

6. BatMan 1 パイプライン計画

6.1 天然ガス供給量と供給位置

BatMan 1 ガスパイプラインを用いた天然ガス供給量と供給位置計は、第 4 章天然ガス需要想定を前提に以下のように定めた。

6.1.1 ガス火力発電向け天然ガス供給量と供給位置

4.4.3 ガス火力発電の検討に記載のように Sucat 発電所 (850MW) は、天然ガス転換を行うと同時に最新のガスコンバインド発電方式を適用することが費用対効果から推奨されている。

そこで、SUCAT 発電所 (850MW) の既存設備 (発電効率 35%) を適用する場合とガスコンバインド方式 (発電効率 55%) を適用する 2 つのケースについて天然ガス供給量を設定する。

ガスコンバインド方式の場合は、コンバインドサイクルの 1 系列 350MW (ガスタービン 300MW, 蒸気タービン 50MW) を標準とし、2 系列の 700MW のケースとした。

また、Sucat 発電所を撤去、新設するのであれば、工業団地へのガス供給も踏まえて、Calamba エリアにガスコンバインド方式の火力発電所を新設するケースを加えた。当該位置に新設する場合には、Sucat 発電所コンバインドサイクルの 1 系列 350MW (ガスタービン 300MW, 蒸気タービン 50MW) を標準とし、2 系列の 700MW のケースと Malaya 発電所 (650MW) 相当分も加えた 1400MW のケースを前提とした。

6.1.2 工業団地向け天然ガス供給量と供給位置

4.5.2 工業団地のエネルギー消費に記載のように、パイプライン沿いの工業団地における潜在ガス需要は、現在の平均燃料消費量とガスパイプライン沿いの工場数から 3.87MMcf/h(109,599Nm³/h) と推定されている。

石油燃料が天然ガス価格に比べ、カロリーベースで高い点、将来の工業団地及び工業団地内工場数が現在の 2 倍以上に達する点やガス導入された結果、ガスを使用する製造工場を誘致する企業が増えることを鑑みてガス供給設備の設計前提とするガスピーク供給量は、4.5.2 の潜在ガス需要の約 2.0 倍 (7.76MMscf/h(220,000Nm³/h)) とした。

供給箇所は、Santo Tomas, Cabuyao, Carmona, Alabang の 4 か所にそれぞれ 4 等分した 1.94MMcf/h(55,000Nm³/h)を供給する前提とした。

6.1.3 商業用需要向け天然ガス供給量と供給位置

4.6 商業用需要想定に記載のように、将来的には、年間 7,000 万 Nm³ の需要が見込めるものの、LNG の燃料価格 (16-17USD/MMBtu) から判断すると、電気式冷房に替わることがないとの想定である。しかしながら、シェールガスの液化による天然ガス低価格化も顕在化しつつあるため、将来的には、商業用需要もガスで補えるようにピーク流量として 0.35MMscf/h(10,000Nm³/h)を供給計画には含めておく。この供給地点は、Quirino highway

周辺の商業施設を前提とする。

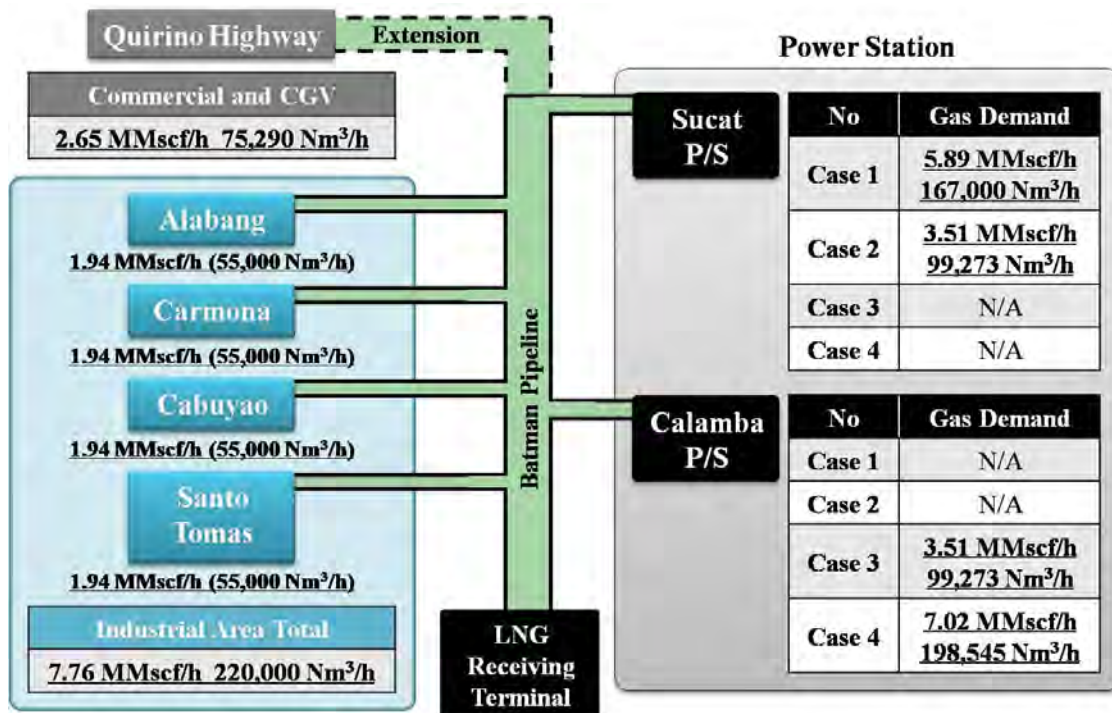
6.1.4 輸送用天然ガス供給量と供給位置

4.7 輸送用需要想定に記載のように、将来的には、2.31MMscf/h(65,290Nm³/h)の需要が見込める。この供給地点は、Quirino highway 周辺の天然ガス供給ステーションを想定する。以上を整理した設計の前提とする天然ガスピーク供給量を表 6.1-1 に示す。図 6.1-1 に 4 ケースの天然ガスピーク供給計画プラン概略図を示す。

表 6.1-1 2030 年天然ガスピーク供給量

	Power Station Calamba / Sucat	Industrial Area 4 Areas	Commercial and CGV (Quirino)	Total
Case 1	5.89 MMscf/h	7.76 MMscf/h	2.65 MMscf/h	16.3 MMscf/h
	167,000 Nm ³ /h	220,000 Nm ³ /h	75,290 Nm ³ /h	462,290 Nm ³ /h
	36.12%	47.59%	16.29%	100%
Case 2	3.51 MMscf/h	7.76 MMscf/h	2.65 MMscf/h	13.92 MMscf/h
	99,273 Nm ³ /h	220,000 Nm ³ /h	75,290 Nm ³ /h	394,563 Nm ³ /h
	25.16%	55.76%	19.08%	100%
Case 3	3.51 MMscf/h	7.76 MMscf/h	2.65 MMscf/h	13.92 MMscf/h
	99,273 Nm ³ /h	220,000 Nm ³ /h	75,290 Nm ³ /h	394,563 Nm ³ /h
	25.16%	55.76%	19.08%	100%
Case 4	7.02 MMscf/h	7.76 MMscf/h	2.65 MMscf/h	17.43 MMscf/h
	198,545 Nm ³ /h	220,000 Nm ³ /h	75,290 Nm ³ /h	493,835 Nm ³ /h
	40.20%	44.55%	15.25%	100%

出所：JICA 調査団作成



出所: JICA 調査団作成

図 6.1-1 設計の前提とするケース別天然ガスピーク供給量

6.2 ガスパイプラインルート

6.2.1 全般

ガスパイプラインルートは新設 LNG 受入基地から Sucat までの約 105.2km である。今回の調査では、既設発電所 Sucat を再利用する場合と新規発電所を Calamba に設ける場合を前提条件としてルートを選定した。選定にあたっては、設置環境・経済性・工期・施工性・維持管理性・等を考慮し、以下の点を留意してパイプラインルートを選定した。

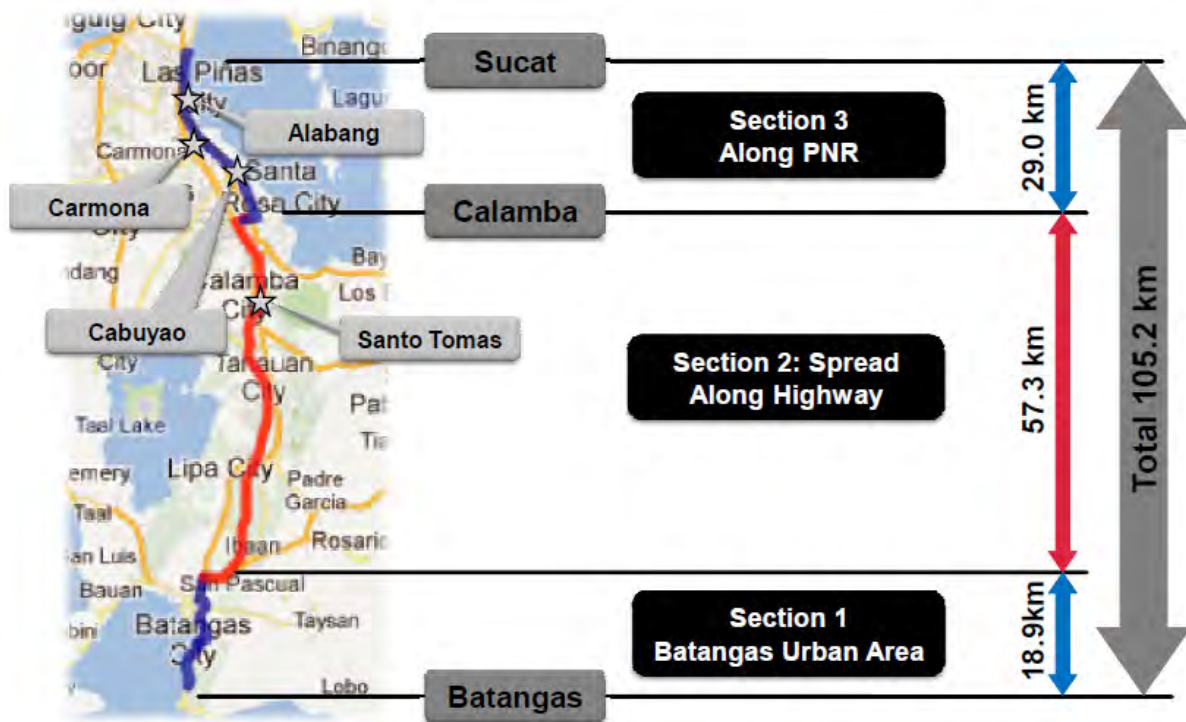
- (1) 土地利用の現況・将来計画
- (2) 用地取得の難易度
- (3) 埋設物・構造物の現況・将来計画
- (4) 施工方法の制約
- (5) 道路・鉄道・河川横断等の現況・将来計画

