

第4章

事業スコープの内容及び妥当性確認

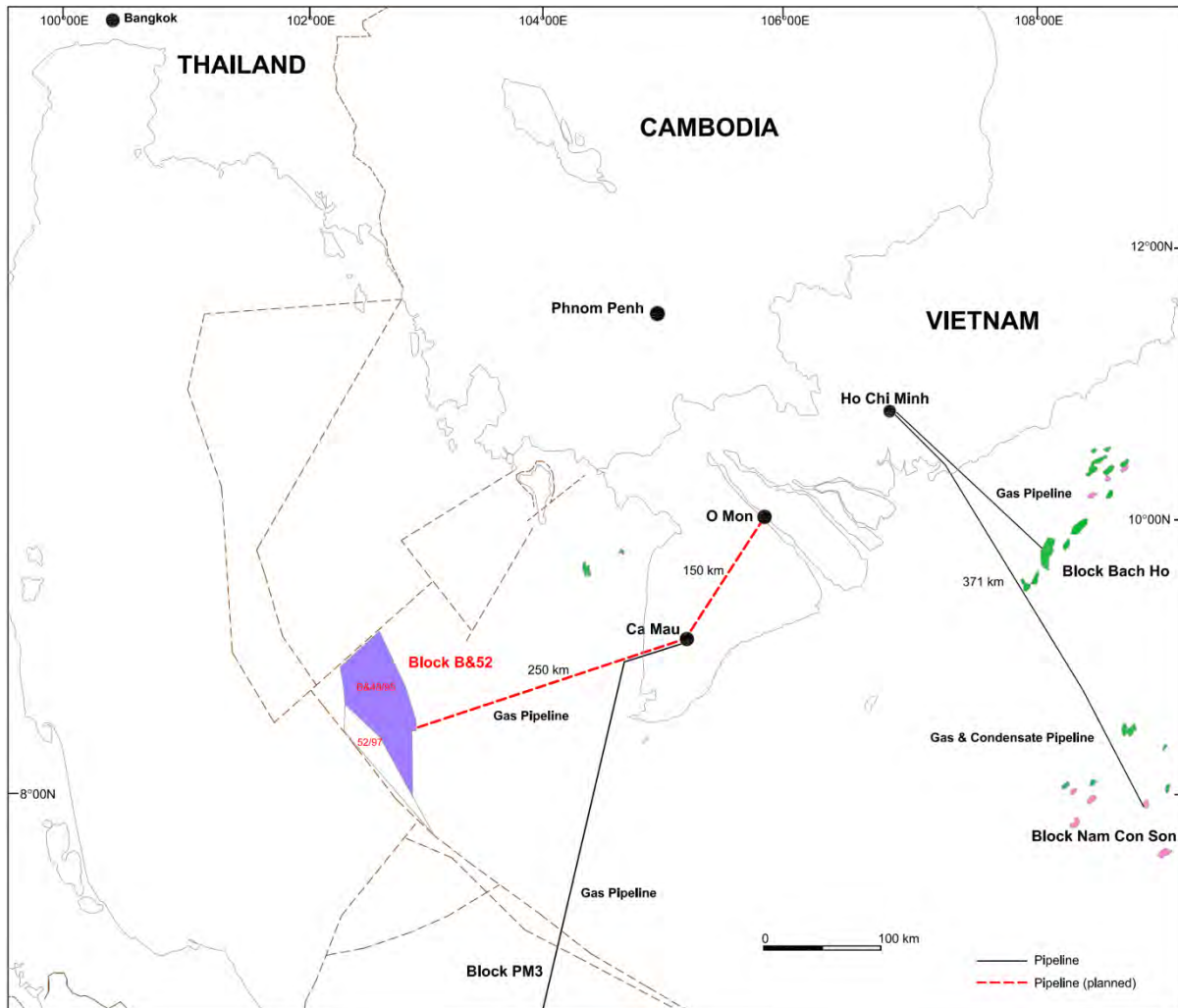
第4章 事業スコープの内容及び妥当性確認

4.1 燃料計画

4.1.1 Block B&52 ガス田の開発スキーム

本ガス田開発プロジェクトは「ベ」国南西部沖合に位置する Block B&52 ガス田 (Block B&48/95 と Block 52/97 の二つのガス田から成立つ) から回収したガスを海底ガスパイプライン及び陸上ガスパイプラインで Ca Mau 発電所経由オモン発電所に送るもので、その位置図を図 4.1-1 に示すが、海底ガスパイプラインは約 250 km、陸上ガスパイプラインは約 150 km で総延長は約 400 km に達する。

ガス田の開発スキームを図 4.1-2 に示す。



出典：MOECO 資料

図 4.1-1 Block B&52 ガス田及びガスパイプラインの位置図

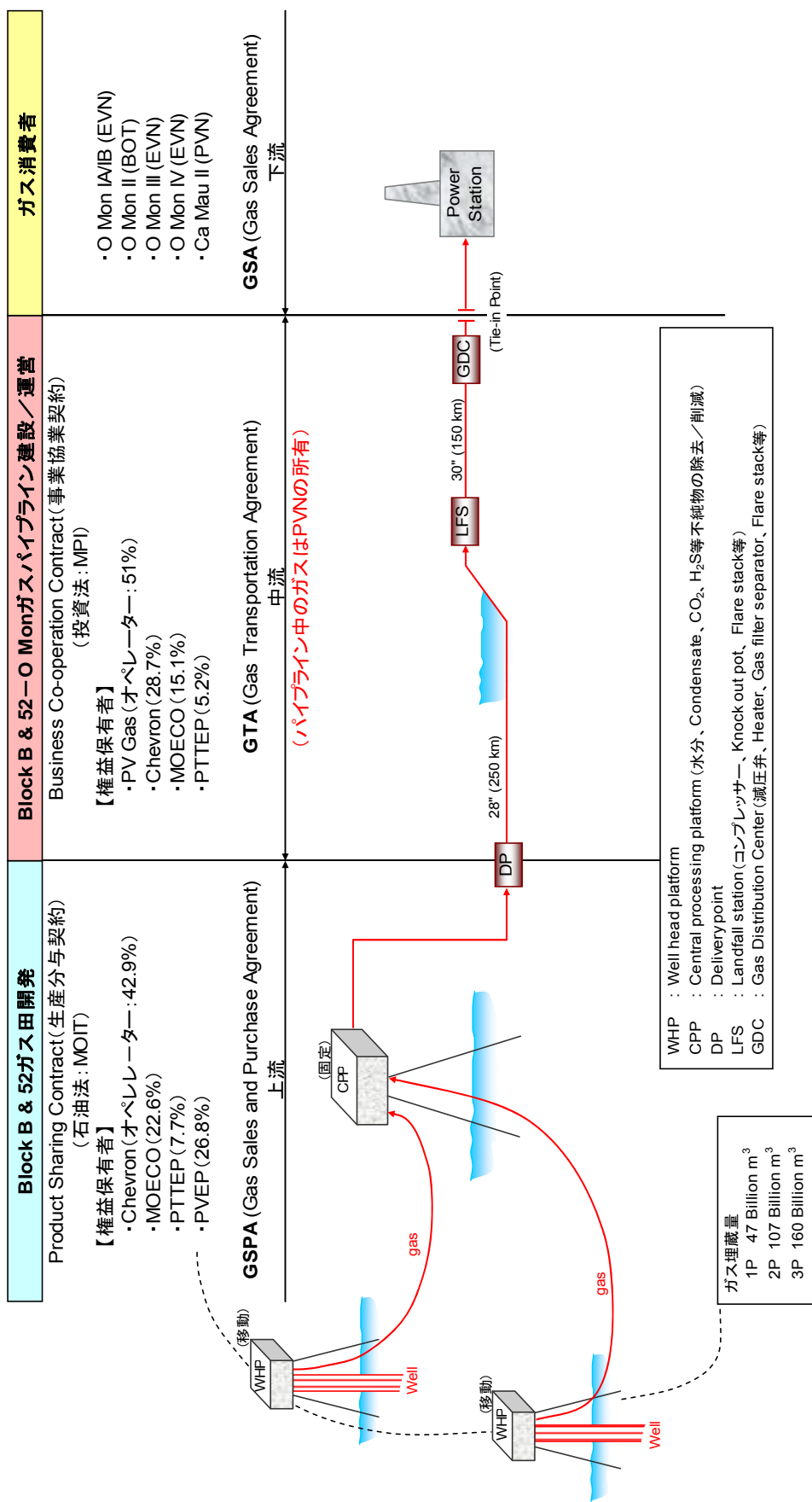


図 4.1-2 Block B&52 ガス田の開発スキーム

上流に位置するガス田の開発はChevron (米国) をオペレーターとし、MOECO (日本)¹、PTTEP (タイ)、PVEP (「ベ」国) の出資で行われており、その出資比率は図 4.1-2 に示す如く、42.9%、22.6%、7.7%、26.8%となっている。

Block B&52 のガス埋蔵量はPECC2 (Power Engineering Consulting Company No.2 : 電力設計コンサルタント会社No.2) のF/Sでは 1P (確認埋蔵量²) : 47 billion m³、2P (確認埋蔵量+推定埋蔵量³) : 113 billion m³、3P (確認埋蔵量+推定埋蔵量+予想埋蔵量) : 160 billion m³となっていたが、今回の調査で 2P : 107 billion m³ (3.78 Trillion cubic feet) と若干下方修正された。さらに、107 billion m³ は上流での生産量であり、このうち中流に陸送されるのは約 100 billion m³ (3.5 Trillion cubic feet) となる。

ガス田の開発はMOIT所管の石油法に基づく Product Sharing Contract (生産物分与契約⁴) により実施され、ガス売買契約 (Gas Sales and Purchase Agreement : GSPA) 締結後、PVNにガスを供給する。

中流に位置するガスパイプラインの建設及び運営は PVN の子会社である PV Gas をオペレーターとし、Chevron (米国)、MOECO (日本)、PTTEP (タイ) の出資で行われており、その出資比率は図 4.1-2 に示す如く、51%、28.7%、15.1%、5.2%となっている。

なお、ガスパイプライン中のガスは PVN の所有となる。

-
- 1 MOECO (三井石油開発) は三井物産が 70%、経済産業省が 30%の株を所有する石油開発企業である。
 - 2 確認埋蔵量の定義は、米国の投資家に広く知られている米国証券取引委員会規則 S-X Rule 4-10 に従っており、地質的、工学的データに基づき、現在の経済条件及び操業条件の下で、将来にわたり合理的な確実性をもって回収することが可能である原油・天然ガスの数量(estimated quantities)とされている。
確認埋蔵量に分類されるためには、市場及び経済性のある採取・処理・出荷手段が既に存在するか、あるいは近い襲来に実現することが確実であることが条件になっており、石油・ガス協会で用いられている埋蔵量の定義の中でも保守的な数値として広く認識されている。
また、米国証券取引委員会規則の定義による確認埋蔵量は、既存の抗井及び施設を利用して回収することができる確認開発埋蔵量 (proved developed) と将来掘削される抗井及び施設を利用して回収することができる確認未開発埋蔵量 (proved undeveloped) の二つに区分される。
 - 3 推定埋蔵量の定義は石油技術者協会 (SPE) が世界石油会議 (WPC)、米国石油地質技術者協会 (AAPG)、石油評価技術者協会 (SPEE) の支援の下に策定された基準 (2007PRMS) に従っており、地質的・工学的データに基づき、確認埋蔵量に追加して商業的に回収することが可能と推定される原油・天然ガスの数量とされる。
確率的手法を用いて推定埋蔵量を算定する場合には、確認埋蔵量と推定埋蔵量を合計した数量 (2P) を回収できる確立が 50%以上であることが必要とされる。
米国証券取引委員会規則に基づく確認埋蔵量との違いは、埋蔵量評価時点において、将来にわたり合理的な確実性をもって回収することが可能と認識できるかどうかという点である。新規技術データの追加によって技術的確実性が高まること、新規事業の場合には契約条件の確定・投資の意思決定などによって開発が確実になること等により、推定埋蔵量の一部は確認埋蔵量に格上げされる可能性がある。
なお、銀行団の融資は通常推定埋蔵量に基づいて意志決定される。
 - 4 一社または複数の石油・天然ガス開発会社がコントラクターとして、産油国政府や国営石油会社から探鉱・開発のための作業を自身のコスト負担で請負い、コストの回収分及び報酬を生産物で受取ることを内容とする契約である。すなわち、探鉱・開発作業の結果、石油・天然ガスの生産に至った場合、コントラクターは負担した探鉱・開発コストを生産物の一部より回収し (この作業費回収額は非課税となる)、更に残余の生産物 (石油・ガス) について、一定の配分比率に応じて産油国又は国営石油会社とコントラクター間で配分します (このコスト回収後の生産物のコントラクターの取り分を「利益原油・ガス」と呼び課税対象となる)。これに対して、探鉱作業の失敗や生産量の減少等により期待した生産を実現することが出来ない場合は、コントラクターは投下した資金の全部または一部を回収できないことになる。

ガスパイプラインの建設及び運営はMPI所管の投資法に基づく Business Co-operation Contract (協業契約) に従い実施され、ガスパイプライン完成後、PVN と PV Gas 間でガス輸送契約 (Gas Transportation Agreement : GTA) が締結される。

下流に位置するガス消費者としては EVN が運営するオモン 1A (330 MW) / 1B (330 MW)、オモン 3 (750 MW 以上)、オモン 4 (750 MW 以上)、BOT (Build-Operate-Transfer : 建設・運営・譲渡) で運営されるオモン 2 (750 MW 以上) および PVN の子会社が運営する Ca Mau II (750 MW) が予定されている。このうち、オモン 1A は重油で、Ca Mau II は PM3 からのガスで運転中であり、Block B&52 からのガスが使用可能になった時点で、オモン 1A はガス燃料への切替え、Ca Mau II はガス供給源の切替えを行う。

PVN から EVN へのガス供給はガス販売契約 (Gas Sales Agreement : GSA) に則って行われる。

Ca Mau I 及び Ca Mau Fertilize Plant へのガス供給は PM3 ガス田から行われ、将来ガスが不足しても Block B&52 ガス田からのガス供給は行われず、PVN は他のガス田からの供給を考える。また、2009 年 F/S で計画されていた Tra Noc 発電所へのガス供給は同発電所でのガス消費量が小さいことより PVN はガスパイプラインの建設を断念した。オモン 5 も建設計画自体が消えたため、Block B&52 ガス田の消費者から外された。

これら上流のガス田の開発、中流のガスパイプラインの建設ならびに下流のガスを消費する火力発電所の建設は同時期に完成する必要がある。

4.1.2 Block B&52 ガス田開発およびガスパイプライン建設の経緯と見通し

1996 年 5 月に「ベ」国の石油法に基づき、B&48/95 の PSC (Production Sharing Contract : 生産分与契約) が、1999 年 10 月に 52/97 の PSC 契約が発効された。

その後、ガスの商業発見宣言、協同開発域の設定等を経て、2009 年 7 月に GSPA、GTA に関する覚書 (Head of Agreement : HOA) が締結された。HOA は PVN と Block B&52 ガス田開発業者 (Chevron, MOECO, PTTEP および PVEP) 及びガスパイプライン建設・運営業者 (PV Gas, Chevron, MOECO および PTTEP) 間で結ばれ、主な内容は以下の通り。

- 1) 上流および PL (Gas Pipeline) の FEED (Front End Engineering Design : (F/S 設計後の基本設計) を開始する
- 2) GSPA および GTA の記載条件内容に関し交渉を開始する
- 3) プロジェクトの FID 要件の明記
- 4) PL BCC (Gas Pipeline Business Cooperation Contract : ガスパイプラインの事業協業契約)

に向けた交渉を開始する。

2010年にPL BCCが締結され、「パイプラインの所有・設計・建設・操業に関する権利と義務」につき合意した。

2011年3月にFEEDが完成し、ガス価格フォーミュラ、ガス供給量（日量）、標準熱量等が合意された。さらに、2011年12月の第1回訪ベ時、CTTPより「現在、ガス価格が「ベ」国政府に提出され、承認を待っている。今年中に承認される予定で、来年の第1期（2012年1月～3月）にGSAが締結される見込みである」との情報があつた。しかし、本年2月よりの第2回訪ベ時に確認したところ、「ベ」国政府は「ガス価格が高い」として承認されていないことが判明した。ガス価格の詳細については第4.1.5節「ガス価格」で説明する。

「ベ」国政府よりガス価格が承認されれば、GSPA、GSAおよびGTAが調印された後、投資最終決定（Final Investment Decision : FID）が締結され、工事着工のために銀行団の融資を受けることになる。FID締結に必要な事項を以下に示す。

- 1) コンソシアム各社の Board Agreement
- 2) GSPA、GTA、GSA、TOSA⁵の調印
- 3) 開発計画書（FDP）の「ベ」国政府承認（MOIT承認 → 首相承認）
- 4) 「ベ」国政府保証（首相承認事項）
支払保証、兌換保証（VND→USD）、Performance等の保証
- 5) ガスパイプラインの免税処置
- 6) PSC延長処置

銀行団からの融資はコンソシアム各社独自の判断で行われ、融資決定後、工事が開始される。ガスパイプラインの埋設工事期間は42ヶ月であり、上流のCPP（Central Processing Platform：中央処理プラットフォーム）、WHP（Well Head Platform：生産井戸）等の建設工事期間はそれ以内に収まる。

ガスパイプラインの埋設工事は「ベ」国指定業者であるVietsovpetro⁶、PVC⁷、PTSC⁸の実施が決定している。

中央処理プラットフォーム、生産井戸等の建設工事は2分割で行われ、業者も決まっている。

- ・ CPP、LQ⁹、FSO¹⁰はICB（International Competitive Bidding：国際競争入札）で決定。この際CPPジャケット部分（プラットフォームを海底に固定する構造物）、LQジャケット部分は

5 Tie-in Operation & Service Agreement：上流と中流の業者間のサービス契約

6 PVNとロシアの合弁会社

7 PetroVietnam Construction

8 PetroVietnam Technical Service Company

9 Living Quarters（居住区）

10 FSO: Floating Storage Offloading（浮遊型貯蔵出荷設備）

それぞれPTSC、Vietsovetroを起用することが条件付けられている。

- ・ WHP 及び Infield Pipeline は Chevron が PTSC と随意契約（EPC）を結ぶ。

表 4.1-1 にこれまでの経緯とこれから先の見通しを一覧表に纏めている。

表 4.1-1 Block B&52 ガス田開発の経緯と見通し

年 月	Milestone	備考
1996年5月	B&48/95 鉱区の PSC 発行	
1999年10月	B&52/97 鉱区の PSC 発行	
2002年5月	商業発見宣言	
2003年2月	共同開発地域（Joint Development Area）設定	
2007年9月	Joint Development Agreement/ Utilization Agreement 締結	
2009年7月	FEED HOA/PL（Pipeline） HOA 締結	基本設計業務を始めるための、商業的・技術的主要条件を合意
2010年2月	BCC 締結	パイプラインの所有・設計・建設・操業に関する権利義務につき合意
2011年3月	FEED 完成	GSPA で、ガス価格フォーミュラ、ガス供給量（日量）、標準熱量等を合意
2012年2月以降	Final Investment Decision (FID)	工事着手するには FID が締結され、銀行団の融資を受けることになるが、その締結に必要な事項を以下に示す。 1) コンソシアム各社の Board Agreement 2) GSPA、GTA、GSA、TOSA の調印 3) FDP の「ベ」国政府承認（MOIT 承認→首相承認） 4) 「ベ」国政府保証（首相承認事項） 支払保証、兌換保証（VND→USD）、Performance 等の保証 5) ガスパイプラインの免税処置 6) PSC 延長処置
	銀行団からの融資	コンソシアム各社独自の判断で融資先銀行を決定する。
	工事着工	ガスパイプラインの工事期間は42ヶ月 「ベ」国指定業者である Vietsovetro、PVC、PTSC の実施が決定している。 洋上プラットフォームの工事期間はそれ以内に収まる。工事は2分割で行われ、業者も決まっている。 ・ CCP、LQ、FSO は ICB で決定 ・ WHP 及び Infield Pipeline は Chevron が PTSC と随意契約（EPC）

