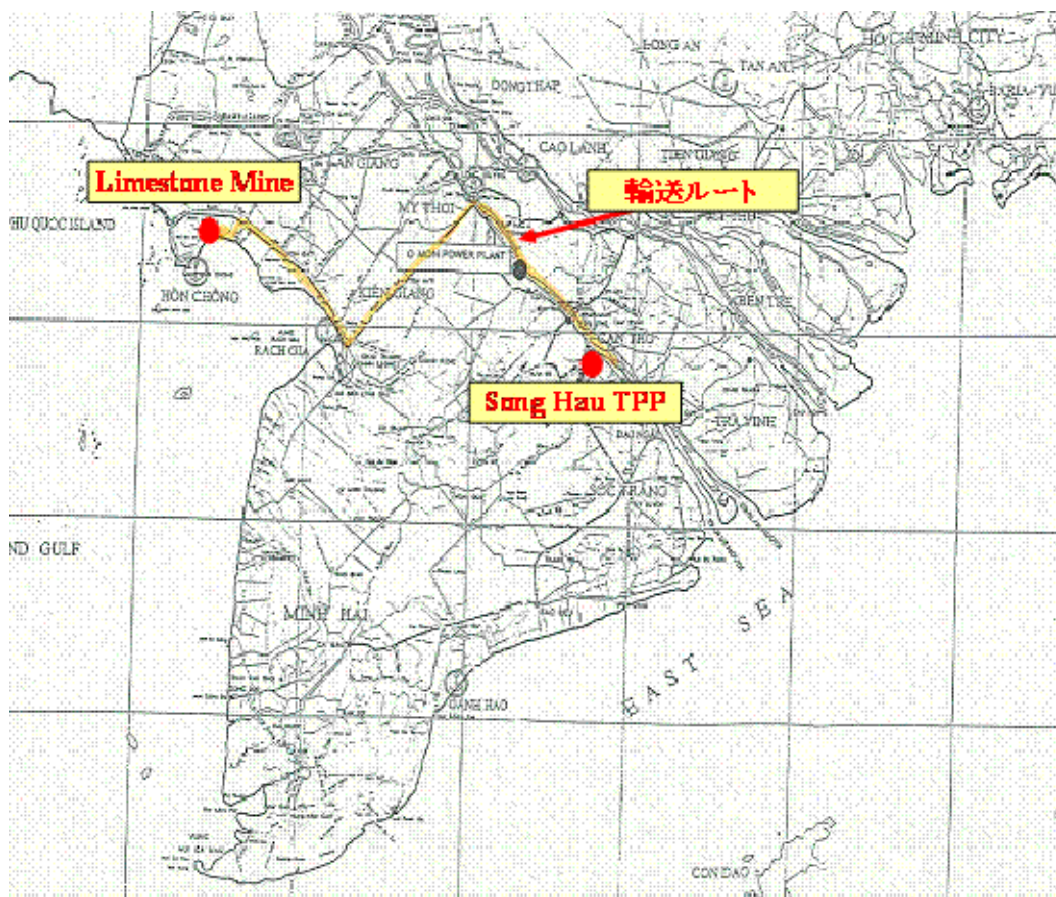


図 5.4.3.1.1 輸送ルート

5.4.3.2 石灰石受入れ

ソンハウ1火力発電所では、石灰石の受入れバースの設計を 3,000DWT の船が接岸可能との前提で荷揚装置（揚能力最大 250MT/hr）含めて計画されているが、最終的に 800DWT バージ

が一番有効な輸送手段となった場合、装置の仕様変更を検討する必要がある。年間使用量 50,000 トンとすると $800 \times 0.9 = 720$ トンのバージ起用では約 70 隻のバージが必要となるが、年間荷揚可能日数 (292 日/year) で考えると SCME よりの出荷は週 2 回程度の頻度で行われる必要あり。1 ラウンドを積揚げで各 1 日、輸送片道 3 日で考えると 8 日を要する事となり計算上では最低でも 2 隻のバージを張付ける必要がある。

5.4.3.3 輸送費用

SCME によると、ハウ川上流に立地のオモン火力発電所向けの輸送費用は 45,800VND/MT のことであり、Pnumpo 鉱山よりソンハウ火力発電所向けは現行では 50,000VND/MT 前後と考えられる。

第6章 PPP事業としての妥当性評価

目次

6.1	本調査における妥当性分析の対象範囲	VI-1
6.2	事業目的	VI-2
6.3	官民の役割分担	VI-2
6.3.1	ベトナムの国家体制と主要産業	VI-2
6.3.2	PPP事業としてのソンハウ1発電所とその関連事業の役割分担	VI-2
6.4	民間事業の投資概要	VI-2
6.4.1	EPC費用等のコスト検証	VI-3
6.4.2	Debt/Equity	VI-3
6.4.3	出資者・出資比率	VI-3
6.5	事業コストの積算	VI-4
6.6	資金調達計画	VI-4
6.6.1	資金調達	VI-4
6.6.2	資金調達に関わる環境	VI-4
6.6.3	Export Credit Agency (“ECA”)の活用	VI-5
6.6.4	資金調達イメージ図	VI-6
6.6.5	ベトナム政府によるサポートの重要性	VI-7
6.7	調達パッケージの提案	VI-8
6.8	民間部分の財務分析	VI-8
6.8.1	財務分析の前提条件	VI-8
6.8.2	財務費用および便益	VI-9
6.8.3	財務分析	VI-10
6.8.4	感度分析	VI-12
6.9	事業全体の経済分析	VI-13
6.10	運用・効果指標の設定	VI-14
6.10.1	運用指標	VI-15
6.10.2	効果指標	VI-15
6.11	事業収入についての分析	VI-15
6.11.1	ベースケースにおける事業収入	VI-16
6.11.2	感度分析	VI-16
6.11.3	オフテーカー (EVN) の財務状況	VI-16
6.12	事業にかかる許認可取得状況/見込み	VI-17
6.12.1	用語の定義	VI-18
6.12.2	事業実施に必要な許認可リスト	VI-18
6.12.3	プロジェクト開発及び実施のプロセス	VI-20

6.13	事業実施スケジュールの検討.....	VI-23
6.14	事業実施・運営維持管理体制の検討.....	VI-23
6.14.1	事業実施体制.....	VI-23
6.14.2	運営維持・管理及びその体制.....	VI-25
6.15	事業実施機関（PVN）の財務状況の分析.....	VI-26
6.15.1	電源開発計画と電力需要と IPP/BOT の位置付け.....	VI-26
6.15.2	今後の予定されている発電プロジェクト.....	VI-27
6.15.3	PVN の財務状況.....	VI-27
6.15.4	PVN の投資計画.....	VI-28
6.16	PPP のリスク要因の分析及び想定される対策案.....	VI-29
6.16.1	発電事業上のリスク要因の分析.....	VI-29
6.16.2	プロジェクト実施上のリスク要因の分析.....	VI-32
6.16.3	想定される対応策.....	VI-33

第6章 PPP事業としての妥当性評価

6.1 本調査における妥当性分析の対象範囲

本調査は、ソンハウ1石炭火力発電所の建設と、発電事業の運営に必要な燃料搬入のための輸入炭中継ターミナルおよび送電線の整備を含めた、3つのコンポーネントからなるPPPプロジェクトの事業化を検討することを目的とするものである。発電設備は、ベトナム石油ガス公社（PVN: Vietnam Oil and Gas Corporation）と民間資金によるIPPが予定されており、送変電設備については、ベトナム電力公社（EVN: Vietnam Electricity Corporation）傘下の国営送電会社（NPT: National Power Company）、輸入炭中継ターミナルについてはベトナム政府に承認された国営企業が実施主体となることが予定されている。

発電事業部分を実施可能とするためには、他の2つのコンポーネントと連携・協調した事業化計画に基づいた、事業全体としての財務・経済分析による実施可能性の検討が不可欠である。しかしながら、現状では他の2つのコンポーネントについては発電事業部分に比して進捗が遅れていることから、全体の事業化計画の策定が困難な状況にある。

したがって、PPP事業としての妥当性については、今回の調査範囲に鑑み、発電事業部分のみの財務分析および経済分析を行うものとする。

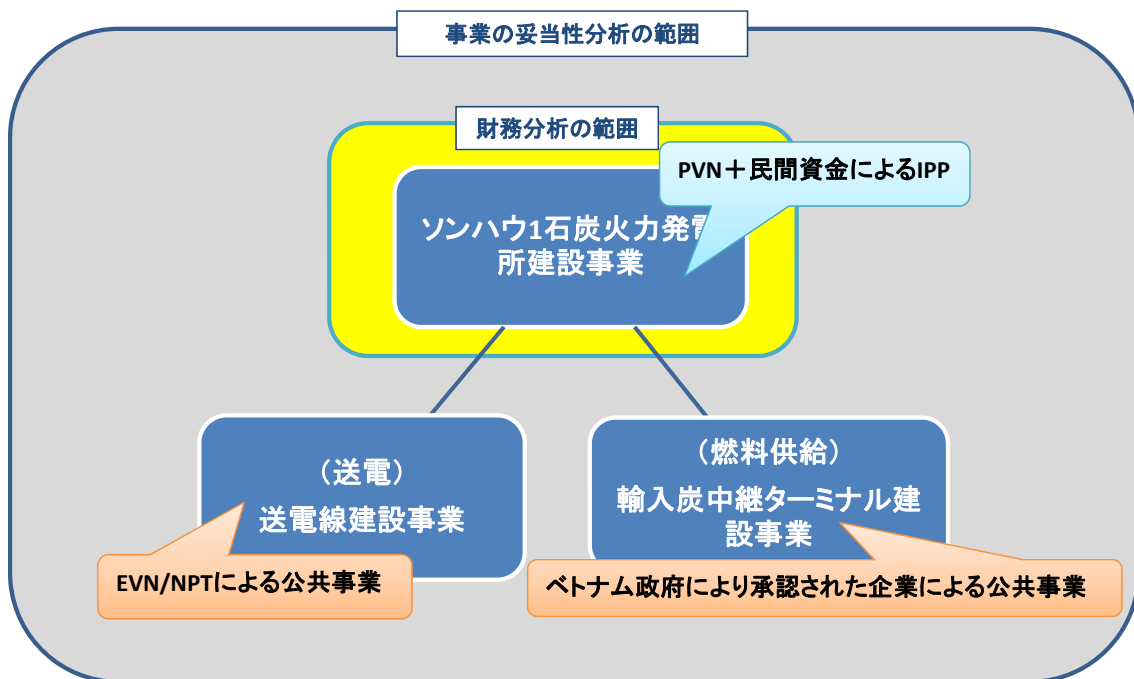


図 6.1.1. 本調査による妥当性の分析範囲

6.2 事業目的

ソンハウ1発電所の建設は以下の4つの意義を有する。

- ハウザン省、及びホーチミンを中心とするベトナム南部地域に安定的に電力を供給し国家電力網の安全性を高めると共に、送電線のロスを軽減して電力の質を向上させる。
- ベトナム政府が発表した第7次国家電力開発マスタープランと地域の経済プランに準じて社会に貢献する。
- 地域に新たな産業を誘致し、労働需要の喚起に貢献する。
- 長期的なビジネスとしてPVN及びその他の出資者に安定的な利益をもたらす。

6.3 官民の役割分担

6.3.1 ベトナムの国家体制と主要産業

ベトナムは社会主義国家であり、主要産業はベトナム政府によって直接管理・運営されている。このため主要産業の従業員は公務員である。

ソンハウ1発電所の主事業者であるPVN、関連の送変電網を建設・運営するNPT、輸入炭中継ターミナルのF/Sを主管しているベトナム石炭鉱山グループ(VCM: Vinacomin)は、全てベトナムを代表する国営企業である。この観点から見れば、発電所・送電線・輸入炭中継ターミナルの全てが「官」の事業である。

6.3.2 PPP事業としてのソンハウ1発電所とその関連事業の役割分担

ソンハウ1発電所が単一のプロジェクトとして長期的に利益を獲得することを目的として建設されるのに対し、送電線はこの発電所に必須な補助インフラとして建設され、輸入炭中継ターミナルはメコン川流域、及びベトナム南部に建設が予定されている輸入炭を燃料とする複数の石炭火力発電所群をサポートする目的で建設される。

また、ソンハウ1発電所は海外からの出資者を募ることが想定されているのに対し、NPTの送電線への外資の出資は想定されておらず、輸入炭中継ターミナルはベトナム国内の出資者・運営者でさえ確定していないのが現状である。

以上の理由により、ソンハウ1発電所は利益獲得を目的とする特別目的会社(SPC)によって建設・運営される「民」の事業であり、送電線と輸入炭中継ターミナルは公共性と補助性の強い「官」の事業という役割分担を持つと考えることができる。

6.4 民間事業の投資概要

民間事業と位置付けられるソンハウ1発電事業の投資概要について考察する。

6.4.1 EPC費用等のコスト検証

プロジェクトの規模や立地条件による差異はあるが、アジアに於ける大規模石炭火力発電事業では総事業費用（資本費用）に占める建設・資材調達費（EPC費用）は80%程度が一般的と言われている。

PECC3作成のF/Sにおけるプロジェクトコストに、想定される建中金利（US\$274mil）を加算するとUS\$1,761mil（＝資本費用）。EPC費用（US\$1,188mil）が当該資本費用に占める割合は約67.5%となる。即ち、PECC3作成F/Sでは建設・資材調達費（EPC費用）以外にかかる費用の比率が一般的な案件と比べて高い。

これらコストは管理費や予備費であり、努力次第では削減可能な数字と推測されるため、実際のプロジェクト履行までに詳細を詰める必要があると言える。

一方EPC費用は、上記管理費等と共に事業採算を左右する大事な項目であり、本件ではPECC3がUS\$1,188milと想定している。出力が1,200MWである事を鑑みると、コスト単価はUS\$990/kW。国にもよるが、この単価レベルは非常に安く、一般的に先進国では当該単価の1.5倍程度、発展途上国でもこのレベルを達成するのは容易ではない。しかしながら、PVNが現在取り進めている同様の複数案件もこのレベルを目標としている事から、このEPC費用は妥当と考えられる。

6.4.2 Debt/Equity

PECC3が作成したF/Sでは外貨建て借入れ資金は70%としている。つまりDebt/Equity = 70:30である。2011年7月にAESが主ディベロッパーとなってファイナンスクローズしたMong Duong 2石炭火力（620MW x 2）は75:20であり、他国の案件でも70:30若しくは80:20程度であることから、PECC3の仮定条件は一般的な範囲と言える。PVNはベトナムを代表する優良国営企業であり、この借入比率は銀行団との交渉次第では75% - 80%程度まで高められる可能性があると考えられる。

6.4.3 出資者・出資比率

本件では国外を含めた出資者を募ることが想定されており、各出資者はプロジェクトのEquity部分についてはコミットした出資比率に応じ、またプロジェクトの進捗に合わせてプロラタベースで遅滞なく資本金の払い込みを行う義務がある。

PVNは、本件の出資者として必ずしもメジャーシェアを確保することを想定しておらず、広く海外からの出資者を募る意向を持っている。但し、ソンハウ1火力発電事業規模の電力案件に対し、海外からの出資を獲得するためには、BOTスキームを組成することがキーポイントになると考える。

6.5 事業コストの積算

発電事業の設備コストについては、第4章において検討を行っている。詳細については第4章4.8を参照。

6.6 資金調達計画

6.6.1 資金調達

本件は総投資額が約20億ドルの大型案件であり、事業計画も25~30年の長期に渡る。このような事業の必要総投資額を全て出資者の投資で賄うことは、当該出資者のバランス・シートへの影響、リスクが巨大となり、私企業にて通常負担できる範疇を超えることなどを考慮すると、現実的ではないと考えられる。つまり、通常の民間発電事業で適用されている通り、複数企業（スポンサー・株主）が共同でプロジェクトの事業主体会社を設立し、この事業会社を借入人として資金を調達するプロジェクトファイナンススキームの導入可能性について検討される事が望ましい。

この手法は、返済原資を投資対象のプロジェクトに限定し、スポンサー・株主等企業の信用力や担保に依存しない為、ノン/リミテッド・リコース・ファイナンスともよばれる。従って、本事業化可能性調査においても、プロジェクトファイナンススキームによる資金調達を前提とする。

6.6.2 資金調達に関わる環境

本件においてプロジェクトファイナンスを調達するにあたり、考慮すべき環境を分析すると、主に以下があげられる。

- BIS規制により、プロジェクトファイナンスのスキーム自体が、銀行業界にとって好ましいものではなくなっている。
- 米州の銀行は概ねプロジェクトファイナンスには積極的ではない。
- 欧州の昨今の情勢（ギリシア情勢他）により、プロジェクトファイナンスに積極的であった仏系の銀行も、若干消極的になりつつある。
- 邦銀は健全な経営を保っており、プロジェクトファイナンスに取り組む余力を十分に保有している。
- ベトナム自身の財政基盤が危ぶまれており、ベトナムのカントリーリスクはそれなりに高いものと判断せざるを得ない状況。

上記より、以下制約があることとなる。

- ✓ プロジェクトファイナンスを提供する市中銀行の数自体が従来に比べ減っている。本邦の銀行は健在であるとは言え、必要とする資金全てを邦銀だけで埋めるには本件の規模が大きすぎる。また、ベトナムのカントリーリスクが高まっていることから、長

期の資金貸付が困難（もしくは枠に限られる）状況。従って、市中銀行だけでプロジェクトファイナンスを組成することを前提とした場合、量的確保がまず困難な状況となっている。

- ✓ ベトナムのカントリーリスク（例えば CDS 300bp 前後）より、純粹に貸付時のマージンを考慮するとマージンがいわゆるファイナンスのカテゴリーから外れるほど高くなる可能性が大きい。（通常では Mezzanine などの劣後ローンと同等のかなりリスクの高い商品扱いとなる。）つまり、マージンを高くすれば貸せるのではなく、“貸せない案件”のカテゴリーになると考える。

6.6.3 Export Credit Agency（“ECA”）の活用

上記 6.6.2 より、市中銀行だけによる資金調達には現状現実的には困難と結論付けたい。従って、ECA の参画が本件資金調達には不可欠な要素となる。日本企業が参画・開発する場合、JBIC や NEXI 等日本の ECA が供与する以下ファイナンスの組合せが、現実的且つ競争力あるオプションとして考えられる。

- JBIC の海外投資金融（“OIL”）
- NEXI の海外事業資金貸付保険
- 各国 ECA による輸出金融（“バイヤーズクレジット”）

輸出金融は基本的に OECD ガイドラインに基づき決定される為、本事業化可能性調査では、日本企業が投資を行う場合の OIL、及び日本企業が輸出を行う JBIC のバイヤーズクレジットを前提として検討する。OIL の概要、条件は次項表 6.6.3.1 の通り。

表 6.6.3.1 OIL 及びバイヤーズクレジットの条件比較

	JBIC投資金融	JBIC/バイヤーズクレジット
融資対象	日本企業が海外において開発するプロジェクト	日本で生産された設備の輸出、日本からの技術提供
融資条件	<ul style="list-style-type: none"> 日本企業によるプロジェクト会社への出資比率が貸出期間を通して20%以上 日本企業の事業への実質的な関与(O&M等) 	EPC契約における日本品、役務の実質的な関与
銀行団	JBICによる直接融資	60% - JBICによる直接融資 40% - NEXIの保険カバーに基づく市中銀行による融資
融資金額	Debtの60%が限度	<ul style="list-style-type: none"> 輸出契約金額、技術提供契約金額の範囲内で、頭金部分を除いた金額(85%) 融資割合の上限は6割
融資期間	最長期間の設定はなく、投下資本の回収期間等を勘案し決定。事業の収益性に応じた柔軟な返済スケジュールの設定が可能。	OECDガイドラインに基づき決定。(一般的に12年まで)
金利	円貨:原則各貸出時固定金利。 外貨:LIBORをベースとした変動金利。	成約時CIRRベース
メリット	長い償還期間、低金利	長い償還期間、低金利

尚、OIL の場合、JBIC が直接融資する金額の上限はあくまで 50-60%であり、残りは市中銀行から調達する必要がある。前述の通り、市中銀行による本件へのプロジェクトファイナンスは現環境下非常に厳しい為、市中銀行ポーションとなる 40-50%分についてはベトナム国非常危険を何らかの形でサポートする必要がある。

本件においては、JBIC による Extended Political Risk Guarantee もしくは NEXI による海外事業資金貸付保険を適用し、最低限非常危険をカバーすることによって、市中銀行の参画を促したい。

6.6.4 資金調達イメージ図

次頁図 6.6.4.1 に、一般的な発電事業の当事者と、プロジェクトファイナンスを含む関連契約を示す。

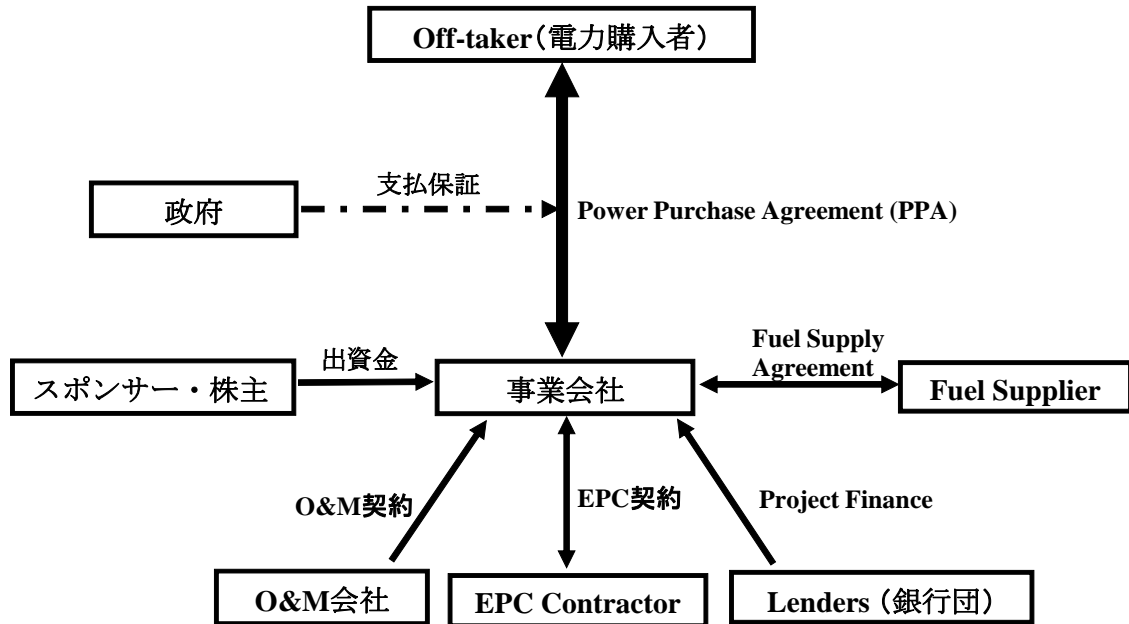


図 6.6.4.1 プロジェクトファイナンスをベースにした IPP 事業のストラクチャー例

融資契約が締結され、貸付が実施されるまでに要する書類上の手続きと時間軸については、本章 6.12 にて検証する。

6.6.5 ベトナム政府によるサポートの重要性

ファイナンス組成に向けて、レンダーによるプロジェクトのストラクチャー確認や、買電契約（” PPA ”）等各種プロジェクト関連書類のデューディリジェンスが実施されるが、その過程で債権保全（” セキュリティー・パッケージ ”）が如何に成されているかが重要確認事項となり、ベトナム政府の関与が極めて重要となる。