以下の点については次段階における詳細調査が必要となる。

- (1) 土地管理者および道路部における交通管理者との協議。
- (2) Section 2 における ROW の寸法詳細。
- (3) 水道、電気などの地上下における既存設備の位置調査および埋設物管理者との協議。
- (4) 地質調査。

(5) パイプライン沿線居住者への説明および協議

尚、需要家へのガス供給枝管の分岐位置やバルブステーションの位置は、詳細設計時に需要の現況・将来予想に基づいて選定する。



出所: JICA 調査団作成

図 6.2-1 BatMan 1 ルート選定

本条件でルートを選定した結果、ルートは、図 6.2-1 に示すようにその敷設環境から市街地区域 (Section1)、高速道路沿い区域(Section2)、鉄道沿い区域(Section3)の 3 つに大きく区分される。

Section 1 は新設 LNG 受入基地を KP0 として、Batangas 市内を南北に縦断する幹線道路下に敷設するルートで、延長は 18.9km となる。なお、途中の既設 Tabangao ガスプラント内からのガス供給用として同径の分岐ラインを設ける。

Section 2 は Batangas 市から Calamba 市まで南北に延びる既設高速道路沿いにガスパイプラインを 57.3km 敷設するルートで、大部分の箇所でも Spread 工法を適用できることから工事の効率性は 3 つの区間で最も高いルートである。

Section 3 は既設高速道路の東側にある既設の鉄道沿いに敷設するルートで、Calamba 市から終点の Sucat 発電所敷地内まで 29.0km となる。

本パイプラインの河川・鉄道・道路など主要特殊横断部一覧を表 6.2-1 に示す。

表 6.2-1 パイプライン主要特殊横断部一覧表

No.	KP	Type	Area Name	Description
1	1.13	River	Section 1	River crossing in Batangas
2	2.5	River	Section 1	
3	7.4	River	Section 1 (Within Tabangao OGP boundary)	River crossing in front of Tabangao OGP. (Branch line to Tabangao OGP)
4	8.75	River	Section 1	River crossing in Batangas
5	10.85	River		
6	14.6	River		
7	19.28	River	Section 2	Alongside Southern Tagalog Arterial Road
8	20.25	River		
9	21.65	River		
10	22.65	Road		
11	23.95	Road		
12	27.25	Road		
13	31.95	Road		
14	34.35	Road		
15	37.95	Road		
16	38.45	Road		
17	38.95	Road		
18	46.95	River		
19	59.75	River		
20	61.15	Road		
21	67.4 - 73.1	River		
22		River		
23		River		
24		Road		
25	River			
26	73.1 - 76.1	River		
27		Road		
28	76.1 - 78.6	Road	Section 3	Local road in Calamba
29		Railway		Philippine national railway
30	78.6 - 87.4	Road	Section 3	Along side Philippine national railway
31		River		
32		Road		
33		River		
34		Road		
35		River		
36		Road		
37	87.4 - 98.1	River		
38		Road		
39		Road		
40		River		
41		Road		
42		River		
43		Road		
44	Road			
45	98.1 - 101.9	River		
46		River		
47	104.87	Road		

出所: JICA 調査団作成

6.2.2 各セッションにおけるルートの特徴と課題

(1) Section 1 Batangas Urban Area のルート全体平面図を図 6.2-2 に示す。また、ルート全体断面図を図 6.2-3 に示す。パイプライン始点部および Tabangao ガスプラント分岐部の詳細は添付の全体ルート図に示す。

新設 LNG 基地の KP 0 から KP 18.9 の Section 1: Batangas Urban Area は、市街地区間であり、敷設工事実施にあたっては、道路占用許可取得、地域住民への説明や工事実施時の騒音発生、交通規制に伴う渋滞発生などの問題が予想される。また、新設 LNG 受入基地から既設 Tabangao ガスプラント間には、大規模工場が 3 つあり、各々道路上を横断する工場設備を有するため、パイプライン敷設工事時には、適切な防護策を講じるなど、事前協議が必要となる。なお、道路下への埋設に替わるルートとしては、KP 0 から東北方面の山岳地帯を経由して、Section 2 の既設高速道まで迂回するルートが考えられるが、山岳地帯でありながら既設の山道が多く、かつ周辺に散発的に集落が多く存在することから、ガスパイプライン敷設に必要な用地の確保が困難であることが予想される。よって、市街地の既存道路下にパイプラインを敷設することを前提とする。



出所: JICA 調査団作成

図 6.2-2 セクション 1 パイプライン・ルートの概観



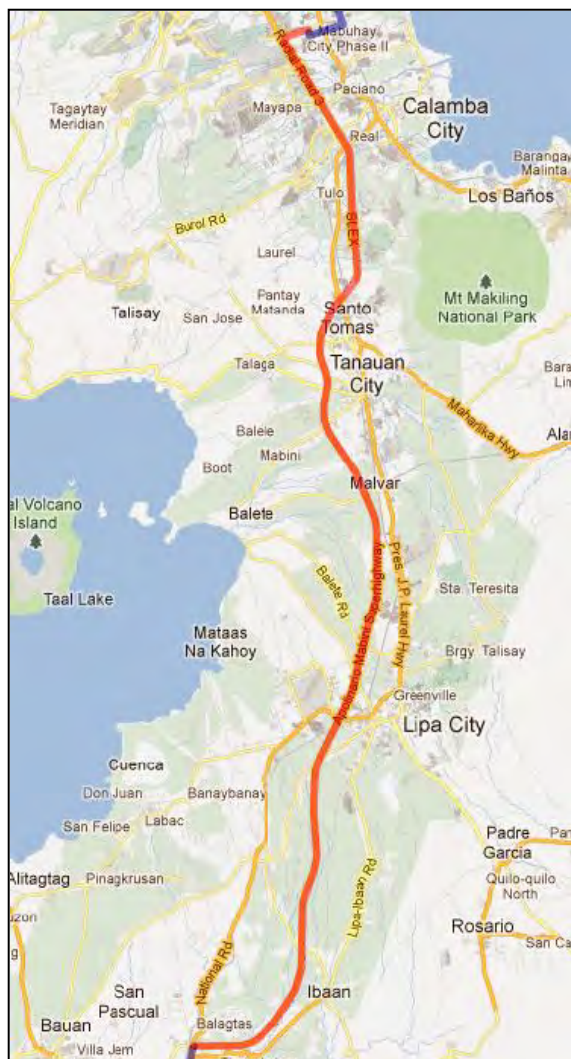
出所: JICA 調査団作成

図 6.2-3 セクション 1 標高チャート

(2) Section 2 Along Highway のルート全体図を図 6.2-4 に示す。また、ルート全体断面図を図 6.2-5 に示す。

KP 18.9 から KP 76.2 の 57.3km の区間のうち 42km は、South Tagalong Arterial Road (STAR) 沿いの用地の使用が DOE と道路管理者の間の覚書により、既に ROW として使用可能となっている。ROW の詳細な寸法ならびに形状は現時点で入手できていないが、ほとんどの箇所へ Spread 工法を適用できることから、工事の効率性が高いルートである。

ただし、前述の区間を除いた 15.3km の区間については、用地取得のめどが立っておらず、今後の協議が必要とされる。いずれにせよ本ルートは、高速道路に沿って Spread 工法を適用することとなる。



出所: JICA 調査団作成

図 6.2-4 セクション2 パイプラインルートの概略



出所: JICA 調査団作成

図 6.2-5 セクション2 標高チャート

(3) Section 3 Along PNR (Philippines National Railway) ルート全体図を図 6.2-6 に示す。また、ルート全体断面図を図 6.2-7 に示す。パイプライン終点部の詳細は添付の全体ルート図に示す。

KP 76.2 の Calamba から KP 105.2 の Sucat までの 29.0km は PNR (Philippines National Railway)の敷地内に敷設することを提案する。その理由として、

- 1) JICA M/P(2002)で選定された高速道路沿いは、非常に土地利用率高く、ガスパイプライン敷設用地の確保が困難であることが予想される。また、仮に既設高速道路沿いにガスパイプライン敷設可能な用地を見出したとしても、その道路管理者が多岐にわたるため、ガスパイプライン敷設用地としての許認可を確保するのが煩雑かつ困難となる。



出所: JICA 調査団作成

図 6.2-6 セクション2 パイプライン概観

- 2) 既設高速道路沿いの一般道は Manila へ向かう主要幹線道路であり、交通量は昼夜を問わず非常に多い。その為、前述の用地取得の問題もあり、ガスパイプライン敷設工事の実施可能性は非常に多くの困難を伴うと予想される。
- 3) 一方、PNR 保有の用地は、線路中心線より両サイドに 15m、計 30m とガスパイプライン敷設用地として十分な広さを持つ。沿線には不法占拠住民の住居が散発的に存在するが、基本的に一般車両が通行することは可能で、ガスパイプラインの敷設用地を確保することは十分可能と考えられる。なお、現時点では、ディーゼル鉄道車両による運行であるが、将来、電化した場合の迷走電流に対するガスパイプラインの防食対策は、確実に行うべき区間である。