出典：JICA 調査団で作成

4.1.3 ガス需要供給バランス

(1) Block B&52 のガス需要先

Block B&52 は Ca Mau II 発電所およびオモン 1、2、3、4 発電所にのみガスを供給する。ガス需要は次の条件で設定された。

- 1) オモン 4 は 2015 年 11 月に運開する。
- 2) オモン 3 は 2016 年 10 月に運開する。
- 3) オモン 2 は 2017 年 10 月に運開する。
- 4) Ca Mau II は 2015 年 10 月より Block B&52 のガス使用を開始する。
- 5) Tra Noc 発電所にガス供給しない。オモン 5 発電所は建設計画から外れ、ガス供給対象外となった。
- 6) オモン 1A および 1B はガス／重油焚きであり、ガスが不足する時は重油を使用する。(すなわち、ガスが足りない時はオモン 2、3、4 及び Ca Mau II に優先的にガスを回し、Dual Firing のオモン 1A/1B は重油燃焼するのが発電所の方針)

オモン 4 は ADB およびドイツ復興金融公庫 (Kreditanstalt für Wiederaufbau : KfW) と「ベ」国政府間で LA (Loan Agreement) がほぼ合意され、EVN によるコンサル選定中である。¹¹

一方、BOT にて運営予定のオモン 2 については現在、投資家が現れていない。PVN によるとこのことが GSA 締結のネックの一つになっているとのこと。電気料金が安いことに加え、後述するように Block B&52 のガス価格が高いことが投資の障害になっていると思われる。

(2) オモン 2、3、4 発電所の予想出力

PECC2 の F/S ではオモン 2、3、4 発電所の出力は 750 MW (サイト条件) であったが、ガスタービン技術の進歩は日進月歩であり、最新の F 型ガスタービンを使用したコンバインドサイクルの出力は 850 MW (ISO ベース)¹² を超えている。

調査団は今年 1 月、大型ガスタービン製造主要 4 社に最新の技術仕様を問い合わせ、その結果に基づいて、今年 2 月の第 2 回サイト調査時に、サイト条件での予想出力、ガス需要供給バランス等を JICA ハノイ事務所、EVN 等に説明した。

今年 3 月初めに、調査団は Gas Turbine World 2012 GTW Handbook を入手した。ここに記載されている GT 及び GT コンバインドサイクルの 2011 年版仕様は世間一般に認められた公式情報と見なされるため、この仕様に基づき表 4.1-2 を修正した。

¹¹ LA に調印すると、Grace period が開始されるが、着工が遅れるとその期間を食いつぶす恐れがあるため、EVN が調印を保留しているとの情報があった。

¹² サイト条件では約 790MW 以上となる。

今年2月時点の調査団作成表からの主要変更点は下記新モデルの追加である。

- 1) Alstom で KA26-2 (2011) が追加された
- 2) GE で 209FB (2011) が追加された
- 3) MHI で M701F5 が追加された

これ等の新モデルの運開予定日は以下の通りである。

- 1) AlstomのKA26-2 (2011) はタイで2014年末¹³
- 2) GEの209FB (2011) はフランスで2015年
- 3) MHIのM701F5は日本で2016年¹⁴

一部のモデルは現時点で主要コンポーネント（コンプレッサー、燃焼器、タービン）の運転実績を有するが、モデル一式としての運転実績はオモン3号機の入札予定時期にはないと思われることより、今回のF/Sの検討対象外とした。

この他のモデルも若干の出力増加があったため、それも反映した結果、4社のF型GTコンバインドサイクルはISOベースで850MWクラスと950MWクラスに2分される。

表 4.1-2 最新F型GTコンバインドサイクルの仕様(ISOベース)

Manufacturer	ALSTOM (2011)		GE (2011)		MHI (2011)		SIEMENS (2011)
	KA26-2 (2006)	KA26-2 (2011)	209FB (2003)	209FB (2011)	M701F4	M701F5	SCC5-4000F
Model	KA26-2 (2006)	KA26-2 (2011)	209FB (2003)	209FB (2011)	M701F4	M701F5	SCC5-4000F
Year First Machine	1996	1996	2003	2011	1992	1992	1995
Plant Output (MW)	870.0	935.0	913.6	1,025.6	958.8	1,053.3	853.0
Plant Efficiency (%)	59.0	59.5	59.7	61.1	60.2	61.2	58.5
Heat Rate (kJ/kWh)	6102	6050	6027	5892	5981	5883	6158
Gas Turbine Output (MW)	-	-	592.5	678.3	639.8	708.0	576.0
Steam Turbine Output (MW)	-	-	337.3	360	319.0	345.3	272.0
GT Type/Number.	GT26 (2006)/2	GT26 (2011)/2	9FB (2003)/2	9FB (2011)/2	M701F4/2	M701F5/2	SGT5-4000F 2
HRSG Type	Triple Pressure Reheat		Reheat*		Triple Pressure Reheat		Triple Pressure Reheat

* may be triple pressure

出典 : Gas Turbine World 2012 GTW Handbook

(3) 現地気象条件でのF型GTコンバインドサイクルのガス消費量

表 4.1-2 の出力及び効率はISOベース (15°C) に基づく。GTコンバインドサイクルの出力及び効率は大気温度の上昇に伴い減少する。オモン3の設計大気温度は30°Cなので、出力及び効率は低下する。表 4.1-3 にサイト条件での出力、効率の推定値及びそれに基づく年間ガ

13 コンプレッサーを除いて燃焼器、タービンはスペインのプロジェクトで2年の運転実績がある。

14 コンプレッサー、燃焼器はG型で、タービンはJ型で運転実績がある。

ス消費量（6000時間運転）を示す。

表 4.1-3 プラント予想性能(天然ガス燃焼、サイト条件)

候補ガスタービンモデル		Alstom GT26 (2006)	GE 9FB	Mitsubishi M701F4	Siemens SGT5-4000F
プラント構成		2-2-1	2-2-1	2-2-1	2-2-1
ガスタービン出力 (2台)	MW	528.5	536.7	577.3	521.1
蒸気タービン出力 (1台)	MW	290.6	318.1	300.3	268.6
補機動力 (含むトランス損失)	MW	16.4	17.1	17.6	15.8
正味プラント出力		802.7	837.7	860.0	773.9
ヒートレート (LHV)	kJ/kWh	6,249	6,278	6,242	6,435
プラント効率 (LHV)	%	57.6	57.3	57.7	55.9
年間予想ガス消費量 (6000時間) BNCM	Billion Nm ³	0.97	1.02	1.04	0.97
年間予想ガス消費量 (6000時間) BSCM	Billion Sm ³	1.02	1.08	1.10	1.02

注：JICA 調査団で作成

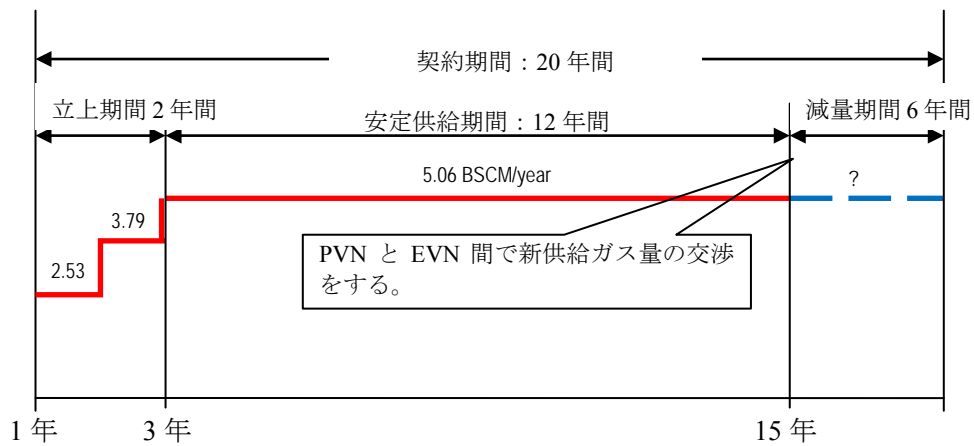
年間ガス消費量として、

- 1) 850 MW (ISO ベース) クラスの 1.02 Billion Sm³
 - 2) 950 MW (ISO ベース) クラスの 1.10 Billion Sm³
- の2種類を考慮した。

(4) Block B&52 からのガス供給

ガス供給は以下の如く予想される。

ガス供給開始 1、2 年目は立上期間と呼ばれ、3 年目からガス安定供給期間 (Plateau) に入る。この期間は年間 5.06 BSCM のガスが供給される、この供給量は GSPA、GSA で規定されている 1 日の契約量、DCQ (Daily Contact Quantity) = 490 MMSCF (13.88 MSCM) に基づく。すなわち、13.88 MSCM × 365 = 5.06 BSCM/year となる。



注：JICA 調査団で作成

GSPA、GSAでは、117.35%のスイング¹⁵に基づくMDCQ（Maximum Daily Contact Quantity）の規定もある。

$MDCQ = 490 \times 1.1735 = 575 \text{ MMSCF} (16.29 \text{ MSCM})$ であり、年間では $16.29 \text{ MSCM} \times 365 = 5.94 \text{ BSCM/year}$ となる。

DCQは“Take or Pay”¹⁶の対象となるが、MDCQは対象とならない。操業開始以降、EVNは必要に応じてDCQ～MDCQのガスを購入でき、購入ガス量がDCQを下回らない限り“Take or Pay”のペナルティを受けない。一方、PVNはMDCQ以内での追加ガスを供給する義務がある。

DCQ、MDCQは熱量ベースで規定されており、上記BSCM/yearはガス高位発熱量＝870 Btu/scfでガス量に換算した値を示す。従って、実際に供給されるガス発熱量が870 Btu/scfより高ければDCQ、MDCQは減るし、低ければ増えることになる。

なお、ガス安定供給期間は別の定義でも規定されており、これを適用した方が、安定供給期間は短くなるが、その詳細は第4.1.4節で説明する。

(5) ガス需要供給バランス

オモン2、3、4の三つの発電所に採用されるF型GTコンバインドサイクルの出力は今後のICB等を通じて決定することになるので、ここでは、次の4つのケースについて予想されるガス需要供給バランスについて検討した（出力はISOベースに基づく）。

15 スイングとはガス供給量の余裕であり、ガスパイプラインが長いとそれが一種のアキュムレターの効果を持ち、短期的に契約ガス量以上のガス供給が可能となる

16 Take or Pay 契約とは、ガス需要家（EVN）がDCQ規定のガス量を消費できなかった場合でも、DCQ規定ガス消費量の支払義務があることを指す。

- 1) 850 MW クラス F 型 GT コンバインドサイクルが三つの発電所全てに採用される
 - 2) 850 MW クラス F 型 GT コンバインドサイクルが二つの発電所に採用され、950 MW クラスの F 型 GT コンバインドサイクルが一つの発電所に採用される
 - 3) 850 MW クラス F 型 GT コンバインドサイクルが一つ発電所に採用され、950 MW クラスの F 型 GT コンバインドサイクルが二つの発電所に採用される
 - 4) 950 MW クラス F 型 GT コンバインドサイクルが三つの発電所全てに採用される
- (a) 表 4.1-4、表 4.1-5 がケース 1)の結果を示す。

3 年目以降の安定ガス供給期間におけるオモン 1A 発電所へのガス供給量は需要の 82% となるが、オモン 2、3、4 発電所及び Ca Mau II 発電所へのガス供給は需要を満たす結果となった。オモン 1A 発電所でのガス不足は重油燃焼で賄うことになる。

MDCQ を選択すると、立上期間の 1 年目を除き、ガス供給はほぼ需要を満たす結果となった。

- (b) 表 4.1-6、表 4.1-7 がケース 2)の結果を示す。

3 年目以降の安定ガス供給期間におけるオモン 1A 発電所へのガス供給量は需要の 68% となるが、オモン 2、3、4 発電所及び Ca Mau II 発電所へのガス供給は需要を満たす結果となった。オモン 1A 発電所でのガス不足は重油燃焼で賄うことになる。

MDCQ を選択すると、立上期間の 1 年目を除き、ガス供給はほぼ需要を満たす結果となった。

- (c) 表 4.1-8、表 4.1-9 がケース 3)の結果を示す。

3 年目以降の安定ガス供給期間におけるオモン 1A 発電所へのガス供給量は需要の 55% となるが、オモン 2、3、4 発電所及び Ca Mau II 発電所へのガス供給は需要を満たす結果となった。オモン 1A 発電所でのガス不足は重油燃焼で賄うことになる。

MDCQ を選択すると、立上期間の 1 年目を除き、ガス供給はほぼ需要を満たす結果となった。

- (d) 表 4.1-10、表 4.1-11 がケース 4)の結果を示す。

3 年目以降の安定ガス供給期間におけるオモン 1A 発電所へのガス供給量は需要の 42% となるが、オモン 2、3、4 発電所及び Ca Mau II 発電所へのガス供給は需要を満たす結果となった。オモン 1A 発電所でのガス不足は重油燃焼で賄うことになる。

MDCQ を選択すると、立上期間の 1 年目を除き、ガス供給はほぼ需要を満たす結果とな

った。

以上のガス需要供給バランスの検討結果より、ガス需要を満たすには次の対策の何れかが考えられる。

- 1) 不足するガス量をオモン 1A またはオモン 1B を重油焚きすることで賄う。
- 2) MDCQ を適用する（但し、この場合は第 4.1.4 節に示す如く、ガス安定供給期間が約 1 年間短縮される。

CTTP は「ガスが足りない時はオモン 1A またはオモン 1B を重油焚にする」との方針を定めていることより、1)が現実的な対応と考えられる。

なお、Block B&52 ガス田からの供給ガスが不足する場合の LNG の利用については、ブンタオ近郊で LNG 基地建設の計画があるが、設備費が巨大で実現するか、現状では不明である。さらに、LNG 価格は一般的に天然ガスの 3 倍弱するために、実現したとしてもオモン火力発電所での使用は紆余曲折が予想され、LNG によるバックアップは考慮外とした。

表 4.1-4 850 MW x 3 機、DCQ ベース

(850 MW x 3/DCQ Basis)

Ô Môn IV starts commissioning from 04/2015 and commercial operation from 11/2015
Cà Mau 2 starts operating by Lot.B&52 Gas from 10/2015

NĂM (year)	1st year			2nd year			3rd year			(standard billion m3)		
	10/2015-10/2016	10/2016-10/2017	10/2017-10/2018	10/2018-10/2019	10/2019-10/2020	10/2020-10/2021	10/2021-10/2022	10/2022-10/2023	10/2023-10/2024	10/2024-10/2025	10/2025-10/2026	10/2026-10/2027
CUNG (supply)	2.53	3.79	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06
CẦU (demand)	2.53	3.79	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06
Cà Mau 2 (750 MW)	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Ô Môn IA (330 MW)	0.00	0.24	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49	0.49
Ô Môn IB (330 MW)	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Ô Môn II (850 MW)			1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
Ô Môn III (850 MW)		1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
Ô Môn IV (850 MW)	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
Ô Môn V	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
CUNG - CẦU (balance)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

O Môn I-A,B will be flexible operated (gas and/or heavy fuel oil) to ensure the maximum reliability and availability of O Môn Complex.
Gas quantity marked in red shows the case that gas is not enough for 0.60 Billion m3 in O Môn I-A,B

表 4.1-5 850 MW × 3 機、MDCQ ベース

(850 MW x 3/MDCQ Basis)

Ô Môn IV starts commissioning from 04/2015 and commercial operation from 11/2015
Cà Mau 2 starts operating by Lot.B&52 Gas from 10/2015

(standard billion m3)

NĂM (year)	1 st year		2nd year		3rd year		4	5	6	7	8	9	10	11	12
	10/2015-10/2016	10/2016-10/2017	10/2016-10/2017	10/2017-10/2018	10/2017-10/2018	10/2018-10/2019	10/2019	10/2020	10/2021	10/2022	10/2023	10/2024	10/2025	10/2026	10/2027
CUNG (supply)	2.97	4.45	4.45	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94
CẦU (demand)	2.97	4.15	4.15	5.17	5.17	5.17	5.17	5.17	5.17	5.17	5.17	5.17	5.17	5.17	5.17
Cà Mau 2 (750 MW)	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Ô Môn IA (330 MW)	0.44	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Ô Môn IB (330 MW)	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Ô Môn II (850 MW)				1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
Ô Môn III (850 MW)				1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
Ô Môn IV (850 MW)	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
Ô Môn V	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
CUNG - CẦU (balance)	0.00	0.30	0.30	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77

O Môn I-A,B will be flexible operated (gas and/or heavy fuel oil) to ensure the maximum reliability and availability of O Môn Complex.
Gas quantity marked in red shows the case that gas is not enough for 0.60 Billion m3 in O Môn I-A,B

表 4.1-6 850 MW × 2 機 + 950 MW × 1 機、DCQ ベース

(850 MW x 2 + 950 Mw x 1/DCQ Basis)

Ô Môn IV starts commissioning from 04/2015 and commercial operation from 11/2015
Cà Mau 2 starts operating by Lot.B&52 Gas from 10/2015

NĂM (year)	1 st year		2nd year		3rd year		4		5		6		7		8		9		10		11		12		
	10/2015-10/2016	10/2016-10/2017	10/2017-10/2018	10/2018-10/2019	10/2019-10/2020	10/2020-10/2021	10/2021-10/2022	10/2022-10/2023	10/2023-10/2024	10/2024-10/2025	10/2025-10/2026	10/2026-10/2027	10/2027-10/2028	10/2028-10/2029	10/2029-10/2030	10/2030-10/2031	10/2031-10/2032	10/2032-10/2033	10/2033-10/2034	10/2034-10/2035	10/2035-10/2036	10/2036-10/2037	10/2037-10/2038	10/2038-10/2039	10/2039-10/2040
CUNG (supply)	2.53	3.79	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06
CÀU (demand)	2.53	3.79	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06
Cà Mau 2 (750 MW)	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Ô Môn IA (330 MW)	0.00	0.16	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41
Ô Môn IB (330 MW)	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Ô Môn II (850 MW)			1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
Ô Môn III (950 MW)			1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Ô Môn IV (850 MW)	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
Ô Môn V	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
CUNG - CÀU (balance)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

O Môn I-A,B will be flexible operated (gas and/or heavy fuel oil) to ensure the maximum reliability and availability of O Môn Complex.
Gas quantity marked in red shows the case that gas is not enough for 0.60 Billion m3 in O Môn I-A,B

表 4.1-7 850 MW × 2 機 + 950 MW × 1 機、MDCQ ベース

(850 MW x 2 + 950 MW x 1)/MDCQ Basis)

Ô Môn IV starts commissioning from 04/2015 and commercial operation from 11/2015
Cà Mau 2 starts operating by Lot.B&52 Gas from 10/2015