上記図 6.6.4.1、及び本章 6.14 の図 6.14.1 にて示した通り、BOT 契約においては、法律上、オフテーカー等ベトナム側当事者がプロジェクトの契約上責務を果たすことが出来ない場合、事業会社は政府保証に訴求する権利を有し、保証人としてベトナム政府は BOT 契約、PPA、燃料供給契約（” FSA ”）、水供給契約（” WSA ”）、土地貸借契約（” LLA ”）におけるベトナム側関係当事者の財政上のコミットを含む責務を保証している。

事業が長期に亘ることから、これらのベトナム政府による保証は極めて重要である。つまり、本件におけるプロジェクトリスクは、基本的にベトナム政府のカントリーリスクに集約し、その上で ECA によるカントリーリスクカバーを適用することで、初めてファイナンス組成が可能となる。ECA のフルサポートを資金調達面で実施することを踏まえ、ベト

ナム政府も自ら積極的に関与することを期待したい。

6.7 調達パッケージの提案

送変電設備に関する調達パッケージの提案は、今後ベトナム側が作成する F/S 結果を考慮して提案する。

6.8 民間部分の財務分析

ソンハウ 1 発電所事業に関する財務分析を行い、PPP 事業の妥当性を検討する。

6.8.1 財務分析の前提条件

本調査では、2011 年 3 月に作成された、PECC3 によるフィージビリティ調査の結果を参照して、ソンハウ 1 発電所建設プロジェクトの財務分析を行った。なお、建設価格や燃料価格等については、必要な見直し・感度分析を行っている。本調査での財務分析の前提条件は、以下の通りである。

表 6.8.1.1 財務分析の前提条件

項目	前提条件
a. 発電電力量	発電容量: 1,200MW 設備稼働率: 74.2% (6,500 時間) 年間発電電力量: 7,800GWh 所内消費量: 6.4% 販売可能電力量: 7,301GWh
b. 建設期間	54 ヶ月(2013 年着工) (1 号機 2017 年末完工、2018 年 6 月完工)
c. 事業期間	30 年
d. 資金調達	株主資本 : 30% 外貨建て借入金 : 70%
e. 借入条件	返済期間 : 10 年 金利 : 年 8%
f. 減価償却	12 年
g. 売電価格	0.0658USD/kWh
h. 燃料費	(石炭) 年間消費量 : 3.326 百万トン 単価 : 90 ドル/トン (石灰石) 年間消費量 : 7.6 万トン 単価 : 11 ドル/トン (石油) 年間消費量 : 6,000 トン 単価 929 ドル/トン

項目	前提条件
i. 物理的予備費	10%
j. 為替レート	1 USD = VND 20,658
h. 租税公課（付加価値税のみ）	外貨分：3% 内貨分：10%

6.8.2 財務費用および便益

(1) 財務費用

財務分析の対象となる、ソンハウ 1 発電所建設プロジェクトの財務費用は、大きく分けて発電所建設に係る資本費用と発電所の運営・維持管理に係る経常費用に分かれる。

【資本費用】資本費用は、全体で 1,761 百万ドルである。資本費用には、建設・機材調達費（EPC）、コンサルティング・サービス費、土地収用・補償費、物理的予備費および建中金利、租税公課（付加価値税）が含まれる。建設費の詳細については、4.8 参照。

表 6.8.2.1 資本費用の内訳

費目	金額（百万ドル）
■ 建設・機材調達費	1,188
■ コンサルティング・サービス費	25
■ 土地収用・補償費	64
■ その他管理費	44
■ 物理的予備費	112
■ 租税公課	5
■ 建中金利	274
合計	1,761

なお、PECC3 の F/S では建中金利はその他管理費に含まれていたが、建中金利は調達資金に係る費用として、別建てとするのが適切である。また、建中金利は、PECC3 の F/S では 118.6 億ドルと算出されているが、前年度にディスバースされた融資金額の金利についても半期分となっており、実際に発生する金利よりも過少となっている。

【経常費用】経常費用として、建設・機材費の 3.5%および燃料費が想定される。年間の経常費用は、347 百万ドルとする。経常費用の大きな比重を占めるのが燃料費である。

【発電単価】上記の資本費用および経常費用を合わせたソンハウ発電所の発電単価は、1kWh 当たり 0.0564 ドルと見込まれる。これは、現状の EVN の平均売電単価 1,242VND/kWh（およそ 0.06USD/kWh）を下回る水準である。

(2) 財務便益

財務分析の対象とすべき財務便益は、ソンハウ 1 発電所の運営による電力収入である。年間売電可能電力量を 7,301GWh とした場合、PECC3 が想定した売電価格 0.0658USD/kWh の場合、年間の電力収入は 480 百万ドルが見込まれる。

6.8.3 財務分析

表 6.8.1.1 の前提条件に基づいて、ソンハウ 1 発電所の財務分析の結果を表 6.8.3.1 に示す。

表 6.8.3.1 財務分析結果

Financial Internal Rate of Return (FIRR)						
(USD Million)						
Fiscal Year	Financial Cost (A)			Financial Benefit (B)	(B) - (A)	Net Profit After Tax
	Capital	O&M	Total Cost			
2012	66	0	66	0	-66	
2013	64	0	64	0	-64	
2014	245	0	245	0	-245	
2015	484	0	484	0	-484	
2016	582	0	582	0	-582	
2017	319	0	319	0	-319	
2018	0	260	260	360	100	-35
2019	0	347	347	480	133	9
2020	0	347	347	480	133	9
2021	0	347	347	480	133	9
2022	0	347	347	480	133	9
2023	0	347	347	480	133	9
2024	0	347	347	480	133	9
2025	0	347	347	480	133	9
2026	0	347	347	480	133	9
2027	0	347	347	480	133	9
2028	0	347	347	480	133	9
2029	0	347	347	480	133	9
2030	0	347	347	480	133	9
2031	0	347	347	480	133	120
2032	0	347	347	480	133	120
2033	0	347	347	480	133	100
2034	0	347	347	480	133	100
2035	0	347	347	480	133	100
2036	0	347	347	480	133	100
2037	0	347	347	480	133	100
2038	0	347	347	480	133	100
2039	0	347	347	480	133	100
2040	0	347	347	480	133	100
2041	0	347	347	480	133	100
2042	0	347	347	480	133	100
2043	0	347	347	480	133	100
2044	0	347	347	480	133	100
2045	0	347	347	480	133	100
2046	0	347	347	480	133	100
Total	1,761	9,985	11,746	13,811	2,065	1,708
FIRR	5.29%					
NPV	-483					
ROI	217%					
ROE	379%					

(1) 財務的内部収益率 (FIRR: Financial Internal Rate of Return)

投資効果を評価するために使われる指標の 1 つで、一定の投資期間を通じた投資額の現在

価値の累計と、(将来的な) 収益額の現在価値の累計が等しくなる利率(割引率)である。一般に、IRRが資金調達コストを上回った場合に、投資効果が得られると判断される。

表 6.8.1.1 の前提条件に基づいて、ソンハウ1発電所建設プロジェクトのFIRRを算出すると、5.29%となる。これは、資金調達コスト(WACC:Weighted Average Capital Cost) 7.8%を下回る水準であり、投資効果は低いと判断される。WACCの算出式は以下の通り。

$$\text{WACC}(\%) = D/(E+D) \times r_D \times (1-T) + E/(E+D) \times r_E$$

D: 借入金総額

E: 株主資本総額

r_D: 借入金利(8%)

r_E: 株主資本コスト(12%)

T: ベトナムの税率(25%)

資金コストを上回るFIRRを確保するためには、財務費用を低減させる、あるいは財務便益を増加させる必要がある。例えば、売電価格を0.0723USD/kWhに引き上げた場合、FIRRは7.85%と資金調達コストを上回る水準となる。

(2) 純現在価値(NPV: Net Present Value)

NPVは、将来のキャッシュ・インフロー(現金流入)の現在価値から、投資であるキャッシュ・アウトフロー(現金流出)の現在価値を差し引いた正味金額であり、事業投資の採算性を示す指標の一つである。

表 6.8.1.1 の前提条件に基づいて算出されたNPVはマイナス483であり、NPVで見た場合のソンハウ1発電所建設プロジェクトの投資採算性はマイナスである。

(3) 投資利益率(ROI: Return on Investment)

投下した資本がどれだけ利益を生んでいるのかを測る際に使われる基本的な指標であり、事業における投下資本の運用効率を示す。ROIは大きいほど収益性に優れた投資案件といえる。ROIの算出式は以下の通り。

$$\text{ROI}(\%) = \text{利益} / \text{投資額} \times 100$$

表 6.8.1.1 の前提条件により算出されたROIは217%で、投下資本に対する収益は約2倍程度が期待される。

(4) 株主資本利益率(ROE: Return on Equity)

事業が調達したエクイティ(株主資本)をどれだけ効率的に使っているかを示す指標である。投資家にとって、投資対象である事業の収益力あるいは投資資金の運用効率を示す指標であり、下記の算出式が用いられる。

$$\text{ROE (\%)} = \text{純利益 (税引き後)} / \text{株主資本額} \times 100$$

本事業に投下される株主資本額を 451 百万ドルと想定した場合¹、ROE は 379%であり、株主資本に対する一定の事業の収益力が見込まれる。

6.8.4 感度分析

建設資材の値上がりや燃料価格の上昇がみられることから、本事業への財務的影響について検証を行った。

(1) 建設・機材調達費の上昇

財務分析上の他の基本条件が不変で、建設・機材調達費が上昇した場合の FIRR への影響は、以下の通りである。

表 6.8.4.1 建設・機材調達費の上昇による FIRR への影響

上昇率	資本費用	FIRR
5%	1,844.5 百万ドル	4.93%
10%	1,928 百万ドル	4.60%
15%	2,012 百万ドル	4.28%
20%	2,096 百万ドル	3.98%

建設・機材調達費が 5%上昇すると、資本費用は 1,844 百万ドルとなり、FIRR は 4.93%に低下する。20%上昇した場合には、資本費用は 2,096 百万ドルとなり、FIRR は 3.98%とベースケースに比して 1.3 ポイント低下する。

(2) 輸入石炭価格の値上がり

国際市場における石炭価格の上昇とプロジェクトサイトまでの輸送コストを勘案すると、PECC3 で想定した 90 ドル/トンを上回ることが想定される。財務分析上の他の基礎条件が不変であるとして、石炭価格が上昇した場合の FIRR の変化は以下の通りである。

表 6.8.4.2 輸入石炭価格の上昇による FIRR への影響

上昇率	輸入石炭価格	FIRR
10%	99 ドル/トン	3.39%
20%	108 ドル/トン	1.09%
30%	117 ドル/トン	-1.97%
40%	126 ドル/トン	-7.60%

¹ PECC3 の F/S レポートによる。建中金利を除く資本投資額 1,487 百万ドルの 30%に相当。

輸入石炭価格が 10%値上がりし、トン当たり 99 ドルとなった場合で FIRR は 3.39%に低下する。2012 年 1 月現在の石炭価格の水準²および輸送費を考慮した場合、燃料費は 120 ドル以上になるものと想定されるが、20%値上がりし、108 ドルとなった段階で、FIRR は 1.09%となり、30%の値上がりでは、FIRR はマイナス 1.97%である。燃料価格が本事業の採算性に大きく影響することから、低コストの燃料調達を検討することが必要である。

6.9 事業全体の経済分析

送変電設備および輸入石炭中継ターミナルの案件形成が進んでいないため、事業全体に係る経済分析は行えないものの、発電事業部分に関する経済分析を行い、経済的効果の測定を行う。

(1) 経済費用

経済的費用は、ソンハウ 1 発電所建設事業の財務分析に用いた資本費用および経常費用とするが、租税公課は含めない。

(2) 経済便益

経済的便益は、プロジェクトが実施されなかった場合と比較して、プロジェクトが実施された場合に生じる正の便益と定義される。一般的に「最少費用代替法」が用いられる。最少費用代替法では、ソンハウ 1 発電所建設プロジェクトが行われなかった場合、小規模のディーゼル発電により代替されると仮定し、ソンハウ 1 発電所建設プロジェクトとディーゼル発電の費用の差を経済便益とする。ディーゼル発電の発電コストを 0.1USD/kWh とすると、年間の経済便益は 730 百万ドルと想定される。

(3) 経済的内部収益率 (EIRR:Economic Internal Rate of Return)

上記の仮定に基づき、EIRR の算出をしたところ、次頁の表 6.9.1 に示す通り 16.0%であった。ベトナム南部では急激に拡大する電力需要に対し、供給がひっ迫していることから、大規模発電所の建設により電力供給能力を拡大することは、一定の経済的効果を生み出すものと期待される。

² FOB スポットベースで、インドネシア産石炭が約 95 ドル/トン、オーストラリア産石炭が約 116 ドル/トンで推移している。

表 6.9.1 経済分析の結果

Economic Internal Rate of Return (EIRR)

(USD Million)

Fiscal Year	Economic Cost (A)			Financial Benefit (B)	(B) - (A)
	Capital	O&M	Total Cost		
2012	66	0	66	0	-66
2013	64	0	64	0	-64
2014	245	0	245	0	-245
2015	484	0	484	0	-484
2016	582	0	582	0	-582
2017	319	0	319	0	-319
2018	0	260	260	548	287
2019	0	347	347	730	383
2020	0	347	347	730	383
2021	0	347	347	730	383
2022	0	347	347	730	383
2023	0	347	347	730	383
2024	0	347	347	730	383
2025	0	347	347	730	383
2026	0	347	347	730	383
2027	0	347	347	730	383
2028	0	347	347	730	383
2029	0	347	347	730	383
2030	0	347	347	730	383
2031	0	347	347	730	383
2032	0	347	347	730	383
2033	0	347	347	730	383
2034	0	347	347	730	383
2035	0	347	347	730	383
2036	0	347	347	730	383
2037	0	347	347	730	383
2038	0	347	347	730	383
2039	0	347	347	730	383
2040	0	347	347	730	383
2041	0	347	347	730	383
2042	0	347	347	730	383
2043	0	347	347	730	383
2044	0	347	347	730	383
2045	0	347	347	730	383
2046	0	347	347	730	383
Total	1,761	9,985	11,746	20,990	9,244
EIRR	16.0%				

6.10 運用・効果指標の設定

ソンハウ 1 発電所建設事業の運営・維持管理状況および事業効果を測定するため、運用・効果指標として、以下の指標の設定を提案する。なお、目標値については本事業の運営維持管理計画に鑑み、関係者間で協議のうえ、適切な値に設定することが望ましい。

6.10.1 運用指標

運用指標は、当該事業の運営・維持管理状況を検証するものである。石炭火力発電所の運用指標としては、以下の指標が想定される。

表 6.10.1.1 運用指標

運用指標	定義	目的
最大出力 (Maxium Output) (MW)	—	性能維持状況の確認
設備利用率 (Plant Factor) (%)	$= \text{年間発電量} / (\text{定格出力} \times \text{年間運転時間数}) \times 100$	当初運用計画の妥当性の確認 (ベース負荷運用と仮定)
所内利用率 (Auxiliary Rate) (%)	$= (\text{年間所内消費電力量} / \text{発電端発電量}) \times 100$	性能維持状況の確認
発電端熱効率 (Gross Thermal Efficiency) (%)	$= (\text{年間発電端発電量} \times 860) / (\text{年間燃料消費量} \times \text{燃料発熱量}) \times 100$	性能維持状況、省エネ水準の確認 (1kWh=860kcal)
原因別停止時間 (Outage Hours by Cause) (時間)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 人為ミス ・ 機械故障 ・ 計画停止 	発電所の運用・維持管理状況の確認
原因別停止回数 (Outage times by Cause) (回数)	同上	発電所の運用

6.10.2 効果指標

効果指標は、建設されたソンハウ 1 発電所の稼働によって得られる事業効果を測定するための指標である。想定される効果指標は以下の通り。

表 6.10.2.1 効果指標

効果指標	定義	目的
年間送電端発電量 (年間)	-	想定していた発電量の産出状況の確認

6.11 事業収入についての分析

ソンハウ 1 発電所により発電された電力については、EVN およびベトナム政府が全量買取保証し、かつ、燃料価格（輸入石炭価格）にリンクした売電価格が設定されることを前提として、事業収入の分析を行う。

6.11.1 ベースケースにおける事業収入

PECC3 の F/S 報告書では、年間稼働時間を 6,500 時間、設備利用率にして 74.2%、所内使用率 6.4%で、販売電力量を 7,301GWh と想定している。その場合、電力料金を 0.0658USD/kWh とすると、6.8 財務分析でみたとおり、年間の電力収入は 480 百万ドル、30 年間の総事業収入は、13,811 百万ドル³に上る。

6.11.2 感度分析

電力料金の変動により、事業収入は影響を受けることから、それぞれが変化した場合の年間電力収入および事業の採算性（FIRR）の変化について検証した。

財務分析のベースケースでは、PECC3 の売電価格に基づいて財務指標を算出したが、ここでは、他の財務分析上の条件を一定として、売電価格の変化による年間電力収入および事業採算性（FIRR）への影響を検証した。（表 6.11.2.1）

表 6.11.2.1 売電価格の上昇による FIRR への影響

上昇率	売電価格	年間電力収入	FIRR
5%	0.0691USD/kWh	504 百万ドル	6.64%
10%	0.0724USD/kWh	528 百万ドル	7.88%
15%	0.0757USD/kWh	552 百万ドル	9.03%

売電価格を 15%引き上げ、1kWh あたり 0.0757 ドルにすると、FIRR は 9.03 %とベースケースに比して 3 ポイント以上上回り、資金コストを上回る水準となる。

売電価格の引上げは本事業の財務的採算性の向上への影響は大きいですが、オフテーカーとなる EVN の電力料金が採算レベルを下回る水準に設定されている現状を勘案すると、あまりに高い水準での売電価格の設定は難しいことが予想される。したがって、財務的採算性の確保には、燃料費も勘案したうえで、売電量と売電価格の双方を適正なレベルに調整することが求められる。

6.11.3 オフテーカー（EVN）の財務状況

EVN は、ベトナムの電力セクターを担う国営電力企業グループである。発電、送電、配電事業の他、通信、機械などの事業も手掛けている。

EVN の電力事業を含む総売上高は、2010 年 96,944 十億 VND（約 51 億ドル）である。このう

³ 1 年目の操業は、2 号機の稼働が半年間となるため、1 号機および 2 号機がフル稼働した場合の年間電力収入の 75%にあたる 360 百万ドルとなる。

ち、電力収入が 90,910 十億 VND (約 48 億ドル) と 90%以上を占めている。電力収入は、拡大する電力需要を背景に拡大しており、2010 年には電力料金の値上げもあり、前年比 25% 増となった。なお、EVN が供給する電力のうち、およそ 3 割が IPP/BOT からの電力購入によるものである。

石炭価格の上昇など燃料費の高騰により、発電コストが拡大していることを背景に、2010 年に売上原価が前年比 39%増と急拡大し、粗利益は 2009 年 12,482 十億 VND (約 6.96 億ドル) から、2010 年 4,657 十億 VND (約 2.46 億ドル) と 6 割以上の減となった。

電力料金のレベルが低い水準に設定されていることから、管理費や金融コスト等をカバーできず、税引き前損失は赤字を計上していたが、2010 年は赤字額が大幅に拡大し、14,292 十億 VND (約 7.55 億ドル) と前年の 13.5 倍に膨らんだ。

表 6.11.3.1 EVN の財務状況

	2008年		2009年		2010年	
	10億ドン	百万ドル	10億ドン	百万ドル	10億ドン	百万ドル
売上高	63,732	3,754.02	78,975	4,401.93	96,944	5,120.64
電力収入	57,469	3,385.11	72,726	4,053.62	90,910	4,801.92
売上原価	-54,592	-3,215.64	-66,493	-3,706.20	-92,287	-4,874.66
売上粗利益	9,139	538.32	12,481	695.67	4,657	245.99
販売費および一般管理費	-5,283	-311.19	-6,607	-368.26	-7,320	-386.65
その他営業収入	1,277	75.22	1,342	74.80	762	40.25
その他営業費用	-10,592	-623.90	-6,173	-344.07	-8,101	-427.90
営業外収入 (投資収入)	1,569	92.42	1,356	75.58	1,776	93.81
営業外費用 (金融費用)	-3,047	-179.48	-3,457	-192.69	-6,065	-320.36
税引き前損失	-6,937	-408.61	-1,057	-58.92	-14,292	-754.91

(出所) EVN, "Audited Consolidated Financial Statements: For the year ended 31 December 2009"

(注) 為替レートは以下の通り。(IMF, "International Financial Statistics Yearbook 2011"の期中平均レートによる)

2008年 : 1 ドル = 16,977VND、2009年 : 1 ドル = 17,941VND、2010年 : 1 ドル = 18,932VND

現在、ベトナム政府によって電力価格の自由化を含む、電力セクターの改革が進められており、電力事業の採算性の向上が図られているが、燃料である石炭価格が上昇する中、電力料金は引き上げられたものの、燃料費の上昇分を吸収できる水準ではなく、EVN の財務状況は厳しくなっている。そのため、今年に入って EVN は自社発電所に比べて割高な IPP からの買電量を減らしていることが報道されている。他方、割高ではあるものの、違約金条項があるため中国資金により BOT 方式で建設された火力発電所からの買電は契約通り行っている。EVN としては自社発電所による発電電力量の割合を引き上げたい方針を示している。

6.12 事業にかかる許認可取得状況/見込み

ベトナムにおいて事業を推進・実施する上で、事業権の付与から実際の運営に至るまでの

間に取得が必要となる許認可について以下にリストアップすると共に、取得の時期について開発・推進プロセスと共に示す。

6.12.1 用語の定義

本項で使用する各用語の定義については、以下表 6.12.1.1 の通り。

表 6.12.1.1 用語の定義

Project Company	=	The Project company which implements the Project (プロジェクト会社)
BOT Contract	=	The BOT contract relating to the Project (BOT 契約)
EVN	=	Vietnam Electricity (ベトナム電力公社)
EIA	=	Environmental Impact Assessment (環境影響評価)
Investment Certificate	=	The Investment Certificate for the Project (投資ライセンス)
Investment Report	=	The Investment Report relating to the Project (投資報告書)
IPR	=	Investment Project Report (Feasibility Study Report、事業化調査)
GGU	=	Government Guarantees and Undertakings Agreement (政府保証)
MOC	=	Ministry of Construction (建設省)
MOF	=	Ministry of Finance (財務省)
MOIT	=	Ministry of Industry and Trade (商工省)
MONRE	=	Ministry of Natural Resources and Environment (天然資源環境省)
MPI	=	Ministry of Planning and Investment (計画投資省)
PM	=	The Prime Minister (首相)
PPA	=	Power Purchase Agreement (買電契約)
SBV	=	State Bank of Vietnam (ベトナム国家銀行)

6.12.2 事業実施に必要な許認可リスト

発電事業を実施する上で必要な許認可と関係法令について、事業実施スケジュールの進捗ステージに応じて、以下表 6.12.2.1 の通り分類する。

表 6.12.2.1 発電事業を実施する上で必要な許認可リスト

	事項	適用される法律/法令 /決議又は所轄官庁
I.	IPR 準備段階で必要な許認可	
1.	MOIT による IPR 承認	-
II.	IPR 承認後、投資ライセンス発行までに申請が必要な許認可	
2.	政府承認発行に対する首相承認	Decree 78 ⁴
3.	BOT 契約やその他 Project documents に対する首相承認	Decree 62 ⁵
4.	MONRE による EIA 承認	Decree 80 ⁶
5.	MPI への Investment Certificate の申請と発行	Decree 78 & Decree 108 ⁷
III.	Investment Certificate 発行後、申請が必要な許認可	
6.	ベトナム国以外の会計基準を適用する際の修正・補足に関する MOF 承認	Circular 122 ⁸
7.	外国人労働許可証	Decree 34 ⁹
IV.	着工までに必要な許認可	
8.	用地取得	Decree 181 ¹⁰
9.	プロジェクトの基本設計に対する変更についての MOIT 承認	Decree 78
10.	防火・消火設計に関する州警察の評価証明	Decree 35 ¹¹
11.	プロジェクト会社が雇用する外国契約者に対する MOC の建設契約許可	Decision 87 ¹² and Decree 58 ¹³
12.	建設許可	Decree 12 ¹⁴

⁴ Decree 78 of the Government dated May 11, 2007 on investment projects in the forms of BOT, BTO or BT contracts

⁵ Decree 62 of the Government dated August 15, 1998

⁶ Decree 80 of the Government dated August 9, 2006 implementing the Law on Environmental Protection

⁷ Decree 108 of the Government dated September 22, 2006 implementing the Investment Law

⁸ Circular 122 of the MOF dated December 22, 2004 providing the implementation of accounting and auditing regimes by Vietnam-based enterprises and organizations with foreign capital

⁹ Decree 34 of the Government dated March 25, 2008 on employment and management of foreigners working in Vietnam.