PNR 沿いから Sucat 発電所への引き込みは、東側に 200m 程度の引き込みが必要となるが、最も障害物の少ない位置に定めている。パイプラインルート上に設ける遮断弁は、Section1 に 1 か所、Section2 に 3 か所、Section2 か所を設ける。



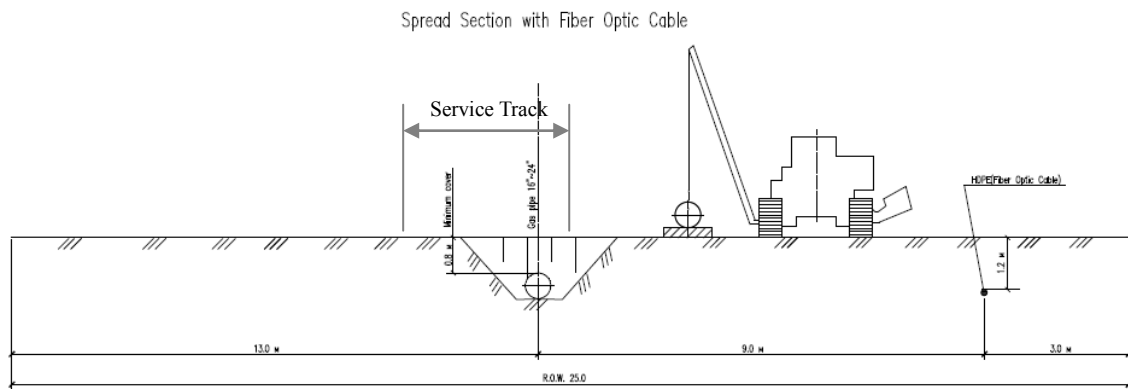
出所: JICA 調査団作成

図 6.2-7 セクション3 標高チャート

6.2.3 ガスパイプライン維持管理に必要な用地

パイプラインの建設及び維持管理用に使用する ROW の取得は、DOE が行っているものの、今回の調査時点では、42km の区間の South Tagalog Arterial Road (STAR) の ROW のみが許可を得た状況である。ROW の幅は、ブロックバルブステーション、カソード防食装置などの設備へのアクセスと保守のためにパイプライン用地と平行に 4m のサービストラックが必要である。従ってパイプライン用地を含め 幅 6m の維持管理用地を設置することとするが、周辺既存道路からアクセス可能である場合はこの限りではない。

ただし、Section 1 については、既設の道路下にガスパイプラインを敷設するため、敷設完了後のサービストラックは不要とする。図 6.2-8 に ROW の標準断面図を示す。



出所: JICA 調査団作成

図 6.2-8 ROW 標準断面図

6.3 パイプラインの基本設計

本章では、ガスパイプラインシステムの基本設計について記載する。

パイプラインシステムは、Batangas に新設される LNG 受入基地を起点に Manila に向かって天然ガスを輸送するシステムである。途中、工業団地としての需要が見込まれる Laguna 地域への供給を考慮した分岐バルブを含めている。

パイプライン関連設備としては、ガス輸送パイプラインの安全確保のためのバルブステーション、ガス取引管理用のメータリングステーション、電気防食設備、分岐バルブステーション、SCADA システム、ピグランチャー・レシーバーおよび制御監視室が含まれる。

尚、パイプラインの設計寿命は 40 年、電気、機械設備の設計寿命は 25 年とした。

6.3.1 パイプラインシステム設計における基本条件

(1) 適用基準

BatMan パイプラインの適用基準については、国際標準のものをを用いた。代表的な基準を表 6.3-1 に示す。

表 6.3-1 主要な適用基準

ANSI/ASME (American National Standards Institute アメリカ規格協会)
ANSI/ASME B31.4 Liquid Petroleum Transportation Piping Systems
ANSI/ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Piping Systems
ANSI/ASME B16.5 Steel Flanges and Flanged Fittings
ANSI/ASME Factory-made Wrought Steel Butt Welding Fitting
ASME (American Society of Mechanical Engineers アメリカ機械学会)
ASME Boiler And Pressure Vessel Code
ASME Section V Nondestructive Examination
ASME Section VIII Pressure Vessels
ASME Section IX Welding and Brazing Qualifications
API (American Petroleum Institute:アメリカ石油協会)
API SPEC 5L
API SPEC6D
ASTM (American Society for Testing and Materials アメリカ材料・試験協会)
ASTM A105 Forgings, Carbon Steel, for Piping Components
ASTM A370 Mechanical Testing of Steel Products
NACE (National Association of Corrosion Engineers : 全米防食技術者協会)
SSPC (Steel Structures Painting Council)
BSI (British Standards Institution)
DIN (Deutsches Institute fur Normung)
DNV (Det Norske Veritas)
ISO (International Organization for Standardization)

出所: JICA 調査団作成

(2) 流量計算に適用する天然ガスの組成・比重・設計温度

パイプライン流体の流量解析には、ガス比重値が大きな影響を与えるため、マランパヤガス田からのガス組成をもとに比重を算定した。ガス組成より算出したガス比重は、空気に対して0.647であった。将来的にLNGも適用するため、安全をみたところで、ガス比重は、空気に対して0.65を採用した。設計温度は、埋設パイプラインであることから地中部が外気温とほぼ同じ前提と考え、35℃とした。

(3) パイプ、異径管の仕様

パイプラインには、高強度で靱性に優れた鋼管を適用する。高強度なものとしては、API 5L X-80があるが、容易な溶接性を考慮してX-65を選定する。塗装は、外面は、ポリエチレン被覆による耐絶縁性を確保する。内面は、施工期間の錆発生を防ぐためにエポキシ塗装をほどこす。

- 仕様 API X-65 電縫鋼管
- 外面 高密度ポリエチレン被覆
- 内面 エポキシ塗装

異径管もパイプの仕様に準ずる。

(4) クラスロケーション

パイプラインの埋設深さやブロック・バルブステーションの間隔を定めるためのロケーションクラスの設定は、重要な基準である。

以下にANSI/ASME B31.8に定められたロケーションクラスの定義抜粋を示す。

- 1) *Location Class 1. A Location Class 1 is any 1 mile section that has 10 or fewer buildings intended for human occupancy. A Location Class 1 is intended to reflect areas such as wasteland, deserts, mountains, grazing land, farmland, and sparsely populated areas.*
 - (a) *Class 1 Division 1. A Location Class 1 where the design factor of the pipe is greater than 0.72 but equal to or less than 0.80, and which has been hydrostatically tested to 1.25 times the maximum operating pressure.*
 - (b) *Class 1 Division 2. A Location Class 1 where the design factor of the pipe is equal to or less than 0.72, and which has been tested to 1.1 times the maximum operating pressure.*
- 2) *Location Class 2. A Location Class 2 is any 1 mile section that has more than 10 but fewer than 46 buildings intended for human occupancy. A Location Class 2 is intended to reflect areas where the degree of population is intermediate between Location Class 1 and Location Class 3 such as fringe areas around cities and towns, industrial areas, ranch or country estates, etc.*

- 3) *Location Class 3. A Location Class 3 is any 1 mile section that has 46 or more buildings intended for human occupancy except when a Location Class 4 prevails. A Location Class 3 is intended to reflect areas such suburban housing developments, shopping centers, residential areas, industrial areas, and other populated areas not meeting Location Class 4 requirements.*
- 4) *Location Class 4. A Location Class 4 includes areas where multistory buildings are prevalent, and where traffic is heavy or dense and where there may be numerous other utilities underground. Multistory means 4 or more floors above ground including the first or ground floor. The depth of basements or number of basement floors is immaterial.*

本基準に沿って定めたパイプラインの各区間のクラスロケーションを図 6.3-1 に示す。

	Batangas	Lipa City	Santo Tomas	Calamba	Cabuyao	Carmona	Alabang	Sucot	Total
	37.4 km	21.0 km	12.5 km	10.3 km	6.0 km	14.0 km	4.0 km	105.2 km	
Section No.	Sec1	Section2			Section 3				
Class Location	Class 3	Class 2			Class3			Class 4	
Distance	18.9 km	57.3 km			29.0 km				

出所: JICA 調査団作成

図 6.3-1 BatMan パイプラインのクラスロケーション

(5) パイプラインの埋設深さ

パイプラインの埋設深さ指針は ANSI に定められている。表 6.3-2 に ANSI/ASME B31.8 における土被り深さの指針を示す。

表 6.3-2 埋設パイプラインの埋設深さの指針

ANSI/ASME B31.8 における土被りの規定				
位 置		土被り (inch)		
		通常掘削	岩盤掘削の場合	
			口径20inch 以下	口径20inch 以上
クラス1	パイプラインに沿った任意の1.6km 区間(幅は0.4km)で住居数が10以下の地区をいう。具体的には荒野、砂漠、山、牧草地、農地等が該当する。	24	12	18
クラス2	パイプラインに沿った任意の1.6km 区間(幅は0.4km)で住居数が10を超え46未満の地区をいう。具体的には町や市の外周地区、工業地帯等が該当する。	30	18	18
クラス3	パイプラインに沿った任意の1.6km 区間(幅は0.4km)で住居数が46以上の地区をいう。具体的には郊外の住宅発展地区、工業地帯が該当する。	30	24	24
クラス4	4階建て以上の高層建築物がほとんどを占めており、交通量が多く、ガス導管以外にも各種他埋設物が多くある地域をいう。			
公道・鉄道横断部(すべてのロケーションクラスについて)		36	24	24