NĂM (year)	1 st year		2nd year		3rd year		4	5	6	7	8	9	10	11	12
	10/2015-10/2016	10/2016-10/2017	10/2017-10/2018	10/2018-10/2019	10/2019-10/2020	10/2020-10/2021	10/2021-10/2022	10/2022-10/2023	10/2023-10/2024	10/2024-10/2025	10/2025-10/2026	10/2026-10/2027	(standard billion m ³)		
CUNG (supply)	2.97	4.45	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94
CẦU (demand)	2.97	4.23	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25	5.25
Cà Mau 2 (750 MW)	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Ô Môn IA (330 MW)	0.44	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Ô Môn IB (330 MW)	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Ô Môn II (850 MW)			1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
Ô Môn III (950 MW)		1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Ô Môn IV (850 MW)	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
Ô Môn V	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
CUNG - CẦU (balance)	0.00	0.22	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69

O Mon I-A, B will be flexible operated (gas and/or heavy fuel oil) to ensure the maximum reliability and availability of O Mon Complex.
Gas quantity marked in red shows the case that gas is not enough for 0.60 Billion m³ in O Mon I-A, B

表 4.1-8 850 MW x 1 機 + 950 MW x 2 機、DCQ ベース

(850 MW x 1 + 950 Mw x 2/DCQ Basis)

Ô Môn IV starts commissioning from 04/2015 and commercial operation from 11/2015
Cà Mau 2 starts operating by Lot.B&52 Gas from 10/2015

NĂM (year)	1st year		2nd year		3rd year		4	5	6	7	8	9	10	11	12
	10/2015-10/2016	10/2016-10/2017	10/2017-10/2018	10/2018-10/2019	10/2019-10/2020	10/2020-10/2021	10/2021-10/2022	10/2022-10/2023	10/2023-10/2024	10/2024-10/2025	10/2025-10/2026	10/2026-10/2027			
CUNG (supply)	2.53	3.79	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06
CẦU (demand)	2.53	3.79	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06
Cà Mau 2 (750 MW)	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Ô Môn IA (330 MW)	0.00	0.16	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33
Ô Môn IB (330 MW)	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Ô Môn II (950 MW)		1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Ô Môn III (950 MW)		1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Ô Môn IV (850 MW)	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
Ô Môn V	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
CUNG - CẦU (balance)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

O Môn I-A,B will be flexible operated (gas and/or heavy fuel oil) to ensure the maximum reliability and availability of O Môn Complex.
Gas quantity marked in red shows the case that gas is not enough for 0.60 Billion m3 in O Môn I-A,B

表 4.1-9 850 MW × 1 機 + 950 MW × 2 機、MDCQ ベース

(850 MW x 1 + 950 MW x 2)/MDCQ Basis)

Ô Môn IV starts commissioning from 04/2015 and commercial operation from 11/2015
Cà Mau 2 starts operating by Lot.B&52 Gas from 10/2015

NĂM (year)	(standard billion m3)											
	1st year	2nd year	3rd year	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	10/2015-10/2016	10/2016-10/2017	10/2017-10/2018	10/2019	10/2020	10/2021	10/2022	10/2023	10/2024	10/2025	10/2026	10/2027
CUNG (supply)	2.97	4.45	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94
CÀU (demand)	2.97	4.23	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33	5.33
Cà Mau 2 (750 MW)	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Ô Môn IA (330 MW)	0.44	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Ô Môn IB (330 MW)	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Ô Môn II (950 MW)			1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Ô Môn III (950 MW)		1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Ô Môn IV (850 MW)	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
Ô Môn V	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
CUNG - CÀU (balance)	0.00	0.22	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61	0.61

O Môn I-A,B will be flexible operated (gas and/or heavy fuel oil) to ensure the maximum reliability and availability of O Môn Complex.
Gas quantity marked in red shows the case that gas is not enough for 0.60 Billion m3 in O Môn I-A,B

表 4.1-10 950 MW × 3 機、DCQ ベース

(950 Mw x 3/DCQ Basis)

Ô Môn IV starts commissioning from 04/2015 and commercial operation from 11/2015
Cà Mau 2 starts operating by Lot.B&52 Gas from 10/2015

NĂM (year)	1st year		2nd year		3rd year		4		5		6		7		8		9		10		11		12	
	10/2015-10/2016	10/2016-10/2017	10/2017-10/2018	10/2018-10/2019	10/2019-10/2020	10/2020-10/2021	10/2021-10/2022	10/2022-10/2023	10/2023-10/2024	10/2024-10/2025	10/2025-10/2026	10/2026-10/2027												
CUNG (supply)	2.53	3.79	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06
CẦU (demand)	2.53	3.79	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06	5.06
Cà Mau 2 (750 MW)	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Ô Môn IA (330 MW)	0.00	0.08	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Ô Môn IB (330 MW)	0.52	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Ô Môn II (950 MW)			1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Ô Môn III (950 MW)			1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Ô Môn IV (950 MW)	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Ô Môn V	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
CUNG - CẦU (balance)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

O Môn I-A,B will be flexible operated (gas and/or heavy fuel oil) to ensure the maximum reliability and availability of O Môn Complex.
Gas quantity marked in red shows the case that gas is not enough for 0.60 Billion m3 in O Môn I-A,B

表 4.1-11 950 MW x 3 機、MDCQ ベース

(950 MW x 3)/MDCQ Basis)

Ô Môn IV starts commissioning from 04/2015 and commercial operation from 11/2015
Cà Mau 2 starts operating by Lot.B&52 Gas from 10/2015

NĂM (year)	1 st year		2nd year		3rd year		4	5	6	7	8	9	10	11	12
	10/2015-10/2016	10/2016-10/2017	10/2017-10/2018	10/2019	10/2020	10/2021	10/2022	10/2023	10/2024	10/2025	10/2026	10/2027			
CUNG (supply)	2.97	4.45	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94	5.94
CẦU (demand)	2.97	4.31	5.41	5.41	5.41	5.41	5.41	5.41	5.41	5.41	5.41	5.41	5.41	5.41	5.41
Cà Mau 2 (750 MW)	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Ô Môn IA (330 MW)	0.36	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Ô Môn IB (330 MW)	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Ô Môn II (950 MW)			1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Ô Môn III (950 MW)			1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Ô Môn IV (950 MW)	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Ô Môn V	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
CUNG - CẦU (balance)	0.00	0.14	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53

O Môn I-A, B will be flexible operated (gas and/or heavy fuel oil) to ensure the maximum reliability and availability of O Môn Complex.
Gas quantity marked in red shows the case that gas is not enough for 0.60 Billion m3 in O Môn I-A, B

4.1.4 ガス安定供給期間

(1) Block B&52 のガス安定供給期間の定義

Chevron および PVN との打合せで、GSPA、GSA ともガス安定供給期間の終了は 1)、2)の早い方となっていることが判明した。

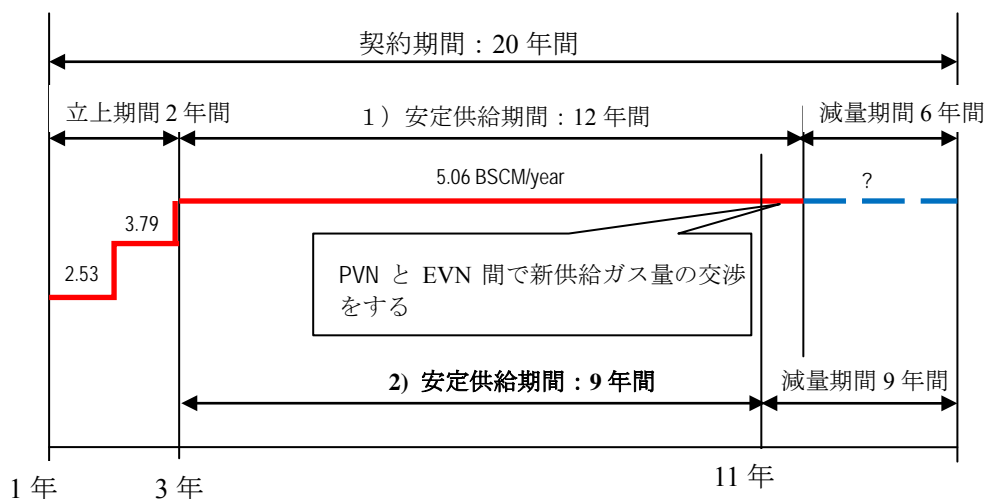
- 1) December 31 of the year after 14 years gas supply service (2 years + 12 years)
- 2) December 31 of the year in which 50% of gas reserve (2P) is consumed

さらに PVN より有効 2P は 100 BSCM であることを確認した。これ等の情報に基づき、2) によるガス安定供給期間を計算すると

$$(50 - 2.53 - 3.79)/5.06 = 8.6 \rightarrow 9 \text{ years}$$

従って、ガス安定供給期間の終了は 2 + 9 = 11 年目となる。

これを下図に示す。



注：JICA 調査団で作成

さらに、オモン3の場合、立上期間の2年目から運転に入るので、ガス安定供給期間の終了は運開してから10年目となる。

MDCQ を適用する場合、EVN が権利を最大限利用した場合（すなわち、MDCQ のガスを全量使用したと仮定）のガス安定供給期間を計算すると

$$(50 - 2.53 - 3.79)/5.94 = 7.4 \rightarrow 8 \text{ years}$$

従って、ガス安定供給期間の終了は 2 + 8 = 10 年目となる。

さらに、オモン3の場合、立上期間の2年目から運転に入るので、ガス安定供給期間の終了は運開してから9年目となる。

次にこれ等のガス安定供給期間の妥当性について検討する。

(2) 過去のプロジェクトのガス安定供給期間

PVN、Chevron および EVN は「契約期間の20年間、ガス安定供給を約束したプロジェクトは過去にない。今回の安定供給期間は普通である」との態度であった。さらに Chevron から「BP (British Petroleum) がオペレーターで開発したナムコンソンガス田の PM-1¹⁷向けの GSPA で規定されているガス安定供給期間も今回の契約と大差ないと思われる」との発言があった。

このため、同 GSPA の対象箇所のコピーを入手した。添付資料 4.1-1 に示す。

Block B&52 の14年(2+12)に相当する期間が11年となっている。Block B&52 の「2Pの半分を消費した年数」に相当すると思われる規定は DCQ が分からないので、計算できないが、契約の全期間を保証する契約とはなっていない。ただ、ガス安定供給期間を過ぎた後のガス供給についての記載もあるが、意味不明である。関係者にも確認したが明確な回答はなかった。

いずれにせよ、Block B&52 のガス安定供給期間が特別に短いと言えない。

(3) ガス安定供給期間に対する安心材料

これについては二つの安心材料がある。

1) GSA での PVN の義務

第2回目の現地調査で、GSA において「安定供給期間終了後、ガスが不足する場合、PVN は他のガス田からのガス供給を考える」との文言が PVN の Obligation として明記されていると EVN 及び PVN から確認を得た。

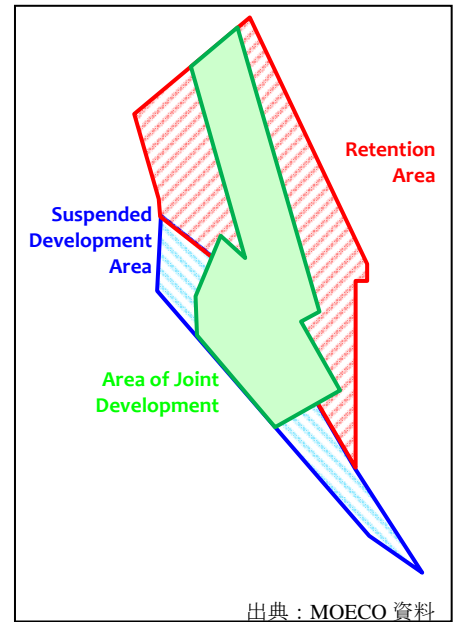
2) Block B&52 のガス田未開発領域

MOECO より「現在開発している Joint Development Area は Block B&52 の約 1/3 で、この領域の 2P が 100 BSCM である。残りの Suspended Development Area of Block 52/97 は 2012 年に 2 本試験井を掘る予定である。一方、Retension Area of Block B&48/95 は FID 後に掘

17 フーミー1号機：JICA ODA によって建設された総出力 1,090 MW の F 型 GT コンバインドサイクル発電所。約 10 年前に運開した。

削の方向で再検討している（右図参照）。

追加エリアの開発は現在の Block B&52 の権益保有者（Chevron、MOECO、PTTEP、PVEP）により実施される。これによりオモン3発電所へのガス供給条件が将来改善される可能性はある。



28/04/00

5.2.8 Minimum Plateau Period

If the end of the Plateau Period is earlier than both of:

- (i) the Day on which twenty nine (29) billion Standard Cubic Metres of Sales Gas have been delivered under this Agreement and the Other Agreements, and
- (ii) the eleventh (11th) anniversary of the Commissioning Date,

then during the remaining period from the end of the Plateau Period until the earlier of the events described in paragraphs (i) and (ii) above:

- (a) the DCQ and MDCQ for the Plateau Period as specified in Articles 5.2.3 and 5.3 (iii) respectively, shall continue to apply, notwithstanding the preceding provisions of this Article 5.2, and
- (b) for the purposes only of the classification of Shortfall Gas in accordance with Article 13, the sum of the Buyer's Proper Nominations aggregated each Contract Year (or part thereof) during such remaining period shall not exceed two decimal seven (2.7) billion Standard Cubic Metres (or the appropriate portion thereof, as the case may be).

5.3 Maximum Daily Contract Quantity

There shall be established a Maximum Daily Contract Quantity ("MDCQ") which shall be the maximum daily quantity of Sales Gas which the Buyer may nominate for deliveries in aggregate by the Sellers. Subject to Article 10.5, the MDCQ shall be as follows:

(i) First Contract Year

From the Start Date until the end of the First Contract Year, the MDCQ each Day shall be nine decimal five two two (9.522) million Standard Cubic Metres;

4.1.5 ガス価格

(1) ガス価格についての情報

昨年末に Block B&52 からのガス価格が「ベ」国政府承認のため提出されたが、その価格は GSA で 9~10 USD/MMBtu であり、「ベ」国政府は高いとして現状承認していない。

一方、Chevronは資金を出して、IE¹⁸に「石炭焼き火力発電所とガス焼きコンバインドサイクルの経済比較」のF/S実施を依頼した。その結論は以下の通り。

- ・ Chevron が提示しているガス価格でも石炭火力に対して優位性がある。
- ・ そのガス価格を使用しても電気代に与える影響はごく僅かである。

この報告書は MOIT、PVN、EVN に提出されている。

(2) ガス価格計算フォーミュラ

1) GSPA

初期基準価格を前々四半期の平均アメリカ消費者物価指数と前四半期の平均 HSFO（高硫黄重油）価格で修正する

2) GTA

初期基準価格を前々四半期の平均アメリカ消費者物価指数で修正する。

3) GSA

$GSA = GSPA + GTA + PVN \text{ 管理費}$

4.1.6 ガスの仕様

表 4.1-12 に Block B&52 ガス田から採取された 7 種類のガス性状を示す。不活性ガス（CO₂ + N₂）の含有割合が高く、12~23%の範囲にある。ガスタービン製造者により多少のバラツキはあるが、不活性ガス 20%程度はガス燃料として適応可能と思われる。

発熱量は通常の天然ガスよりやや高めである。これは高発熱量のエタン、プロパンの含有量が比較的多いためである。

PVN は EVN に対し、コンバインドサイクル設計用として、表中の 893 の適用を勧めている。

18 Institute Energy（ベトナム政府付属の研究所）

表 4.1-13 に 893 の詳細仕様を示す。

表 4.1-12 Block B&52 ガス性状

Anticipated Sales Gas Compositions HCDP 7.2C (45F), Water 7 Ib/MMscfd		Within LOI Specifications							
		HCDP Cal's HHV	45.07F 856	44.97F 866	44.66F 879	45.06F 893	44.59F 949	44.61F 1,014	44.98F 1,050
Component		Mol %	Mol %	Mol %	Mol %	Mol %	Mol %	Mol %	Mol %
C1	Methane	71.5500	77.1600	73.1400	80.4884	84.9397	66.4000	74.2251	
C2	Ethane	2.8100	2.9400	2.9100	2.7368	3.0212	6.2100	5.0397	
C3	Propane	1.4700	0.3200	1.5200	0.2997	0.4152	5.4200	4.5097	
iC4	Isobutane	0.4200	0.1100	0.4400	0.0964	0.1318	1.1300	1.3076	
nC4	n-Butane	0.3300	0.0800	0.3500	0.0698	0.1066	1.0300	0.8459	
iC5	Isopentane	0.1600	0.0800	0.2100	0.0631	0.0742	0.2700	0.2834	
nC5	n-Pentane	0.0900	0.0400	0.1400	0.0265	0.0366	0.1500	0.1552	
C6	Hexane	0.0900	0.1400	0.0900	0.1232	0.1452	0.0600	0.0580	
C7	Heptane	0.0600	0.1235	0.0450	0.1269	0.0794	0.0150	0.0130	
C8+	Octane+	0.0190	0.0025	0.0200	0.0045	0.0160	0.0000	0.0100	
N2	Nitrogen	2.9900	1.8700	2.7100	2.0158	2.1286	2.5600	5.3679	
CO ₂	Carbon dioxide	20.0000	17.1200	18.4100	13.9367	8.8900	16.7400	8.1680	
H ₂ O	Water vapour	0.0147	0.0147	0.0147	0.0147	0.0147	0.0147	0.0147	
Total		100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	
Inert		23.0	19.0	21.1	16.0	11.0	19.3	13.5	
MW		23.4	21.9	23.0	21.0	19.7	24.6	22.2	
SG (60F, 14.696 psia)		0.81	0.76	0.79	0.72	0.68	0.85	0.76	
LHV (Btu/scf)		773	781	794	806	856	920	951	
HHV (Btu/scf)		856	866	879	893	949	1,014	1,050	
Wobbe Index at 60F		953	997	988	1050	1,152	1,101	1,202	
Modified Wobbe Index at 60F		37.7	39.4	39.1	41.5	45.6	43.8	47.7	
Sample Point No.		1	2	3	4	5	6	7	