¹⁰ Decree 181 of the Government dated October 29, 2004 implementing the Land Law

¹¹ Decree 35 of the Government dated April 4, 2003 on fire prevention and extinguishment

¹² Decision 87 of the Prime Minister dated May 19, 2004 issuing the regulations on management of activities of foreign contractors in the construction sector in Vietnam

¹³ Decree 58 of the Government dated May 5, 2008 on tendering

¹⁴ Decree 12 of the Government dated February 12, 2009 on management of construction investment projects

	事項	適用される法律/法令 /決議又は所轄官庁
V.	商業運転開始までに必要な許認可	
13.	MONRE、もしくは州人民委員会による水使用許可	Law on Water Resources of the National Assembly dated May 20, 1998 and Decree 149 ¹⁵
14.	建設工事の所有権証明	Decree 95 ¹⁶
15.	発電業者ライセンス	Decision 32 ¹⁷
VI.	ファイナンスクローズまでに必要な許認可	
16.	MOITによるプロジェクト資産によって生み出された利益についての保証。但し、その保証についてBOT契約には織り込まれず、別途認可がされていない場合のみ（通常は保証されていない）	Decree 78
17.	外国融資に関するSBVの登録証明	Decree 134 ¹⁸
18.	プロジェクトに関わる資産、土地、収益、権利、その他担保契約に規定される資産の登録・証明	Decree 163 ¹⁹

6.12.3 プロジェクト開発及び実施のプロセス

ソンハウ1発電事業については、既にベトナム政府よりPVNに対し事業権が付与されており、local IPPベースでプロジェクトが進捗、現在IPRの承認までプロセスが完了している。外国企業が本プロジェクトに共同参画するには、本章6.6項で述べたように、法律上ベトナム政府による保証が確保されているBOTスキームである事が現実的である為、ソンハウ1発電事業についても、BOTスキームで開発・推進する場合を想定し、6.12.2項で洗い出した許認可類の取得に要する時間と共に策定したスケジュールが、表6.12.3.1である。比較参考用として、現在ベトナムで進行中の他BOT発電プロジェクトにおいてMOITが定めているスケジュールも表6.12.3.2に示す。

¹⁵ Decree 149 of the Government dated July 27, 2004 implementing the Law on Water Resources

¹⁶ Decree 95 of the Government dated July 15, 2005 on issuance of house ownership certificate and construction work ownership certificate

¹⁷ Decision 32 of the MOIT dated September 6, 2006 on electricity licences

¹⁸ Decree 134 dated November 1, 2005 on management of foreign loans

¹⁹ Decree 163 of the Government dated December 29, 2006 on secured transactions

表 6.12.3.1 ソンハウ1 発電事業を BOT スキームで開発・推進する場合のスケジュール

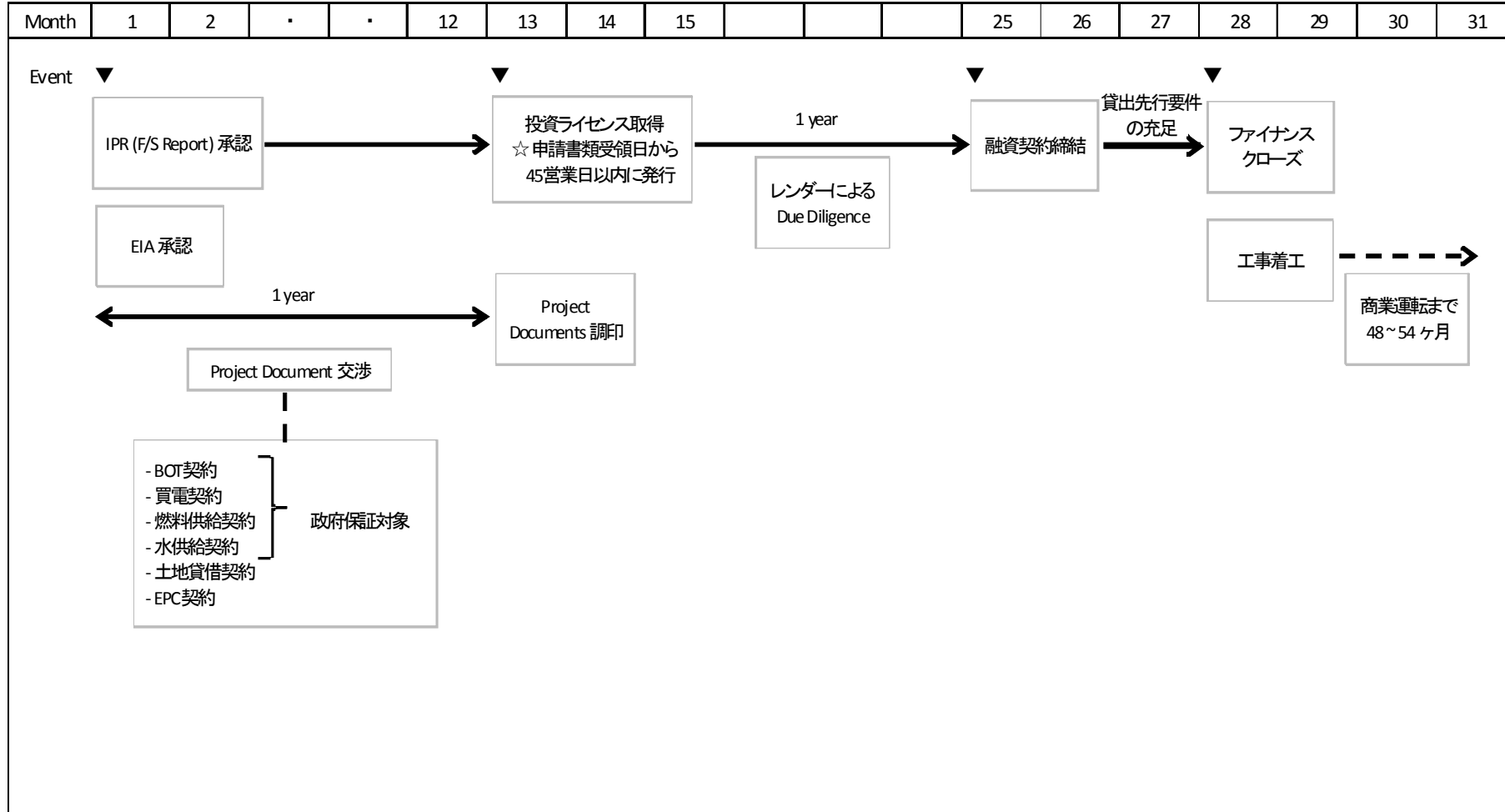
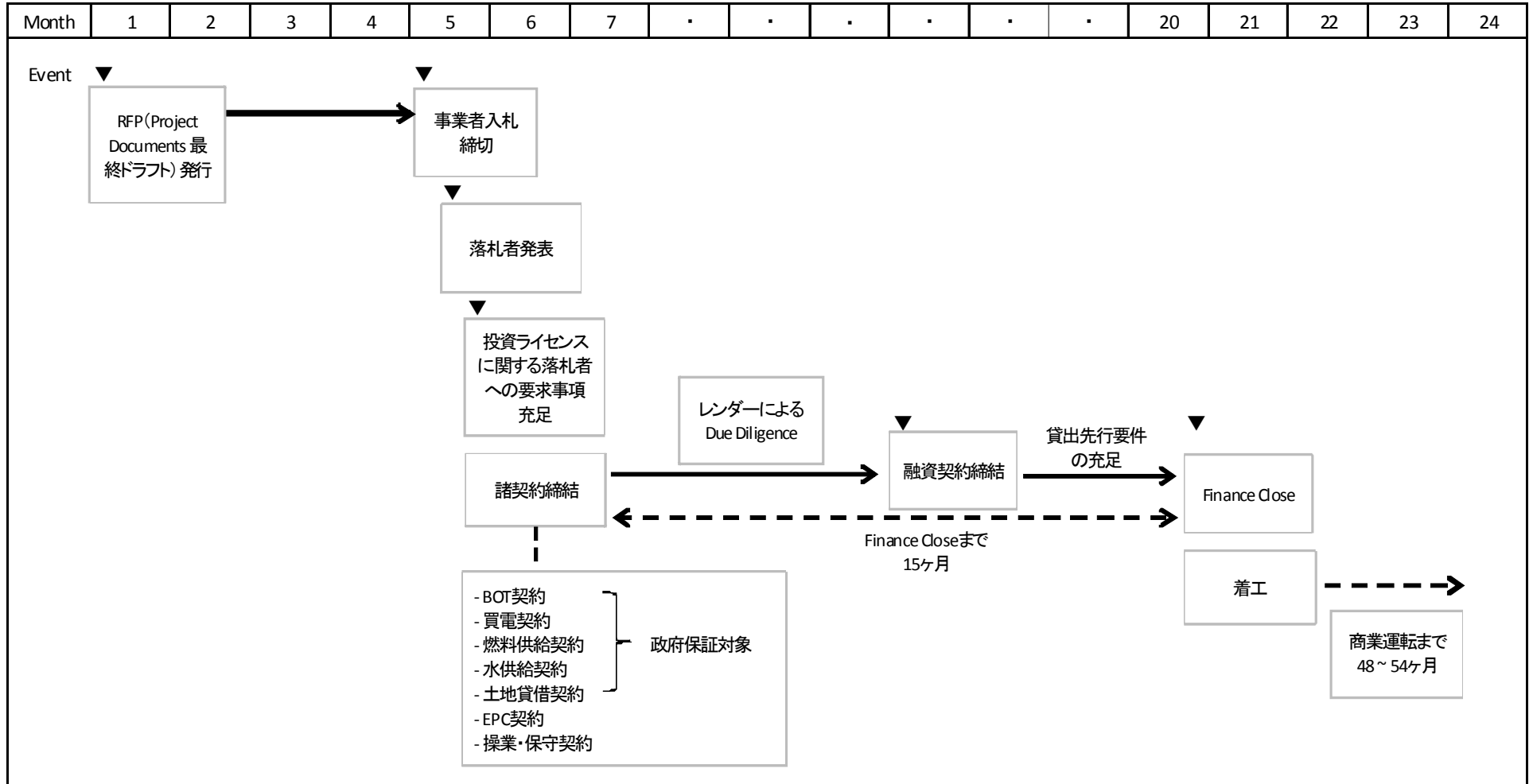


表 6.12.3.2 ベトナムで現在進行中の他 BOT 発電プロジェクトスケジュール



上記からもわかるように、BOT スキームにおいては、PPA 交渉等に時間が掛かり、BOT 契約を含む諸契約を締結するまでに少なくとも 1 年、案件によっては数年要しているケースもあり、融資契約を経て、工事が着工するまでに 2 年以上掛かっているのが実状である。その為、ソンハウ1 発電事業を BOT スキームで推進した場合、PVN の想定する商業運転開始時期に一致させる事は難しい。

一方、local IPP ベースで推進した場合、BOT スキームのような時間軸を必要とはしないものの、先に述べたベトナム政府による諸契約への保証が無い事から、ファイナンス調達の観点からも外国企業の参画は難しいと考えられる。

6.13 事業実施スケジュールの検討

発電建設事業の建設行程については、第 4 章 4.7 を参照。

6.14 事業実施・運営維持管理体制の検討

6.14.1 事業実施体制

ソンハウ1 発電所に外国企業が出資、もしくは海外の銀行が融資して、案件が機能的に建設・運営・維持管理されるためのプロジェクトスキームを BOT と B00 のケースを想定してそれぞれ図 6.14.1.1、図 6.14.1.2 に示す。

図 6.14.1.1 BOT スキーム

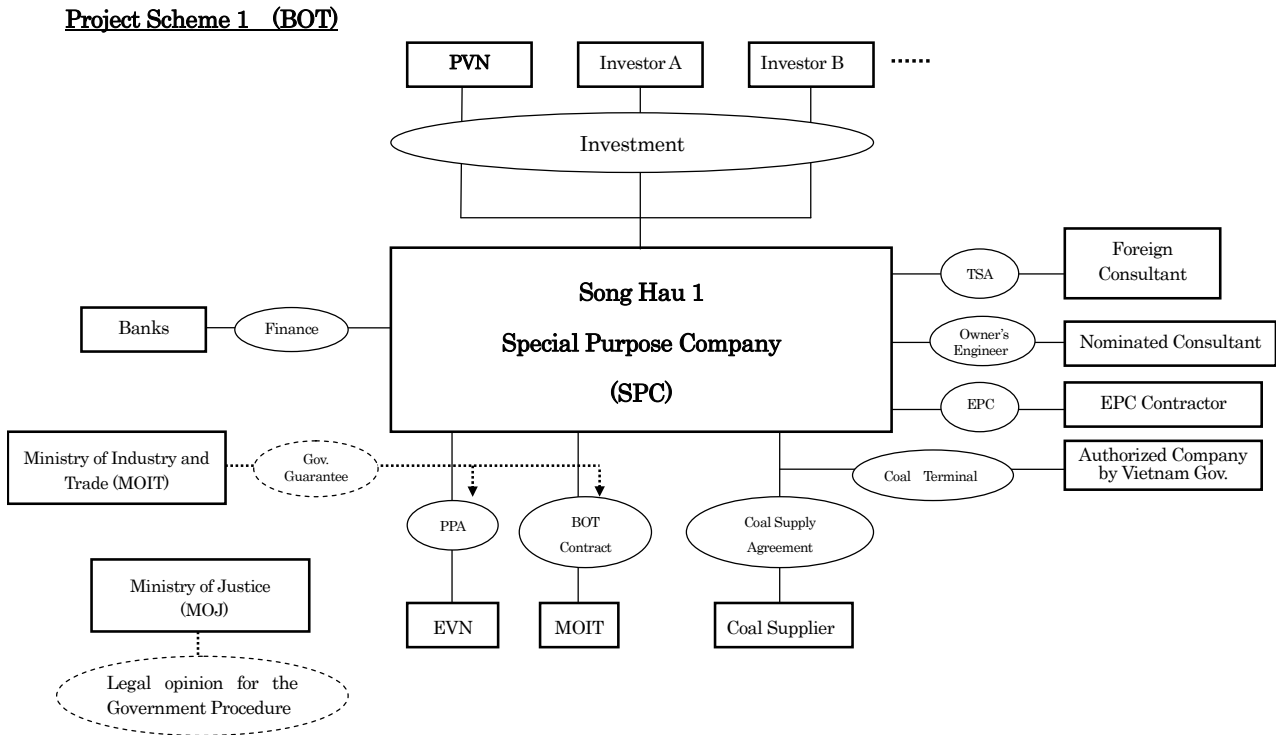
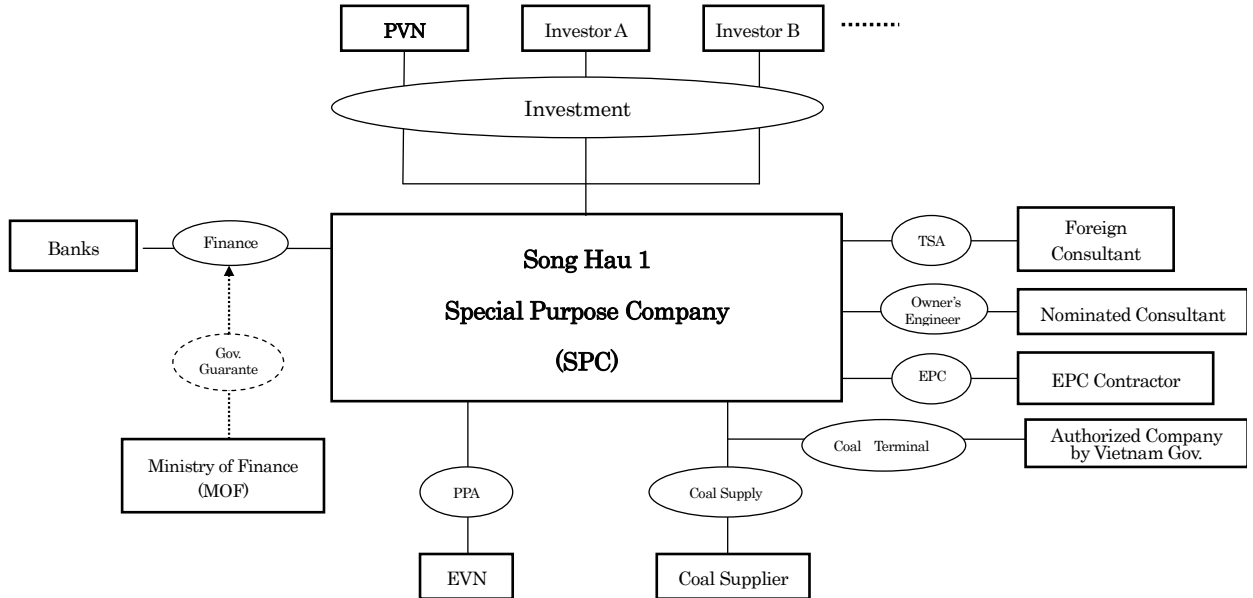


図 6.14.1.2 BOO スキーム

Project Scheme 2 (BOO)



発電所の事業運営・維持管理は PVN とその他の出資者が共同で設立する特別目的会社 (Special Purpose Company=SPC) が主体となって実施することを前提とする。プロジェクトコストの 70%~80%については銀行団からのプロジェクト融資を獲得することが必要であり、海外の銀行からの融資を獲得する為には、ベトナム政府が保証・サポートすることが前提となる。

ベトナム政府に期待される案件へのサポートは以下通りである。

➤ BOT スキーム

- －買電契約 (PPA) に基づく支払いを保証 (MOIT)
- －契約履行に際し、ベトナム政府の許認可取得のサポートを保証 (MOIT)
- －事業利益の兌換及び海外送金の保証 (MOIT)
- －ベトナムの BOT スキームに係る法令・手続を肯定する法的見解を提示 (MOJ)

➤ BOO スキーム

- －海外の銀行団からの融資に対する支払い保証 (MOF)

EPC コントラクターは未定であるが、PVN はボイラー・蒸気タービン・発電機などの主要機器については海外実績の多い一流メーカー品 (いわゆる G7 品)、或いは G7 による保証の付いた主機を採用する意向が強い。

発電所の建設に際しては、実績のある海外のコンサルタントを Technical Advisor (TA) として起用することによって、発電設備の品質管理と納期管理を行い、信頼性の高い発電所