出所: ANSI/ASME B31.8

各セクションおよびクラスの土被りを表 6.3-3 に示す。本パイプラインは、セクション 2 の ROW 区間を除き、市街地の中心もしくは市街地近傍に敷設される。一般に日本国内において市街地に敷設される高圧ガスパイプラインは、安全面を考慮し 1.5m (60 inch) 以下で埋設されることが多い。同様に、海外のパイプライン敷設工事においても、市街地では 1.2m から 1.5m (48~60 inch)。荒野や山岳地帯などの遠隔地における ROW 内でも 0.8m から 1.2m (32~48 inch) であることから、本パイプラインの設計では安全面を考慮して各セクションの土被りを定めた。

表 6.3-3 各工区におけるパイプラインの埋設深さパイプライン流送条件

位 置			土被り (inch)
セクション 1	クラス 3	Batangas 市内既設幹線道路	60
セクション 2	クラス 2	高速道路沿い ROW	32
		既設道路および河川横断部	60
セクション 3	クラス 3	PNR 沿い	32
		既設道路および河川横断部	60
	クラス 4	PNR 沿い	32
		既設道路および河川横断部	60

出所: JICA 調査団作成

6.3.2 パイプライン流送条件

ガスの供給元である Tabangao ガスプラントからの最大流量は、650MMscf/d である。2011 年現在、Batangas 周辺の火力発電所トータルで 2,700MW 分 (324MMscf/d) を使用しており、マランバヤからのガスの可能利用量は、326MMscf/d とする。

ガスパイプラインの設計寿命は 40 年と長期にわたるため、最大流量の設定は、ガス田の余裕と将来的に建設される LNG 受入基地からのガス流量を合わせたものを対象とした。

例えば、ケース 4 では、2030 年の最大需要ケースに対応できる最大 443MMscf/d を設計最大流量とした。尚、解析における始点は、パイプラインの延長距離が長くなる LNG 受入基地候補地とした。

表 6.3-4 に、流量計算の前提としたガス供給量を示す。

	Power Station Calamba / Sucat	Industrial Area 4 Areas	Commercial and CGV (Quirino)	Total
Case 1	5.89 MMscf/h	7.76 MMscf/h	2.65 MMscf/h	16.3 MMscf/h
	167,000 Nm ³ /h	220,000 Nm ³ /h	75,290 Nm ³ /h	462,290 Nm ³ /h
	36.12%	47.59%	16.29%	100%
Case 2	3.51 MMscf/h	7.76 MMscf/h	2.65 MMscf/h	13.92 MMscf/h
	99,273 Nm ³ /h	220,000 Nm ³ /h	75,290 Nm ³ /h	394,563 Nm ³ /h
	25.16%	55.76%	19.08%	100%
Case 3	3.51 MMscf/h	7.76 MMscf/h	2.65 MMscf/h	13.92 MMscf/h
	99,273 Nm ³ /h	220,000 Nm ³ /h	75,290 Nm ³ /h	394,563 Nm ³ /h
	25.16%	55.76%	19.08%	100%
Case 4	7.02 MMscf/h	7.76 MMscf/h	2.65 MMscf/h	17.43 MMscf/h
	198,545 Nm ³ /h	220,000 Nm ³ /h	75,290 Nm ³ /h	493,835 Nm ³ /h
	40.20%	44.55%	15.25%	100%

表 6.3-4 2030 年 天然ガス供給量

出所: JICA 調査団作成

Batangas における送出圧力は、2011年7月時点で 82.5bar(8.25MPa)であり、ガスプラントから Batangas 市街地を抜けるまでの区間は、これを設計圧力とする。

発電所への供給圧力は、ガスコンバインド・サイクル発電に必要とされる着圧 2.8MPa をキープするものとする。今回の BatMan 1 ガスパイプラインの検討範囲は、Sucat までとするが、将来需要の見込まれる Quirino highway 周辺へ 2.65MMscf/h (75,290Nm³/h) を供給できる条件を加味して流量計算を行う。

以下、各 CASE について流量計算の設定条件を簡単に説明する。

CASE-1: Sucat 発電所を旧式のまま稼働（発電効率 35%）させ、かつ途中の工業団地に 7.76MMscf/h (220,000Nm³/h)、Sucat 以北に 2.65MMscf/h (75,290Nm³/h) 送出する。工業団地への供給量は、2030年の工業団地全体への想定供給量 7.76MMscf/h (220,000Nm³/h) を Santo Tomas, Cabuyao, Carmona, Alabang において等分した供給量 1.94MMscf/h (55,000Nm³/h)とする。

CASE-2: Sucat 発電所を新型のコンバインドサイクル発電所として使用。かつ途中の工業団地に 7.76MMscf/h (220,000Nm³/h)、Sucat 以北に 2.65MMscf/h (75,290Nm³/h) 送出する。工業団地への供給量は、2030年の工業団地全体への想定供給量 7.76MMscf/h (220,000Nm³/h) を Santo Tomas, Cabuyao, Carmona, Alabang において等分した供給量 1.94MMscf/h (55,000Nm³/h)とする。

CASE-3: Sucat の代わりに Calamba 地域で 700MW の新型コンバインドサイクル発電所を適用。かつ途中の工業団地に 7.76MMscf/h (220,000Nm³/h)、Sucat 以北に 2.65MMscf/h (75,290Nm³/h) 送出する。工業団地への供給量は、2030年の工業団地全体への想定供給量 7.76MMscf/h (220,000Nm³/h) を Santo Tomas, Cabuyao, Carmona, Alabang において等分した供給量 1.94MMscf/h (55,000Nm³/h)とする。

CASE-4: Sucat の代わりに Calamba 地域で 1400MW の新型コンバインドサイクル発電所を適用。かつ途中の工業団地に 7.76MMscf/h (220,000Nm³/h)、Sucat 以北に 2.65MMscf/h (75,290Nm³/h) 送出する。工業団地への供給量は、2030年の工業団地全体への想定供給量 7.76MMscf/h (220,000Nm³/h) を Santo Tomas, Cabuyao, Carmona, Alabang において等分した供給量 1.94MMscf/h (55,000Nm³/h)とする。

6.3.3 流量解析

パイプラインの設計を行う上で、最も重要な点は、パイプライン設備を使用する長期に亘る供給計画を踏まえた上での口径選定である。そのベースとなるのが送出圧力、供給量、供給圧力、供給区間の距離を変数とした流量解析である。

(1) 流量解析条件

- 1) ガスプラント送出圧: 将来的な元圧の減少を考慮し 6.8MPa (送出元圧 8.2MPa) に設定
- 2) 火力発電所への供給最小圧力: 3.0MPa
- 3) 設計温度: 供給側、需要家側ともに 35°C
- 4) 圧力損失計算適用式: 下記の Revised Panhandle 公式を適用

$$Q = C \frac{T_b}{P_b} D^{2.5} e \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{LGT_a Z_a f} \right)^{.5}$$

Where:

C	Constant, 77.54 (English units); .0011493 (Metric units)
D	Pipe diameter (inches) (millimeters)
e	Pipe efficiency (dimensionless)
f	Darcy-Weisbach friction factor (dimensionless)
G	Gas specific gravity (dimensionless)
L	Pipe length (miles) (kilometers)
P _b	Pressure base (PSIA) (Kilopascals)
P ₁	Inlet pressure (PSIA) (Kilopascals)
P ₂	Outlet pressure (PSIA) (Kilopascals)
Q	Flow rate (standard cubic feet/day) (standard cubic meters/day)
T _a	Average temperature (°R) (°K)
T _b	Temperature base (°R) (°K)
Z _a	compressibility factor (dimensionless)

(2) 流量解析ポイント (位置)

解析ポイント、つまり流量、着圧を確認するポイントは Tabangao (Batangas) から Sucat を経由し、Quirino Highway に向けて、工業団地への天然ガス供給、火力発電所への供給のポイント、Lipa City, Santo Tomas, Calamba, Cabuyao, Carmona, Alabang, Sucat, Quirino Highway の 8 つと設定した。工業団地への供給量は、2030 年の工業団地全体への想定供給量 7.76MMscf/h (220,000Nm³/h) を Santo Tomas, Calamba, Cabuyao, Carmona, Alabang において等分とした供給量 1.94MMscf/h (55,000Nm³/h) とする。それぞれの解析ポイントの距離間は、表 6.3-5 に示す。表に示す各ポイント間距離は、6.2 項 ルート選定で得られた結果を用いる。

表 6.3-5 流量解析ポイント

from	to	Length [km]	Total Length [km]
①LNG terminal	②LipaCity	37.4	37.4
②LipaCity	③SantoTomas	21.0	58.4
③SantoTomas	④Calamba	12.5	70.9
④Calamba	⑤Cabuyao	10.3	81.2
⑤Cabuyao	⑥Carmona	6.0	87.2
⑥Carmona	⑦Alabang	14.0	101.2
⑦Alabang	⑧Sucat	4.0	105.2
⑧Sucat	⑨Qurino	38.0	143.2

出所: JICA 調査団作成

6.3.4 流量解析結果

解析結果を表 6.3-6 から 6.3-9 に示す。

表 6.3-6 流量解析結果 CASE-1

from	to	Length [km]	Est. Flow [MMNm ³ /h]	Location class	OD [mm]	Thickness [mm]	U [m/s]	P1 [kgf/cm ²]	P2 [kgf/cm ²]
①LNG Terminal	②LipaCity	37.4	0.46230	3	610.0	12.7	8.760	68.0	58.1
②LipaCity	③SantoTomas	21.0	0.46230	2	610.0	11.9	9.742	58.1	51.9
③SantoTomas	④Calamba	12.5	0.40730	2	610.0	11.9	9.130	51.9	48.7
④Calamba	⑤Cabuyao	10.3	0.40730	3	610.0	12.7	9.731	48.7	45.9
⑤Cabuyao	⑥Carmona	6.0	0.35230	3	610.0	12.7	8.654	45.9	44.6
⑥Carmona	⑦Alabang	14.0	0.29730	3	610.0	12.7	7.680	44.6	42.4
⑦Alabang	⑧Sucat	4.0	0.24230	4	610.0	15.9	6.468	42.4	41.9
⑧Sucat	⑨Qurino	38.0	0.07530	4	323.9	12.7	11.338	41.9	27.5