出典：PVN

表 4.1-13 ガス 893 の詳細仕様

No.	Property	Unit	Typical Value	Min. Value	Max. Value	Contractually Committed
I Composition						
1.a	Methane CH4	% mol	80.4884%	66.4%	95%	
1.b	Methane CH4	& of total reactance		82.3%	100%	Yes (> 82% of total reactants)
2	Ethane C2H6	% mol	2.7368%	1%	8%	
3	Propane C3H8	% mol	0.2997%	0%	6%	
4	i-Butane C4H10	% mol	0.0964%	0%	3%	
5	n-Butane C4H10	% mol	0.0698%	0%	3%	
6	i-Pentane C5H12	% mol	0.0631%	0%	0.4%	
7	n-Pentane C5H12	% mol	0.0265%	0%	0.3%	
8	Hexane C6H14	% mol	0.1232%	0%	0.2%	
9	Heptane C7H16	% mol	0.1269%	0%	0.2%	
10	Octane plus (C8+)	% mol	0.0045%	0%	0.1%	
11	Nitrogen N2	% mol	2.0158%	0%	8%	Yes
12	Carbon dioxide CO2	% mol	13.9367%	0%	20%	20% CO ₂ in the first 5 contract years, after that consider to increase up to 21%
13	Water vapor H2O	% mol	0.0147%	0%	0.0147%	Yes
14	Helium He	% mol	0.00%	0%	0%	
15	Oxygen O2	% mol	0.00%	0%	0.1%	Yes
16	Hydrogen H2	% mol	0.00%	0%	0%	
17	Carbon monoxide CO	% mol	0.00%	0%	0%	
18	Other components	% mol	0.00%	0%	0%	
19	Total	% mol	100.00%	N/A	N/A	
20	Sum of higher hydrocarbons C2+	% mol	3.5468%			
21	Total inert	% mol	15.9526%	0%	23.0%	Yes
22	Variation of C2+	% mol		0%	17.0%	
II Gas Conditions (at power plant - Provided by PV Gas)						
1	Pressure at TP	Barg		40	60	Yes
2	Pressure variation	%				
3	Temperature at TP	°C		+10°C above HCDP and 10°C above Water dew point	60	Yes
III Physical Properties						
1.b	Hydrocarbon Dew Point at 60 bar (870 psig)	°C	1.7		7.2	Yes
2	Hydrocarbon Dew Point at Cricondetherm	°C	7.3			
3	Water dew point at 60 bar (870 psig) based on water content 7 lb/MMscf	°C	-2.6			
4	Hydrocarbon Dew Point at 60 bar (870 psig)	F	35			
5	Hydrocarbon Dew Point at Cricondetherm	F	45.06			
6	Water dew point at 60 bar (870 psig) based on water content 7 lb/MMscf	F	27.2			
7	MW		20.97			
8	SG		0.72			
9	Density at 60F	Ib/ft3	0.055			
10	Density at 15°C	kg/m ³	0.89			
11	Higher Heating Value (HHV)	BTU/scf	893	850	1,050	Yes
12	Lower Heating Value (LHV)	BTU/scf	806	773	951	
13	Absolute Limit of Wobbe Index at 60F (LHV/SG^0.5)	BTU/scf	947	858	1,140	Yes
14	Operating Gas Wobbe Index Range for Period From First Gas to the End of 5th Contract Year	BTU/scf		858 (953 - 10%)	1,048 (953 + 10%)	Yes
15	Operating Gas Wobbe Index Variation Range Relative to Midpoint	%		-10%	+10%	Yes
16	Option to Change Wobbe Index Range with Respect to Midpoint, Subject to Proper Notification			No change permitted in first five (5) years of operation, commencing from the Start Date	Seller has the option to request a change in Wobbe Index range three (3) times in the first 20 years of the project and a total of four (4) times over the life of the project. The fourth (4th) change, if required, will be subject to mutual agreement by the Parties, based on Block B field conditions at that time.	Yes

出典：PVN

4.1.7 ガス分配センター及びオモン発電所との境界点

(1) ガス分配センター

PV Gasが建設予定のガス分配センターはオモン発電所の正門より南に直線で約300 m離れた場所にある。約7.5 haの広さがあり、住民移転は完了していた。写真4.1-1に敷地を、写真4.1-2にガス分配センターよりオモン発電所を望んだ写真を示す。

(2) ガス供給ラインの境界点

ガス供給ラインのTie-in Pointはオモン発電所構内の油棧橋の付近にある。図4.1-3に配置図を示す。



写真 4.1-1 ガス分配センター建設予定地



写真 4.1-2 ガス分配センターよりオモン発電所を望む

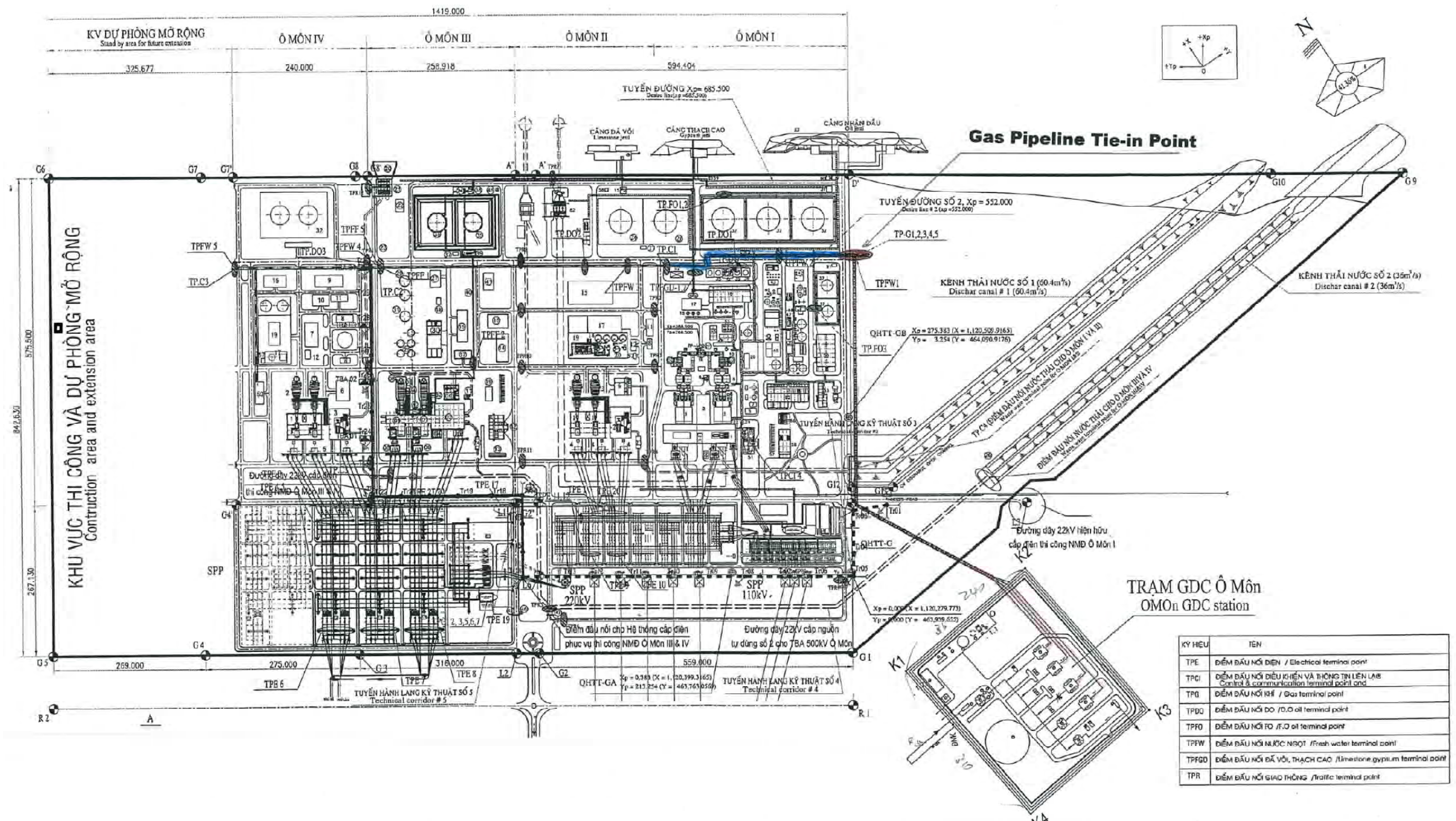


図 4.1-3 ガス供給ラインの Tie-in Point

出典：CTTP

4.1.8 補助燃料（軽油）

(1) 軽油の仕様

現在、発電所ではオモン 1A の起動用に軽油が使用されている。その量は起動 1 回当たり約 43 ton である。

その軽油の仕様を表 4.1-14 に示す。

(2) 軽油価格

価格は 20,350 ~ 24,619 VND/litter (0.97 ~ 1.18 USD/litter) at 15°C である。

(3) 軽油の入手先および方法

軽油はシンガポールからの輸入品で Petrolimex 等の国内販売数社から調達を受けている。販売会社の貯油設備はカントー市やホーチミン市にあり、500 DWT 程度のバージで発電所に運ばれる。輸送期間はカントー市からは 1 日、ホーチミン市からは 3 日程度である。

ズンクワット製油所は稼動しているが、ここで精製された国内産軽油を使用する計画は現在ない。

(4) 発電所での荷揚げ

バージで運ばれた軽油は油棧橋に設置された 1 個の Oil unloading arm（容量：400 m³/h）によって発電所構内の貯油タンクに送られる。

表 4.1-14 軽油仕様

Characteristic	Unit	Specific Value	Range
Compositions (% weight)			
Carbon	%	86.19	85.3 - 86.5
Hydrogen	%	13.11	12.6 - 13.8
Nitrogen	%	0.1	
Oxygen	%	0.1	
Sulfur	%	0.5	1.0 Max
Moisture	%	0	
Ash content	%	0	0.01 Max
Total	%	100	
High heating value (HHV)	kJ/kg	45,225	44,800 - 46,050
Low heating value (LHV)	kJ/kg	42,600	
Kinematic viscosity at 40°C	cSt		1.3 - 5.5
Flash point	°C		50 Min
Pour point	°C		-6 Max
Water and Sediment	% Vol		0.05 Max
Conradson Carbon Residue (10% day)	% Wt		0.35
Distillation - 90% vol. recovered	°C		282 - 338
Metal corrosion (V + Pb + Zn + Ni)	ppm		1 Max

出典：CTTP

4.2 全体計画

4.2.1 本事業の工事計画

(1) オモン発電団地内の発電所建設プロジェクトの現況

- ・オモン発電団地内の発電所の建設プロジェクトは下記の表 4.2-1 の通り計画されている。
- ・オモン4 発電所はオモン3 発電所より1年先行して営業運転を開始し、2016年にはオモン発電団地内の総設備容量は2,160 MWとなる。

表 4.2-1 オモン発電団地の発電所建設計画

発電所名	発電タイプ	設備容量	運転開始年	備考
オモン1	コンベンショナル	660 MW	1A Unit 2009年 1B Unit 2014年	1B JICA 融資
オモン2	コンバインドサイクル	750 MW	2016年	BOT プロジェクト 営業運転開始年はPDP7に基づく
オモン3	コンバインドサイクル	750 MW	2016年11月	EVN が承認した最新実施計画。 JICA 融資予定
オモン4	コンバインドサイクル	750 MW	2015年11月	EVN が承認した最新実施計画。 ADB 融資予定
オモン5	—	—	—	建設計画は無い

注：CTTPの情報を基にJICA調査団で整理

(2) オモン発電団地内の4発電所と主要設備・施設の用地面積の内訳

- ・オモン発電団地の総所有面積は約191 ha(空地、フェンス外側の道路・所員の宿舎等含む)。
- ・CTTPからオモン1～オモン4発電所の総所有用地面積と主要設備・施設(発電設備・燃料設備・開閉所・その他の設備・緑化の5区分)の用地面積についてのデータとCAD図面(図4.2-1及び図4.2-2)を入手し、表4.2-2の通り現状確認を行った。

表 4.2-2 オモン発電団地内の4発電所の総所有用地面積と主要設備・施設の
用地面積・比率の内訳

(単位: ha)

	所有用地面積	主要設備・施設の内訳									
		発電設備		燃料設備		開閉所		その他設備		緑化	
オモン1	32.4535	3.0863	9.5%	3.1201	9.6%	4.6275	14.3%	18.0749	55.7%	3.5447	10.9%
オモン2	14.2632	3.7235	26.1%	2.1676	15.2%	—	—	7.3925	51.8%	0.9796	6.9%
オモン3	52.0171	2.6665	5.1%	1.9212	1.3%	9.5710	18.4%	32.1113	61.7%	5.7471	11.1%
オモン4	13.812	2.3248	16.8%	2.0465	14.8%	—	—	6.7208	48.7%	2.7199	19.7%

出典: CTPP

確認事項

<オモン3発電所の所有地>

- (1) オモン3発電所はオモン発電団地内のオモン1～オモン4発電所の中で所有用地面積が一番広く、オモン4発電所の約3.8倍の広さを所有している。
- (2) オモン3発電所用地は220kV/500kV開閉所Area(9,571ha)を除くと下記の3ブロックに分かれている(図4.2-1参照)。
 - 1) オモン3KV1Area(14.905ha) — 発電プラント設備区画
 - 2) オモン3KV2Area(12.8905ha) — 220kV開閉所の南側の空地
 - 3) オモン3KV3Area(14.8502ha) — CW(Cooling water:冷却水)の放水カルバート1No.2ルートが計画されている上盤の空地
- (3) オモン3、オモン4発電所の共有設備であるAdministration Building、Guard House & Gate(main & sub)はオモン3発電所の所有地(敷地内)に設置。
- 4) 220kV Control Roomはオモン1、オモン2発電所Areaの南側の220kV/110kV開閉所内に概に設置されており、共有設備として使用。
- 5) オモン3発電所の現計画の緑化用地の比率は11.1%となっているが、オモン発電団地内には緑地面積の拡張が可能なスペースは十分ある。
- 6) 今後のオモン2/オモン3/オモン4の各発電所建設時の資機材置場は下記の通り計画されている。(図4.2-2参照)
 - 1) オモン2発電所:オモン3kV2ブロック
 - 2) オモン3発電所:オモン4発電所西側空地の1/2Area(Hau Riverの前面側)
 - 3) オモン4発電所:オモン4発電所西側空地の1/2Area(500kV開閉所の西側)

<その他>

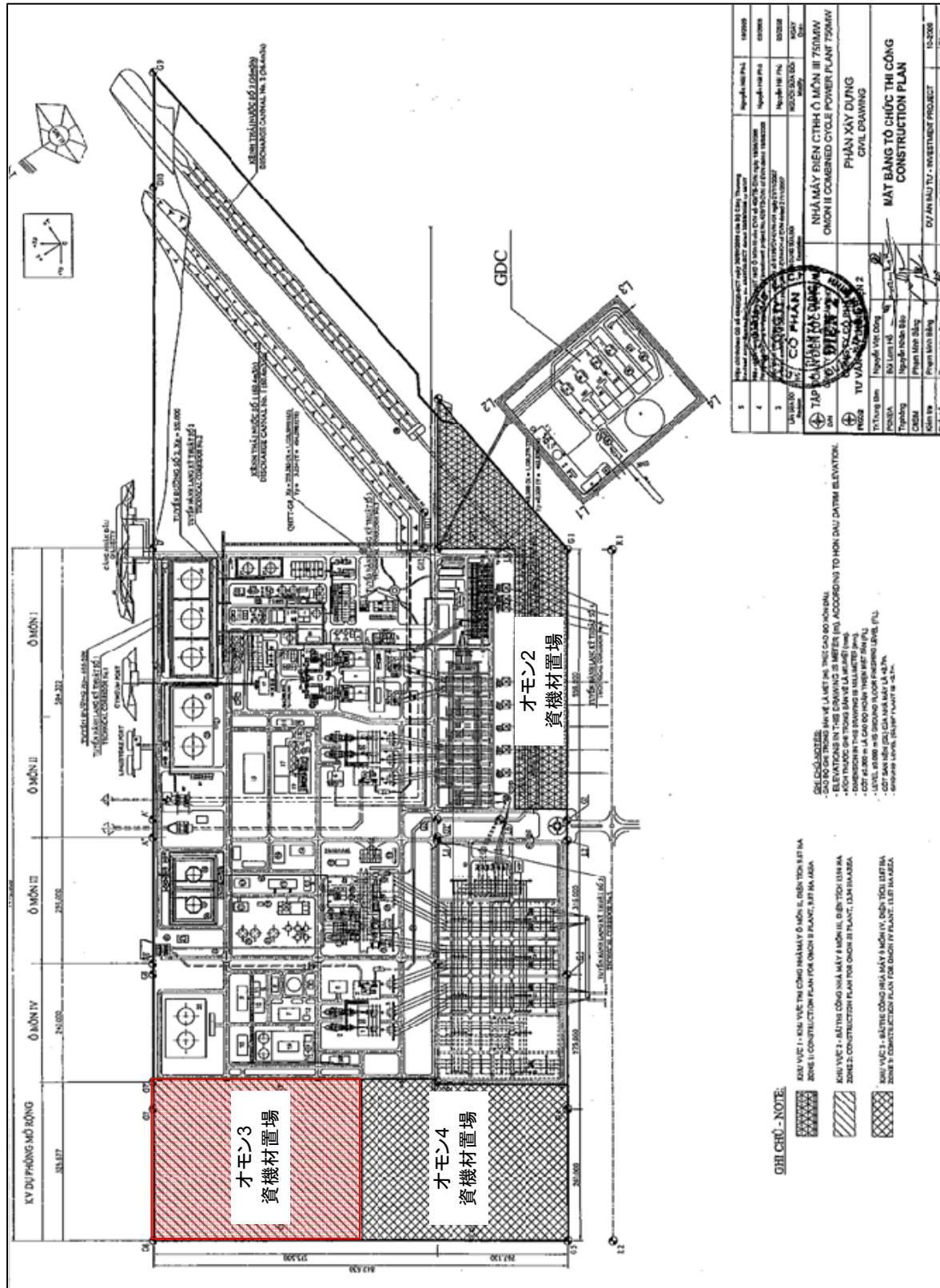
- (1) Staff Apartment Area No.1 & No.2はフェンスの外側で計画。
- (2) Storage & Construction用の空地はオモン1発電プラントの東側で計画。

(Note) 開閉所について、
 ・オモン1 & 2は220kV/110kV開閉所に接続する。
 ・オモン3 & 4は500kV開閉所に接続する。



出典：CTTP

図 4.2-1 オモン3 発電団地 所有地面積



出典：CTTP

図 4.2-2 オモン発電団地 資機材置場

(3) オモン3発電所のレイアウト確認

CTTP から CAD 図面集等を入手して確認した結果、オモン3 発電所の設備・施設の配置はオモン3 KV1 ブロック内で、4 Areas から構成されている（図 4.2-3 参照）。

Area 1～Area 4 内に配置されている設備・施設は下記の通り。

Area 1 : Area 2 と Area 4 の間に位置し、下記の設備・施設が配置されている。

- ガスタービン・発電機 2 台と蒸気タービン・発電機 1 台の主プラントのビルディング
- HRSGs と主煙突 2 本& bypass 煙突 1 本
- 主変圧器 3 台、補助変圧器 2 台
- 配管ラック
- ガスタービン・発電機&蒸気タービン・発電機の制御室
- サンプリング室
- 中央制御ビルディング
- 給水ポンプ室
- サイフォンピットと CW 放水カルバート
- 非常用ディーゼル発電機室
- サービスビルディング
- モータバイク車庫
- 食堂