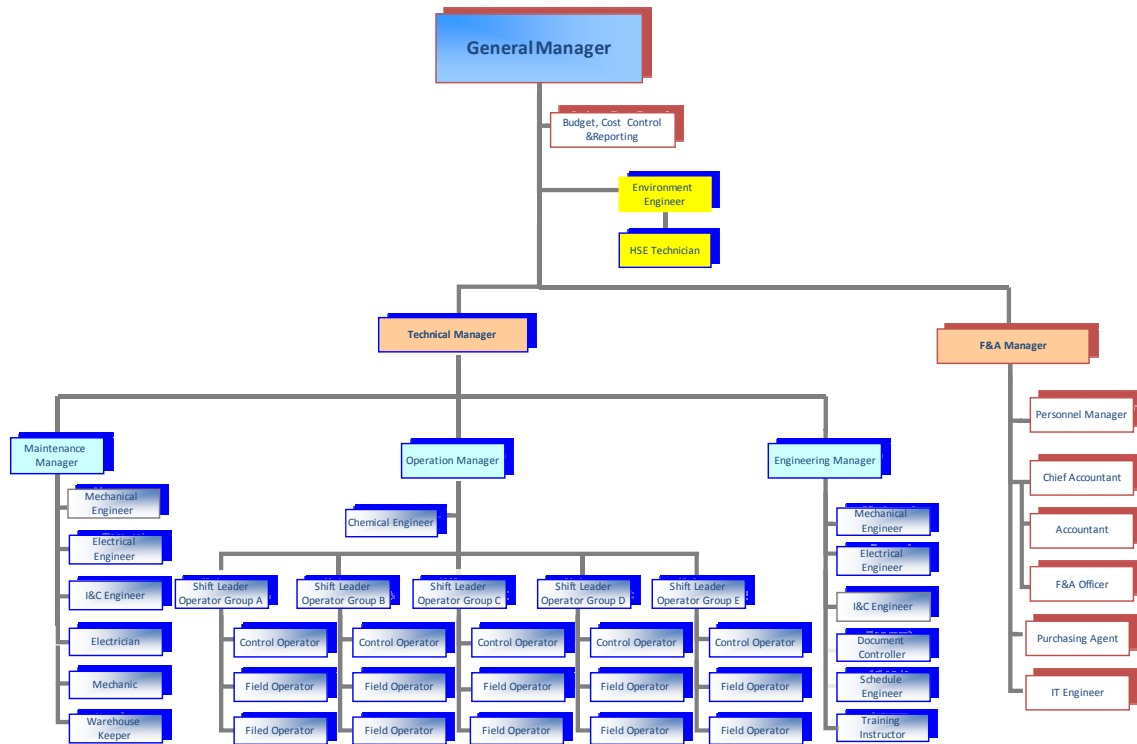
をタイムリーに立ち上げることが望ましい。

6.14.2 運営維持・管理及びその体制

発電所の運転保守（O&M）についてはSPCが直接行うケースと、経験のあるO&M業者に委託するケースが考えられる。仮に経験豊富なユーティリティーの出資が得られれば、O&Mへの直接参加やTechnical Advisorとして起用することも考えられる。

本発電所は、ベトナムではまだ一般的に普及していない超臨界石炭火力発電所であり、特有の保守項目等もある事から、それに対応した以下の図6.14.2.1のような保守体制が望まれる。

図 6.14.2.1 O&M 体制に関する組織図



燃料となる石炭については、プロジェクト期間をカバーする長期石炭輸入契約を締結することが必要である。石炭の供給者・供給元は未定であるが、PVNは石炭を取り扱うPVCoal社を傘下に設立しており、ここが輸入窓口となって供給する可能性が高いと思われる。

燃料供給に関しては、石炭をサイトまで輸送する為のハウ川の喫水が浅く、現状では3,000DWT超の船舶の常時航行は不可能である為、豪州やインドネシアから輸入された石炭は、新設予定の輸入炭中継ターミナルに於いてバージ船に積み替えた上で、サイトまで二次輸送する必要がある。この為、輸入炭中継ターミナルの長期使用が確保されることが本件では必須条件となる。

6.15 事業実施機関（PVN）の財務状況の分析

6.15.1 電源開発計画と電力需要と IPP/BOT の位置付け

ベトナム政府は電源開発マスタープラン（PDP）を5年毎に作成、公表している。2006年～2015年の第6次PDPは、2007年7月に首相承認を受け、第7次PDPは2011年7月に首相承認を受けた。PDP6では、2010年までに新たに4,969MWの電源開発が予定されていたが、2009年までの実際の新規電源開発は1,879MWに留まった。2010中も2,272MWの増加に留まり、計画実行率は45.8%の見通しであった。

PDP6の計画進捗率が低い原因として、以下の要因が上げられる。

- ▶ リーマンショックによる IPP/BOT プロジェクトオーナーの資金不足による工事延期
- ▶ 入札手続きや工期管理の経験不足による工期の長期化
- ▶ 石炭輸入のための港湾整備の遅れ
- ▶ 住民移転に伴う補償金支払い作業の長期化による建設予定地の土地収用の遅れ

こうした問題は、IPP/BOT 案件数の増加や水力以外の電源開発の多様化に伴い、拡大している。

表 6.15.1.1 PDP6 の実施状況

	2006	2007	2008	2009	2010*
発電容量計画値(MW)	861	2,096	3,271	3,393	4,960
設備容量実績値(MW)	756	1,279	2,251	1,879	2,272
計画実施率 (%)	87.8%	61.9%	68.8%	55.4%	45.8%

(出所) JETRO 「ベトナム電力調査 2010」 2010年12月4ページ表1

(注) 2010年のデータは推定値。

2009年末時点でのベトナムにおける発電設備容量は、17,652MWであった。稼働中の発電所における大幅な稼働率低下は見られなかったものの、南部地域では停電が頻発した。現在の設備容量では電力需要を賄えておらず、これはPDP6の計画進捗の大幅な遅延に起因しているところが大きい。

ベトナムの電力消費は毎年約14%のペースで増加しており、電力消費の50%が工業・建設分野で占められている。今後数年間で、新規製鉄所、セメント工場建設等が予定されており、工業・建設分野の消費電力は確実に増加すると予想されている。また、現在全体の40%を占める家計部門での電力消費も、エアコン等家電製品が幅広く国内普及した場合には、さらに増加すると考えられている。

地域別の電力消費をみると、南部は北部に比して電力消費が10～13%程度高く、その傾向は今後も続くと予想されている。一方、南部および北部で計画されている新規の電源開発の規模は、2030年までに13%の電力需要増加を見込んでいるPDP7とほぼ同程度となっている。そのため、今後数年間は南部では電力不足がより深刻になるとの懸念がある。

6.15.2 今後の予定されている発電プロジェクト

JETRO 報告書によれば、今後少なくとも75件の電源開発プロジェクトが計画されており、これらのプロジェクト実施により総電源規模は58,652MWに達する。これら75案件のうち、2011年には16件、2012年には12件が運転を開始することが見込まれている。また、1,000MW以上の大規模石炭火力発電所が、2015年に運転開始することも期待されている。

計画されているプロジェクトの電源は水力発電（31案件）および石炭火力発電（36案件）が中心で、他にガス火力、原子力発電所がある。上述したように、多くのIPP/BOT案件は、財務・運営体制の脆弱性により当初スケジュールから遅れて実施されており、計画されている案件の実施も予定通りに進捗するかどうか懸念されている。また、EVNによる案件もEVNの財務状況に問題があり、スケジュール通りに実施されるかどうか懸念がある。

6.15.3 PVNの財務状況

PVNは、ベトナムのエネルギー安全保障を支える石油およびガス関連事業を手掛ける国営企業グループである。エネルギー安全保障への貢献の一環として、PVNの事業には電力部門が含まれており、発電所事業への投資を行い、IPPとしてEVNへの電力供給を行っている。2010年までに運転を開始したPVNの発電所は、Ca Mau 1およびCa Mau 2、Nhon Trach 1であり、3つの発電所の発電容量は合計で1,950MWである。

PVNグループ全体の財務状況は、以下の通りである。PVN全体の総売上高は、2009年136,511十億VND（約76億ドル）で、そのうち電力収入が8,408十億VND（約4.7億ドル）と6%程度を占めている。グループ全体では税引き前損益は黒字を計上しており、2009年は480十億VND（約27百万ドル）の税引き前利益を確保している。報道によれば、2011年期のグループ全体の粗利益は、1～8月ベースで過去最高の10.85億ドルに達すると見られる。

表 6.15.3.1 PVN の財務状況

	2008年		2009年	
	10億ドン	百万ドル	10億ドン	百万ドル
売上高	126,592	7,456.68	136,511	7,608.88
電力収入	2,923	172.17	8,408	468.65
売上原価	-91,210	-5,372.56	-101,406	-5,652.19
売上粗利益	35,381	2,084.05	35,104	1,956.64
販売費および一般管理費	-4,974	-292.98	-6,874	-383.14
その他営業収入	593	34.93	810	45.15
その他営業費用	-236	-13.90	-331	-18.45
営業外収入（投資収入）	7,156	421.51	8,136	453.49
営業外費用（金融費用）	-5,310	-312.78	-3,277	-182.65
税引き前利益	357	21.03	480	26.75

（出所）PVN, “Annual Report 2009”より作成

（注）為替レートは以下の通り。（IMF, “International Financial Statistics Yearbook 2011”の期中平均レートによる）

2008年：1ドル=16,977VND、2009年：1ドル=17,941VND

2011年現在では、前述のとおり、EVNが国内IPPからの電力購入を削減していることから、ベトナムにおけるPVNのIPP事業の採算性の低下が懸念されるものの、PVN全体としての収益性および財務基盤には問題はないと判断される。

6.15.4 PVNの投資計画

前述の通り、PVNはエネルギー安全保障の一環として発電事業への投資を行っており、2015年までに、ベトナム全体の発電電力量の20～25%に発電事業を拡大する方針である。

本事業の対象であるソンハウ1発電所を含め、2015年までに19件の発電所建設への投資を行い、合計で9,899.6MWの発電能力を確保する計画であり、投資総額は12,620百万ドルの予定である。PVNは火力発電所だけでなく、水力発電および風力発電など再生可能エネルギーを利用した発電事業への投資も計画している。

ベトナム北部に建設中の、ブンアン1石炭火力発電所（600MW x 2機）が2012年に運転開始の予定であるが、同発電所の操業を通じて、大型発電所の運営管理能力が確保されることが期待される。

表 6.15.4.1 PVN の投資計画 (IPP : 2010 年末時点)

No.	プロジェクト	プロジェクトオーナー	プロジェクトサイト	投資額
				(百万ドル)
I	Power			12,620.68
1	Ca Mau 1 750MW	PVPower	Camau Province	436.45
2	Ca Mau 2 750MW	PVPower	Camau Province	429.14
3	Nhon Trach 1 450MW	PVPower	Dong Nai Province	338.15
4	Nhon Trach 2 750MW	PVN/PVPower	Dong Nai Province	602.00
5	Long Phu 1 Coal-Fired Power Plant 1200MW	PVN	Soc Trang Province	1,432.80
6	Thai Binh 2 Coal-Fired Power Plant 1200MW	PVN/PV Power	Thai Binh Province	1,605.60
7	Vung Ang 1 Coal-Fired Power Plant 1200MW	PVN	Ha Tinh Province	1,595.10
8	Song Hau 1 Coal-Fired Power Plant 1200MW	PVN	Hau Giang Province	1,611.00
9	LuangPraBang Hydro Power Plant 1100MW	PVN/PV Power	Luang-Prabang Province, Laos	2,764.90
10	Hua Na Hydro Power Project 180MW	PVPower 55.4%	Nghe An Province	256.00
11	Xekaman 1 Hydro Power Project 290MW	PVN/PVPower	Atapu Province, Laos	411.00
12	Xekaman 3 Hydro Power Project 250MW	PVN/PVPower	Sekong Province, Laos	311.00
13	Dakdrinh Hydro Power Project 125MW	PVPower 75.6%	Quang Ngai Province	180.15
14	Nam Chien Hydroelectric JSC 200MW	PVN 32% share	Son La Province	219.70
15	Song Tranh 3 Hydro Power Project 64MW	PVN/PVPower	Quang Nam Province	76.58
16	Son Tra 2 Hydro Power Project 14MW	PVN/PVPower	Quang Ngai Province	13.47
17	Nam Cat Hydro Power Project 3.2MW	PVN/PVPower	Bac Can Province	4.63
18	Binh Thuan Wind Turbine Power Plant 165MW	PVN/PVPower	Binh Thuan Province	310.80
19	Phu Quy Island Wind Turbine Power Plant 8.4MW	PVN/PVPower	Binh Thuan Province	22.21
合計: 9899.6 MW				

(出所) PVN 提供資料

6.16 PPP のリスク要因の分析及び想定される対策案

本調査では、発電事業部分を中心にリスク要因の分析及び想定される対策案について検討を行う。

6.16.1 発電事業上のリスク要因の分析

(1) 電力料金

ベトナム電力事業における最大の課題は、電力料金の水準である。現在の電力料金体系は、カテゴリー毎に異なる価格が適用され、また、電力消費量と時間帯（ピークタイム、ノーマルタイム、オフピークタイム）で異なる料金率が適用されていることから、極めて複雑化している。商業・サービス分野のピークタイム時価格は、3,000VND/kWh (0.145 ドル)²⁰を

²⁰ 1 ドル=20,658VND で換算

超えている一方、EVN の総電力供給量の 50%以上を消費する工業・建設分野の平均電力価格は、2,000VND/kWh (0.097 ドル) 以下となっている。また、家計の平均電力料金は、2,000VND/kWh (約 0.097 ドル) となっている、灌漑施設向け電力料金はピークタイムで 1300VND/kWh (0.063 ドル)、ノーマルタイムで 700VND (約 0.034 ドル)、オフタイムで 300VND (約 0.015 ドル) と極端に低く設定されている一方、その消費量は EVN の総電力供給量の 1% 以下である。

2009 年、首相は Decision 21 において、2012 年からの電力価格自由化までに、平均電力小売価格引上 3 年計画を導入した。5%以上の値上げを実施する場合には、首相の承認が必要である。具体的には、2010 年 3 月に、ベトナム政府は石炭価格上昇に対応するため、電力小売価格を 2009 年比 6.8%引き上げた。さらに、2011 年 3 月には、15.3%の電力価格引き上げが承認され、4 月より新価格が適用された。

また、2011 年 4 月には、「市場メカニズムによる売電価格調整に関する決定」(“Decision on the Adjustment of Electricity Selling Price According to Market Mechanism”)が出された。これにより、2011 年 6 月 1 日以降、発電、送電、配電コストおよび運営・管理コストを加味した売電価格の調整を行うことになった。他方、同決定では、電力料金の変動によるマクロ経済や社会情勢への影響を抑制するため、電力料金の安定化のための基金を設けるとされている。また、EVN は、商工省 (MOIT) による承認のもと、5%の範囲で売電価格の引き上げを行うことができることとなった。

表 6.16.1.1 家計向け電力料金(2011 年 7 月現在)

利用者カテゴリー	電力料金 (1kWh当たり)	
	VND	USD*
50kWhまで(貧困層および低所得者層のみ)	993	0.048
0~100kWh(上記以外)	1,242	0.060
101~150kWh	1,304	0.063
151~200kWh	1,651	0.080
201~300kWh	1,788	0.087
301~400kWh	1,912	0.093
401kWh~	1,962	0.095

(出所) Vietnam Electricity (EVN) ウェブサイト(<http://www.evn.com.vn/> 2011 年 7 月現在)

(注) 1 ドル=20,658VND として換算。

EVN は、その財務状況健全化を図るために更なる電力料金値上げを提案しているが、MOIT はこれを却下している。電力不足への懸念もある一方で、電力価格値上げによる消費電力

の約40%を消費している一般家計への影響が懸念され、抵抗も大きいという状況が考慮されたと見られる。

一方、MOITは、競争的電力市場を推進するため「ベトナムの競争的な発電市場」(VCGM:” the Vietnam Competitive Generation Market) の試験的な運営を開始した。同市場では電力会社と発電業者間で交渉が可能であり、電力会社は卸売電力価格が低い発電業者と契約を締結することができる。電力会社から発電業者への支払いは2つに分けられ、支払いの95%は固定価格で、残り5%が時間毎の市場価格を基本として計算される。

したがって、いずれにせよ、ベトナムにおける発電事業への民間資金の投資には、適正な電力料金政策の実施あるいは電力取引に係る市場メカニズムの導入は重要な課題となっている。

(2) 石炭価格

ベトナムは豊富な石炭資源を有しており、2010年1月時点の埋蔵量は498億トンである。ベトナムにおける石炭分野の最大の事業者はVCMであり、石炭の開発・生産・流通・輸出の他に、石炭火力発電所事業を運営している。2010年の総石炭供給量は45百万トンで、そのうち国内需要向けが26百万トン、11百万トンが発電事業に利用された。ベトナムはこれまで石炭輸出国であったが、発電事業による石炭需要の増加に伴い、石炭を輸入せざるを得ないことが確実であり、2011年からは試験的に輸入が開始された。輸入炭を使用する発電所の建設が順調に進めば、石炭の年間輸入量は2012年には約10百万トンに達するものと見込まれている。2020年までには、電力グリッド拡張と電源開発により年間輸入量は100百万トンを超えると予測されている。

そのため、今後建設される石炭火力発電所では、特に南部の石炭火力発電所では輸入石炭への需要が増加するものとみられており、輸入石炭の受入能力の拡大を図ることが必要となっている。

表 6.16.1.2 石炭需給バランス(ベースシナリオ)

(単位：百万トン)

	2010	2015	2020	2025	2030
石炭供給量	45	58	70-80	85-100	90-110
石炭需要量	26	58-68	93-114	135-162	204-241
非電力用需要	16	27	32-34	36-42	42-51
電力用需要	11	32-42	61-80	99-120	162-190
国内炭	10	27	40	60	90
輸入炭 (最少/最大)		5-15	21-40	39-60	72-100

(出所)Vinacomin

電力価格と同様、国内向け石炭価格は低めに設定されている。ベトナム政府は、国内向け石炭価格を輸出向け石炭価格の90%以上に設定することを決めたが、依然として石炭生産コスト(USD70/トン)の約50%をカバーできる程度の水準である。VCMは、2010年の2度目の国内向け石炭価格値上げを要請したが、政府により却下された。PDP7では、2030年に国内向け石炭価格が2010年の価格の2倍になる見通しが示されているが、これを達成するためには、年間8%という現状では非現実的な引上げが必要となっている。

一方で、国内向け石炭価格と国際価格の価格差は、需要、供給両面において適正なレベルへの調整が必要である。南部の石炭火力発電所は輸入石炭に依存せざるを得ないため、輸入石炭の適正価格での安定的調達、発電事業におけるPPPあるいはBOTビジネスに関心を持つ民間事業者にとって重要な要因となっている。

(3) 燃料輸送費

ベトナム南部地域で計画されている石炭火力発電所の多くは、輸入炭を燃料とする計画である。他方、本事業のように、燃料の調達に便利な沿岸部ではなく、内陸部に立地を計画している発電所もある。そうした場合には、沿岸部に輸入炭中継ターミナルを建設し、河川を利用して石炭を発電所に輸送する計画が立てられているが、河川の水深が浅いため、大型輸送船を利用することが困難であることが確認されている。

大型輸送船の航行を可能とするためには、大規模な浚渫が必要となり、その場合資本投資コストが増大することになる。また、メコンデルタ地帯であることを勘案すると、航路確保のための定期的な維持浚渫に係る費用も必要となる。こうした費用は、燃料輸送に上乘せされることになり、結果として発電事業の採算性に影響を及ぼすものと考えられる。そのため、発電事業の採算性を確保するには、経済的に効率的な燃料輸送手段を併せて検討し、事業化計画に組み入れる必要がある。

6.16.2 プロジェクト実施上のリスク要因の分析

発電事業上のリスクに加えて、プロジェクトマネジメント上のリスクも存在しており、プロジェクト実施にあたって対応の検討が必要である。

(1) 公共インフラ整備の実施可能性

前述のとおり、本案件は、PPPという枠組み上、発電所建設、送変電設備建設および輸入炭中継ターミナル建設と3つのコンポーネントから組成されている。しかし、実態としてはそれぞれの事業主体は異なり、それぞれが相当の資本投資が必要となるインフラ整備プロジェクトである。そのため、必ずしも事業化計画の進捗は同じでなく、現状では、発電所建設については事業化計画が先行している状況である。

本発電所の建設が先行しても、燃料供給のための輸入炭中継ターミナルや、グリッドに接続する送変電設備が整備されなければ、発電所としての操業を行うことはできず、発電事業の実施可能性を確保することができないため、他の 2 つのコンポーネントに関する早期の事業化計画の策定と実施可能性の検証が必要となっている。

送変電設備については、EVN/NPT の独占事業であるため、事業主体は EVN/NPT が予定され、送電ルートも確定している。しかし、本案件にかかる具体的な送変電設備建設事業の具体的な着手の時期は不透明である。

また、輸入炭中継ターミナルについては、ソンハウ発電所を含め、計画されている周辺の複数の石炭火力発電所への石炭供給を目的としているものの、その規模や立地は検討段階であり、事業主体も確定していない。なお、PVN がソンハウ発電所のみを対象とした輸入炭ターミナルの建設も含めて整備を行うことも選択肢として挙げられている。

(2) プロジェクトマネジメントの体制

大型のプラント建設では、主要部でないポジションでも遅れが出れば、全体の工期に影響を及ぼすが、細分化されたポジションを別々のコントラクターが建設・機材調達を行う場合、ポジション間での調整を行い、全体の工程を管理することができず、結果として工期の遅延につながりやすい。他方、質の面でも同様であり、整備された施設や機材に不具合が生じて、それぞれのポジション間での調整は難しくなる。

6.16.3 想定される対応策

ソンハウ 1 発電所建設事業の実施に向けて、以下の対応策を検討することが重要かつ有効である。

【発電事業上のリスク軽減のためのベトナム政府による電力改革施行の徹底】

発電事業上のリスクの軽減には、現在実施中の電力セクター改革が着実に実施され、徹底されることが不可欠である。特に、電力料金制度の改革については、燃料費が高騰している折、発電事業の一定の採算性が確保できる料金設定が行えるよう、環境整備が行われることが必要となる。また、PPP 事業として実施するにあたっては、政府が適切に所管省庁や関係政府機関との調整を行い、制度面での事業リスクを軽減することが求められる。

【プロジェクトマネジメント能力を補完するための民間セクターの専門性活用】

ベトナムでは、PDP6 で多くの IPP および BOT プロジェクトが実施されている。しかし、前述のように、ほとんどの案件が当初スケジュールから大幅に遅延している。IPP や BOT 案件実施における工期長期化の最大要因として、調達や工程管理等の案件監理の経験不足が掲げられる。

大型プラント建設では、納期と完成品の質を確保するために、経験豊富な EPC コントラクターやコンサルタントがプロジェクト全体の工程や機材調達など案件監理を行うことが望

ましい。

また、本案件の実施を通じて、こうした国際的コントラクター・コンサルタントから、案件監理における専門知識・ノウハウが現地コントラクターに移転され、これらの現地コントラクターの信頼性向上に繋がることが期待される。更に、現在のベトナム、特に南部における逼迫した電力事情を考慮すれば、予定通りに発電所を完成させ、運転を開始させることは非常に重要である。したがって、本案件について、信頼度の高い確実な案件監理を行うことは、電源開発の促進の面からも貢献できるものと考えられる。

第7章 環境社会配慮

目 次

7.1	背景及び現在の状況	VII-1
7.2	環境調査の概要	VII-2
7.3	事業の内容	VII-2
7.3.1	プロジェクト概要	VII-2
7.3.2	事業の規模	VII-2
7.3.3	土地利用計画	VII-3
7.3.4	事業実施スケジュール	VII-3
7.3.5	環境関連主要施設	VII-3
7.3.6	プロジェクトの地理的条件	VII-5
7.4	計画予定地の現況	VII-6
7.5	ソンハウ火力発電事業の実施主体	VII-7
7.6	EIA 承認プロセス	VII-8
7.7	EIA プロセスにおける	VII-10
7.8	環境モニタリング	VII-10
7.9	火力発電に係る環境条件：建設時	VII-13
7.10	火力発電に係る環境条件：操業時	VII-15
7.11	EIA の評価	VII-17
7.12	提案事項	VII-17
7.12.1	浚渫区域における河川の底質調査	VII-17
7.12.2	移転住民のモニタリング	VII-18
7.12.3	浚渫土砂の投棄場所の調査	VII-20
7.12.4	火力発電から排出される石炭灰の活用	VII-20
7.12.5	石炭粉塵対策	VII-21
	添付資料 E1 現況写真	
	添付資料 E2 発電所環境チェックリスト	
	添付資料 E3 発電所配置図・建物計画図	
	添付資料 E4 環境緩和策	