出所: JICA 調査団作成

表 6.3-7 流量解析結果 CASE-2

from	to	Length [km]	Est. Flow [MMNm ³ /h]	Location class	OD [mm]	Thickness [mm]	U [m/s]	P1 [kgf/cm ²]	P2 [kgf/cm ²]
①LNG Terminal	②LipaCity	37.4	0.39457	3	610.0	12.7	7.140	68.0	60.9
②LipaCity	③SantoTomas	21.0	0.39457	2	610.0	11.9	7.630	60.9	56.6
③SantoTomas	④Calamba	12.5	0.33957	2	610.0	11.9	6.804	56.6	54.6
④Calamba	⑤Cabuyao	10.3	0.33957	3	610.0	12.7	7.062	54.6	52.9
⑤Cabuyao	⑥Carmona	6.0	0.28457	3	406.4	7.9	14.815	52.9	47.2
⑥Carmona	⑦Alabang	14.0	0.22957	3	406.4	7.9	15.197	47.2	36.9
⑦Alabang	⑧Sucat	4.0	0.17457	4	406.4	9.5	12.433	36.9	34.8
⑧Sucat	⑨Qurino	38.0	0.07530	4	323.9	7.9	15.075	34.8	19.1

出所: JICA 調査団作成

表 6.3-8 流量解析結果 CASE-3

from	to	Length [km]	Est. Flow [MMNm ³ /h]	Location class	OD [mm]	Thickness [mm]	U [m/s]	P1 [kgf/cm ²]	P2 [kgf/cm ²]
①LNG Terminal	②LipaCity	37.4	0.39457	3	610.0	12.7	7.140	68.0	60.9
②LipaCity	③SantoTomas	21.0	0.39457	2	610.0	11.9	7.630	60.9	56.6
③SantoTomas	④Calamba	12.5	0.33957	2	610.0	11.9	6.804	56.6	54.6
④Calamba	⑤Cabuyao	10.3	0.24030	3	610.0	11.9	4.891	54.6	53.7
⑤Cabuyao	⑥Carmona	6.0	0.18530	3	323.9	7.9	15.980	53.7	45.8
⑥Carmona	⑦Alabang	14.0	0.13030	3	323.9	7.9	14.923	45.8	34.2
⑦Alabang	⑧Sucat	4.0	0.07530	4	323.9	7.9	8.964	34.2	32.9
⑧Sucat	⑨Qurino	38.0	0.07530	4	323.9	7.9	18.457	32.9	15.4

出所: JICA 調査団作成

表 6.3-9 流量解析結果 CASE-4

from	to	[km]	[MMNm ³ /h]	class	[mm]	[mm]	[m/s]	[kgf/cm ²]	[kgf/cm ²]
①LNG Terminal	②LipaCity	37.4	0.49385	3	610.0	12.7	9.601	68.0	56.6
②LipaCity	③SantoTomas	21.0	0.49385	2	610.0	11.9	10.952	56.6	49.2
③SantoTomas	④Calamba	12.5	0.43885	2	610.0	11.9	10.550	49.2	45.3
④Calamba	⑤Cabuyao	10.3	0.24030	3	610.0	12.7	5.944	45.3	44.3
⑤Cabuyao	⑥Carmona	6.0	0.18530	3	406.4	7.9	10.954	44.3	41.4
⑥Carmona	⑦Alabang	14.0	0.13030	3	406.4	7.9	8.415	41.4	37.9
⑦Alabang	⑧Sucat	4.0	0.07530	4	406.4	7.9	4.909	37.9	37.5
⑧Sucat	⑨Qurino	38.0	0.07530	4	323.9	7.9	12.354	37.5	23.6

出所: JICA 調査団作成

6.3.5 管厚計算

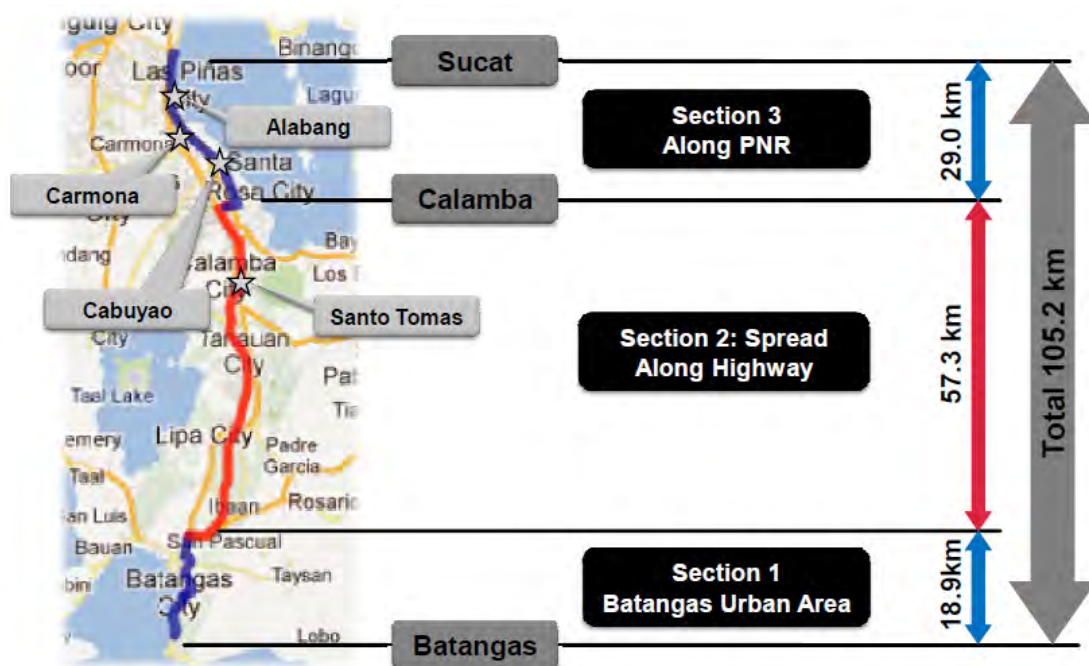
(1) 設計圧力、クラスロケーションの設定

各セクションの設計圧力は、以下のように設定する。

SECTION1: ガスプラントの送出圧力 8.25MPa (1,200Psig)を設計圧力とする。クラスロケーションは、ANSI/ASME B31.8 から市街地のクラス 3 とする。

SECTION 2: ガスプラントから 11.5km 離れており、遮断バルブ以降は、7MPa (1,000Psig)を設計圧力とする。クラスロケーションは、郊外のクラス 2 とする。

SECTION 3: 7MPa (1,000Psig)を設計圧力とする。クラスロケーションは、クラス 3 とする。Alabang から Sucat に向けては、人口密集地であり都市のクラス 4 を適用する。



出所: JICA 調査団作成

図 6.3-2 パイプラインルートとその区分

(2) 管厚計算

各セクションの最小管厚は、ANSI/ASME B31.8 より計算を行った。計算結果を表 6.3-10 から 6.3-17 に示す。

ANSI/ASME B31.8 管厚計算式

$P = \frac{2St}{D} FET$	D : nominal outside diameter of pipe, in
	E : longitudinal joint factor
$t_u - t_t - C \geq t = \frac{PD}{2SFET}$	F : design factor
	P : design pressure, psig
	S : specified minimum yield strength, psi
	T : temperature derating factor
	t : nominal wall thickness, in
	t _u : wall thickness to be used
	t _t : tolerance for wall thickness
	C : corrosion allowance

表 6.3-10 管厚の計算 (24 インチ クラス 2)

BATMAN1 24" GAS PIPELINE, API 5L-X65, ERW						
VERIFICATION AND CALCULATION OF PIPE WALL THICKNESS						
PROJECT	:	BATMAN1 PROJECT				
DESIGN BASED ON	:	ASME B 31.8				
LOCATION CLASS	:	AS PER ANSI B31.8	CLASS 2			
DESCRIPTION		Symbol	BU		METRIC	
DESIGN BASIS						
DESIGN PRESSURE		P	1,200	Psig	84	kgs/sq.cm
DESIGN TEMPERATURE		T _{ds}	150	degF	66	degC
PIPE OUTSIDE DIAMETER		D	24	Inch	610.00	mm
MATERIAL OF PIPE			API 5L-X65 (SEAMLESS or ERW)			
REF. API 5L						
SPECIFIED MINIMUM YIELD STRENGTH		S	65,000	Psi	4,570	kgs/sq.cm
REF: REGULATION, MINISTER OF MINING & ENERGY No. 300.K/38/M.PE/1997						
DESIGN FACTOR (for pipe diameter D > 8")						
DESIGN FACTOR		F	0.60		0.60	
REF: ASME B 31.8 TABLE 841.116A						
TEMPERATURE DERATING FACTOR		T	1		1	
FABRICATION TOLERANCE (10%)						
		a	0.10		0.10	
LONGITUDINAL JOINT FACTOR						
		E	1		1	
CORROSION ALLOWANCE		CA	0.000	INCH	0.0	mm
CALCULATION						
REF: ASME B 31.8 EQUATION 841.11						
$P = \frac{2 \cdot S \cdot t}{D} \cdot FET$			$t = \frac{P \cdot D}{2 \cdot S \cdot F \cdot E \cdot T}$		$t_{tol} = \frac{t_{cal}}{(1 - a)}$	
CALCULATED WALL THICKNESS		t _{calc}	0.369	INCH	9.383	mm
WALL THICKNESS + CORROSION ALLOWANCE		t _{calc+c.a}	0.763	INCH	9.383	mm
WALL THICKNESS + CORROSION ALLOWANCE		t _{tol}	0.410	INCH	10.43	mm
+ FABRICATION TOLERANCE						
WALL THICKNESS (STD. SPEC. API 5 L)		t _{wt}	0.469	INCH	11.90	mm
REFERENCE MINIMUM WALL THICKNESS		t _{PGN}	N.A	INCH	N.A	mm
USED WALL THICKNESS		t _{select}	0.469	INCH	11.90	mm