Area 2 : Area 1 と Area 4 の間に位置し、下記の設備・施設が配置されている。

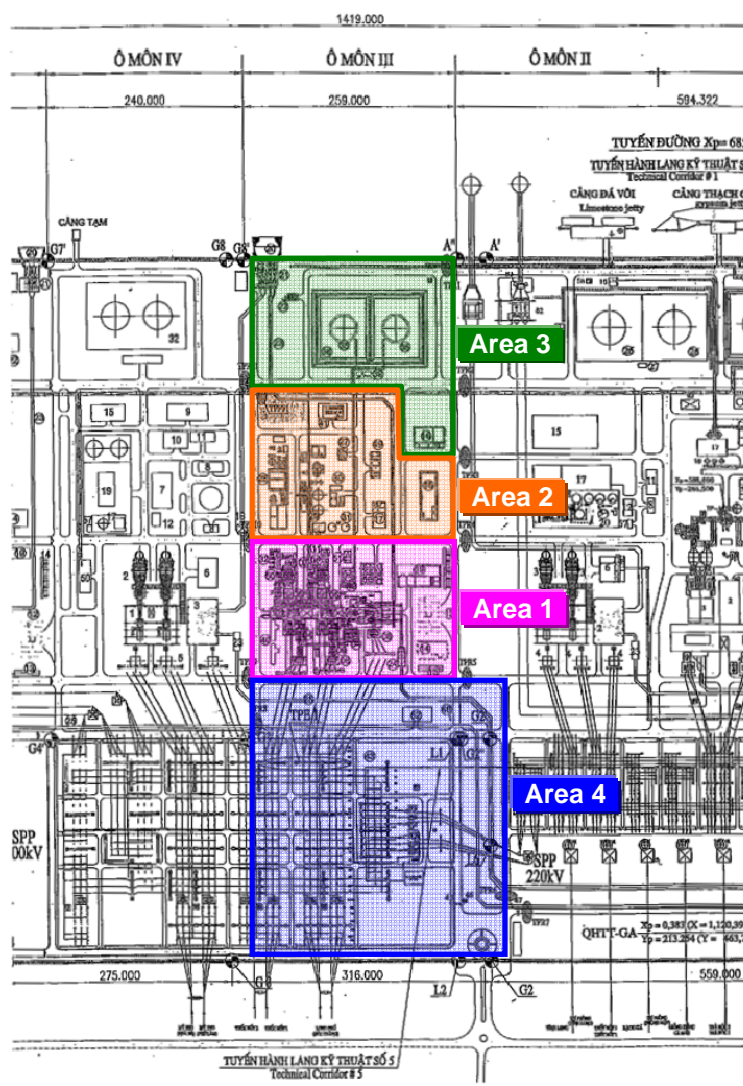
- 純水装置
- 排水装置
- 消火水タンク
- 純水タンク
- 水処理制御室
- 消火ポンプ室
- ガレージ
- 倉庫
- 工作室
- 消防自動車ステーション
- 配管スリーパー

Area 3 : Area 2 とオモン3 発電所の前面の Hau River の間に位置し、下記の設備・施設が配置されている。

- CW 入口運河
- CW ポンプ所と CW 供給配管
- 燃料油計量所
- DO 貯蔵タンク
- 防油堤
- 油セパレータタンク
- 油回収タンク
- DO ポンプ所
- 燃料ガス処理装置ト供給プラント
- 配管スリーパー
- 監視タワー

Area 4 : Area 1 と Access Road No.2 の間に位置し、下記の設備・施設が配置されている。

- CW 放水カルバート
- CW 放水運河
- 警備ハウス
- 主ゲート
- 補助ゲート
- 220kV/500kV 開閉所



出典：CTTP

図 4.2-3 オモン発電団地 Area 1～Area 4 設備・施設の配置

4.2.2 設備計画諸元

下記の表 4.2-3 に示す設備計画諸元の確認項目に基づき、オモン3発電所の工事計画のレビューを行った。

設備計画緒元に基づくオモン3発電所の工事計画のCTTPとの協議による確認結果は表 4.2-4 参照。

表 4.2-3 オモン3 発電所の設備計画諸元

No.	設備計画諸元	確認項目
1	主要諸元	主要設備の設計概要
2	建設細目	建設設備・施設の仕様概要
3	発電プラント設備の効率的な配置	主要発電設備&附属設備・施設の配置
4	周辺住居に対する配慮 (環境対策)	大気汚染対策設備・温排水対策設備・排水対策設備・騒音対策設備・緑化対策等。
5	安全・防災対策設備	保安設備・消火設備
6	サイトの地形、地質の条件に対する考慮;地質及び地震等のリスク	地形、地質及び地震等のリスク。
7	自然への環境評価、景観に対する考慮	Condenser の Cooling Water 取水・排水方法と周辺の景観の景勝地の有無。
8	共有設備・施設の建設状況と共有の可能性	共有設備・施設の工事の進捗状況と共有の可能性。
9	送電系統への接続	500kV Switchyards の整備状況。
10	適切なレベリング、基礎計画	現状の盛土の状況と基礎計画。
11	オモン3 発電所へのアクセス道路	Access Road No.2 の工事の進捗状況。
12	発電所建設工事に係わる仮設設備の配置計画	物揚げ岸壁/建設工事用電力供給設備/Owner、コンサルタントの現地事務所/Contractor の現地事務所

表 4.2-4 設備計画諸元に基づく工事計画のレビュー結果

No.	項目	確認内容
1.	オモン3 発電所の主要諸元 (出典 : O Mon Combined Cycle Power Project Feasibility Study Report, Sep, 2010, PECC2)	
	プラント名	オモン3 コンバインドサイクル発電プラント
	場所	Thoi Loi Hamlet, Phuoc Thoi Commune, O Mon District, Can Tho City, Vietnam
	発電所出力	Min. 750MW
	構成	Configuration of 2-2-1, Gas Turbine Unit is F Type Technology: Gas turbine for Combine Cycle Power Plant
	燃料	Gas from B&52, through the B&52-O MON Gas pipe line D.O.-Back up fuel, DO storage tanks (10,600 m ³ × 2 tanks)
	冷却水	Cooling water take from Hau river and drainage far away to Hau river with discharge volume of 18 m ³ /s.
	淡水	The fresh water for construction and operation are planned to supply and treat from Hau River.
	変圧器の電圧レベル	500kV
	年間平均運転時間	6,000 hours/year
	設計運転時間	6,500 hours/year
	プラント寿命	25 years

No.	項 目	確 認 内 容			
2.	主要付属設備・施設の仕様概要				
(出典：O Mon Combined Cycle Power Project Feasibility Study Report, Sep., 2010, PECC2)					
No.	設備施設名	数量	長さ (m)	幅 (m)	高さ (m)
(1) 主建屋					
1	Gas Turbine Building	1	86	19	25.2
2	Steam Turbine Building	1	49.5	42	25.2
3	Electrical Control Building	1	24	24	10.28
4	Diesel Generation Station	1			
5	Administration Building	1	42	25.2	14.8
6	Bypass Stack, HRSG and Main Stack	2 2	Dia.6.8 Dia.6.8		30 40
7	Canteen	1	25	12	4
(2) 付属建屋					
1	Warehouse	1	36	24	12.6
2	Workshop	1	56	18	13.8
3	Vehicle maintenance and garage building	1	34	12	5.7
4	Motorbike shed	1	30	6	2.2
(3) 燃料油/燃料ガスシステム					
1	Fuel Oil Pipeline	1 system			
2	Fuel Gas Pipeline	1 system			
3	DO tank & bound Foundation	2	130	105	2.0
4	Fuel Oil Counter Station	1	52	17	6.7
5	Fuel Oil Pump House	1	18	7.2	4.2
6	Fuel Oil Recovery Sump	1	9	4	4.5
7	Fuel Gas Treatment & Distribution Station	1	30	14.4	4.2
(4) 水処理と配水システム					
1	Pre-treatment Water Treatment Plant	1 system	85	37	
2	Deminerlized Water Treatment Plant	1 system			
3	Portable Water Tank Foundation	2	16	16	1.4
4	Deminerlized Water Tank Foundation	2	11.6	11.6	1.0
5	Storm Water Drainage System	1 system			
6	Water Treatment Building	1 system	60	30	
7	Oily, Chemical Water	1 system			
8	Drainage System	1 system			
(5) 電気システム					
1	500kV Switchyard	1	263	234	
2	220kV Switchyard	1	118	40	
3	House to put the Control Panel for 500kV Switchyards	1	10	8	3.0
4	Main Transformer System	3	17	14	10
5	Auxiliary Transformer	4	18	5	4.5
6	Cable Trench and Duct Bank System	1 system			
(6) 消化システム					
1	Fire Fighting Pump Station	1	12	7.2	5.5
2	Fire Fighting Water Pipeline	1 system			

No.	項 目	確 認 内 容																																																																																																										
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>No.</th> <th>Facilities Name</th> <th>Quant.</th> <th>length (m)</th> <th>Width (m)</th> <th>Height (m)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="6">(7) 道路システム</td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>Plant Internal Road</td> <td>1 system</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>Plant External Road</td> <td>1 system</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td colspan="6">(8)保安システム</td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>Perimeter Fence</td> <td>1 system</td> <td></td> <td></td> <td>3.0</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>Main Gate</td> <td>1</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>Security tower</td> <td>1</td> <td>4.8</td> <td>4.8</td> <td>9</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>Guard House</td> <td>1</td> <td>6</td> <td>4</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td colspan="6">(9) 冷却水システム</td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>CW Intake Head</td> <td>1</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>Pipeline to CW Pump Station</td> <td>1</td> <td>Dia.3.0</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>CW Pump House</td> <td>1</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>Pipeline from CW Pump to Condenser</td> <td>1</td> <td>Dia.3.0</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>CW Discharge Culvert</td> <td>1 line</td> <td></td> <td>4.5</td> <td>4.5</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>CW Open Discharge Canal</td> <td>1</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>Chlorination Plant Building</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>8</td> <td>66</td> </tr> </tbody> </table>	No.	Facilities Name	Quant.	length (m)	Width (m)	Height (m)	(7) 道路システム						1	Plant Internal Road	1 system				2	Plant External Road	1 system				(8)保安システム						1	Perimeter Fence	1 system			3.0	2	Main Gate	1				3	Security tower	1	4.8	4.8	9	4	Guard House	1	6	4	4	(9) 冷却水システム						1	CW Intake Head	1				2	Pipeline to CW Pump Station	1	Dia.3.0			3	CW Pump House	1				4	Pipeline from CW Pump to Condenser	1	Dia.3.0			5	CW Discharge Culvert	1 line		4.5	4.5	6	CW Open Discharge Canal	1				7	Chlorination Plant Building	1	1	8	66				
No.	Facilities Name	Quant.	length (m)	Width (m)	Height (m)																																																																																																							
(7) 道路システム																																																																																																												
1	Plant Internal Road	1 system																																																																																																										
2	Plant External Road	1 system																																																																																																										
(8)保安システム																																																																																																												
1	Perimeter Fence	1 system			3.0																																																																																																							
2	Main Gate	1																																																																																																										
3	Security tower	1	4.8	4.8	9																																																																																																							
4	Guard House	1	6	4	4																																																																																																							
(9) 冷却水システム																																																																																																												
1	CW Intake Head	1																																																																																																										
2	Pipeline to CW Pump Station	1	Dia.3.0																																																																																																									
3	CW Pump House	1																																																																																																										
4	Pipeline from CW Pump to Condenser	1	Dia.3.0																																																																																																									
5	CW Discharge Culvert	1 line		4.5	4.5																																																																																																							
6	CW Open Discharge Canal	1																																																																																																										
7	Chlorination Plant Building	1	1	8	66																																																																																																							
3.	発電プラント設備の効率的な配置	<p>下記の Area 1～Area 4 に関連設備をワンパッケージに配置し、機器の運転・監視と巡回点検ルート及びメンテナンスを行うスペース等を考慮した効率的な配置になっている。</p> <p>Area 1 – オープンサイクルGTG×2台とコンバインドサイクルSTG×1台は運転監視・操作及びメンテナンス等を考慮し、屋内に配置されている。また近くには、Center Control Building、Diesel Generator Building が配置されている。</p> <p>– HRSGs と Main Stack/By Pass Stack は GTG Building の北側に配置され据付・メンテナンスを行うスペースも考慮されている。</p> <p>Area 2 – 発電所の用水設備・排水設備・消火水設備等の BOP (Balance of Plant) 設備を One Package に配置し、設備の運転操作・監視 Patrol Inspection ルート等を考慮した配置になっている。</p> <p>Area 3 – Hau River からの CW 取水設備及び DFO 貯蔵設備等を One Package に配置し、設備の運転操作・監視等を考慮した配置になっている。</p> <p>Area 4 – 220kV/500kV 開閉所の Control Room は概に設置されている。</p> <p>– CW Discharge Culvert/CW Discharge Canal 設置ルートは工事スペースを考慮した配置になっている。</p>																																																																																																										
3.1	主要発電設備・施設の配置																																																																																																											
3.2	付属設備・施設の配置	<p>Area 1～Area 4 に、日勤業務に従事する所員、メンテナンス場所及び安全・保安面を考慮した配置になっている。</p> <p>Area 1 : Administration Building、Motorbike Shed 及び Canteen は Main Power Building の近くに効率よく配置されている。</p>																																																																																																										

No.	項目	確認内容
		<p>Area 2 : メンテナンス施設の Warehouse、Workshop 及び Garage は効率よく One Package に配置されている。</p> <p>Area 3 : Hau River 前面に安全・保安施設として Watch Tower を配置されている。</p> <p>Area 4 : オモン3 発電所入口に安全・保安施設として Guard House、Gate (Main & Sub) が配置されている。</p>
4.	周辺住居に対する配慮 (環境対策)	<p>(1) オモン3 発電所のサイトの取得は当該法律に従って問題なく行われた。</p> <p>(2) 大気汚染/温排水/排水(プラント排水, 生活排水等)/騒音等については環境基準値を遵守するための設備対策の計画を下記の通り確認した。</p>
	大気汚染対策設備	<p>(1) Main Strack:40m high × 2 sets</p> <p>(2) By pass Stack:30m high × 2 sets</p>
	温排水対策設備	<p>(1) 深層取水:Condenser Cooling Water はオモン3 発電所の前面の Hau River から取水(18 m³/h)。 CW の取水口はオモン4 発電所と共有。</p> <p>(2) CW 放水: オモン3/オモン4 の共有カルバートとオモン3 発電所の南側の共有 Discharge Canal No.2 を使用して放水 (Total Volume Capacity は 36 m³/h)</p>
	排水対策設備	<p>(1) Waste Water Treatment の設備(設計容量: Max.50m³/h) は Water Demineralizing Area の西側に設置。</p> <p>(2) オモン3 発電所からの Regular 日量排水量は約 999 m³/day (41 m³/h)。なお、プラント排水を発電所外に排出する排水口の位置は未決定。(Contractor 決定後、排水口の位置を決める。)</p>
	騒音対策設備	<p>(1) TG/STG は Building 内で設置。</p> <p>(2) 下記の機器にはサイレンサーを設置 <ul style="list-style-type: none"> - Gas Turbines の Exhaust Pipes - Ancillary System の Exhaust Pipes - Air Compressor の Air Intake </p> <p>(3) 騒音レベルの制限値 <ul style="list-style-type: none"> - Substation : 105dB (A) - Air Filter : 105dB (A) - Noise level at 100m far from noise source : 60 dB (A) </p> <p>Note) Allowable noise level in resident area is 75 dB(A) from 6h ~ 18h, 75 dB(A) and 18h ~ 22h, and 50 dB(A) from 22h ~ 6h</p>
	緑化対策	<p>(1) 現計画の緑化面積は 5.7471 ha、緑化率 11%。 ※緑化面積の拡張が可能なスペースは十分有り。</p>
5.	防災・安全対策設備	<p>下記の設備について確認した。</p> <p>(1) Security Facilities;</p> <p>1) オモン発電団地周辺の Perimeter Fence 設置工事は現在、CTTP が実施している。</p> <p>2) Guard House × 1 Gate (main & sub) and Security Tower 等のオモン4 発電所との共有設備が配置されている。</p>

No.	項目	確認内容																																													
		(2) Fire Fighting System; 1) Fire Truck Station & fire Pump Station 2) Water Loop Pipeline for Fire Fighting なお、Fire Fighting Water Piping はオモン3、オモン4 発電所と連結している (Tie-Point は未定) 3) Fire-Fighting Engines ¹⁹ : - Water Fire-Engine - Chemical-Water Fire Engine 4) Sprinkler System - Oil Tank Cooling System - CO ₂ System 5) Other Equipment - Fire Alarm System - Portable CO ₂ Bottle and Dry Chemical Bottle.etc.																																													
6.	サイトの地型、地質の条件に対する考慮	(1) 地質学的に安定しており、地震のリスクも低く特に問題ないと考える。 (2) オモン3 発電所は適切な標高にあり、コストも圧縮できる。また、適切な基礎工事のコストが望める。																																													
7.	自然への影響評価、景観に対する考慮	(1) One-through Cooling System / Cooling Tower System の比較検討の結果、実用面から One-through Cooling System は河川に対する影響が少ないため、採用する。 (2) オモン発電団地周辺には景勝地が無いため、景観への配慮は特に考慮しない。																																													
8	共有設備・施設の建設状況と共有の可能性 オモン3 発所に係る共有設備・施設は下記の15 案件。 オモン3 発電所に係る共有設備・施設	<table border="1"> <thead> <tr> <th>No.</th> <th>共有設備・施設</th> <th>共有発電所</th> <th>新設</th> <th>既設</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>Administration Building</td> <td>オモン3 & オモン4</td> <td>○</td> <td></td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>500 kV Switchyards (Common Civil work)</td> <td>オモン3 & オモン4</td> <td>○</td> <td></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>500KV Stations (including Switchyard Control House)</td> <td>オモン3 & オモン4</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>CW Intake and CW Pump Station</td> <td>オモン3 & オモン4</td> <td>○</td> <td></td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>CW Discharge Culvert</td> <td>オモン3 & オモン4</td> <td>○</td> <td></td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>CW Discharge Canal No.2</td> <td>オモン3 & オモン4</td> <td>○</td> <td></td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>Construction Power</td> <td>オモン3 & オモン4</td> <td>○</td> <td></td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>DO Unloading Jetty</td> <td>オモン1 ~ オモン4</td> <td></td> <td>○</td> </tr> </tbody> </table>	No.	共有設備・施設	共有発電所	新設	既設	1	Administration Building	オモン3 & オモン4	○		2	500 kV Switchyards (Common Civil work)	オモン3 & オモン4	○		3	500KV Stations (including Switchyard Control House)	オモン3 & オモン4		○	4	CW Intake and CW Pump Station	オモン3 & オモン4	○		5	CW Discharge Culvert	オモン3 & オモン4	○		6	CW Discharge Canal No.2	オモン3 & オモン4	○		7	Construction Power	オモン3 & オモン4	○		8	DO Unloading Jetty	オモン1 ~ オモン4		○
No.	共有設備・施設	共有発電所	新設	既設																																											
1	Administration Building	オモン3 & オモン4	○																																												
2	500 kV Switchyards (Common Civil work)	オモン3 & オモン4	○																																												
3	500KV Stations (including Switchyard Control House)	オモン3 & オモン4		○																																											
4	CW Intake and CW Pump Station	オモン3 & オモン4	○																																												
5	CW Discharge Culvert	オモン3 & オモン4	○																																												
6	CW Discharge Canal No.2	オモン3 & オモン4	○																																												
7	Construction Power	オモン3 & オモン4	○																																												
8	DO Unloading Jetty	オモン1 ~ オモン4		○																																											