第7章 環境社会配慮

7.1 背景及び現在の状況

JICAは官民連携（PPP）プロジェクトのスキームを設立し、ソンハウ石炭火力発電事業フェーズ1はその官民連携スキームの一環として計画された。この官民連携プロジェクトは下記の3つのサブプロジェクトから構成されており、これらは共に火力発電所の円滑な稼働及び電力供給に不可欠な条件となっている。

- ・ ソンハウ火力発電所フェーズ1の建設
- ・ 石炭積替えターミナルの建設
- ・ 送電線の建設

上記に挙げたサブプロジェクトは1,200MW規模の火力発電所を円滑に稼働させる為に必須であり、それぞれの建設工事の完了時期は同時期になるよう計画することになる。ソンハウ火力発電プロジェクト建設計画の資金はベトナム側で確保することになっている。これら3件のサブプロジェクトは官民連携プロジェクトとして位置づけられており、当該プロジェクトの環境社会配慮調査は、ベトナム国法令と新JICAガイドラインに則したものとすることが求められている。

近年策定されているインフラ開発に関する国際的なガイドラインでは、環境社会配慮が事業実施に影響を与える重要な要件となることが示唆されている。環境社会配慮は事業策定において、特に資金源が国際金融機関（IFI）による場合は必須となっている。JICAプロジェクトに関しては、環境社会配慮に関する新JICAガイドラインが2010年4月に策定されており、当該ガイドラインは、全ての支援事業に適用されることが定められている。

本事業は世界銀行、国際金融公社（IFC）及びJICAのような国際金融機関のポリシーに基づいた環境社会配慮事項を満たすことが求められ、開発プロジェクトに関する適切な環境社会配慮が必要である。本調査の目的はソンハウ火力発電事業フェーズ1のEIA報告書（2007年作成）のレビュー及び、事業実施者であるベトナム石油ガス公社の事業の実施に際し考慮すべき環境社会配慮事項を提案し支援するものである。

EIA報告書を作成したPECC3によると、火力発電事業のEIA報告書はインフラ設備及び火力発電施設の二つに分かれており、インフラ設備についてはハウザン省の人民委員会によって2009年2月9日に承認されている（No. 190QD UBND）。また、火力発電設備は2011年7月25日にMONREにより承認されている（No. 1455/QD-BTNMT）。現在現場で行われている建設工事は、承認済みのインフラ設備に関するEIA報告書に基づき実施されている。ソンハウ火力発電事業フェーズ1の実実施計画書（FS）は2011年4月5日に首相府により承認されている（首相令 No. 2824/QD-DKVN）。

7.2 環境調査の概要

ソンハウ火力発電事業フェーズ1の環境調査は、調査概要を表7.2.1に示すアプローチに従い評価することにより行った。

表 7.2.1 EIA 報告書のレビューに関する調査概要

No.	内容	手法
1	ソンハウ火力発電事業フェーズ1に関するEIA報告書のレビュー	環境専門家はEIA報告書のレビューを実施し、新JICAガイドライン及びベトナム国法令、条例、基準に基づきチェックリストを作成する。
2	火力発電事業フェーズ1に関する環境社会配慮状況の調査	環境専門家はEIA報告書に基づき火力発電事業フェーズ1の環境条件の調査を実施する。
3	ベトナムにおける環境法規の調査	下記の法令及び条例の調査を行う： (a) 環境保護法 (b) 水質汚濁、大気汚染、騒音、振動に関する基準 (c) EIA承認に係る基準 (d) 住民移転に関する基準
4	環境に関する配慮事項	環境専門家は建設時及び施設の稼働時において考慮すべき環境配慮事項を新JICAガイドラインに基づき提案を行う。

7.3 事業の内容

7.3.1 プロジェクト概要

ソンハウ火力発電事業フェーズ1の建設工事は下記の条件で実施される。

出力容量	1,200MW (600MW x 2基)
雇用主	ベトナム石油ガス開発公社 (PVN)
事業実施者	LONGPHU-SONGHAU POWER PROJECT MANAGEMENT BOARD

7.3.2 事業の規模

ソンハウ火力発電事業フェーズ1の建設工事概要は下記の通り。

- ・ 移転補償及び用地整備
- ・ ソンハウ火力発電事業フェーズ1の主な工事：

れている貯炭場は上屋付きで、30日間発電所を稼働する際に必要となる量の石炭を貯炭できる規模となっている。

(2) 石炭灰捨場

石炭灰捨場は発電所の南西部に確保されており、緑道で囲まれた幹線道路や居住地域からは隔離された地域に位置している。フェーズ1の石炭灰捨場用地は33haであり、発電所から排出される灰を10年間分貯蔵できる容量となっている。

(3) 燃料及び設備機材の荷揚げ・荷下ろし用港湾

発電所の操業に必要な石炭、オイル、石灰岩及び搬出する石こうはソンハウ火力発電所専用に設計された港湾において荷降ろし、荷揚げされる。港湾は栈橋を有し長尺物及び重量物の機材の取扱いができる。

(4) 冷却水システム

タービンの冷却水はハウ川から取水し、冷却システムは冷却水取水口、冷却水ポンプ場、塩素処理システム、埋設された冷却水供給システム用パイプライン及び冷却水の放流システム等を含む。

(5) 水供給システム

淡水の水源はハウ川から取水する。この河川の水は近隣のプフウ・コミュニンの住民にも利用されている。河川の水を利用するため水質基準及び技術的な要求に見合った沈殿処理及び濾過処理装置が設置されている。

(6) 汚水処理システム

発電所構内で発生する各種汚水は新たに建設される汚水処理施設で浄化し許容基準(QCVN08-2008-BTNMT)以下にしハウ川に放流するよう設計されている。

(7) 排出ガス処理システム

環境基準及び法令を満たすため、発電所は下記に示す塵埃、SO₂及びNO_x処理システムを設置し許容基準を満たしている。(QCVN05-2009-BTNMT, QCVN22-2009-BTNMT)

- 電気集塵装置 (ESP)
- 排煙脱硫装置 (FGD)
- 触媒利用脱硝装置 (SCR)

ボイラの煙突は発電ユニット2基に対し別々の排ガスラインが設けられている。煙突は鉄筋コンクリート製でケーシング及びカバーを有し高さ200m、内径6.2mの排ガス排出用スチールパイプ2本が設置されている。

(8) 石炭灰排出システム

石炭灰は2つの方法によりボイラから排出される。底灰 (clinker) はボイラの底部から収集され、飛散灰 (fly ash) は ESP、温水器及びボイラの乾燥機を通してボイラの排ガスから収集される。乾燥した飛散灰は、コンクリートの混和材やセメント原料等に利用される。灰捨場用地は、発電所操業の初期段階に灰の利用が不可能な場合及び灰処理システムが使用できない場合に対応できるよう計画されている。

(9) 石膏輸送システム

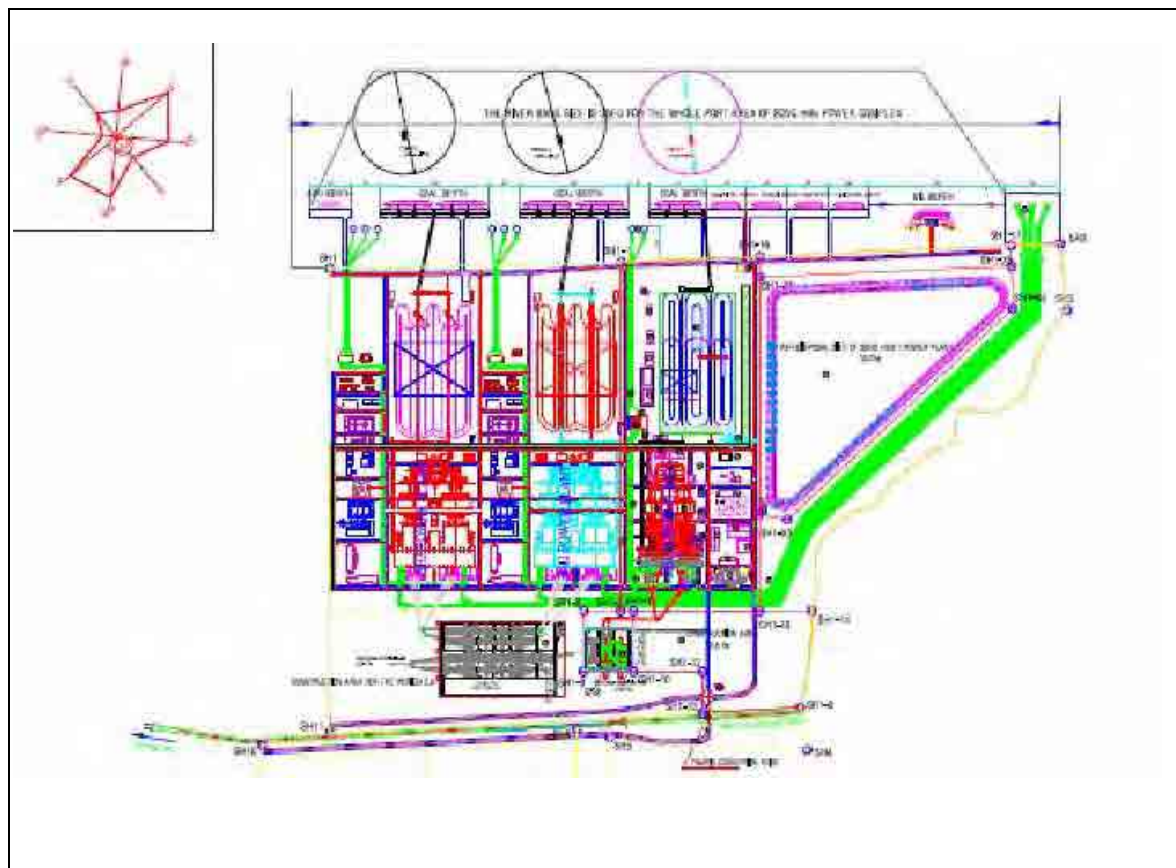
排出ガス処理後の石膏は乾燥され、二基のコンベヤーにより貯蔵所に運ばれる。貯蔵所からはコンベヤーで棧橋に運ばれる、棧橋には船積用の揚・運搬設備が設置されている。一日に生産される石膏の量は243トンと見積もられている。

(10) 景観及び緑化計画

発電所の施設及び建築物が自然環境と調和するよう花壇、樹木、芝、及び池などを配慮した設計となっている。樹木の植栽は最低でも敷地面全体の15%を満たすよう計画されている。

7.3.6 プロジェクトの地理的条件

ソンハウ火力発電所は、ハウザン省、チャウタイン地区、Phu Hau A コミューンのソンハウ電力センターの計画用地内に位置している。またハウ川の右岸、カントー市から12km下流に位置し、ホーチミン市から南西に180kmの地点にある。プロジェクト地区は高低差0.4mから1.9mとなっている。地域に住む住民の多くは農業に従事しており、主要な農産物は米及び果樹類である。火力発電所への主要アクセス道路沿いにはソンハウ工業団地がある。カントー市の中心部から計画予定地へは幅員7mの舗装道路があり、発電所への主要道路として利用される。アクセス道路沿いには商店やレストランが立ち並んでいる。計画予定地はメコン川のデルタ地帯に位置しており、地元の多くの住民は移動に小型のボートを利用している。(計画予定地、アクセス道路及びカントー市の現況は添付資料E-1の写真を参照)。



出典：FS 報告書

図 7.3.6.1 発電所配置図

7.4 計画予定地の現況

計画予定地の現況を把握するために、火力発電所及びアクセス道路を含む現地調査を 2011 年 5 月 11 日、また、船舶のアクセス航路の調査を 2011 年 6 月 28 日に実施した。下記に、現地調査で確認した内容を示す。

実施計画 (FS) 報告書の基本計画によると、計画用地として 42ha の土地が確保されており、フェーズ 1 の予定地は既に埋め立て工事、整地、木々の伐採、及び既存の住宅の撤去工事等がほとんど完了している。ベトナム石油ガス公社 (PVN) 現地事務所によると、用地の整備工事は昨年 2010 年から開始されている。EIA 報告書によるとソンハウ火力発電所フェーズ 1 では 185 世帯、2570 人の住人が当該計画の移転対象となっているが、現在住民移転は殆ど完了している (2011 年 10 月 25 日現在一世帯が残っている)。発電所が建設される敷地に関しては全ての障害物は取り除かれ平坦な状態になっている (発電所計画用地の現況写真は添付資料 E-1 参照)。既存住宅のあった地域はハウ川の沿岸域で港湾施設及び発電所のバッファーズーンの区域である。

7.5 ソンハウ火力発電事業の実施主体

LONGPHU-SONGHAU POWER PROJECT MANAGEMENT BOARD が建設工事管理の実施主体として設立されている。当該機関はロンフー火力発電所及びソンハウ火力発電所事業の建設工事管理を行い、ロンフー火力発電に関しては用地取得、住民移転、整地工事が既に完了している。地盤改良工事は2011年5月より開始されている。(写真7.5.1-7.5.4参照)

	
写真 7.5.1 建設現場の現況	写真 7.5.2 発電所の現況
	
写真 7.5.3 管理事務所の現況	写真 7.5.4 発電所鳥瞰図

7.6 EIA 承認プロセス

EIA承認に関する法令（NO. 80/2006/ND-CP）はEIA承認プロセス及びEIAを必要とするプロジェクトの種類を定めている。2009年にMONREから出された火力発電事業に関するEIA報告書作成のガイドラインによると、発電所建設の実施主体はEIA報告書を作成し、MONREに提出しなければならない。また、法令によると、実施主体はEIA報告書、実施計画書等、EIA報告書の評価に必要な申請書を準備する必要がある。MONREはEIA報告書の承認に関し、評価委員会または評価機関を設置している。

発電所建設のような大規模プロジェクトの場合、評価委員会または評価機関は45日以内に評価を行うことになっている。評価後、結果の通知書が実施主体に対して発行される。評価の結果、EIA承認が妥当となった場合は、最終EIA報告書を作成し、承認機関は15日以内に最終EIA報告書を承認しなければならない。また、EIA報告書が承認されない場合は、申請者は委員会の指摘事項に関して修正を行い、再度承認を得るようにしなければならない。これらのプロセスを通して、最終的にEIAはMONREによって承認される。

下記のようなケースにおいては追加のEIA報告書が必要となる。

- ・ 事業地、面積及び規模、設計容量、技術面に変更がある場合
- ・ EIA 報告書承認から 24 ヶ月後に事業が開始された場合

報告書の評価及び承認は、追加のEIA報告書が提出された後30日以内に上記に記載した機関によって行われる。次頁にEIA報告書の承認プロセスのフローを図7.6.1示す。

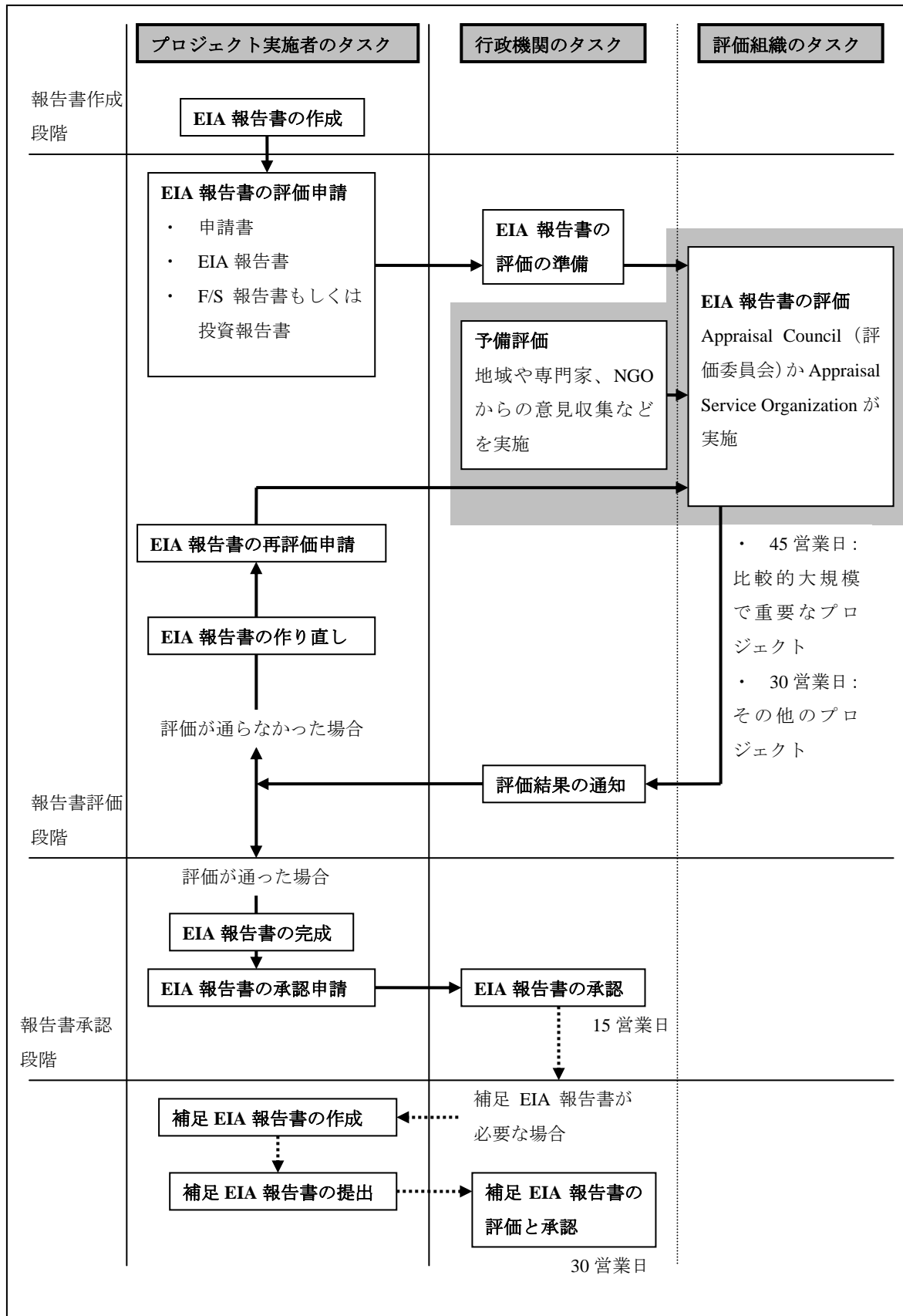


図 7.6.1 EIA 報告書承認のフロー

7.7 EIA プロセスにおける

開発プロジェクトの環境配慮は生物科学的な側面だけでなく、社会経済的な側面も含んでいる。住民は環境の一部であり、事業によってはしばしば直接的な影響を受けたりする。住民参加は彼らの生活や環境に関する意志決定の際の重要な要素となっている。

住民説明は情報共有及び住民の意見を収集する為の住民参加の一つの形態であり、住民が直接的に計画や決定に関われる機会である。事業によって直接的な影響を受ける住民の参加を促しながら、可能な限り広くまたは様々な協議を実施することを目的としている。事業実施主体は住民の懸念事項が十分に事業に反映できるよう住民参加により確実にしなければならない。本事業に関する住民説明会は住民移転を実施する機関（地区人民委員会）によってこれまでに数回開催されている。

ベトナムにおけるEIA承認プロセスでは、事業用地に居住する住民の意見を聴取することが求められている。本事業のEIAにおいては、地区人民委員会が住民から意見聴取を行っている。JICA社会環境配慮ガイドラインでは、事業実施主体が事業の概要を説明し、環境や社会に与える影響を配慮し、ステークホルダーから挙げられたコメントに対し適切に対応することが求められている。本プロジェクトにおいては、説明会で寄せられたコメントは最終的にEIA報告書に反映されている。住民説明会はEIA及びRAP作成前におこなわれ、対象地区住民からのコメントは地区人民委員会が取りまとめプロジェクト実施機関（PVN）に要求事項として提出されている。地区の人民委員会からは下記の3項目のコメントが出されている；

- ・ 工事による現地の環境影響を減らすこと
- ・ プロジェクトに於ける環境影響を削減する緩和策を実施すること
- ・ 河川への排水は環境基準に従い排水すること

これらの要求事項に関してはFSにおける発電所の基本設計及びEIAの環境緩和策、環境管理計画で対応がなされている。

7.8 環境モニタリング

プロジェクトの建設段階及び操業段階においては予期せぬさまざまな問題が生じる可能性がある。モニタリング計画は全体をカバーする詳細なモニタリングのプログラムを提供し、発生した問題にスムーズに対応できる事を目的としている。本発電所案件は大規模な開発案件であり予測し得ない環境変化の生じる可能性もあるため、また継続的にモニタリングを行い環境の変化を把握するためにも必要である。表7.8.1及び7.8.2にEIAにおいて記述されている発電所のモニタリング計画を示す。

表 7.8.1 モニタリング計画 (1)

No	検査項目	検査場所	収集機器の例	サンプル数	頻度
A	建設期間				
B	操業期間				
B.1	プラントの排出ガス				
	-CO -SO ₂ -Nox -総浮遊煤塵量(TSP) -温度	-コミュニティシステム	排出ガス計測機器及びのモニタリングシステム		継続的 (1-24時間)
B.2	中央排水処理システムからの排水				
	-pH -濁度 -BODs -COD -油 -温度 -大腸菌群	-中央排水処理施設の前後	-電極 pH 計測器 -濁度計測器 -気温 20 度で 5 日後の酸素消費量 -K ₂ Cr ₂ O ₇ による酸化 -ガスクロマトグラフ (TCVN 5070:1995) -温度計 -薄膜によるフィルタリング及び 43 度での培養	2	3 か月毎
B.3	冷却排水				
	-pH -温度	-冷却排水口	-電極 pH 計測器 -温度計	1	1 日/1 回 最初の月

表 7.8.2 モニタリング計画 (2)