出所: JICA 調査団作成

表 6.3-11 管厚の計算 (24 インチ クラス 3)

BATMAN1 24" GAS PIPELINE, API 5L-X65, ERW						
VERIFICATION AND CALCULATION OF PIPE WALL THICKNESS						
PROJECT	:	BATMAN1 PROJECT				
DESIGN BASED ON	:	ASME B 31.8				
LOCATION CLASS	:	AS PER ANSI B31.8	CLASS 3			
DESCRIPTION		Symbol	BU		METRIC	
DESIGN BASIS						
DESIGN PRESSURE		P	1,200	Psig	84	kgs/sq.cm
DESIGN TEMPERATURE		T _{ds}	150	degF	66	degC
PIPE OUTSIDE DIAMETER		D	24	Inch	610.00	mm
MATERIAL OF PIPE			API 5L-X65 (SEAMLESS or ERW)			
REF. API 5L						
SPECIFIED MINIMUM YIELD STRENGTH		S	65,000	Psi	4,570	kgs/sq.cm
REF: REGULATION, MINISTER OF MINING & ENERGY No. 300.K/38/M.PE/1997						
DESIGN FACTOR (for pipe diameter D > 8")						
DESIGN FACTOR		F	0.50		0.50	
REF: ASME B 31.8 TABLE 841.116A						
TEMPERATURE DERATING FACTOR		T	1		1	
FABRICATION TOLERANCE (10%)		a	0.10		0.10	
LONGITUDINAL JOINT FACTOR		E	1		1	
CORROSION ALLOWANCE		CA	0.000	INCH	0.0	mm
CALCULATION						
REF: ASME B 31.8 EQUATION 841.11						
$P = \frac{2 \cdot S \cdot t}{D} \cdot FET$			$t = \frac{P \cdot D}{2 \cdot S \cdot F \cdot E \cdot T}$		$t_{tol} = \frac{t_{cal}}{(1 - a)}$	
CALCULATED WALL THICKNESS		t _{calc}	0.443	INCH	11.260	mm
WALL THICKNESS + CORROSION ALLOWANCE		t _{calc+c.a}	0.837	INCH	11.260	mm
WALL THICKNESS + CORROSION ALLOWANCE		t _{tol}	0.493	INCH	12.51	mm
+ FABRICATION TOLERANCE						
WALL THICKNESS (STD. SPEC. API 5 L)		t _{wt}	0.500	INCH	12.70	mm
REFERENCE MINIMUM WALL THICKNESS		t _{PGN}	N.A	INCH	N.A	mm
USED WALL THICKNESS		t _{select}	0.500	INCH	12.70	mm

出所: JICA 調査団作成

表 6.3-12 管厚の計算 (24 インチ クラス 4)

BATMAN1 24" GAS PIPELINE, API 5L-X65, ERW						
VERIFICATION AND CALCULATION OF PIPE WALL THICKNESS						
PROJECT	:	BATMAN1 PROJECT				
DESIGN BASED ON	:	ASME B 31.8				
LOCATION CLASS	:	AS PER ANSI B31.8	CLASS 4			
DESCRIPTION		Symbol	BU		METRIC	
DESIGN BASIS						
DESIGN PRESSURE		P	1,200	Psig	84	kgs/sq.cm
DESIGN TEMPERATURE		T _{ds}	150	degF	66	degC
PIPE OUTSIDE DIAMETER		D	24	Inch	610.00	mm
MATERIAL OF PIPE			API 5L-X65 (SEAMLESS or ERW)			
REF. API 5L						
SPECIFIED MINIMUM YIELD STRENGTH		S	65,000	Psi	4,570	kgs/sq.cm
REF: REGULATION, MINISTER OF MINING & ENERGY No. 300.K/38/M.PE/1997						
DESIGN FACTOR (for pipe diameter D > 8")						
DESIGN FACTOR		F	0.40		0.40	
REF: ASME B 31.8 TABLE 841.116A						
TEMPERATURE DERATING FACTOR		T	1		1	
FABRICATION TOLERANCE (10%)						
		a	0.10		0.10	
LONGITUDINAL JOINT FACTOR						
		E	1		1	
CORROSION ALLOWANCE		CA	0.000	INCH	0.0	mm
CALCULATION						
REF: ASME B 31.8 EQUATION 841.11						
$P = \frac{2 \cdot S \cdot t}{D} \cdot FET$			$t = \frac{P \cdot D}{2 \cdot S \cdot F \cdot E \cdot T}$		$t_{tol} = \frac{t_{cal}}{(1 - a)}$	
CALCULATED WALL THICKNESS		t _{calc}	0.554	INCH	14.075	mm
WALL THICKNESS + CORROSION ALLOWANCE		t _{calc+c.a}	0.948	INCH	14.075	mm
WALL THICKNESS + CORROSION ALLOWANCE		t _{tol}	0.616	INCH	15.64	mm
+ FABRICATION TOLERANCE						
WALL THICKNESS (STD. SPEC. API 5 L)		t _{wt}	0.626	INCH	15.90	mm
REFERENCE MINIMUM WALL THICKNESS		t _{PGN}	N.A	INCH	N.A	mm
USED WALL THICKNESS		t _{select}	0.626	INCH	15.90	mm

表 6.3-13 管厚の計算 (16 インチ クラス 2)

BATMAN1 16" GAS PIPELINE, API 5L-X65, ERW						
VERIFICATION AND CALCULATION OF PIPE WALL THICKNESS						
PROJECT	:	BATMAN1 PROJECT				
DESIGN BASED ON	:	ASME B 31.8				
LOCATION CLASS	:	AS PER ANSI B31.8	CLASS 2			
DESCRIPTION	Symbol	BU		METRIC		
DESIGN BASIS						
DESIGN PRESSURE	P	1,000	Psig	70	kgs/sq.cm	
DESIGN TEMPERATURE	T _{ds}	150	degF	66	degC	
PIPE OUTSIDE DIAMETER	D	16	Inch	406.40	mm	
MATERIAL OF PIPE		API 5L-X65 (SEAMLESS or ERW)				
REF. API 5L						
SPECIFIED MINIMUM YIELD STRENGTH	S	65,000	Psi	4,570	kgs/sq.cm	
REF: REGULATION, MINISTER OF MINING & ENERGY No. 300.K/38/M.PE/1997						
DESIGN FACTOR (for pipe diameter D > 8")						
DESIGN FACTOR	F	0.60		0.60		
REF: ASME B 31.8 TABLE 841.116A						
TEMPERATURE DERATING FACTOR	T	1		1		
FABRICATION TOLERANCE (10%)	a	0.10		0.10		
LONGITUDINAL JOINT FACTOR	E	1		1		
CORROSION ALLOWANCE	CA	0.000	INCH	0.0	mm	
CALCULATION						
REF: ASME B 31.8 EQUATION 841.11						
$P = \frac{2 \cdot S \cdot t}{D} \cdot FET$		$t = \frac{P \cdot D}{2 \cdot S \cdot F \cdot E \cdot T}$		$t_{tol} = \frac{t_{cal}}{(1 - a)}$		
CALCULATED WALL THICKNESS	t _{calc}	0.205	INCH	5.210	mm	
WALL THICKNESS + CORROSION ALLOWANCE	t _{calc+c.a}	0.599	INCH	5.210	mm	
WALL THICKNESS + CORROSION ALLOWANCE	t _{tol}	0.228	INCH	5.79	mm	
+ FABRICATION TOLERANCE						
WALL THICKNESS (STD. SPEC. API 5 L)	t _{wt}	0.280	INCH	7.10	mm	
REFERENCE MINIMUM WALL THICKNESS	t _{PGN}	N.A	INCH	N.A	mm	
USED WALL THICKNESS	t _{select}	0.280	INCH	7.10	mm	

表 6.3-14 管厚の計算 (16 インチ クラス 3)

BATMAN1 16" GAS PIPELINE, API 5L-X65, ERW						
VERIFICATION AND CALCULATION OF PIPE WALL THICKNESS						
PROJECT	:	BATMAN1 PROJECT				
DESIGN BASED ON	:	ASME B 31.8				
LOCATION CLASS	:	AS PER ANSI B31.8	CLASS 3			
DESCRIPTION		Symbol	BU		METRIC	
DESIGN BASIS						
DESIGN PRESSURE		P	1,000	Psig	70	kgs/sq.cm
DESIGN TEMPERATURE		T _{ds}	150	degF	66	degC
PIPE OUTSIDE DIAMETER		D	16	Inch	406.40	mm
MATERIAL OF PIPE			API 5L-X65 (SEAMLESS or ERW)			
REF. API 5L						
SPECIFIED MINIMUM YIELD STRENGTH		S	65,000	Psi	4,570	kgs/sq.cm
REF: REGULATION, MINISTER OF MINING & ENERGY No. 300.K/38/M.PE/1997						
DESIGN FACTOR (for pipe diameter D > 8")						
DESIGN FACTOR		F	0.50		0.50	
REF: ASME B 31.8 TABLE 841.116A						
TEMPERATURE DERATING FACTOR		T	1		1	
FABRICATION TOLERANCE (10%)						
		a	0.10		0.10	
LONGITUDINAL JOINT FACTOR						
		E	1		1	
CORROSION ALLOWANCE		CA	0.000	INCH	0.0	mm
CALCULATION						
REF: ASME B 31.8 EQUATION 841.11						
$P = \frac{2 \cdot S \cdot t}{D} \cdot FET$			$t = \frac{P \cdot D}{2 \cdot S \cdot F \cdot E \cdot T}$		$t_{tol} = \frac{t_{cal}}{(1 - a)}$	
CALCULATED WALL THICKNESS		t _{calc}	0.246	INCH	6.251	mm
WALL THICKNESS + CORROSION ALLOWANCE		t _{calc+c.a}	0.640	INCH	6.251	mm
WALL THICKNESS + CORROSION ALLOWANCE		t _{tol}	0.273	INCH	6.95	mm
+ FABRICATION TOLERANCE						
WALL THICKNESS (STD. SPEC. API 5 L)		t _{wt}	0.311	INCH	7.90	mm
REFERENCE MINIMUM WALL THICKNESS		t _{PGN}	N.A	INCH	N.A	mm
USED WALL THICKNESS		t _{select}	0.311	INCH	7.90	mm