19 消防車

No.	項 目	確 認 内 容																																								
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>No.</th> <th>共有設備・施設</th> <th>共有発電所</th> <th>新設</th> <th>既設</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>9</td> <td>Piping Rack&Sleeper for DO/Gas</td> <td>オモン1～オモン4</td> <td>○</td> <td></td> </tr> <tr> <td>10</td> <td>220kV Switchyard & 220kV Control Room</td> <td>オモン1～オモン2</td> <td></td> <td>○</td> </tr> <tr> <td>11</td> <td>Pire fighting Trucks & Fire Fighting Station</td> <td>オモン3 & オモン4</td> <td>○</td> <td></td> </tr> <tr> <td>12</td> <td>220kV Relay Control Room</td> <td>オモン1～オモン2</td> <td>○</td> <td></td> </tr> <tr> <td>13</td> <td>Guard House&Gate (main&sub)</td> <td>オモン3 & オモン4</td> <td>○</td> <td></td> </tr> <tr> <td>14</td> <td>Circle Fire Fighting Piping System</td> <td>オモン3 & オモン4</td> <td>○</td> <td></td> </tr> <tr> <td>15</td> <td>Watch T wer</td> <td>オモン1～オモン4</td> <td>○</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	No.	共有設備・施設	共有発電所	新設	既設	9	Piping Rack&Sleeper for DO/Gas	オモン1～オモン4	○		10	220kV Switchyard & 220kV Control Room	オモン1～オモン2		○	11	Pire fighting Trucks & Fire Fighting Station	オモン3 & オモン4	○		12	220kV Relay Control Room	オモン1～オモン2	○		13	Guard House&Gate (main&sub)	オモン3 & オモン4	○		14	Circle Fire Fighting Piping System	オモン3 & オモン4	○		15	Watch T wer	オモン1～オモン4	○	
No.	共有設備・施設	共有発電所	新設	既設																																						
9	Piping Rack&Sleeper for DO/Gas	オモン1～オモン4	○																																							
10	220kV Switchyard & 220kV Control Room	オモン1～オモン2		○																																						
11	Pire fighting Trucks & Fire Fighting Station	オモン3 & オモン4	○																																							
12	220kV Relay Control Room	オモン1～オモン2	○																																							
13	Guard House&Gate (main&sub)	オモン3 & オモン4	○																																							
14	Circle Fire Fighting Piping System	オモン3 & オモン4	○																																							
15	Watch T wer	オモン1～オモン4	○																																							
9.	送電系統への接続	<p>(1) 500kV Switchyards (GTG-1/GTG-2/STG-1の3回線)はオモン3、オモン4発電所の共有設備・施設である。</p> <p>(2) 500 kV Switchyards は土木工事、Control House 等が既に先行工事で実施しているのを確認した。</p>																																								
10.	適切なレベリング、基礎計画	<p>(1) レベリングはオモン1発電所と同じで、EL. 2.70mで計画し、2010年に計画高さまでの盛土は完了している。</p> <p>(2) 基礎計画は地質調査およびオモン1A発電所の実績を基に実施している。</p>																																								
11.	オモン3発電所へのアクセス道路	<p>(1) National Road No.91 から Access Road No.2 を通って 500kV Switchyard の南側のオモン3発電所の Entrance Gate までのアクセス道路が計画されており、資機材の搬入に利用可能。 なお、Access Road No.2 は EVN により用地取得は完了し、現在工事中 (2012年4月完了予定)。</p>																																								
12.	発電所建設工事に係る仮設設備の配置計画	<p>(1) 物揚げ岸壁； 既設の Jetty No.1 の近くに設置された仮物揚げ岸壁が利用可能。オモン3/4発電所の前面の Hau River 沿いにも仮物揚げ岸壁の設置スペース有り。</p> <p>(2) 建設工事用仮設電力； オモン3/4発電所に新 22kV Transmission Line が計画されており、概にオモン1/2発電所の南側まで設置されている。</p> <p>(3) CTPP、コンサルタントの現地事務所； オモン3発電所の建設要員計画は決まっており、現地事務所はオモン4発電プラントの北西側の Hau River 側で計画。</p> <p>(4) Contractor の現地事務所； Contractor が未定。原則的には Contractor の現地事務所の場所の選定は Contractor が行う。</p>																																								

4.2.3 オモン3 発電所の必要水量

(1) オモン3 発電所の水源の確認

井戸水・地下水に使用は建設工事中のみで、運転時に必要なコンデンサー用冷却水および発電所に必要な Fresh Water（淡水）は全て発電所前面の Hau River から取水することを確認した。

< 注 >

淡水はMake-up Water（プラントの補給水）／Demineralizing Water（純粋²⁰）／Filtered Water（雑用水）に使用する。用途は下記の通り。

- ・ Make-up Water : Make-up water used for the purpose of power generation. (The flow volume during power generation and unrecovered auxiliary steam volume)
- ・ Demineralizing : Demineralizing water used for cooling and maintenance of water auxiliary equipment, water pressure tests, cleaning of deionizer and other works.
- ・ Filtered Water : Filtered water used for cooling and maintenance of auxiliary equipment, water pressure tests, cleaning of deionizer, living water, fire-fighting water, site spring water and other works.

(2) オモン発電団地内各発電所の Condenser 冷却用の必要水量と発電所で使用する Fresh Water の必要水量

各発電所の Hau River からの必要な Condenser 冷却用必要水量と冷却水の仕様は表 4.2-5 に示し、発電所で使用する Fresh Water の必要水量は表 4.2-6 に示す。

表 4.2-5 各発電所の復水器の必要冷却水量と冷却水の仕様

Item P/S	Water Source : Hau River (m ³ /h)	Specification				
		Capacity (MW)	Technology	Temperature Increase (°C)	Water heat Capacity (k/kg°C)	Total demand Cooling Water (m ³ /s)
オモン 1	52,000	660	Conventional Steam PP	7	4.19	30.2
オモン 2	64,800	750	CCPP	7	4.19	18
オモン 3	64,800	750	CCPP	7	4.19	18
オモン 4	64,800	750	CCPP	7	4.19	18
Total	246,400	2,910	—	—	—	84.2

出典：CTTP

20 純粋は化学薬品を注入して純粋化した水に対し、雑用水は単にフィルターでろ過した水

表 4.2-6 各発電所で使用する淡水必要水量

No.	Specification	オモン1		オモン2	オモン3	オモン4	Total
1	Capacity MW	660		750	750	750	2,910
2	Water demand for Construction Phase m ³ /day	2,640		3,000	3,000	3,000	11,640
3	Water demand for Operation Phase m ³ /day	4,000		1,449	1,449	1,449	8,489
4	Total demand m ³ /day	6,640		4,449	4,449	4,449	20,129
5	Operation scheduled for	(Unit 1) 2/2009	(Unit 2) 3/2012	—	12/2015	4/2015	—

出典：CTTP

(3) 各発電所の Fresh Water の日量取水量と貯蔵設備

Hau River からの各発電所の Fresh Water の日量取水量と貯蔵設備は表 4.2-7 に示す。

表 4.2-7 各発電所の Hau River からの計画日量取水量ならびに貯蔵設備の仕様概要

P/S	Item	Water Source: Hau River (m ³ /day)	Storage Facilities		
			Make-up Water Storage Tank	Demineralizing Storage Tank	Filtered Water Storage Tank
	オモン1 660MW Conventional	1,254,640	1,200 m ³ × 1 tank 300 m ³ × 1 tank	2,000 m ³ × 2 tanks	3,000 m ³ × 2 tanks 150 m ³ × 1 tank
	オモン2 750MW CCPP	1,559,649	—	—	—
	オモン3 750MW CCPP	1,559,649	* m ³ × 1 tank	1,600 m ³ × 1 tank	1,200 m ³ × 2 tanks
	オモン4 750MW CCPP	1,559,649	—	2,000 m ³ × 2 tanks	2,000 m ³ × 2 tanks

* Storage capacity shall be decided by O Mon 3 contractor

出典：CTTP

Hau River からの Fresh Water は Water Pre-Treatment System で前処理を行う。

< Note >

In accordance with Article 13 of Decree No.149/2004/ND-CP dated July 27,2004 relating to the Regulation on issuing permits of survey, exploitation and usage of water source and water discharge, it is stipulated that:

- 1) The Ministry of Natural Resource and environment will issue, extend the permit validity, modify or annul validity of the permit or forfeit the permit in the following case:
 - (a) The important projects of exploitation and usage of water as approved by Prime Minister;
 - (b) Project of survey and exploit the underground water with 3,000 m³/day flow rate;
 - (c) Survey and exploit the surface water for cultivation with 2 m³/second or higher flow rate;
 - (d) Survey and exploit the surface water for power generation with 2,000kW or above;
 - (e) Survey and exploit the surface water for other purposes with 50,000 m³/day flow rate or higher;
 - (f) Discharge to the water source with the flow rate of 5,000 m³/day or much more.
- 2) Province People's committee will issue, extend the permit validity, modify or annual validity of the permit or forfeit the permit in other cases not mentioned above.

4.3 機械設備

4.3.1 発電形式の選択

F/S レポートでは次の3形式の発電所に付その優劣を検討している。

- ーオープンサイクルのガスタービン発電所
- ーガスタービンコンバインド発電所
- ー通常のボイラ・蒸気タービン発電所

比較は、初期投資金額、設置面積、運転・維持コスト、使用可能燃料、環境へのインパクト、等々の多岐にわたる総合的な比較を行い、結論として、天然ガスを主燃料としたガスタービンコンバインド発電所が、経済性に優れ、環境負荷も小さい、等々、の理由から最も優れた発電形式である、との結論になっている。

また、緊迫した電力不足の「ベ」国の現状から、通常のボイラ・蒸気タービン発電所に比べて建設期間が短く完成出来ることも大きなメリットと評価されている。

ガスタービン発電所を選択するにおいて最も重要なポイントは、比較的安価でクリーンな天然ガスの供給が、長期に亘り確実に確保できるかどうかであるが、その見込みさえあれば、議論の余地なく最適な選択と言える。

(オモン発電所へのガスの供給事情に関しては第5章参考)

4.3.2 プラント構成および発電容量

(1) プラント構成

ガスタービンコンバインド発電所の構成には、ガスタービン - 蒸気タービン - 発電機を同軸に連結したシングルシャフト型と、ガスタービンと蒸気タービンがそれぞれ別々に発電機を持ったマルチシャフト型がある。

F/S レポートではこの2形式に付き、設備投資金額、効率、運転上のフレキシビリティ、等々に関し比較を行っている。

一般的には、両形式とも多くの実績を有しているように、設備投資金額や効率、更に技術的な面でも著しい差は無い。強いて差を挙げると、マルチシャフト型では、ガスタービンと蒸気タービンを別々に設置できるため、ガスタービンの短納期のメリットを活かし、ボトム

グサイクル（排熱ボイラ、蒸気タービン）の完成前にガスタービンのみの単独運転を開始し、早期に電力供給を得られるメリットがある。ただし、ガスタービン単独運転を可能にするためには、バイパススタック設置の為の追加投資が必要になる。

レポートの記述では、「両方式の優劣に決定的な差はないため、早期ガスタービン単独運転が必要であれば、マルチシャフト型を、その必要がなければシングルシャフトを選択すべきである」、とし、明確な結論を出していないが、配置その他の技術的検討ではマルチシャフト型を基本として進められている。

マルチシャフト型の場合、次項にて説明するように、プラント構成は、2-2-1（ガスタービン2台、排熱ボイラ2台、蒸気タービン1台）となる。

(2) 発電容量

第6次マスタープランでのオモン3発電所の計画発電容量は750MWとなっている。

レポートでは、この発電所にF型ガスタービンを採用するとしている。この場合、F型ガスタービンの発電容量は1台当たり約250-300MWであるので、ガスタービンを2台設置した、2-2-1構成で略目的の発電容量となる。

世界市場では、F型と称される大容量のガスタービンを製作するメーカは、Alstom、GE Energy、MHI および Siemens の4社ある。あるメーカはF型タービンよりもさらに大容量で、かつ高効率のG型、H型と称される最新型のガスタービンも製作しているが、レポートでは、商用運転での実績時間を重視するとともに、「ベ」国の運転技術レベル等を考慮し、F型タービンを候補ガスタービンとしている。現時点では妥当な選択と思われる。

ガスタービンコンバインドプラントでは、発電容量は使用するガスタービンによって決まり、レポートでは上記4メーカのガスタービンを採用した場合のサイト条件での発電容量は740-770MWと予想している。

しかし、ガスタービンの技術開発は日進月歩で、レポートが作成された時点に使われた各候補ガスタービンの性能は、同じ型式であっても既に、より大きな容量、より高い効率のものへとバージョンアップされてきている。

そこで、調査団はEVNに、オモン火力に採用するガスタービンに対する選択基準とその時の発電プラント容量に付き確認したところ；

“8000EOH（Equivalent Operation Hours）以上の実績を有するF型を採用するのであれば特にプラント発電容量に上限は設けない”

とのことであったので、最新のガスタービン性能情報をベースに応札時に予想される発電量

を推測した。

表 4.3-1 に最新情報 (Gas Turbine World 2012 GTW Handbook) から抜粋した F 型ガスタービンの ISO ベース性能データを、また表 4.3-2 に、そのデータに基づき、オモンのサイト条件で運転されたコンバインドプラントの予想発電容量、ならびに燃料消費量を計算した結果を示す。

(表 4.3-2 に記載の性能値は、飽くまでも予想値であり、各メーカーより提出された性能値ではない)

表 4.3-1 候補ガスタービン性能(天然ガス燃焼、ISO 基準)

候補ガスタービンモデル		Alstom GT26	GE 9FB	Mitsubishi M701F4	Siemens SGT5-4000F
初号機導入年	Year	1994	2003	1992	1995
出力	kW	296,400	298,174	324,300	289,000
ヒートレート (LHV)	kJ/kWh	9,091	9,342	9,027	9,128
効率 (LHV)	%	39.6	38.5	39.9	39.4

表 4.3-2 プラント予想性能(天然ガス燃焼、サイト条件^(注))

候補ガスタービンモデル		Alstom GT26	GE 9FB	Mitsubishi M701F4	Siemens SGT5-4000F
プラント構成		2-2-1	2-2-1	2-2-1	2-2-1
ガスタービン出力 (2 台)	MW	528.5	536.7	577.3	521.1
蒸気タービン出力 (1 台)	MW	290.6	318.1	300.3	268.6
補機動力&T/R ロス	MW	16.4	17.1	17.6	15.8
正味発電出力	MW	802.7	837.7	860.0	773.9
正味熱消費量 (LHV)	kJ/kWh	6,249	6,278	6,242	6,435
正味プラント効率 (LHV)	%	57.6	57.3	57.7	55.9
予想天然ガス消費量 (as 870 Btu/scf)	Million Nm ³ /h	0.1622	0.1702	0.1735	0.1612

(注) サイト条件： 大気温度 30°C
大気相対湿度 80 %
大気圧力 1,013 mbar
冷却水温度 30°C

上記から、応札される可能性のあるプラント発電出力は、正味発電出力 (送電端) で約 770 ~860MW 程度と推定される。

また、年間運転時間を100%負荷で、6,000時間と想定した時の推定天然ガス消費量は、870 BTU/SCFの基準ガスで約0.97~1.04 Billion Nm³/年と推定される。

この予想量と、ガス供給契約量との関係についての検討結果を第4.1節に記述している。

4.3.3 主機計画

(1) ガスタービン

F/S レポートに記載のガスタービンの主仕様は下記の通りである。

- － 主要4社（Alstom、GE、MHI および Siemens）製作のF型ガスタービンで8,000EOH以上の商用運転実績を有するモデル
- － 天然ガスを主燃料とし、バックアップとしてディーゼル油を使用
- － 屋内設置
- － DLN（Dry Low NOx）燃焼器を備えた低公害型
- － ガスタービン単独運転のためのバイパスダンパおよびバイパススタック装備

要求仕様としてはいずれも通常のもので特殊なものはない。

F/S レポートでは、別途、発電容量アップの為のガスタービン入口空気冷却装置の採用可否の検討を行っているが、この装置そのものの信頼性に加え、F型ガスタービンへの採用事例の少なさ、大量の純水を必要とする等、いくつかの検討事項がある為、結論までには至らず、応札仕様作成時に再度検討すべき、となっている。

本装置は通常、ガスタービンメーカーとは別の、特殊な専門メーカーが供給しているので、この装置をプラント完成後追加的に設けるのではなく、予め装備したプラントとしてEPC（Engineering, Procurement and Construction：設計、調達および建設）コントラクターが性能保証するのかどうか疑問なところがある。従って、採用するかどうかを決めるには、実績のみならず、プラントとしての全体保証の可能性も含め、さらなる調査が必要である。

(2) 蒸気サイクルとHRSG

1) 蒸気サイクル

蒸気サイクルとしては、その効率の高さを評価して3圧・再熱サイクルを選択している。

一般に、燃料価格が高い場合には効率の高い3圧・再熱プラントが、燃料価格の安いケースでは効率は低いよりシンプルで設備投資金額の低い2圧・非再熱等のプラントが経済的に有利である。しかし、最近の燃料価格の高騰や、将来の更なる価格上昇予想を

考慮すると、多少初期設備投資が高く、またプラント構成が複雑であっても、効率の高いプラントである3圧・再熱プラントの採用は極めて妥当な選択と言える。

高、中、低圧蒸気それぞれに100%容量のタービンバイパス装置を要求しているが、これは起動・停止用及び緊急圧力逃がし機能を持たせた設備として有用である。

2) HRSG

F/S レポートでは、助燃有り・無し、ガス横流れ・縦流れ方式、自然・強制循環式それぞれの型式についての比較検討を行っている。

助燃装置付のボイラについては、ある程度ガスタービンの負荷減少を助燃によって補う事ができる、等のメリットがある。しかし、助燃によってプラント全体の効率は低下するので、この発電所にはピーク負荷対応能力を要求していないので助燃は必要ない、としている。

助燃機能は、ガスタービンの負荷に関係なく蒸気を必要とするプラント、例えば、常にある量の蒸気を必要とするコジェネレーションプラント用発電所などでは必要となるが、通常の、発電だけを目的とするプラントでは殆ど例がなく、妥当な選択と思われる。また、オモンのサイトのように年間の気温が殆ど変化の無い場所では、その装置のメリットも小さい。

ガス横流れ・縦流れ方式の比較では、どちらもそれぞれ利点・欠点を持っているので、どちらにするかは指定せず、選択は応札者に委ねることとしている。

実際にも、型式は採用するボイラメーカーによって決まる事が多いので、実績が評価できればどちらのタイプも受け入れ可能である。

ただし、F/Sレポートでは、循環方式とガス流れ方式を一対一で関連付けて、ガス縦流れ方式のボイラは全て強制循環方式と読み取れる。しかし、ガス縦流れ方式の自然循環方式タイプのHRSGは、世界中の多くのメーカー（三菱重工、CMI²¹、バブコック日立、川崎重工、等々）が既に標準的に製作し永年の運転実績を有している。自然循環式は強制循環式に対して下記のような利点を有している。

- システム系統が単純である
- 設備が安く、補起動力も少ない
- 運転やメンテナンスが容易である

以上の理由から、もし、そのメーカーが過去に同形式のHRSGに付き、数多くの永年の実

²¹ Cockerill Maintenance & Ingénierie, ベルギー

績を有しているのであれば、ガス縦流れであっても自然循環方式も採用可能とすべきである。

(3) 蒸気タービン

タービン本体については、3 圧・再熱のダブルケーシング型のタービンを採用する、と記載されているだけで、特に特殊な要求仕様や比較検討はない。

復水設備、給水設備、真空発生装置、等に関しても仕樣的な記述はあるが、特に要求仕様や比較検討はなく通常のプラントとなっている。

4.3.4 プラント補機設備

(1) 燃料ガス供給システム

燃料ガスは、オモン発電所脇にガス供給会社によって建設されるガス供給センター（Gas Distribution Center）から、オモン1から4のそれぞれの発電プラントに別々の配管で供給される。

ガス取引用の流量計（ガス供給会社設置）以降、緊急ガス遮断装置、ガスクリーニング装置を経て各ガスタービンにガスを供給する系統となっている。

通常の系統計画で特殊な要求、装置は無い。

(2) 燃料油供給システム

燃料油は、ガスの供給が一時的に止まった時のバックアップ燃料で、ディーゼル油が使われる。

オイルアンローディング装置は既存設備を使用し、アンローディング装置から発電所へと油を輸送する共有配管から各プラントに分岐供給される。

燃料貯蔵設備は各プラント毎に設置され、オモン3では、10,600 m³容量のタンクが2基設置される計画となっている。これは油専焼100%負荷で7日間運転できる容量である。