No	検査項目	検査場所	収集機器の例	サンプル数	頻度
A	建設期間				
A.1	周辺大気				
	-総浮遊煤塵量 (TSP) -SO ₂ -NO _x -CO -炭化水素 -騒音	-建設場所 (コンクリートミキサープラント) (2 か所) -機材及び材料の輸送道路 -周辺の居住地域 (2 か所)	-サンプル検出器 DESAGE GS 312 (1 時間) によるサンプル抽出、Griss-Saltman (ISO 6768/1995) による分析 - TCVN 5067:1995 基準に基づく容量計測 -騒音計	5	建設期間中 6 ヶ月に 1 回
A.2	地下水				
	-pH -SS -Fe -As -NH ₃ -NO ₃ -NO ₂ -大腸菌群	プラント地域周辺の個人住宅の地下水 (2 か所)	-電極 pH 計測器 - TCVN 5067:1995 基準に基づく容量計測 -原子吸収スペクトル -可視光線スペクトル -薄膜によるフィルタリング及び 43 度での培養	2	建設期間中 6 ヶ月に 1 回
A.3	地表水				

No	検査項目	検査場所	収集機器の例	サンプル数	頻度
	-pH -濁度 -BOD5 -COD -油 -大腸菌群	事業周辺地の河川 (2か所)	-電極pH計測器 -濁度計測器 -気温20度で5日後の酸素消費量 -K ₂ Cr ₂ O ₇ による酸化 -ガスクロマトグラフ(TCVN 5070:1995) -薄膜によるフィルタリング及び43度での培養	2	建設期間中6ヶ月に1回
B	操業時				
B.1	周辺大気				
	-CO -SO ₂ -NO _x -TSP -VOC -温度 -湿度 -騒音	-DO貯蔵所 -ボイラー室 -煙突 -風向に応じてプラント敷地内で採取 -港湾地域(2か所) -石炭貯蔵所 -風向に応じて周辺居住地域で採取(5か所)	-サンプル検出器 DESAGE GS 312 (1時間)によるサンプル抽出、Griss-Saltman (ISO 6768/1995)による分析 -TCVN 5067:1995 基準に基づく容量計測 -温度計 -湿度計 -騒音計	12	3カ月毎
B.2	地下水				
	-pH -SS -Fe -As -NH ₃ -NO ₃ -NO ₂ -大腸菌群	プラント地域周辺の個人住宅の地下水(3か所)	-電極pH計測器 -TCVN 5067:1995 基準に基づく容量計測 -原子吸収スペクトル -可視光線スペクトル -薄膜によるフィルタリング及び43度での培養	3	6カ月毎
B.3	地表水				
	-pH -濁度 -BOD5 -COD -油 -温度 -大腸菌群	-冷却排水口 -冷却水口から100離れた地点 -ハウ川地表水(2か所)	-電極pH計測器 -濁度計測器 -気温20度で5日後の酸素消費量 -K ₂ Cr ₂ O ₇ による酸化 -ガスクロマトグラフ(TCVN 5070:1995) -温度計 -薄膜によるフィルタリング及び43度での培養	5	3カ月毎
B.4	水生生物				
	-植物性プランクトン -動物性プランクトン -底生動物	-ハウ川(プロジェクト地域の上流及び下流)	-植物性プランクトン: 質的なサンプルはプランクトンネットで捕集する。サンプル量として60リットルの水をフィルターにかける。 -動物性プランクトン: 0.025m ² の面積のPetersen Grabを用いて捕集し、捕集したサンプルは1mmのふるいにかける。	2	6カ月毎

7.9 火力発電に係る環境条件：建設時

(1) 建設時におけるEIAの評価

発電所の建設段階において、環境及び社会経済に与える影響の概要を表7.9.1に示す。

表 7.9.1 建設時における環境影響の概要

No.	事業 項目	補償、用地取得、住民移転	建設用道路の設置	撤去、整地、敷き均し、整備 計画、作業区域、関連用地、 建築物、材料、機器の輸送	港湾区域での浚渫、港湾施設の 建設	事業の作業施設の建設	建設の為の作業要員の募集	事故、火災、工業施設の事故、 交通事故	合計	
1	大気	0	-1	-2	-2	-1	-1	0	-1	-8
2	騒音	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	-6
3	浸食	0	0	-1	-1	0	-2	0	0	-4
4	土質	0	-1	-1	0	0	-1	0	-1	-4
5	水文	0	0	0	0	-1	0	0	0	-1
6	地表水	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-5
7	地下水	0	0	0	0	0	0	-1	0	-1
8	陸生植物	0	-1	-2	0	0	-1	0	0	-4
9	水生生物	0	0	0	0	-2	0	0	0	-2
10	動物	0	0	0	0	0	-1	-1	0	-2
11	絶滅危惧種	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	保全地区	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	地域社会の人口	-2	0	0	0	0	0	-1	0	-3
14	インフラ技術	-1	0	0	0	0	0	0	-1	-2
15	工業活動	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	農業活動	-1	0	0	0	0	0	0	0	-1
17	小規模工業	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	水産物	0	0	0	0	-1	0	0	0	-1
19	交通	0	0	0	-2	0	0	0	0	-2
20	土地利用計画	-2	-1	0	0	0	-1	0	0	-4
21	経済活動	0	0	0	0	0	0	+1	0	+1
22	住民の健康	0	0	0	-1	0	-1	-1	-2	-5
23	文化・社会	-1	0	0	0	0	0	-1	0	-2
24	歴史的遺産	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	自然景観	-1	-1	-1	0	0	-1	0	0	-4
	合計	-8	-6	-8	-8	-7	-11	-7, +1	-6	

出典：ソンハウ火力発電事業フェーズ1、EIA 報告書

注釈： スコーピング0 から 3

0:影響なし 1:わずかな影響 2:中程度の影響 3:大きな影響

” - “:負の影響 “+” :正の影響

7.10 火力発電に係る環境条件：操業時

(1) 冷却排水

ソンハウ火力発電所は毎秒56m³の冷却水を利用し、放流するよう計画されている。冷却水の温度差は取水される水温に対し、7度差で計画されている。ハウ川の水温は27度から30.1度であり、冷却水の温度差が7度とすると、放流される水の温度は34度から37.1度となる。工業用水の基準であるQCVN24-2009-BTNMTによると、放流基準の許容温度は40度（水源：タイプA）であり、放流口から排出される水の温度は基準内となっている。

(2) 操業時のEIA結果

発電所の操業段階における環境及び社会経済に与える影響の概要を表7.10.1に示す。

表7.10.1 操業時における環境影響の概要

No.	事業 項目	冷却水の取水	冷却水の排水	ハウ川への放流	排ガス	石炭の輸送及び貯蔵	石炭灰の収集及び除去	操業活動	廃棄物の除去	過度の高熱	油漏洩、パイプラインの爆発及び破損	事故、火事、工業施設の爆発、交通	港湾の受け入れ作業	合計
1	大気	0	0	0	-1	-1	-1	0	0	-1	-1	-1	-1	-7
2	騒音	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1
3	浸食	-1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3
4	土質	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	0	-1	-1	-1	-7
5	水文	-1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-3
6	地表水	0	0	-1	0	-1	-1	-1	-1	0	-1	-1	-1	-8
7	地下水	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1
8	陸生植物	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1
9	水生生物	-2	-1	-1	0	0	0	0	0	0	-1	0	-1	-6
10	動物	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	絶滅危惧種	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	保全地区	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	地域社会の人口	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	インフラ技術	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	-1
15	工業活動	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	農業活動	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	小規模工業	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	水産物	-1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-4
19	交通	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1
20	土地利用計画	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	経済活動	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	住民の健康	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2	0	-2
23	文化・社会	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	歴史的遺産	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	自然景観	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	合計	-6	-4	-5	-1	-3	-3	-2	-2	-1	-7	-6	-5	

出典：ソンハウ火力発電事業フェーズ1、EIA 報告書

7.11 EIAの評価

ベトナム側が作成した（PECC3作成）EIA報告書の評価を、JICAの火力発電所チェックリストに基づいて行った。その評価結果を添付資料E-2に示す。

7.12 提案事項

事業実施に際し適切な環境社会配慮を行う為、新JICA環境社会配慮ガイドラインのチェックリストを活用して配慮すべき事項を検討した。ソンハウ火力発電所フェーズ1評価の結果は添付資料E-2にまとめている。火力発電事業フェーズ2に関しては、EIA報告書が2011年7月5日時点でまだ未提出であるので、今回の提案事項はフェーズ1建設に対応する内容となっている。

ソンハウ火力発電事業フェーズ1の環境社会配慮に関する提案事項は下記の通りである。

- (a) 浚渫区域における河川の底質の調査
- (b) 非自発的移転住民のモニタリング
- (c) 浚渫土砂の投棄場所の調査
- (d) 火力発電所から排出された石炭灰の活用
- (e) 石炭粉塵対策

7.12.1 浚渫区域における河川の底質調査

浚渫により生じる土砂は基本計画によると発電所計画用地の埋め立てに活用される。しかしながら、EIA報告書には浚渫予定区域の土質調査に関する記述がみられない。汚染された土が河川や河川敷に投棄された場合、計画地の生態系に深刻な影響を与えることになる。よって油分や重金属の分析を含む土質調査を実施することを提案する。港湾の浚渫作業は底質の分析を行った後に実施されるべきである。さらに、これらの分析結果は基本データとして、火力発電所の操業時におけるモニタリングの比較データとして活用できる。プラントからの排水、表流水は浄化された後河川に放流されるため、河川の水質汚染の可能性があり、火力発電所付近の河川においては注意が必要である。底質調査に必要な調査項目を表7.12.1.1に示す。

表 7.12.1.1 底質分析の項目 (参考)

No	化学物質の名称	記号
1	粒径	-
2	pH	-
3	化学的酸素要求量	COD
4	ノーマルヘキサン抽出物	-
5	総硫黄量	T-S
6	総窒素量	T-N
7	総リン量	T-P
8	総水銀	T-Hg
9	アルキル水銀	R-Hg
10	カドミウム	Cd
11	総シアン量	CN
12	有機リン	Or-P
13	鉛	Pb
14	クロム	Cr
15	ヒ素	As
16	ポリ塩化ビフェニール	PCB
17	銅	Cu
18	亜鉛	Zn

7.12.2 移転住民のモニタリング

火力発電所施設は主に既存の農地に建設予定であり、この地域に居住する住民は事業実施に伴い移転が求められている。EIA報告書によると下表に示す数の世帯及び住民が移転対象となっている。

表 7.12.2.1 移転が必要とされる世帯数

地区	影響を受ける世帯数	移転世帯数	移転する人数	備考
ハウザン省チャウタイン地区 Phu Hau A コミューン	258	185	2570	フェーズ1

出典: EIA 報告書 2

住民移転実施計画 (RAP) はEIAの一部として既に作成済みである。RAPには移転のために遵守するベトナム国の関連法令、基準、政令、地区人民委員会の条例等のリスト (25項目) が記述されている、また本案件では十分な補償金額もPVNにより移転費用として確保され

ている。更に、関係者（PVN, ローカルコンサルタント）の面談により状況を確認した結果、EIA報告書はベトナム国の社会経済条件を基に、適切な補償、生計の再開、生活水準及び、責任機関等の調査検討がなされていると判断される。

住民移転実施計画において、適切な補償内容、生活の再開及び生活水準を含む移転のフレームワークは既に検討済みである。住民移転実施計画は、住民説明会の結果に基づき、弱者のグループや個人に対する対応も含める必要がある。移転におけるフレームワークはEIAにおいて記述されており、移転に必要な費用についても検討され、移転は既に地区の人民委員会によって実施されている。ソンハウ火力発電事業フェーズ1において必要となる補償額は547,166,823,840 VND (US\$ 26.7百万)となっている。

表 7.12.2.2 補償額の見積もり

項目	金額 (VND)	備考
土地に関する補償	117,924,290,000	人民委員会により承認
移転に関する補償	80,367,085,800	
付属費用	313,079,885,000	
引当金	25,568,563,040	5%
移転委員会の費用	10,227,000,000	2%
計	547,166,823,840	

出典：EIA報告書2

新JICAガイドラインでは、住民移転実施計画の作成は世界銀行のセーフガードポリシー（実施マニュアル：OP4.12）に準じて行う必要性が記述されている。本案件の住民移転はベトナム国の関連法令、基準、政令、地区人民委員会の条例等に基づき既にほぼ完了している。世銀ガイドラインとベトナム国の住民移転のフレームワークで乖離している点は下記の2点である

- ・移転後のモニタリング体制
- ・移転後のホローアップ体制（相談窓口）

地元住民と移転に関して合意した後、PVNの支援の下、地区人民委員会によって上記の基準を順守しながら土地収用及び住民移転が実施されている。移転及びプロジェクト用地に居住する住民への補償は土地、建物の種類及び面積、資産、引っ越し費用、お墓、職探しに要する補償等の条件に基づいて現金で支払うことが決まっている。補償金額の単価リストは作成済みで、このリストに基づきそれぞれの世帯の金額が算出されている。移転に必要な費用は地区人民委員会によって承認された単価に基づきPVNが支払っている。本事業においては移転に係る補償の全ては現金で支払われ、移転住民は住居及び新しい農地を独

自に探ることが求められている。従って、移転後の状況を確認するため移転対象住民が最終的にどのような条件で移転したか、第三者機関によってモニタリングを実施することを提案する。提案するモニタリング項目については表7.12.2.3に示す。

表 7.12.2.3 推奨するモニタリング項目

No.	モニタリング項目	備考
1	受け取った補償金額	確認
2	新居の状況	
3	新しい農地の状況	
4	新しい仕事の状況	
5	新移転地におけるインフラ整備の状況	下水、給水、電気等
6	生活支援の必要性	
7	相談窓口の有無	
8	訓練の状況	

7.12.3 浚渫土砂の投棄場所の調査

ソンハウ火力発電事業フェーズ1では250,000m³規模の浚渫が、アクセス航路、棧橋地区、船回水域において実施される予定である。建設段階において予測される浚渫の影響は小さなものではない。しかし、EIA報告書では投棄場所に関し境界や浚渫土砂の受け入れ容量に関する記述がない。また将来的には航路、港湾域の維持管理浚渫も発生すると予測されるので、これら浚渫土砂の投棄場所を明確にすることを提案する。また既存の投棄場所についても調査をしておくべきである。

維持管理の浚渫量を削減するため港湾施設の設計に際してはハウ川の水深、流速、川底の土砂の状況等に基づいたシミュレーションにより堆積物を最小化する施設設計とすることが必要である。航路及び港湾の堆積物の確認のため今後モニタリングを継続的に実施することが望まれる。また操業段階においては港湾及び航路の堆積物のモニタリングを設計段階において作成された計画に従い実施することを提案する。

7.12.4 火力発電から排出される石炭灰の活用

本事業は石炭火力発電の為、火力発電所の操業時に大量の石炭が消費される。EIA報告書によると、石炭灰（234,650トン/年）は船舶によって処分地に運ばれることになっているが、輸送される場所、セメント工場の名称、位置等について記載がない。灰捨場はプラント稼働の初期段階や、セメント工場等により石炭灰の利用ができなくなった場合、もしくは

は石炭灰処分システムが故障した場合に備え確保されている。火力発電所は南ベトナムの住宅や工場の主要な電力源として継続的に運転されるため、フェーズ1事業においては33haの敷地が用意されている。石炭灰を灰捨場に保管する場合、灰の粒径が小さく、容易に風により拡散する可能性があるため、トラブルを防ぐため安全に保管する対策が必要である。発電所からの石炭灰を安全に保管のため十分広い貯蔵施設が必要となる。

日本では石炭火力発電所からの石炭灰は近隣のセメント工場に於いてコンクリートの混和材やフライアッシュセメントの原料として利用されている。また土木工事用材としても使われ、結果として灰による環境影響を削減している。火力発電所操業に関する長期計画において、環境に優しい火力発電を実現する為にも石炭灰の処分システムもしくはその活用方法について検討することを提案する。石炭灰を利用するフライアッシュセメント工場の建設については、セメントや地域の土木工事に活用する需要に関する市場調査を行うことが重要である。

7.12.5 石炭粉塵対策

本事業の火力発電は石炭火力発電の為大量の石炭が輸入され、火力発電の操業に使用される。石炭粉塵が環境に与える影響はEIA報告書には記載されていない。石炭の搬送作業によって発生する大気汚染はQCVN05-2009-BTNMTに基づき最小限にとどめるべきである。一般的に、下記のような石炭を扱う作業は高い確率で大気汚染に影響を与える。

- ・ 輸送船舶から貯炭場へ石炭を移送する作業
- ・ 貯炭場における石炭の保管
- ・ ベルトコンベヤーで貯炭場からボイラへ移送する作業

石炭はインドネシアやオーストラリアから国内のコールターミナルへ運ばれ年間約332万トンの石炭が発電所で消費される。火力発電所には貯炭場が2か所あり、石炭は積み下ろした後、発電所の河川側の貯炭場で保管される。最終的には全ての石炭はベルトコンベヤーによってボイラ施設に移送される。乾季には、石炭の取り扱いにより、貯炭場から350m離れた居住地を含む周辺地域に影響を及ぼすことが予測される。

そこで、石炭の搬送や貯炭場からもたらされる環境への影響を減らす為、下記のような粉塵対策設備を今後の詳細設計段階において検討する事を提案する。

- ・ 防埃仕様のベルトコンベヤーの設置
- ・ ポンプを含む水噴霧設備
- ・ コンクリートまたはアスファルト舗装の設置（操業敷地内）
- ・ 沈砂池を含む表流水収集システム
- ・ 防埃屋根及び防塵フェンスの設置

雨水により石炭が洗われ表流水となり直接河川に排出されるのを防ぐため、表流水の集水システムを発電所の操業区域内に設置することが必要である。貯炭場から河川に排出される表流水については河川の水質汚染及び生態系への影響を防ぐため、適切な環境保全策を行う必要がある。

表 7.12.5.1 大気環境基準 QCVN05-2009-BTNMT

単位 pg/m³

項目	平均値/時間	8時間毎の平均値	24時間毎の平均値	年間平均値
SO ₂	350	—	125	50
CO	30,000	10,000	5,000	—
NO _x	200	—	100	40
O ₃	180	120	80	—
TSP	300	—	200	140
PM ₁₀	—	—	150	50
Pb	—	—	1.5	0.5

備考：— 適用なし

添付資料-E1

現況写真

	
<p>A ハウ川の状況</p>	<p>A ハウ川の状況</p>
	
<p>A ハウ川及びカントー橋</p>	<p>B 計画用地へのアクセス道路</p>
	
<p>B 地元住民の住居</p>	<p>B 地元住民の住居</p>

位置：計画図参照

- A: カントー市 (川岸)
- B: カントー市 (郊外)
- C: 建設予定地
- D: 地元住民の住居
- E: 移転居住地

	
<p>B 河川の状況</p>	<p>C ① 発電所へのアクセス道路</p>
	
<p>C ② 建設用地の状況</p>	<p>C ③ 建設用地の状況</p>
	
<p>C ④ 建設用地の状況 用地整地</p>	<p>C ⑤ 埋め立て用地の土処理パイプ</p>

位置：計画図参照

	
C ⑥ 発電所付近の河川敷	C ⑦ 発電所付近の河川敷
	
D ⑧ 未移転の住居(川付近)	D ⑨未移転の住居(計画灰貯蔵用地)
	
D ⑩未移転の住居(ハウ川付近)	D ⑪ 未移転の住居(ハウ川付近)

位置：計画図参照

	
E 移転予定用地	E 移転用地へのアクセス道路
	
E 移転用地へのアクセス道路	E 計画移転用地
	
E 計画移転用地	E 移転後の新住居(移転用地に隣接)

位置：計画図参照

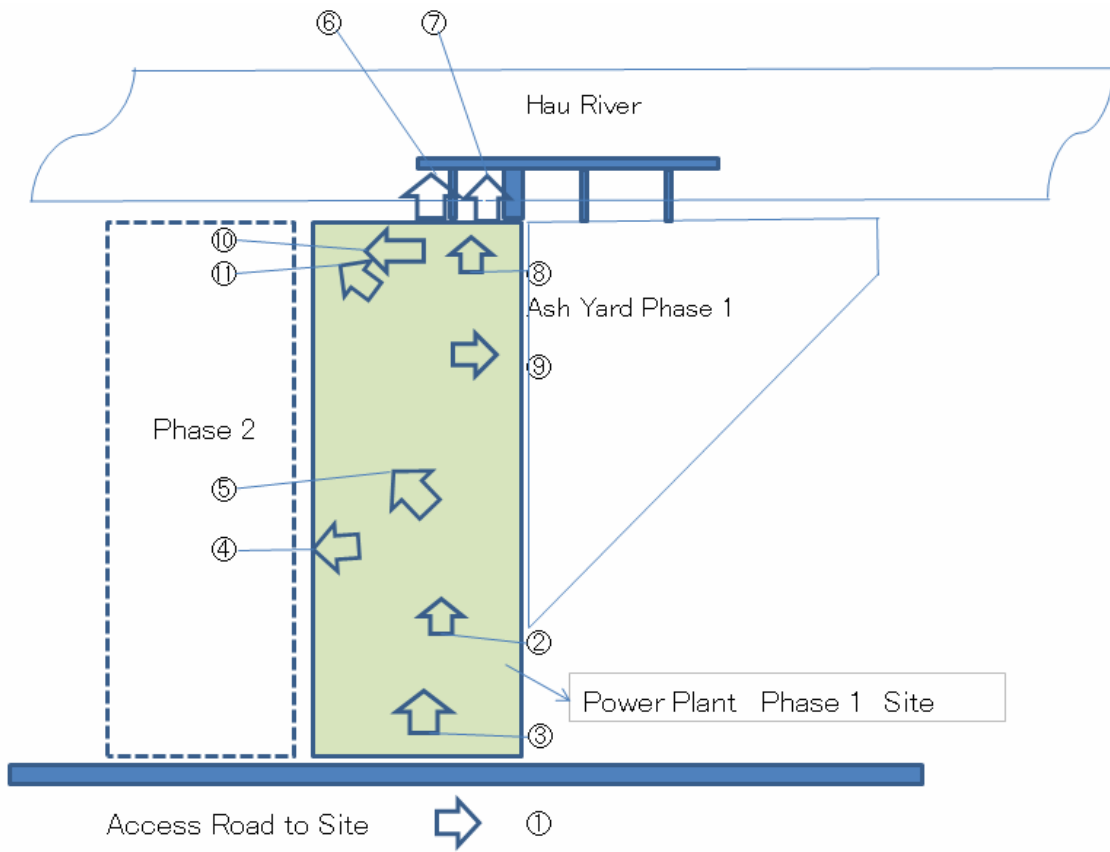


図 ソンハウ発電所計画図

添付資料-E2

発電所環境チェックリスト

- 発電所
- 港湾施設

JICA の環境チェックリストに基づく評価(発電所)