出所: JICA 調査団作成

表 6.3-15 管厚の計算 (16 インチ クラス 4)

BATMAN1 16" GAS PIPELINE, API 5L-X65, ERW						
VERIFICATION AND CALCULATION OF PIPE WALL THICKNESS						
PROJECT	:	BATMAN1 PROJECT				
DESIGN BASED ON	:	ASME B 31.8				
LOCATION CLASS	:	AS PER ANSI B31.8	CLASS 3			
DESCRIPTION		Symbol	BU		METRIC	
DESIGN BASIS						
DESIGN PRESSURE		P	1,000	Psig	70	kgs/sq.cm
DESIGN TEMPERATURE		T _{ds}	150	degF	66	degC
PIPE OUTSIDE DIAMETER		D	16	Inch	406.40	mm
MATERIAL OF PIPE			API 5L-X65 (SEAMLESS or ERW)			
REF. API 5L						
SPECIFIED MINIMUM YIELD STRENGTH		S	65,000	Psi	4,570	kgs/sq.cm
REF: REGULATION, MINISTER OF MINING & ENERGY No. 300.K/38/M.PE/1997						
DESIGN FACTOR (for pipe diameter D > 8")						
DESIGN FACTOR		F	0.50		0.50	
REF: ASME B 31.8 TABLE 841.116A						
TEMPERATURE DERATING FACTOR		T	1		1	
FABRICATION TOLERANCE (10%)						
		a	0.10		0.10	
LONGITUDINAL JOINT FACTOR						
		E	1		1	
CORROSION ALLOWANCE		CA	0.000	INCH	0.0	mm
CALCULATION						
REF: ASME B 31.8 EQUATION 841.11						
$P = \frac{2 \cdot S \cdot t}{D} \cdot FET$			$t = \frac{P \cdot D}{2 \cdot S \cdot F \cdot E \cdot T}$		$t_{tol} = \frac{t_{cal}}{(1 - a)}$	
CALCULATED WALL THICKNESS		t _{calc}	0.246	INCH	6.251	mm
WALL THICKNESS + CORROSION ALLOWANCE		t _{calc+c.a}	0.640	INCH	6.251	mm
WALL THICKNESS + CORROSION ALLOWANCE		t _{tol}	0.273	INCH	6.95	mm
+ FABRICATION TOLERANCE						
WALL THICKNESS (STD. SPEC. API 5 L)		t _{wt}	0.311	INCH	7.90	mm
REFERENCE MINIMUM WALL THICKNESS		t _{PGN}	N.A	INCH	N.A	mm
USED WALL THICKNESS		t _{select}	0.311	INCH	7.90	mm

出所: JICA 調査団作成

表 6.3-16 管厚の計算 (12 インチ クラス 3)

BATMAN1 12" GAS PIPELINE, API 5L-X65, ERW						
VERIFICATION AND CALCULATION OF PIPE WALL THICKNESS						
PROJECT	:	BATMAN1 PROJECT				
DESIGN BASED ON	:	ASME B 31.8				
LOCATION CLASS	:	AS PER ANSI B31.8	CLASS 3			
DESCRIPTION		Symbol	BU		METRIC	
DESIGN BASIS						
DESIGN PRESSURE		P	1,000	Psig	70	kgs/sq.cm
DESIGN TEMPERATURE		T _{ds}	150	degF	66	degC
PIPE OUTSIDE DIAMETER		D	12	Inch	323.90	mm
MATERIAL OF PIPE			API 5L-X65 (SEAMLESS or ERW)			
REF. API 5L						
SPECIFIED MINIMUM YIELD STRENGTH		S	65,000	Psi	4,570	kgs/sq.cm
REF: REGULATION, MINISTER OF MINING & ENERGY No. 300.K/38/M.PE/1997						
DESIGN FACTOR (for pipe diameter D > 8")						
DESIGN FACTOR		F	0.50		0.50	
REF: ASME B 31.8 TABLE 841.116A						
TEMPERATURE DERATING FACTOR		T	1		1	
FABRICATION TOLERANCE (10%)						
		a	0.10		0.10	
LONGITUDINAL JOINT FACTOR						
		E	1		1	
CORROSION ALLOWANCE		CA	0.000	INCH	0.0	mm
CALCULATION						
REF: ASME B 31.8 EQUATION 841.11						
$P = \frac{2 \cdot S \cdot t}{D} \cdot FET$			$t = \frac{P \cdot D}{2 \cdot S \cdot F \cdot E \cdot T}$		$t_{tol} = \frac{t_{cal}}{(1 - a)}$	
CALCULATED WALL THICKNESS		t _{calc}	0.196	INCH	4.982	mm
WALL THICKNESS + CORROSION ALLOWANCE		t _{calc+c.a}	0.590	INCH	4.982	mm
WALL THICKNESS + CORROSION ALLOWANCE		t _{tol}	0.218	INCH	5.54	mm
+ FABRICATION TOLERANCE						
WALL THICKNESS (STD. SPEC. API 5 L)		t _{wt}	0.500	INCH	7.10	mm
REFERENCE MINIMUM WALL THICKNESS		t _{PGN}	N.A	INCH	N.A	mm
USED WALL THICKNESS		t _{select}	0.500	INCH	7.10	mm

出所: JICA 調査団作成

表 6.3-17 管厚の計算 (12 インチ クラス 4)

BATMAN1 12" GAS PIPELINE, API 5L-X65, ERW						
VERIFICATION AND CALCULATION OF PIPE WALL THICKNESS						
PROJECT	:	BATMAN1 PROJECT				
DESIGN BASED ON	:	ASME B 31.8				
LOCATION CLASS	:	AS PER ANSI B31.8	CLASS 4			
DESCRIPTION		Symbol	BU		METRIC	
DESIGN BASIS						
DESIGN PRESSURE		P	1,000	Psig	70	kgs/sq.cm
DESIGN TEMPERATURE		T _{ds}	150	degF	66	degC
PIPE OUTSIDE DIAMETER		D	12	Inch	323.90	mm
MATERIAL OF PIPE			API 5L-X65 (SEAMLESS or ERW)			
REF. API 5L						
SPECIFIED MINIMUM YIELD STRENGTH		S	65,000	Psi	4,570	kgs/sq.cm
REF: REGULATION, MINISTER OF MINING & ENERGY No. 300.K/38/M.PE/1997						
DESIGN FACTOR (for pipe diameter D > 8")						
DESIGN FACTOR		F	0.40		0.40	
REF: ASME B 31.8 TABLE 841.116A						
TEMPERATURE DERATING FACTOR		T	1		1	
FABRICATION TOLERANCE (10%)						
		a	0.10		0.10	
LONGITUDINAL JOINT FACTOR						
		E	1		1	
CORROSION ALLOWANCE		CA	0.000	INCH	0.0	mm
CALCULATION						
REF: ASME B 31.8 EQUATION 841.11						
$P = \frac{2 \cdot S \cdot t}{D} \cdot FET$			$t = \frac{P \cdot D}{2 \cdot S \cdot F \cdot E \cdot T}$		$t_{tol} = \frac{t_{cal}}{(1 - a)}$	
CALCULATED WALL THICKNESS		t _{calc}	0.245	INCH	6.228	mm
WALL THICKNESS + CORROSION ALLOWANCE		t _{calc+c.a}	0.639	INCH	6.228	mm
WALL THICKNESS + CORROSION ALLOWANCE		t _{tol}	0.272	INCH	6.92	mm
+ FABRICATION TOLERANCE						
WALL THICKNESS (STD. SPEC. API 5 L)		t _{wt}	0.311	INCH	7.90	mm
REFERENCE MINIMUM WALL THICKNESS		t _{PGN}	N.A	INCH	N.A	mm
USED WALL THICKNESS		t _{select}	0.311	INCH	7.90	mm

出所: JICA 調査団作成

6.3.6 JICA M/P (2002) と 2011 の選定口径の比較

JICA M/P(2002)では、メインパイプラインの口径は 16 インチであったが、今回は、24 インチと増加した。

表 6.3-18、6.3-19 に 2002 年及び今回の流量解析結果を示す。

表 6.3-18 2002 年のパイプライン流量解析結果

from	to	Length [km]	Est. Flow [MMNm ³ /h]	Location class	OD [mm]	U [m/s]	P1 [KSCG]	P2 [KSCG]
①Tabangao	②LipaCity	28	0.22844	2	450.0	6.619	68.0	62.1
②LipaCity	③SantoTomas	22	0.22844	2	400.0	9.827	62.1	52.8
③SantoTomas	④Cabuyao	15	0.21423	4	400.0	10.475	52.8	46.3
④Cabuyao	⑤Carmona	9	0.21064	4	400.0	11.303	46.3	42.1
⑤Carmona	⑥Alabang	11	0.20673	1-2	400.0	12.729	42.1	36.6
⑥Alabang	⑦Bacoor	10	0.07851	4	300.0	9.489	36.6	33.0
⑦Bacoor	⑧Pasay	10	0.07851	4	300.0	10.738	33.0	29.1
⑧Pasay	⑨manila	9	0.07851	1-2	300.0	12.420	29.1	25.0
⑨manila	⑩NCR-N	15	0.04275	1-2	300.0	7.428	25.0	22.7