油は、フィルター、移送ポンプ、アキュームレーターを経て各ガスタービンへと供給される。通常のシステムで、特殊な要求、装置は無い。

(3) 給水供給システム

F/S レポートには、プラント建設時の給水源は Hau River であるが、建設後の供給源として Tra Noc Water Plant の可能性が挙げられている。

しかし、CTTP に確認したところ、Tra Noc Water Plant は建設時の水源としてのひとつの選択肢にはなるかもしれないが、通常使用されるプラント用水への水源としては Hau River のみであるとのことである。

Hau River の水量の大きさを考えると、使用水量に制限は考えられないので、敢えて建設後に別の水源を考慮する必要性は無く、CTTP の意見の方が現実的と考えられる。

F/S レポートに記載の前処理装置（凝集沈殿、ろ過装置）は問題ないが、純水装置を（逆浸透膜フィルター＋混床ポリシャ）の組み合わせとしている。しかし、既設の発電所の純水装置は（2床3塔イオン交換装置＋混床ポリシャ）となっており、また、これが通常の見積もりであるので、（逆浸透膜フィルター＋混床ポリシャ）を提案するための明快な理由付けが必要である。

(4) 循環冷却水供給システム

Hau River からの淡水が循環冷却水として使用される。

取水設備及び排水溝はオモン3および4プラントの共有設備となり、共用部分は先行するプラントが工事を行う事となる。（現状の予想スケジュールではオモン4で建設することになる）

循環水ポンプは50%容量2台で、予備無し計画となっているが、本ポンプは大容量ポンプでコストも高く、また、1台故障しても残り1台でプラントを停止することなく負荷を下げて運転継続することが可能であるので、問題の無い選択である。

タービン復水器のチューブクリーニング装置に関して何の記述も無いが、ボール式チューブクリーニング装置の設置を推奨する。

(5) 補機冷却水システム

本システムからガスタービン設備、蒸気タービン設備、その他補機設備（除く蒸気タービン復水器）へ必要な冷却水を供給するとなっている。

しかし、プラントがワンステージで建設されるのであればこのシステムで問題は無いが、もし、2ステージ（ガスタービンをシンプルサイクルで先行運開）で建設される場合は、ガス

タービン用と蒸気タービン・その他補機設備用にそれぞれ独立の冷却水設備を設置する必要がある。

(6) 排水処理システム

1次処理装置（油・水分離、一次中和処理、汚泥分解処理、等）は各発電所毎（オモン1～4）に設けるが、共通設備となる最終処理装置（ばっ気処理、中和処理、凝集沈殿処理、等）は他プラントと共有なのかどうかははっきりしない。

（排水は、1次処理された後、common waste water treatment area に移送される、との記述がある）

排水の一次処理は各プラントで行うが、最終処理は、発電所全体で行う事が通常であるので、最終処理を共有とすることには問題ないが、既存の排水処理装置の設計容量を調査することと、「ベ」国の法律では、「発生した排水は自身の内部で処理し、他に排出してはならない」、と、規定されているとの情報（CTTP からの情報）もあるので、この法律の適用範囲についても詳細調査する必要がある。

(7) 圧縮空気供給システム

計画では、100%容量2台の共用コンプレッサで、雑用と計装用の空気を供給する設備となっている。

しかし、一時的に大量の空気を消費する雑用空気系統を計装用空気と共用にすることは、常時安定した圧力で供給する事が重要である計装用空気源にとって外乱になり好ましくない。従って、設備系統としては、計装用空気源装置、雑用空気源装置それぞれに100%容量2台のコンプレッサを設け、別々に運用する系統とすべきである。さらに、計装用空気源の信頼性をより高めるために、雑用から計装用への非常用バックアップラインの設置を推奨する。

(8) 消火システム

消火水供給装置並びに消防自動車はオモン3と4の共用となっているが、発電所の技術者は、消火水源の信頼性をより高めるため、それぞれ独立の消火水供給設備を設けたい意向もあるので今後の調整が必要である。

(9) 空調システム

特にコメントなし。

(10) 水素ガス製造システム

特にコメントなし。

(11) 補助蒸気システム

設備につきレポートでは特に記述は無いが、既設のオモン1発電所から起動用蒸気を供給するシステムを設けることを推奨する。

(12) クレーンおよびホイスト

特にコメント無し。

4.4 電気設備

4.4.1 主要電気設備

(1) 発電機

F/S レポートでは発電機は次の仕様で検討している。

- － 発電機型式：同期発電機
- － 容 量：300～320MVA
- － 力 率：0.85（遅れ）～0.9（進み）
- － 絶縁種別：F種絶縁（B種温度上昇許容）
- － 冷却方式：空気冷却または水素冷却
- － 励磁方式：静止型励磁方式

1) 発電機容量

発電機容量は機械編で検討されているように最新技術によってこれより大きくなる傾向にある。最新の技術に沿った容量を採用することは当然であり、300～320MVA より増加することとなるが技術的にもなんら問題はない。

2) 冷却方式

空気冷却および水素冷却方式を製造者の選択に任せているが、200～250MVA 以上の発電機では水素冷却が一般的に採用されており本プロジェクトでも水素冷却で検討されている。

水素冷却方式では水素発生器、水素ガス貯蔵設備、メンテナンス時のCO₂ガスによる水素ガス置換装置などの設備が必要になるものの冷却効率が高いことにより本プロジェクトでも水素冷却方式が経済的である。

3) 励磁方式

励磁方式は静止型方式のみが検討されているが、ブラシレス励磁方式も一般的に採用されている。

ブラシレス励磁方式は価格の安さやブラシのメンテナンスが不要な理由により多くのプロジェクトで採用されている。

一方、静止型励磁方式は負荷変動時の応答性が良いことや励磁機が無いことにより発電機の設置スペースが少なくなるメリットもある。

ブラシのメンテナンスが不要になるメリットは静止型励磁方式も同じである。EVN のF/S では応答性が速いことを優位として静止型励磁方式を採用している。

同期発電機、力率、F種絶縁は他の同クラスのプロジェクトでも一般的に採用されている仕様で特に問題となることはない。

(2) 変圧器

F/S レポートではスイッチヤードに接続する変圧器は、ガスタービン発電機用2台、蒸気タービン発電機用1台の計3台を検討している。

起動変圧器は無い。発電機用変圧器は発電機出力を500kVまで昇圧して送電網に電力を送電し、起動時には送電網より電力を引き入れ発電機用変圧器で発電機電圧まで降圧して所内電力として使用するシステムとしている。

すなわち、ガスタービン起動時は、500kVスイッチヤードから変圧器を経由して受電した電力を使用し、ガスタービン発電機を電動機としてコンプレッサの動力としてガスタービンを起動することを意味する。

500kVスイッチヤードと接続するのはガスタービン発電機および蒸気タービン発電機用変圧器3回線である。

このシステムは通常採用されているシステムで特に問題はない。

EVN レポートでは、発電機用変圧器は次の仕様で検討されている。

- － 型式 : 3相、2巻線、油入、屋外使用
- － ベクトルグループ : YN d11
- － 定格電圧 : 発電機出力電圧/500kV
- － 雷インパルス耐電圧 : 1,800kV
- － スイッチングインパルス耐電圧 : 1,175kV
- － 商用周波数耐電圧 : 高圧巻線側 710kV
- － 負荷時タップ変換器
- － 冷却方式 : ONAN/ONAF または ONAN/ONAF/ODAF
- － 騒音レベル : 70dB以下

型式、ベクトルグループ、定格電圧は通常のプロジェクトでも使用されているもので特に問題はない。負荷時タップ変換器を設けることも発電機用変圧器としては通常どのプロジェクトでも採用されている方式であり問題ない。

雷インパルス耐電圧、スイッチングインパルス耐電圧、商用周波数耐電圧はIEC 76に規定されている耐電圧であり問題ない。

冷却方式ではONAN/ONAF(70%/100%)またはONAN/ONAF/ODAF(40%/70%/100%)としており、受注者がどちらを採用するか申し出ることとなっている。受注者の標準方式を採用する余地を示唆しており妥当なもの判断される。しかしながら、冷却用ファンや冷却

用水ポンプが停止した場合発電機出力が制限されることを考慮すれば、シンプルな ONAN / ONAF が好ましいと考える。仮に冷却ファンが故障しても 70% の出力は確保されるので、ODAF の 40% に落ちることを考慮すれば ONAN / OANF の方が好ましい。

騒音レベルは 70 dB で検討されているが、契約時に製造者に対して可能な騒音レベルが慎重に確認する必要がある。

(3) 非常用電源設備

非常用電源設備は、非常用ディーゼル発電機、バッテリーチャージャ、バッテリー、インバータ、非常用 AC 分電盤、DC 分電盤より構成される。

オモン3 発電所は送電系統が活きている時に電力を供給することになっており、ブラックスタートは要求されていない。

従って、非常用ディーゼル発電機はプラントの安全停止に必要な容量を考慮すればよいことになる。すなわち、全電源が喪失した場合にガスタービンを起動させるだけの容量を持つ必要は無いという事である。

F/S レポートでは非常用ディーゼル発電機システムの仕様は次の通りとなっている。

◆ ディーゼルエンジン ;

- － 燃料 ; 軽油
- － 冷却システム ; ラジエータ方式

◆ 発電機 ;

- － 型式 ; エンジン直結回転磁界同期発電機
- － 定格電圧 ; 0.4 kV
- － 容量 ; 約 1,000 kVA
- － 力率 ; 0.85
- － 絶縁クラス ; F 種 (B 種絶縁温度上昇許容)
- － 冷却方式 ; 空冷
- － 励磁方式 ; 静止型励磁機

発電機容量 1,000 kVA で定格電圧 0.4 kV は定格電流が 1,500A となり、発電機構造上問題である。

オモン3 ユニット (GT × 2 + ST × 1) 、に対して非常用ディーゼル発電機 1 式とするため容量が 1,000 kVA と大型になったものである。

出力電圧を 0.4 kV とするのは、非常用ディーゼル発電機で駆動する負荷は大型補機が少ないためである。

この対策としては、1) ガスタービン系、蒸気タービン系それぞれに非常用ディーゼル発電機を分散して、単機の定格電流を低減するか、2) 定格電圧を 6.6 kV とすることを検討すべきである。

定格電流が 1,500A にもなれば非常用分電盤の構造も限界に近くなる。

上記 1) 案のように系列ごとに非常用ディーゼル発電機を設置して分電盤相互に電力を供給する方式が好ましいと判断する。

この変更によるコストインパクトは軽微である。

励磁方式は、静止型励磁機をブラシレス励磁機に変更すべきである。

非常用ディーゼル発電機が必要とされるときは所内の電源系統が喪失した場合が想定される。そのような場合に静止型励磁機の電源を確保するのは難しい。ブラシレス励磁機が好ましいと判断される。

1) DC 電源システム

DC 電源システムは、AC 電源をバッテリーチャージャで DC に変換し DC 負荷に供給する系統と、バッテリー出力を DC 負荷に供給する系統がある。

通常はバッテリーチャージャで DC に変換された電源が供給されるが AC 電源喪失のような非常時にバッテリー出力でバックアップするものである。

DC 電源は DC モータ、制御電源、非常用照明、保護リレイ、計測用電源、警報、通信設備、火災警報装置、無停電電源装置用電源などに使用される。

DC 電源システムは各ガスタービン系、蒸気タービン系および発電所共用システムそれぞれに設置されるように計画されている。

DC 電源電圧はモータ駆動などの動力用 DC220V と制御装置、通信設備などに使用される DC システムの 24V（または 48V）が計画されている。

F/S レポートでは 24V（または 48V）は DC/DC コンバータにより 220V より分岐するように計画されているが、ノイズや電圧変動などの面から独立の電源システムとすることも選択肢の一つとして提案する。

(4) 配開設備

配開設備はプラント補機の電源を開閉する設備である。

F/S レポートでは電源システムを、6.6 kV、0.4 kV および 220V に分類している。

6.6 kV システムは、低圧システムへの電源供給、200 kW 以上の大型モータへの電源を供給するシステムである。

0.4 kV システムは 200 kW 以下のモータ、およびプラントの補機への電源供給するシステムである。

220V スイッチギヤは小型モータ、照明器具、計器および制御装置、小容量の補機および装置への電源を供給するものである。

F/S レポートではガスタービンプラント、蒸気タービンプラントそれぞれに 6.6 kV、0.4 kV および 220V のシステムを計画している。

しかしながら、ガスタービンプラントでは 6.6 kV を使用しなければならないような大型の補機はない。従って、ガスタービンプラントでは 6.6 kV スイッチギヤは省略できる。すなわち、6.6 kV スイッチギヤは蒸気タービンプラントのみに設置する。

この変更によるコストインパクトは軽微である。

ユニット起動時の電源系統

ユニット起動時はガスタービン発電機遮断器を開路して、500 kV スイッチヤードから発電機用変圧器を経由して電源を導入し、所内変圧器で 0.4 kV 電源を準備する。0.4 kV の所内用電源を用いてガスタービンの起動準備が完了したら、ガスタービン発電機用遮断器を閉路し発電機に電圧をかけるとガスタービン発電機はモータとなって直結しているコンプレッサーを回し、燃焼用空気をガスタービンに送る。燃焼室のパージを行った後、着火してガスタービンを起動する。

F/S レポートでは発電機遮断器は SF6 ガス絶縁式としている。

SF6 ガスは強い温室効果ガスであるため取扱いに注意は要するものの、SF6 ガス絶縁式は信頼性が高く広く使用されており、このタイプの選定はリーズナブルである。

(5) 保護システム(リレー、インターロック関係)

コンバインドサイクルプラントでは蒸気タービン系に異常が生じた場合、ガスタービンの高温排ガスをバイパススタックから大気に逃がし、ガスタービン単独で運転を継続するインターロックがある。排気ガスを大気に逃がさない場合はガスタービンの運転継続ができないためユニットトリップとなる。

F/S レポートは前半ではこのインターロックは不要との見解を示しているが、後半ではこのインターロック有りの前提で述べられている。

このインターロックが無い場合は、健全なガスタービンも運転が全くできないのに対し、インターロックを設けることによって出力が若干低下するがガスタービンシンプルサイクルとして運転継続が可能であるため、インターロック有で計画を進めることを推奨する。F/S レ

ポートで検討されている保護システムは製造者との詳細協議は必要なもののほぼ妥当なものである。

(6) 電灯電力システム

電灯電力システムは常用および非常用照明システムと小口電力のソケット系統からなっている。

常用の照明は室内、屋外を含み、保安用照明、フェンス照明、構内道路照明、等を含む。

非常用照明は AC 照明用電源が喪失した時、電源をバッテリーに切替えて重要な区域を照明するものである。

小口電力システムは可搬式の電気機器を使用するためにソケットを準備するものと保守工事等を行う時にドリルや溶接機を使用するために設けたソケットである。

F/S レポートでは、

- － 屋内照明等には蛍光灯
- － タービン室、循環水ポンプ室等には高圧水銀灯
- － 道路照明、屋外照明には高圧水銀灯
- － スイッチヤード、排熱回収ボイラにはナトリウムランプ

を使用するように要求している。

しかしながら、省エネの観点から蛍光灯は LED ランプ、高圧水銀灯はハロゲンランプ、ナトリウムランプもハロゲンランプに変更するべきである。

LED ランプは起動までに若干時間はかかるものの実用には問題はない。

ハロゲンランプは高圧水銀灯やナトリウムランプと比べると色調は自然光により近く、人体によりやさしくなっている。照度も明るくなっている。

消費電力の低減が見込まれる。

(7) ケーブル工事(電力・制御、通信)

ケーブル工事は機器と機器の間をケーブルで結ぶもので次のように分類できる。

- － 発電機変圧器より 500 kV スイッチヤードまで
- － 発電機出口より発電機変圧器または所内変圧器まで
- － 所内変圧器より 6.6 kV スイッチギヤまで
- － 6.6 kV スイッチギヤから高圧補機または 0.4 kV スイッチギヤまで
- － 0.4 kV スイッチギヤから各負荷まで
- － 計器および制御用ケーブル

- － 通信用ケーブル
- － その他特殊ケーブル

しかし、F/S レポートでは発電機出口より発電機変圧器または所内変圧器まで IPB（相分離母線）を使用すること以外は触れていない。

発電機変圧器より 500 kV スイッチヤードまでは ACSR（鋼芯アルミ撚線）により架空で結ばれる。

発電機出口より発電機変圧器または所内変圧器までは IPB により結ばれる。

IPB は相ごとにアルミ母線、ジョイント、絶縁用碍子、アルミ製ダクトなどで構成され、人体に危険のないよう十分に絶縁されている。

所内変圧器より 6.6 kV スイッチギヤまではコンクリート製ケーブルトレンチ内に敷設したケーブルトレイに架橋ポリエチレン絶縁ケーブルを布設する。

架橋ポリエチレン絶縁ケーブルは難燃、防蟻防鼠ケーブルが望ましい。

架橋ポリエチレン絶縁ケーブルは IEC502 他の規格により製造されたものとし、サイズは IEC に従い導体温度が通常時 90°C、短時間短絡時 250°C を超えないように設計するものとする。電圧降下は定格電圧の 5%以下とする。

導体温度の制限は架橋ポリエチレンの絶縁性能を維持するための温度である。

6.6 kV スイッチギヤから高圧補機または 0.4 kV スイッチギヤまでと 0.4 k V スイッチギヤから各負荷までも同様にコンクリート製トレンチ内のケーブルトレイに配線するか、地上部分はケーブルトレイに配線するものとする。

ケーブルサイズの選定も導体温度上昇上限、電圧降下も同様の考えである。

計器および制御ケーブルはノイズ防止の観点から電力ケーブルから必要距離だけ離して布設するように計画し、ケーブル仕様は同様に、難燃、防蟻防鼠シールドケーブルとし、多芯化を図るものとする。

計測機器用ケーブルは対撚りとし、シールドケーブルを使用するものとする。

4.4.2 制御システム

F/S レポートは制御システムとして DCS（Distributed Control System）を採用することを提案している。このシステムは近年の火力発電プラントで採用されている制御システムであり妥当なものである。

F/S レポートの設計思想の主要な部分を下記に繰り返すが、妥当なものと判断する。

コンバインドサイクル発電プラントはガスタービンが主役となる発電システムで、蒸気タービンはガスタービンの排熱で発電されるものでいわば従属的な役割である。通常、ガスタービン2台に対して蒸気タービン1台の組み合わせで運転されるが、ガスタービンに異常が生じた場合は残りのガスタービンの排熱に応じた出力まで蒸気タービンの出力を下げるインターロックをとる。

プラント異常の場合に発電機遮断器をトリップさせたりするユニットの保護機能も DCS の重要な機能である。

ガスタービン1台に異常が生じてても残りの1台が正常であればプラントの出力を下げても運転継続する判断もさせる。

ガスタービンの排熱を回収して蒸気タービンに伝達するのが HRSG である。蒸気タービンは HRSG の蒸気圧力を制御している。

HRSG には高圧 (HP)、中圧 (MP)、低圧 (LP) のバイパスラインがあり、起動時、停止時や負荷変動時などにはバイパスラインで蒸気圧力を制御している。

HRSG の低圧蒸気は負荷に応じた圧力に制御するスライディング圧力制御方式が採用される。

DCS にはプラントマスターコーディネータ (Plant Master Coordinator) という機能を持たせプラントの主要なユニットの運転モードの協調を図り、相互のインターロックを取っている。プラントマスターコーディネータは起動時、停止時には主要なユニットの制御レベルの協調を図りシーケンスを確実なものとしている。