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由、根拠、緩和策等)
1. 許認可・ 説明	(1)EIA および 環境許認可	(a) 環境アセスメント報告書 (EIA レポート)等は作成済みか。	(a)Y	(a) 環境アセスメント報告書は作成済みで MONRE に提出済みである。 -インフラに関する環境アセスメント: 2008 年 2 月 -火力発電に関する環境アセスメント: 2010 年 7 月
		(b) EIA レポート等は当該国政府により承認されているか。	(b)N	(b)インフラに関する EIA レポートは既にハウジャン人民委員会により 2010 年 2 月 9 日に承認されている (No. 190QDUBND)。火力発電に関する EIA についても 2011 年 7 月 25 日に MONRE により承認 (No.1455-QD-BTNMT)。
		(c) EIA レポート等の承認は付帯条件を伴うか。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。	(c)-	(c) 火力発電所の EIA 報告書は MONRE からのコメントに基づき修正されている。付帯条件はなし
		(d) 上記以外に、必要な場合には現地の所管官庁からの環境に関する許認可は取得済みか。	(d)Y	(d) ソンハウ火力発電所フェーズ 1 の実施計画 (FS)は既に提出済みで 2011 年 4 月 5 日に首相府により承認されている (No. 2824-QD-DKVN)。EIA 以外の許認可申請に関しては今後詳細設計 (DD) 及び工事の段階において個別に提出される。
	(2)現地ステークホルダーへの説明	(a) プロジェクトの内容および影響について、情報公開を含めて現地ステークホルダーに適切な説明を行い、理解を得ているか。	(a)Y	(a) 人民委員会は住民説明会を開催し、そこで得られた意見は EIA 報告書に反映されている。プロジェクトはこの EIA 報告書を考慮して実施される。住民説明会で得られた意見及びコメントは EIA 報告書にまとめられているが、説明会の日付、参加者数、ステークホルダー、説明資料、パンフレット等の詳細が記されていない。
		(b) 住民等からのコメントを、プロジェクト内容に反映させたか。	(b) Y	(b)住民説明会で人民委員会から受けたコメントは EIA レポートに反映されている。さらに建設時及び操業時においてプロジェクト実施機関はこれを確認する必要がある。

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由、根拠、緩和策等)
				る為、下記に設計時に配慮すべき施設、建設工事について提案する。 - 防塵壁の設置, - 防塵仕様のベルトコンベヤーの設置 - ポンプ及び水噴霧装置 - コンクリート及びアスファルト舗装(操業敷地内) - 沈砂池を含む表流水収集システム - 防塵屋根及びフェンスの設置
	(2) 水質	(a) 温排水を含む発電所からの排水は当該国の排出基準等と整合するか。また、排出により当該国の環境基準等と整合しない区域や高温の水域が生じるか。 (b) 石炭火力発電所の場合、貯炭場、石炭灰処分場からの浸出水は当該国の排出基準等と整合するか。 (c) これらの排水が表流水、土壌・地下水、海洋等を汚染しない対策がなされるか。	(a) Y (b) Y (c) Y	(a) 火力発電所の建設作業及び操業に際しては、ベトナムの環境基準(QCVN08-2008, QCVN09-2008, QCVN10-2008, QCVN14-2008 BTNMT)によって定められている排出基準及び水質基準に従う。ソンハウ火力発電所は毎秒 56m ³ の冷却水を利用し、放流するよう計画されている。冷却水の温度差は取水される水温に対し、7 度差で計画されている。ハウ川の水温は 27 度から 30.1 度であり、冷却水の温度差が 7 度とすると、放流される水の温度は 34 度から 37.1 度となる。工業用水の基準である QCVN 24-2009-BTNMT によると、放流基準の許容温度は 40 度 (水源: タイプ A) であり、放流口から排出される水の温度は基準内となっている。 (b) EIA レポートには特に対策が記載されていない。貯炭場及び石炭灰処分場から発生する浸出水は QCVN 24-2009-BTNMT に従う。設計が未完であり詳細は不明。 (c) 床の構造は地中に浸透するのを防ぐため多層の構造となっている。建設段階において発生する汚水排水は主に建設作業員に起因する生活排水である。生活排水の汚染が許容基準(QCVN14-2008-BTNMT)を超えないよう観察する必要がある。水質基準に関して、生活排水は QCVN 14 の要求を満たすことが求められている。

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由、根拠、緩和策等)
	(3) 廃棄物	(a) 操業に伴って発生する廃棄物（廃油、廃薬品）または石炭灰、排煙脱硫の副生石膏等の廃棄物は当該国の規定等に従って適切に処理・処分されるか。	(a)Y	(a)火力発電所の廃棄物は主に廃油である。発電所は廃棄物処理専門の会社と契約し、発生する廃棄物の運搬及び処理を依頼する計画となっている。廃棄物の環境及び健康に与える影響、特に火事や爆発に関してのリスクは少ないと予測される。 発電所から排出される石炭灰は船舶でセメント工場に運ばれる。また、灰捨用地は 10 年間の貯蔵容量があり、33ha の敷地が確保されている。処分場の周辺環境の安全を確保する為に、灰から水分をとり、水分が地面や地下水に浸透するのを防ぐため、灰捨場には 4 つのベッドが設置されている。石こうはコンベヤーで港（栈橋）に運ばれ、港から船舶で消費する工場に運ばれる。 石油は揮発性の有機物質であり、取り扱い及び貯蔵時に蒸発して漏洩する。その量は少量と考えられが、発電所操業時にはその影響を最小限にするような手段を講じなければならない。しかし、この影響は少ないものと予測される。
	(4) 騒音・振動	(a) 騒音、振動は当該国の基準等と整合するか。	(a)Y	(a)居住地の騒音レベルは、ジーゼルハンマーの騒音（82.6dBA）以外は、許容基準である QCVN26-2010-BTNMT,75dBA を下回っている（6-18pm）。事業用地はハウ川沿いに位置し、周辺は樹木が豊かな農地となっている為、騒音を削減する効果がある。住民の居住地は建設現場から 350m 以上離れており、建設機器の騒音及び振動の影響は少ない。事業予定地の主要な騒音源は下記の通り パイルドライバー 発生源から 15m 地点で 110 dB ブルドーザー 発生源から 15m 地点で 90 dB
	(5) 地盤沈下	(a) 大量の地下水汲み上げを行う場合、地盤沈下が生じる恐れがあるか	(a)N	(a)地下水のくみ上げは事業では予定されておらず、評価の対象となっていない。
	(6) 悪臭	(a) 悪臭源はあるか。悪臭防止の対策はとられるか。	(a)Y	(a)悪臭対策は計画されていない。しかし、事業用地周辺に十分な緩衝帯が設けられている。VOC に関しては、2 汚染対策 (3) 廃棄物を参照のこと。

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由、根拠、緩和策等)
3. 自然環境	(1)保護区	(a) サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地するか。プロジェクトが保護区に影響を与えるか。	(a)N	(a) 事業予定地は保護区域に指定されていない。
	(2)生態系	(a) サイトは原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地（珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等）を含むか。 (b) サイトは当該国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含むか。 (c) 生態系への重大な影響が懸念される場合、生態系への影響を減らす対策はなされるか。 (d) プロジェクトによる取水（地表水、地下水）が、河川等の水域環境に影響を及ぼすか。水生生物等への影響を減らす対策はなされるか。 (e) 温排水の放流や冷却水の大量の取水、浸出水の排出が周辺水域の生態系に悪影響を与えるか。	(a)N (b)N (c)N (d)Y (e)Y	(a) 事業予定地は原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地を含まない。現時点では特に問題なし。 (b) 事業予定地は国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含まない。現時点では特に問題なし。 (c) 生態系の生息する地域は事業予定地の付近にない為、生態系への重大な影響は想定されていない。現時点では特に問題なし。 (d) ハウ川に排出される地表水及び地下水を検討したが、水生生物への影響は小さいと考えられる。しかし、操業時にはモニタリングを実施し、影響の度合いを定量的に検証すべきである。 (e) 機器を冷却する為の水は主にハウ川から取水される。火力発電所の冷却システムの分析なされており、温排水の放流、冷却水の取水、浸出水の排出によるハウ川の生態系に与える影響は小さいと予測される。しかし操業時に水温のモニタリングを実施し確認する必要がある。
4. 社会環境	(1)住民移転	(a) プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転は生じるか。生じる場合は、移転による影響を最小限とする努力がなされるか。	(a)Y	(a) 185 世帯が非自発的移転対象となっている。移転はベトナム政府の法令に基づき実施されている。移転世帯数は実施計画（FS）において最小限にとどめられた。
		(b) 移転する住民に対し、移転前に補償・生活再建対策に関する適切な説明が行われるか。	(b)Y	(b) 人民委員会（RPC）は対象住民に対し、説明会を実施している。移転補償は政令に基づき支払われている。補償は土地、建物の種類、資産、墓地、移転支援等の条件に基づき現金で支払われた。
		(c) 住民移転のための調査がなされ、再取得価格による補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が立	(c)Y	(c) 移転計画はベトナム政府基準に基づき作成され、基礎調査は人民委員会により実施され、家屋のグレードや土地の種類に応じて

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由、根拠、緩和策等)
		<p>てられるか。</p> <p>(d) 補償金の支払いは移転前に行われるか。</p> <p>(e) 補償方針は文書で策定されているか。</p> <p>(f) 移転住民のうち特に女性、子供、老人、貧困層、少数民族・先住民等の社会的弱者に適切な配慮がなされた計画か。</p> <p>(g) 移転住民について移転前の合意は得られるか。 (</p> <p>h) 住民移転を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な実施能力と予算措置が講じられるか。</p> <p>(i) 移転による影響のモニタリングが計画されるか。</p> <p>(j) 苦情処理の仕組みが構築されているか。</p>	<p></p> <p>(d)Y</p> <p>(e)Y</p> <p>(f)Y</p> <p>(g)Y</p> <p>(h)Y</p> <p>(i)N</p> <p>(j)N</p>	<p>単価が決められた。移転家族の為の新しい移転用地は RPC により確保済みである。</p> <p>(d) 住民移転対象者には同意書に署名後、人民委員会から補償金が支払われている。</p> <p>(e) 補償方針は政令に記載されている。</p> <p>(f) 移転住民及び移転によって影響を受ける人を対象に 6 カ月の訓練プログラムがベトナム石油ガス公社によって作成されている。事業予定地に居住する住民は主に、キン、クメール及び中華系の民族である。彼らは地域コミュニティと良好な関係を築いており、現時点で問題はない。</p> <p>(g) 移転を開始する前に、それぞれの世帯は人民委員会と基本条件を記載した同意書を作成している。この同意書締結後、移転住民は基準に基づいて補償金を受けている。</p> <p>(h) 移転のための組織体制は整えられており、人民委員会は移転の為の代表機関を任命し、移転に必要な予算は基礎調査結果に基づいて確保されている。移転費用の予算は 26.7 百万米ドルと見積もられている。</p> <p>(i) MONRE に提出された EIA 報告書には住民移転後のモニタリングが記載されていないので、補償の進捗、移転後の生活状況等モニタリングの実施を提案する。</p> <p>(j) MONRE に提出された EIA 報告書には苦情処理に関する記載がない。地域住民による移転が円滑に行われるよう支援をすることが必要である。</p>
	(2)生活・生計	(a) プロジェクトによる住民の生活への悪影響はあるか。必要な場合は影響を緩和する配慮が行われるか。	(a)Y	(a) 事業予定地はカントー市の中心部から 12km 離れたところに位置しており、周辺は農地や居住地に囲まれている。こうした現況を踏まえ、環境影響を緩和する配慮が必要である。

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由、根拠、緩和策等)
		<p>(b) プロジェクトの実施により必要となる社会基盤の整備は十分か(病院・学校、道路等)。不十分な場合、整備計画はあるか。</p> <p>(c) プロジェクトに伴う大型車両等の運行によって周辺の道路交通に影響はあるか。必要に応じて交通への影響を緩和する配慮が行われるか。</p> <p>(d) プロジェクト活動に伴う作業員等の流入により、疾病の発生 (HIV 等の感染症を含む) の危険はあるか。必要に応じて適切な公衆衛生への配慮が行われるか。</p> <p>(e) プロジェクトによる取水 (地表水、地下水) や温排水の放流が、既存の水利用、水域利用 (特に漁業) に影響を及ぼすか。</p>	<p>(b)Y</p> <p>(c)N</p> <p>(d)Y</p> <p>(e)N</p>	<p>主要な建設資材の輸送は船舶で行う為、輸送による生活環境への影響は少ない。環境影響の緩和策を添付資料 E-4 に示す。</p> <p>(b) 建設予定地へのアクセス道路沿いには工業団地があり、予定地へつながる道路状況は良い。事業用地には既存公共施設はなく、特に問題はない。</p> <p>(c) 主要な建設資材の輸送は船舶で行われる為、周辺地域の交通網に与える影響は少ない。</p> <p>(d) 約 1,000 人の建設要員が事業用地で雇用される。建設要員の感染症等健康プログラムを実施する必要がある。これらのプログラムは建設要員との雇用契約に含めるべきである。</p> <p>(e) EIA では温排水のシミュレーションが行われている。この結果河川の水量が多いため影響は放流地点から 100m 以内で温度は 3℃ 以下となっており、生態系に与える影響は少ない。また取水量は 56m³/sec であるが、影響を削減するため流速を 0.2m/sec 以下にするよう設計されている。ハウ川からの取水量は大きい為、操業時に継続的にモニタリングを行い環境影響を確認する必要がある。</p>
	(3) 文化遺産	(a) プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なう恐れはあるか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。	(a)N	(a) 考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産及び史跡は含まれない。
	(4) 景 観	(a) 特に配慮すべき景観が存在する場合、それに対し悪影響を及ぼすか。影響がある場合には必要な対策は取られるか。	(a)N	(a) ソンハウ火力発電施設はハウ川沿いの埋め立て地に建設されるが景観への影響はない。花壇、樹木、緑の芝生、池が自然景観や発電所の建築物と調和するようデザインされている。樹木の密度は全体の敷地面積の最低 15% を満たさなければならない。

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由、根拠、緩和策等)
	(5) 少数民族、 先住民族	(a) 当該国の少数民族、先住民族の文化、生活様式への影響を軽減する配慮がなされているか。 (b) 少数民族、先住民族の土地及び資源に関する諸権利は尊重されるか	(a)Y (b)Y	(a) 事業計画地に居住する住民は主に、キン、クメール及び中華系の民族である。彼らは地域コミュニティと良好な関係を築いており、現時点では問題はない。しかし、EIA 報告書には詳細の情報が記載されていない。 (b) 諸権利の尊重については特に問題はないが、EIA 報告書には詳細の情報が記載されていない。
	(6) 労働環境	(a) プロジェクトにおいて遵守すべき当該国の労働環境に関する法律が守られるか。 (b) 労働災害防止に係る安全設備の設置、有害物質の管理等、プロジェクト関係者へのハード面での安全配慮が措置されるか。 (c) 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育（交通安全や公衆衛生を含む）の実施等、プロジェクト関係者へのソフト面での対応が計画・実施されるか。 (d) プロジェクトに関する警備要員が、プロジェクト関係者・地域住民の安全を侵害することのないよう、適切な措置が講じられるか。	(a)Y (b)Y (c)- (d)-	(a) 基本的に事業地で雇用される労働者はベトナム国の法令を遵守する必要がある。 (b) 火力発電所で排出される廃棄物に関して、廃棄物専門の会社に最終処理を委託契約している。しかし、詳細については現在の EIA 報告書に記載されていない。廃棄資材に関する取り扱いマニュアルを環境マネージメントの一環として作成することを提案する。 (c) 建設時に、作業員の健康及び安全教育プログラムを実施することを提案する。これらのプログラムは契約者の義務としてその内容を実施し、契約の特記項目として含める必要がある。 (d) 警備要員が、プロジェクト関係者・地域住民の安全を侵害することのないよう、警備員の安全教育プログラムを実施することを提案する。

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由、根拠、緩和策等)
5. その他	(1) 工事中的の影響	(a) 工事中的の汚染（騒音、振動、濁水、粉じん、排ガス、廃棄物等）に対して緩和策が用意されるか。	(a)Y	(a) 環境緩和策及びモニタリング計画はEIA 報告書で検証されている。EIA において検討されている緩和策を添付資料 4 に示す。
		(b) 工事により自然環境（生態系）に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	(b)Y	(b) 環境緩和策及びモニタリング計画はEIA 報告書で検証されている。建設時にはさらに調査するため環境管理計画を作る必要がある。
		(c) 工事により社会環境に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	(c)Y	(c) 環境緩和策及びモニタリング計画はEIA 報告書で検証されている。建設時にはさらに調査するため環境管理計画を作る必要がある。
	(2) 事故防止対策	(a) 石炭火力の場合、貯炭所の自然発火を防止するよう計画されるか（散水設備等）。	(a)-	(a) EIA 報告書には自然発火の対応に関する記載はみられない。しかし設計段階に、自然発火を防ぐため国際基準に基づく適切な対応策を検討するべきである。
	(3) モニタリング	(a) 上記の環境項目のうち、影響が考えられる項目に対して、事業者のモニタリングが計画・実施されるか。	(a)Y	(a) 環境モニタリング計画はEIA 報告書で検証されており、詳細のモニタリング計画は承認されたEIA 報告書に基づき建設段階で作成される予定である。EIA 報告書において記されている環境緩和策を添付資料 4 に示す。
		(b) 当該計画の項目、方法、頻度等はどのように定められているか。	(b)Y	(b) 左記の情報はEIA 報告書のモニタリングプログラムにおいて記載されており、詳細のモニタリングプログラムは承認されたEIA 報告書に基づき建設段階に作成される予定である。
		(c) 事業者のモニタリング体制（組織、人員、機材、予算等とそれらの継続性）は確立されるか。	(c)Y	(c) 左記の情報はEIA 報告書のモニタリングプログラムにおいて記載されている。
		(d) 事業者から所管官庁等への報告の方法、頻度等は規定されているか	(d)Y	(d) EIA 報告書のモニタリング報告システムに記載されている。モニタリング計画は承認されたEIA 報告書に基づき建設段階に作成される予定である。建設及び操業時のモニタリングの詳細な方法や頻度は環境モニタリング計画において記載する必要がある。

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由、根拠、緩和策等)
6 留意点	他の環境チェックリストの参照	(a) 必要な場合には、送変電・配電に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること（送変電・配電施設の建設を伴う場合等）。 (b) 必要な場合は、港湾に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること（港湾設備の建設を伴う場合等）。	(a)N (b)N	(a) 送電線の評価は今後他報告書にて「送電線の環境チェックリスト」を用いて実施される予定である。 (b) 港湾施設の評価は「港湾チェックリスト」を参照のこと。
	環境チェックリスト使用上の注意	(a) 必要な場合には、越境または地球規模の環境問題への影響も確認する（廃棄物の越境処理、酸性雨、オゾン層破壊、地球温暖化の問題に係る要素が考えられる場合等）。	(a)N	(a) 地球規模の環境問題についてはEIA 報告書に記載がない。しかし、この境界を越えての影響や地球問題は事業の評価に必須のため、詳細計画終了後、主要な火力発電用機器の選定後に調査することを提案する。

JICA の環境チェックリストに基づく評価 (港湾施設)

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由、根拠、緩和策等)
1. 汚染対策	(1) 水質	<p>(a) 船舶・付帯設備等（ドック等）からの排水は、当該国の排出基準、環境基準等と整合するか。</p> <p>(b) 油、有害物質等が周辺水域に流出・排出しない対策がなされるか。</p> <p>(c) 水際線の変更、既存水面の消滅、新規水面の創出等によって、流況変化・海水交換率の低下等（海水循環が悪くなる）が発生し、水温・水質の変化が引き起こされるか。</p> <p>(d) 埋め立てを行う場合、埋立地からの浸透水が表流水、海水、地下水を汚染しない対策がなされるか。</p>	<p>(a) Y</p> <p>(b) Y</p> <p>(c) Y</p> <p>(d) N</p>	<p>(a) 発電所には油の処理施設や廃棄施設が設置されていない。また、船底からの流出物はメンテナンスドックで取り扱われる。発電所に居住している労働者の生活排水は、ソンハウ川に排出される前に処理施設で処理している。河川への排水はベトナム環境基準によって定められている水質基準に則ったものである。</p> <p>(b) 有害物質は政府によって定められた基準に基づいて取り扱われる。油流出対策として計画に基づき、オイルフェンスや吸着マット等を購入する必要がある。リスク分析の一部として、適切な対応策を操業時に策定すべきである。</p> <p>(c) 河岸において下記に示す大規模な土地の埋め立てや工事が行われる予定である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 棧橋の建設 ● 土地の埋立 ● 河川の浚渫 ● 石炭貯蔵施設の建設 <p>アクセス用の航路における砂の堆積を避けるため、堆積を最小化するためのシミュレーションを設計段階に行うことを提案する。</p> <p>(d) 埋立に必要とされる土はハウ川から運搬される。埋立地からの余水による汚染拡散を避けるため、環境保全対策を実施すべきである。しかし、EIA 報告書では保全対策についての記述がないので、下記の調査を建設時に追加で実施する必要がある。</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 土質の分析 ● 埋立の工法 ● 建設の工法 ● 水質汚染の緩和策