(1) ガスタービンの制御モード

1) スピードコントロール

スピードコントロールモードは起動、停止、発電機同期プロセス、単独運転時などに自動的に選択されている。

2) ブロック負荷制御モード

給電指令所からの指示によりブロック負荷制御モードを選択し、目標負荷に対してガスタービン出力を選定するモードである。このモードではグリッドの周波数変化に応じて負荷を上下する機能も含まれている。また、各ガスタービンの制御システムに全負荷から所内負荷まで負荷降下させる機能も含まれている。

3) ユニット負荷制御モード

特殊なケースとしてユニット負荷制御モードも選択可能である。

このモードではガスタービンガバナーに内部負荷をセットすることができて、電気出力

は内部負荷の設定に上乗せして発電できる。

このモードではグリッドの周波数変化に応じた負荷変動も可能である。

4) 所内単独運転モード

500 kV スイッチヤードの遮断器がトリップした場合、発電機遮断器を開かずに所内単独運転するモードである。

(2) 蒸気タービン制御モード

1) タービン入口圧力制御モード

タービン入口蒸気圧力はガスタービン/HRSG によって決まる。蒸気流量および発電機負荷はガスタービンの燃焼率によって決定される。

タービン入口蒸気圧力を負荷に比例した値に制御する、スライディング圧力制御を選択することができる。

スライディング圧力制御を選択することにより、高圧タービン制御弁のスロットル圧力損を低減することができ、タービン内の温度変化を最小に押さえ熱ストレスを低減できる。

蒸気圧力の変化は徐々に行いHRSGの高圧ドラムの水位を変動させないようにしなければならない。

2) ユニット負荷制御モード

起動時や停止時には蒸気タービンはガスタービン/HRSG には追従できないので、発電機が同期後、高圧バイパスが閉となるか、タービン停止のために負荷を下げる間に取りられるモードである。

オモン3では起動時と停止時にこのモードで運転する計画である。

3) スピード制御モード

スピード制御モードは発電機同期までの起動および暖機運転中に取られるモードである。

EVNの制御システムの考え方として、全ての制御動作は手動操作が可能なものとする思想がある。手動操作中に自動操作は介入できないが、機器の保護機能は手動、自動に優先して働き、必要に応じてトリップできる思想が入っている。

手動から自動への切替え、および自動から手動への切替えはプロセスが急激に変動しないようにバンプレスに行えるような要求をしている。

これらは近年のプラントでは多く採用されている思想であるが、機器の保護機能が手動操作に優先する機能をどこまで実践するかは詳細設計段階で製造者と緊密な協調が必要であると考えられる。

例えば、2台ある補機の内1台に異常が生じた場合、負荷を健全な補機的能力以内に抑えるインターロックが必要であるが、運転員の判断とインターロックとの間に差が生じた場合運転員は介入できないのか。

民間航空機のパイロットが危険を回避するために手動で操作を行ったのに対して、保護機能が逆の信号を発信して事故に至った例もある。

中央制御室の考え方について、

F/S レポートではオモン3 パワーブロックは中央制御室で制御することとなっている。(7.25.8 Control rooms and equipment)

500kV スイッチヤードは既に運用されている。オモン3 が建設される場合はオモン3 を追加したソフトの改造を行ってスイッチヤード内に建設されている制御室の既設制御盤で制御を行うべきである。

F/S レポートの 7.25.10 Central electrical control room (CECR) では次の機能をもった中央電気制御室を設けるよう提案しているが、上記を考慮すれば CECR は必要ではない。F/S レポートの制御の方法に矛盾が見られる。

「中央電気制御室 (CECR)」には3つの選択肢を挙げている。

すなわち、

1. 500 kV スイッチヤードの制御室を拡張する
2. スイッチヤード制御建屋の横に電気制御室を新設する
3. 中央制御室の隣に電気制御室を新設する

中央電気制御室で、110/220/500 kV スイッチヤードの制御、中央給電指令所との通信の中継を行わせる計画である。

また、F/S レポートの 7.25.12 Configuration of the plant control system にはスイッチヤードは中央制御室でコントロールするとなっている。スイッチヤードを中央制御室 (CCR) でコントロールすることは 7.25.10 の記述とも矛盾するだけでなく、既に運用されている既設設備ともマッチしない。

一方、7.21.2 500kV switchyard control system にはスイッチヤードの制御は既設のスイッチヤード制御盤を拡張することになっている。

上記の考え方は矛盾しており思想が一貫してない。

既設の110/220 kV スイッチヤードはスイッチヤード近傍に建設されている制御室で制御されており、500 kV スイッチヤードは500 kV スイッチヤード内の制御室で制御されている。(写真 4.4-1 参照)

スイッチヤードの制御室には系統の運転状態を表示するディスプレイが据付けられているため、オモン3の増設分は既設の制御盤を拡張する以外はないと考えられる。

すなわち、500 kV スイッチヤードの制御盤にオモン3、4分を増設することとなり、中央制御室からの制御に変更はできない。

発電ユニットの制御は個々のユニット毎に設置する制御室でコントロールは可能であるが、スイッチヤードの制御はスイッチヤード制御室でコントロールしなければならない。既に運用されている制御室を利用するように計画すべきである。

写真 4.4-1 に 500 kV スイッチヤードの制御盤の全体を示す。

写真 4.4-2 に 500 kV スイッチヤード制御盤のディスプレイを示す。

ディスプレイの画面左側のランプが点灯していない部分はオモン3用の表示用として準備してあるものである。



写真 4.4-1 500 kV スイッチヤード制御盤

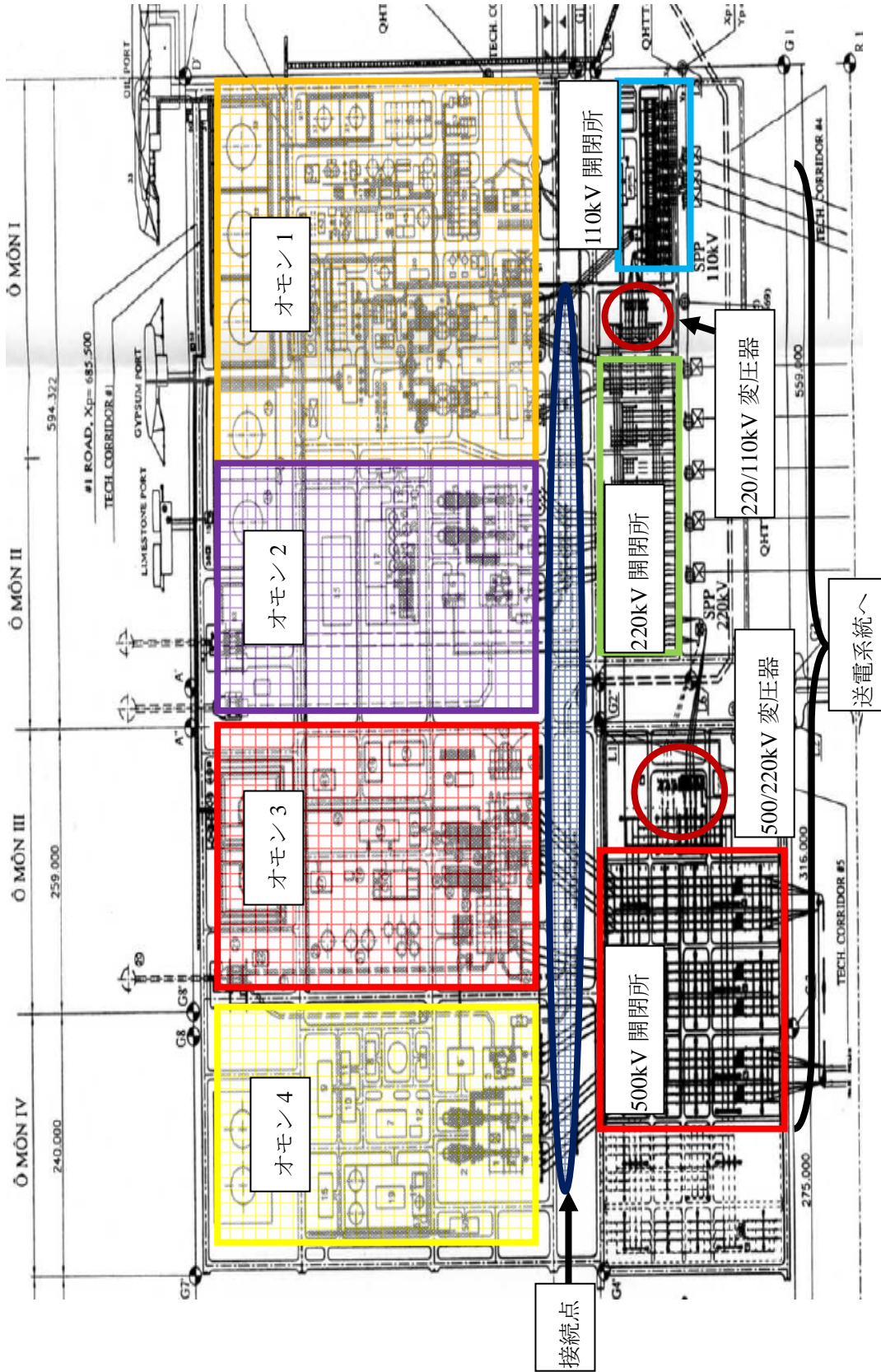


写真 4.4-2 500 kV スイッチヤード制御盤ディスプレイ

4.4.3 開閉所

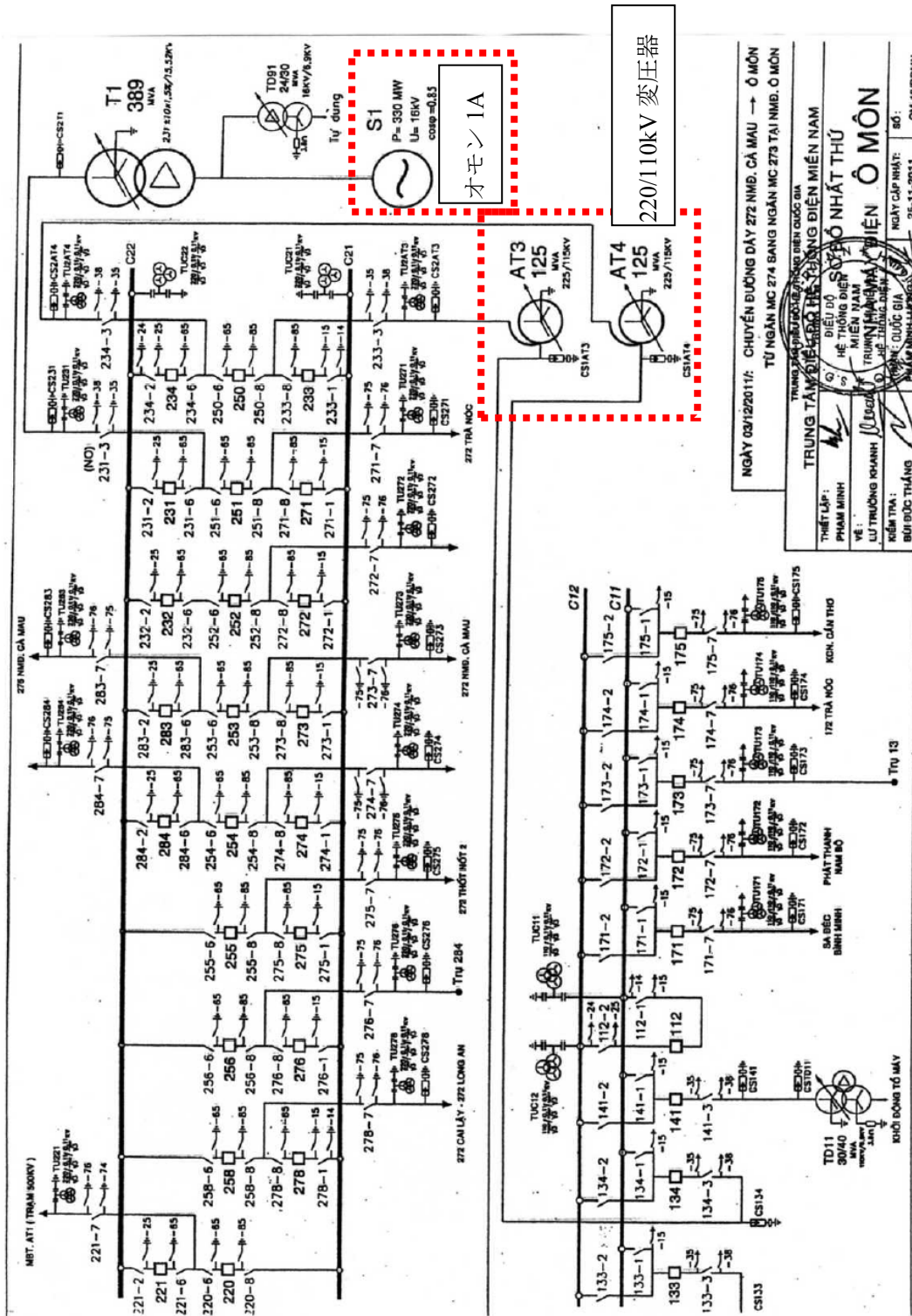
オモン1発電所、オモン2発電所、オモン3発電所及びオモン4発電所で構成されるオモン発電団地は、共通設備として500kV、220kVおよび110kVの開閉所を持ち、それらを介して送電系統に連系される。図4.4-1にオモン発電団地の開閉所を示す。

現在、オモン1発電所は、220kV開閉所に接続され、500/220kV変圧器および220/110kV変圧器を介して500kV開閉所および110kV開閉所に接続され、各開閉所から送電系統に接続されている。現在の接続状態を表す各開閉所の単線結線図を図4.4-2および図4.4-3に示す。また、オモン1Bおよびオモン2は、220kV開閉所への、オモン3およびオモン4は、500kV開閉所への接続が、それぞれ計画されており、その単線結線図を図4.4-4および図4.4-5に示す。



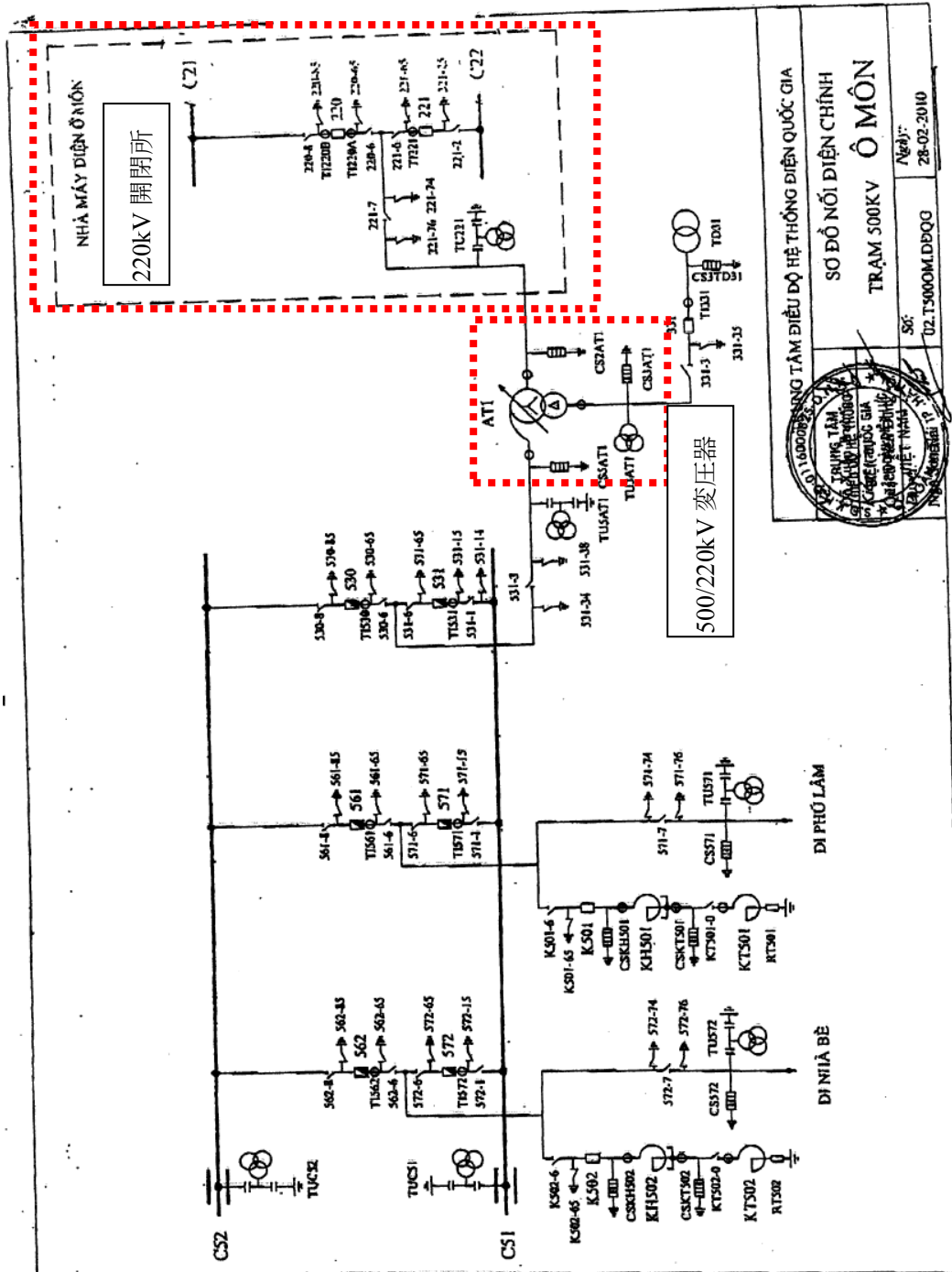
出典：CTTP

図 4.4-1 オモン発電団地の開閉所



出典：CTTP

図 4.4-2 220kV 開閉所および 110kV 開閉所の単線結線図



出典：CTTP

図 4.4-3 220kV 開閉所および 500kV 開閉所の単線結線図

4.4.4 通信設備

発電所の運転データを中央給電指令所と交換するために SCADA が使用される。DCS (Distributed Control System) で処理された運転データは光ファイバー撚込み架空地線 (OPGW) を通して中央給電指令所に送られ、必要な指令が送信される。

このデータ交換は 500 kV スイッチヤードの制御室に収められている SCADA 装置で行われる。

EVN の F/S レポートでは通信に使用されるハードウェアとして、

- 同軸ケーブル
- PLC (パワーラインキャリアー)
- OPGW (光ファイバー撚込み架空地線)
- VHF/UHF/Viba 等の電波通信

の可能性をあげているが、現在 OPGW で中央給電指令所との通信を行っている。

ラジオ無線システム (VHF/UHF) は EVN レポートにも容量、距離、環境影響、天候などの条件で不利であるためデータ交換には使用しないと述べている。

PLC も信頼性および伝送時間の面から特殊な送電線にしか使用しないと述べており、本通信システムからは除外している。

光ファイバーシステムが技術的にも、コスト低減の面からも優先的に採用すると述べているのは妥当である。

オモン3 (O Mon 3) では既設の SCADA ターミナルに繋ぎ込むのみで新たな通信線の増設は必要ない。

写真 4.4-3 に 500 kV スイッチヤード電気室に設置された SCADA システムを示す。



写真 4.4-3 SCADA システム

(500kV スイッチヤード電気室に設置済み)

F/S レポートは通信システムとして SCADA の他に

- 電話 (PABX)
- ページング
- ラジオ無線 (RF システム(VHF/UHF))

を挙げているが、SCADA と同じで OPGW を利用することで新たな通信線の増設は不要である。