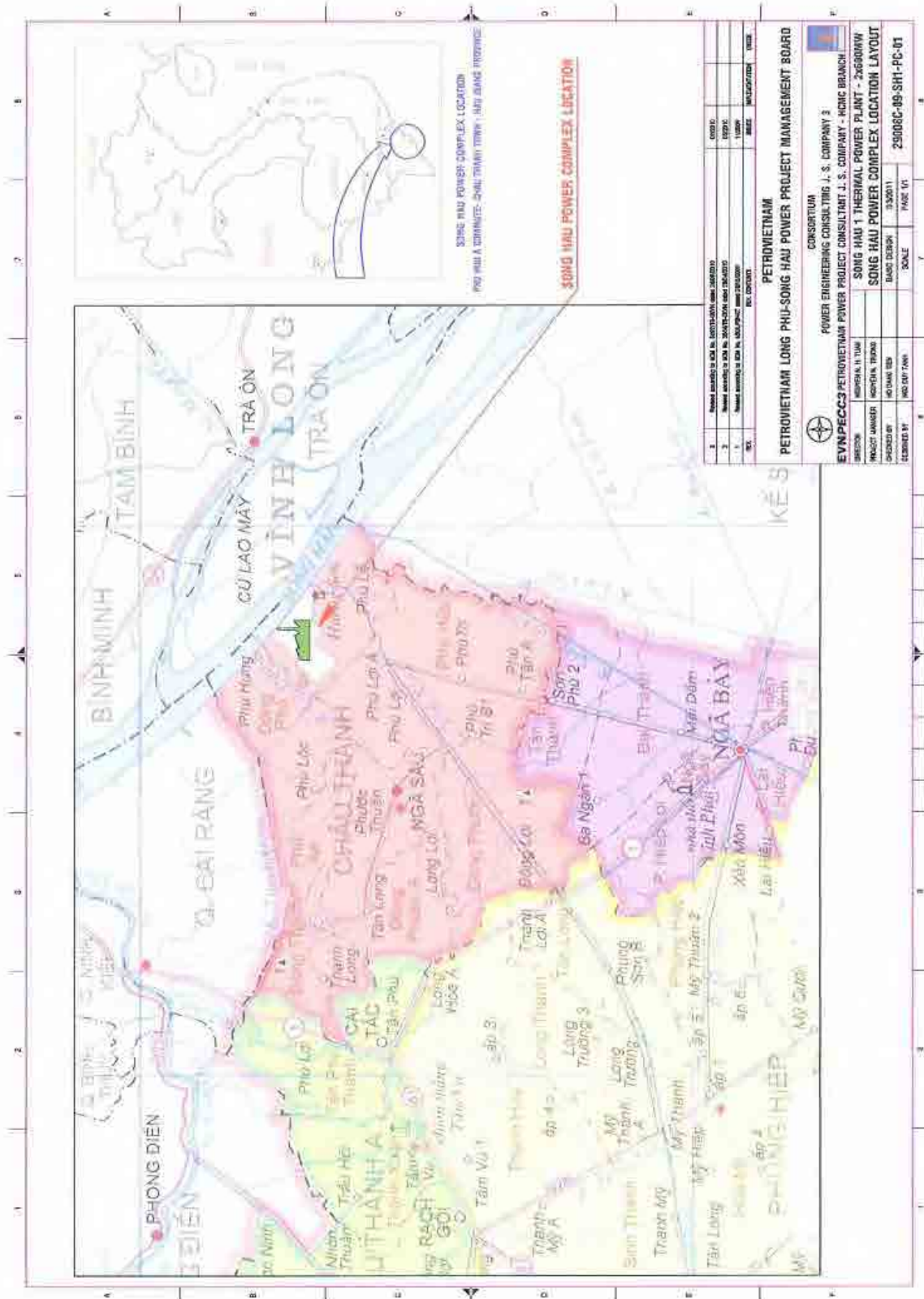
分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由、根拠、緩和策等)
	(2) 廃棄物	(a) 船舶、関連施設からの廃棄物は当該国の規定に従って適切に処理・処分されるか。	(a) Y	(a) 船舶からの廃棄物は発電所の基準やベトナム法令に基づき処理される。発電所には油の処理施設や廃棄施設が設置されていない。また、船底からの流出物はメンテナンスドックで取り扱われる。その為、船底からの流出物や使用済油の深刻な影響はない。
		(b) 浚渫土・沖捨て土の投棄が周辺水域に影響を及ぼすことがないよう、当該国の基準に従って適切に処理・処分されるか。	(b) Y	(b) 河川の水質のモニタリングは、環境モニタリング計画に従い浚渫や投棄の際に実施される。基本設計によると、浚渫土は埋め立てに活用される。しかし、EIA 報告書には浚渫予定地の土質に関するデータが記載されていない。その為、重金属や油の分析を含む、川底の土質の調査を実施することを提案する。
		(c) 有害物質が周辺水域に排出・投棄されないよう対策がなされるか。	(c) Y	(c) 発電所から発生する有害物質は主に廃油である。発電所は有害物質処理を取り扱う会社と契約を結び処理することとなっている。
	(3) 騒音・振動	(a) 騒音・振動は当該国の基準等と整合するか。	(a) Y	(a) 港湾の操業は騒音・振動に関するベトナム環境基準 (QCVN26-2010-BTNMT (75 d BA)) に準じる。建設時における想定される騒音源は基礎工事用機器や運搬車両及び船舶である。騒音レベルは QCVN26 に定められた居住地の基準よりも低い。
	(4) 底質	(a) 船舶及び関連施設からの有害物質等の排出・投棄によって底質を汚染しないよう対策がなされるか。	(a) Y	(a) 船舶からの有害物質は政府令に従いメンテナンスドックで処理される。
3. 自然環境	(1) 水象	(a) 港湾施設の設置による水系の変化は生じるか。流況、波浪、潮流等に悪影響を及ぼすか。	(a) N	(a) 維持浚渫の負担を減らす為に、港湾施設の設計段階において、ハウ川の深さ、潮流、流況に基づき、堆積を最小化するシミュレーション及び調査が必要である。
	(2) 地形・地質	(a) 港湾施設の設置による計画地周辺の地形・地質の	(a) Y	(a) 本事業は埋め立て作業を含むが、周辺地域の地形・地質に

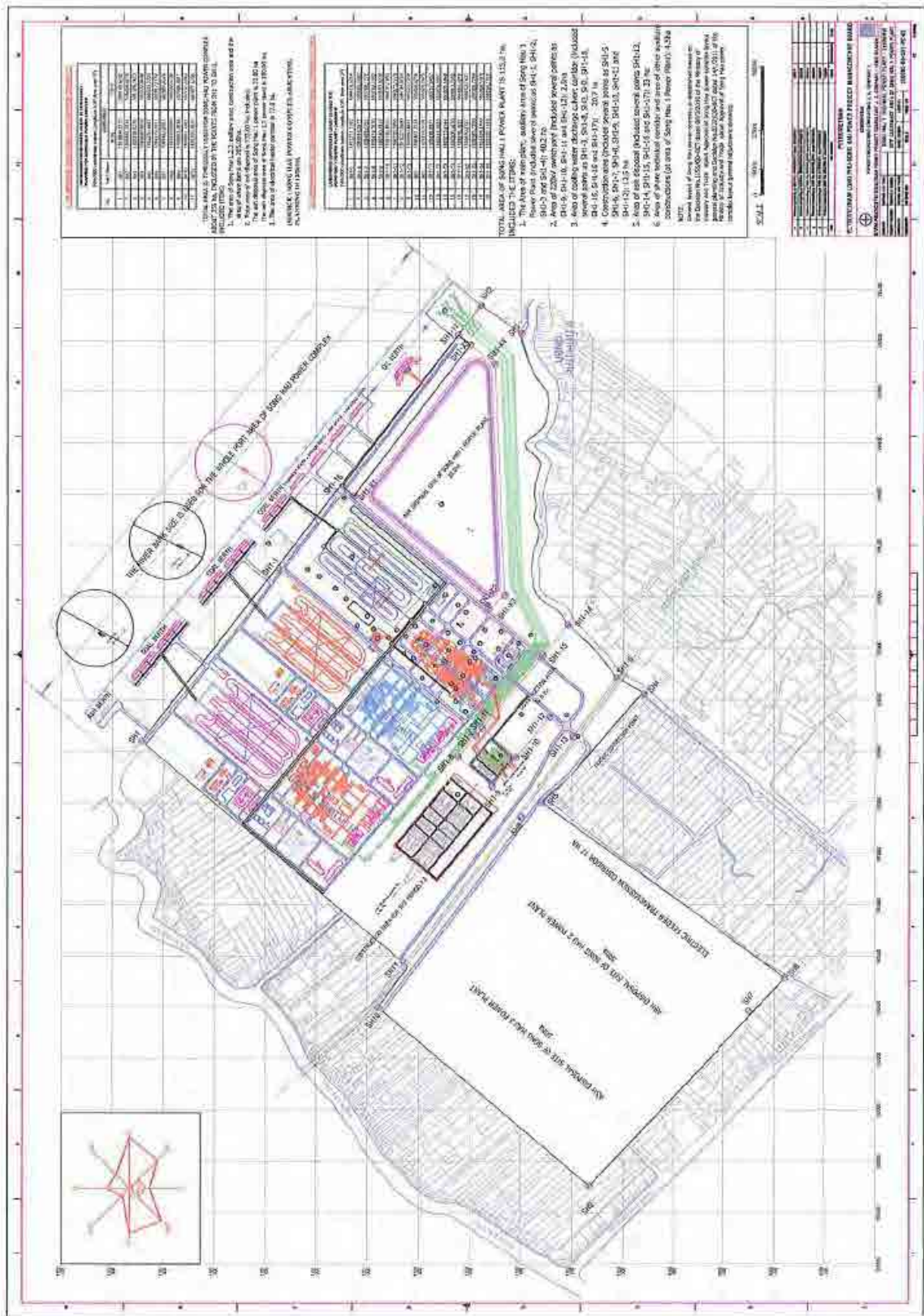
分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/No の理由、根拠、緩和策等)
		大規模な改変や自然海浜の消失が生じるか。		大規模な改変を生じさせることはない。
	(3) 生活・生計	(a) プロジェクトによる住民の生活への悪影響が生じるか。必要な場合は影響を緩和する配慮が行われるか。 (b) プロジェクトにより周辺の水域利用（漁業、レクリエーション利用を含む）が変化して住民の生計に悪影響を及ぼすか。 (c) 港湾施設が住民の既存水域交通及び周辺の道路交通に悪影響を及ぼすか。	(a) Y (b) Y (c) Y	(a) 主な建設資材の運搬は船舶で行われるので、プロジェクトによる住民への生活への悪影響はない。 (b) 周辺地域にはリゾートやレクリエーション施設はない。プロジェクト周辺地区の居住する漁民が、ハウ川で漁業を行っている。港湾施設の建設が彼らの収入に影響を与える可能性があるが、EIA 報告書には漁民に関する記載がない。 (c) 将来的に船舶の数が増加し、交通混雑を発生させる可能性もある。
	(4) 景観	(a) 特に配慮すべき景観が存在する場合、それに対し悪影響を及ぼすか。影響がある場合には必要な対策はとられるか。	(a) Y	(a) 港湾施設はハウ川沿いに建設されるが、景観には特に影響を与えない。

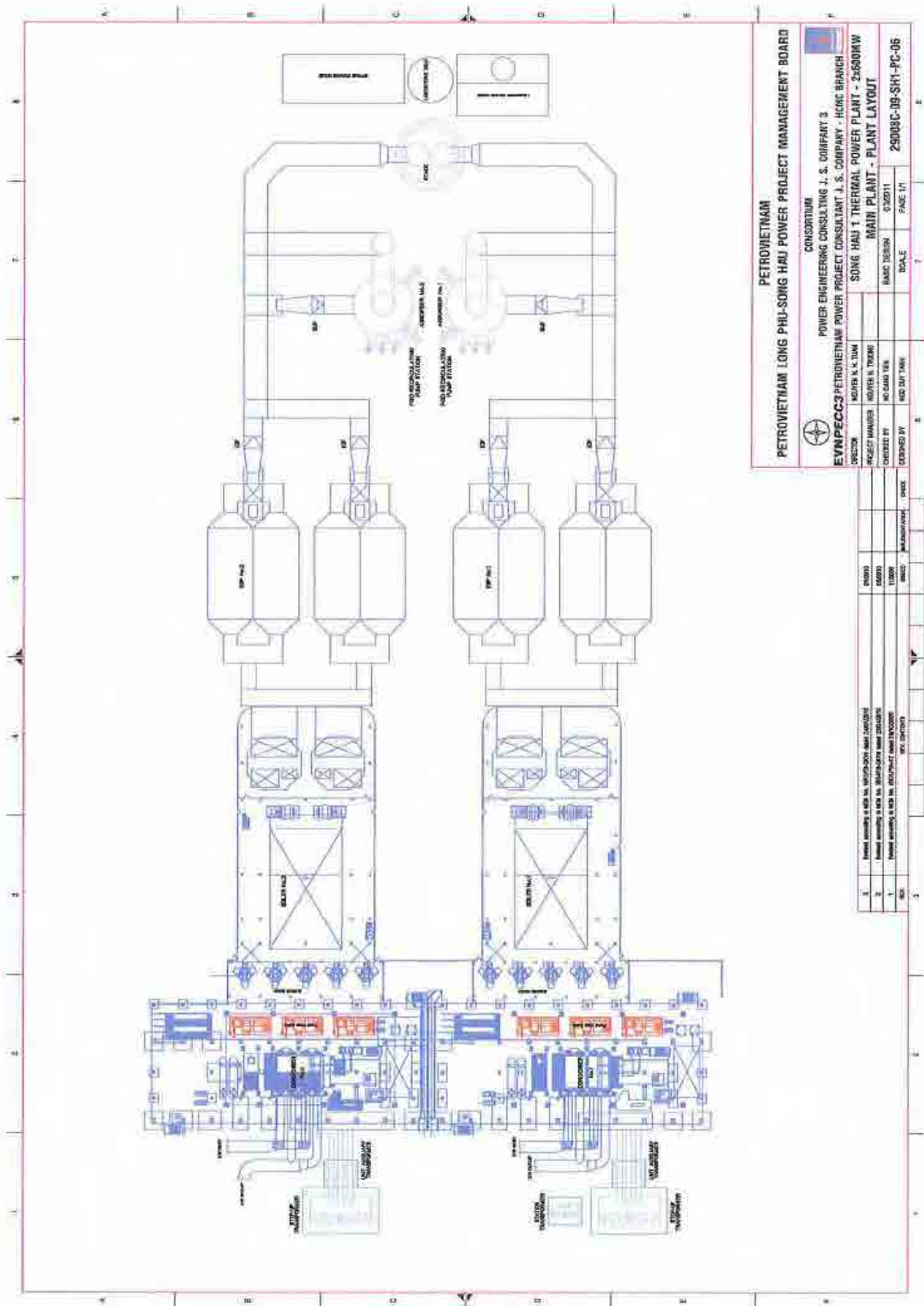
添付資料-E3

発電所配置図・建物計画図

出典：FS 報告書







添付資料-E4

環境緩和策

NO	影響要因	影響項目	対応策	実施主体
1	補償、用地取得、移転	居住者	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 既存の法律に基づき補償及び移転を行う。 ✓ 事業の補償及び移転は土地の整地及び工事着工前に実施済みである。 ✓ 事業実施時に補償及び移転は現行の法律に基づいて実施されている。 	事業実施主体
		地域	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 地域の労働者を雇用または訓練して適切な職を与える ✓ 工事現場で働く労働者を管理する為の規則や方針を定める 	事業実施主体
2	建設用の道路の開通	自然環境	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 工事現場のごみや廃材を収集する。 ✓ 工事用の道路に必要な土地における樹木の伐採を避ける ✓ 工事の後一時的に使用される土地の景観を保全する 	建設者/事業実施主体
		土地利用	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 工事用の道路を建設するために必要な土地の占有を避ける ✓ 工事の後一時的に使用される土地の景観を保全する 	建設者/事業実施主体
3	整地	植生	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 労働者の樹木の伐採を厳禁する。建設事業者は労働者の行動の管理責任を負う。 ✓ 罰則等規則を設定する。 ✓ 管理責任者を任命する。 	事業実施主体
		大気	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 騒音及び埃が事業地から周辺地域へ拡散しないよう建設現場周辺に塀を設置する。 ✓ 騒音や振動を最小限に抑える機器を使用する。 	
		水	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 住宅ゴミ、砂、石等の廃棄物を投棄しない。油等を廃棄しない。 ✓ 水質汚染を防ぐため、建設現場内に池等を作らない。 ✓ 油漏れを防ぐため、安全な場所に資材保管所を設置する。 ✓ 現行の法律に従い廃油を収集し、取り除く。 	建設者/事業実施主体
		自然景観	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 工事現場のごみや廃材を収集する。 ✓ 建設現場周辺に柵を設置する。 ✓ 工事完了後、一時的に使用された土地の景観を保全するよう配慮する。 	建設者/事業実施主体
4	大型の機器、資材の輸送、建設作業	大気	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 特別な輸送手段を使用し、使用前に負荷を確認する。 ✓ 水上の輸送を活用する。 ✓ 騒音や埃が建設現場から周辺地域へ拡散しないよう建設現場周辺に塀を設置する。 ✓ 建設現場における排出ガスを監視する。 	建設者/事業実施主体
		水	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 現行の法律に基づき廃油を収集及び取り除く。 	建設業者
5	船の旋回場所及び港湾の建設用地の設置	大気	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 浚渫は最短の期間で実施する。 ✓ 港湾建設の為の杭打作業は日中及び午後 10 時前までに完了する。 	建設業者

NO	影響要因	影響項目	対応策	実施主体
		土壌	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 汚泥は地域の実情の応じ、整地用に使用する。 ✓ 現行の法律に基づき、廃油を収集及び取り除く。 	建設者/事業実施主体
		水	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 船の巡回用地の浚渫作業の調整及び必要以上の浚渫を実施しない。 	建設業者
6	組立工事	大気	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 騒音や埃が建設現場から周辺地域へ拡散しないよう建設現場周辺に塀を設置する。 ✓ 騒音の中で働く労働者は保護用具を着用する。 ✓ 騒音や振動を最小限に抑える機器を使用する。 	建設業者
		水、土壌、水生植物	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 住宅ゴミ、砂、石等の廃棄物を投棄しない。油等を廃棄しない。 ✓ 水質汚染を防ぐため、建設現場内に池等を作らない。 ✓ 油漏れを防ぐため、安全な場所に資材保管所を設置する。 ✓ 現行の法律に従い廃油を収集し、取り除く。 	建設業者
		自然景観	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 工事現場のごみや廃材を収集する。 ✓ 建設現場周辺に柵を設置する。 ✓ 工事完了後、一時的に使用される土地の景観を保全するよう配慮する。 	建設業者
7	建設作業員宿舎の廃棄物	水、土壌、自然景観、地域の健康	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 住宅の廃棄物は常時回収し、廃棄所に集める。事業実施者及び建設業者は都市廃棄物管理会社と契約を結び、廃棄物処理を委託する。 ✓ 工事現場に労働者用のトイレ及び浄化槽（固定式及び移動式）を設置する。 	建設者/事業実施主体
		文化、地域経済、地域の健康	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 地域の労働者を雇用または訓練して適切な職を与える ✓ 工事現場で働く労働者を管理する為の規則や方針を定める ✓ 社会の弊害となる、労働者と地域住民の争いを最小限とするよう地方政府と調整して、労働者の管理を行う。 	建設者/事業実施主体
8	火事、爆発、労働者の事故、交通事故	労働者及び住民	<ul style="list-style-type: none"> ✓ シールド、噴霧器及び加湿器を備えた燃料貯蔵庫を計画する。 ✓ 定期的に漏れがないか確認及び管理する。 ✓ 火事や爆発に備え、防火や避難の備えをする。 ✓ 労働者の事故を防ぐため、労働規則や安全の遵守を労働者に確認する。 	建設者/事業実施主体

第8章 総括

目 次

- 8.1 PVNによるソンハウ1石炭火力発電所建設の重要性 VIII-1
- 8.2 ソンハウ1石炭火力発電所プロジェクトへの投資 VIII-1

第 8 章 総括

8.1 PVN によるソンハウ 1 石炭火力発電所建設の重要性

経済成長を続けるベトナムにとって、基幹インフラである電力の確保は最重要課題の一つである。これまでベトナムは、自前の資源である水力・石炭・天然ガスを主要な燃料として発電量を確保してきたが、今後の電力需要を満たすためには、海外から輸入する石炭を燃料とする大規模火力発電所を多数建設することが必要である。2011 年 7 月に発表された最新の第 7 次国家電力マスタープラン（第 7 次 PDP）には、ソンハウ 1 発電所を含め、多くの輸入石炭焼き火力発電所の建設が計画されている。

特にホーチミンを中心とするベトナム南部では、電力消費量が毎年 15%以上のペースで伸び続けており、2011 年～2015 年は毎年 18%以上の伸びが予測されている。ソンハウ 1 発電所は、ベトナム南部地域に対する①電力の安定供給、②電力の質の向上、③地域経済の発展、④労働需要の喚起、といった重要な役割を果たすことが期待されており、第 7 次 PDP によれば、2017 年に 1 号機、2018 年に 2 号機がそれぞれ商業運転を開始する計画である。このスケジュールは第 6 次 PDP と比べて 3 年程度遅れており、ベトナム南部の経済発展を確保するためにも、これ以上の遅れが生じないよう関係者への期待は大きい。

ソンハウ 1 発電所建設プロジェクトを推進する PVN は、ベトナムを代表する国営企業であり、堅固な経営基盤を誇るとともに、既に多数の発電所を保有し、大規模な石炭火力発電事業の推進に最も適したベトナム企業である。ソンハウ 1 発電所についても、用地の確保・整地が順調に行われており、PVN による発電所建設の準備能力の高さを窺い知ることができる。

8.2 ソンハウ 1 石炭火力発電所プロジェクトへの投資

PECC3 が作成した F/S では、総プロジェクトコストは比較的競争力のあるレベルを想定している。石炭価格については、事業実施期間を通して US\$90/MT で試算されているが、現在の相場に鑑みると US\$120/MT レベルに達すると考えられる。また、輸入石炭中継ターミナルを経由する事が必要不可欠な為、ターミナルから発電所までの 2 次輸送コストも石炭価格に上乗せする必要がある。大型石炭運搬船が直接着岸できる発電所と比較した場合、明らかに経済的に不利である。他方、ベトナムの電力価格は非常に低いレベルに抑えられているため、売電先の EVN は深刻な経済状態に陥っている。燃料価格を適正に反映した電力価格が設定されること、また石炭価格の変動が PPA に十分反映されるよう保証されることは、本件のみならず輸入炭を燃料とする IPP プロジェクト成功の最大のキーポイントである。

ソンハウ 1 発電所では、輸入炭中継ターミナルから発電所までの 2 次輸送の効率を上げるために 10,000DWT クラスの大型バージを使用する事が重要であり、大型バージが通行できるよう Bassac 運河 (Quan Chanh Bo 運河) を拡張の上、使用する事が望まれる。しかしながら、輸入炭中継ターミナル、Bassac 運河ともに大規模な国家予算が投入される必要があり、ベトナムでは新しい試みであることからソンハウ 1 発電所の商業運転に間に合うよう整備される見通しは立っていない。そのため、輸入炭中継ターミナルの建設が進まない場合は、ソンハウ 1 発電所専用の臨時ターミナルが必要となる。また大型バージの Bassac 運河通行が可能になるまでは、3,000DWT クラスのバージを使った頻度の高い 2 次輸送に頼らざるを得ない。

ソンハウ 1 発電プロジェクトに外資が参画を検討するためには、第 6 章で述べた通り、ベトナム政府が各種の保証を付与する BOT スキームの構築が必要と考えられる。仮に BOT スキームが認められた場合でも、ベトナムに於ける他の BOT による石炭火力プロジェクトの実績を考慮すると、第 7 次 PDP に設定された運転開始時期を達成することは容易ではないと推測される。BOT 又は BOO 等のいずれの方式が採用されるにせよ、本件の重要性は不変であり、ベトナム政府関係機関と PVN の協調によってソンハウ 1 発電所が計画通りに建設され、ベトナム南部地域の経済発展に大きく貢献することを切に希望する。