出所: JICA 調査団作成

表 6.3-19 2011 年のパイプライン流量解析結果

from	to	Length [km]	Est. Flow [MMNm ³ /h]	Location class	OD [mm]	Thickness [mm]	U [m/s]	P1 [KSCG]	P2 [KSCG]
①Tabangao	②LipaCity	30.0	0.46744	3	610.0	12.7	8.299	68.0	60.1
②LipaCity	③SantoTomas	21.0	0.46744	2	610.0	11.9	9.178	60.1	53.9
③SantoTomas	④Calamba	12.5	0.41426	2	610.0	11.9	8.627	53.9	50.8
④Calamba	⑤Cabuyao	10.3	0.41426	3	610.0	12.7	9.165	50.8	48.0
⑤Cabuyao	⑥Carmona	6.0	0.36108	3	610.0	12.7	7.742	50.8	49.6
⑥Carmona	⑦Alabang	14.0	0.30790	3	610.0	12.7	6.895	49.6	47.4
⑦Alabang	⑧Sucat	4.0	0.25472	4	610.0	15.9	5.887	47.4	46.9
⑧Sucat	⑨Qurino	38.0	0.06529	4	323.9	7.9	6.295	46.9	39.5

出所: JICA 調査団作成

口径が 16 インチから 24 インチと大きくなった理由は、以下の 3 点に整理される。

- 1) 工業団地、天然ガス自動車向け供給量の変化
 2002 年は、工業団地等に 3.29MMcf/h (93,400Nm³/h)
 工業団地等に 7.76MMcf/h (220,000Nm³/h) に増加。
- 2) 2002 年 M/P: Sucat 発電所に 4.09MMcf/h (116,000Nm³/h)
 2011 年: Sucat 発電所に 5.89MMcf/h (167,000Nm³/h)

Sucat 発電所への供給量が増えた理由は、前回は発電効率を 45%で計算。今回の調査で実際には、35%であることを確認。これを反映。

- 3) 流量解析に用いるガス比重は、JICA M/P(2002)では 0.597 を適用。2011 ではマランパヤガス田からのガス比重が 0.65,将来の LNG ガス比重が不明なため、ガス比重として 0.670 を適用した。

6.4 パイプライン関連設備

ここでは、パイプライン関連設備について記述する。
パイプライン設備を各ケース毎に図 6.4-1~4 に示す。

6.4.1 パイプラインブロックバルブステーション

パイプラインブロックバルブステーション設置間隔は、ANSI/ASME B31.8 の各クラスロケーション毎に下記のように定められている。

- Location Class 1:20miles (32km) in areas of predominantly
- Location Class 2:15miles (24km) in areas of predominantly
- Location Class 3:10miles (16km) in areas of predominantly
- Location Class 4:5miles (8km) in areas of predominantly

パイプライン遮断用のブロックバルブステーションの通常配置例、寸法を図 6.4-5 に示す。

ルート図に示すパイプライン途中のブロックバルブは、ロケーションクラス毎に基準が定められる間隔で設置される。クラスロケーションの 2、3 及び 4 に対して各々 24km, 16km 及び 8km の離隔が定められている。ブロックバルブは、遠隔・現地操作が支障なく行える駆動装置を備えている。また、ブロックバルブステーションには個別に放散弁も設置しており、バルブステーション間のガスを放散するとき用いられる。

ガス放散ラインは、埋設とし、放散塔につなぎこまれる。放散塔の高さは、周囲の可燃性物から十分に離し、引火しないようにする設計する。

ここでは、過去の実績から 12m の高さを前提とした。

ブロックバルブステーションの正確な位置は、詳細ルート検討時に決定することとする。

6.4.2 ピグランチャー、レシーバーステーション

パイプラインの建設終了後、試運転までの間にパイプライン全線のピグクリーニングを行わなければならない。また、パイプラインの稼働後には、定期的なピグクリーニングとインテリジェンスピグによる腐食検査が必要となる。

ピグランチャーレシーバーは、同口径パイプラインの両端にあるバルブステーションに設ける。各ケースのピグランチャー、レシーバーの設置位置は、図 6.4-1~4 のパイプラインシステム全体図に示す。

6.4.3 防食設備

パイプラインの腐食は、アノード部からの電流流出による鉄の溶解反応であるため、外部よりアノード電流に見合う電流を流入させることにより、溶解反応を停止させる。この防食方法は、**Cathodic protection** (電気防食)と呼ばれている。

電気防食には、以下の 2 つがあるが、パイプラインの規模や防食効果を考慮し、本パイプラインは外部電源法を採用する。

- 流電陽極法：犠牲陽極法ともいわれ、パイプラインより電位の低いアルミニウム・亜鉛・マグネシウムなどの陽極を電線で結び、その組み合わせにより形成される電池作用で防食電流を得るものである。
- 外部電源法：パイプラインに電圧を付加して防食電流を得るものである。出力が大きく耐久性があり、電圧・電流の調整が容易であるため、大規模なパイプラインの防食に適している。

本件は、大規模なパイプラインのため、外部電源法を適用する。また、地上につながるパイプや設備との取り合いでは、有害な電流の流入を防ぐとともに、外電装置の効率を確保するため、絶縁を行う。防食システムからの信号電流は、**SCADA** システムで監視する。

6.4.4 メータリングステーション

ガスパイプライン末端部に設置するメータリングステーションの目的は、商業ガスの流量を管理し、需要家との売買量の計測を行うことである。

本ガスパイプラインシステムにおけるメータリングステーションの数量と設置位置は、**Batangas** のガスプラントと発電所に供給する流量を計測する位置に設置する前提とする。

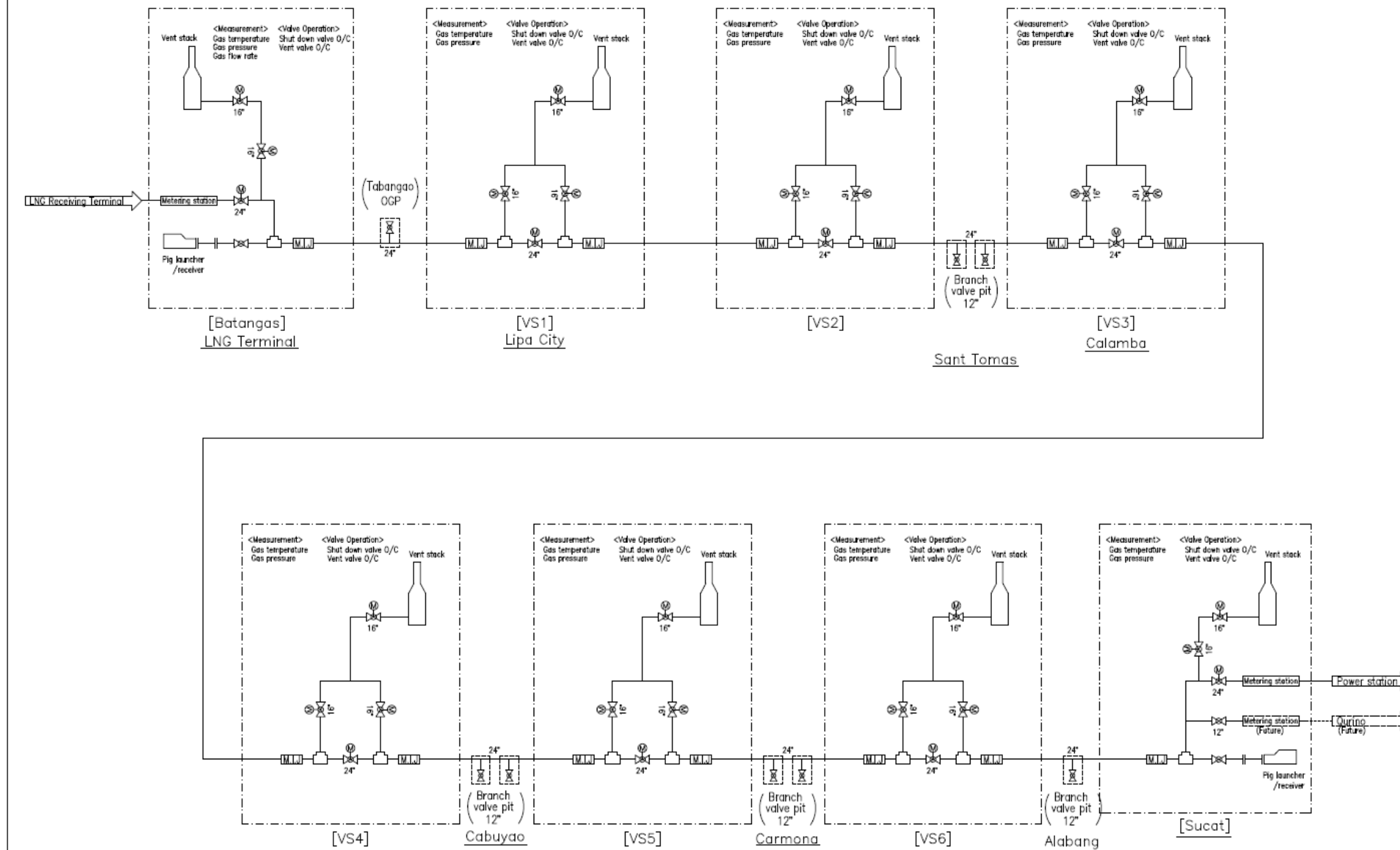
工業団地向けのメータリングステーションは、需要家毎に設置するため、本検討には含まないものとする。

6.4.5 SCADA システム

SCADA システムは、パイプラインシステムの安全、確実かつ効率的な運転を遂行できるよう監視のために設置する。ガス漏えいなど緊急時には、指令を出し遮断弁の開閉や放散弁の開閉を遠隔操作するものとする。ガスプラント工場との連絡も行い、事前に送出条件の変更などの情報を入手し、運転に反映させる。運転制御室は、パイプライン所有者の事務所に設置され以下の項目を監視できるものとする。図 6.4-6 に **SCADA** システム概要図を示す。

- 1) ガス流量、圧力、温度の計測
- 2) 電気防食電流の計測
- 3) 急激な圧力変動に対する緊急対応 (遠隔操作指示)
- 4) 関連設備とのデータ交換

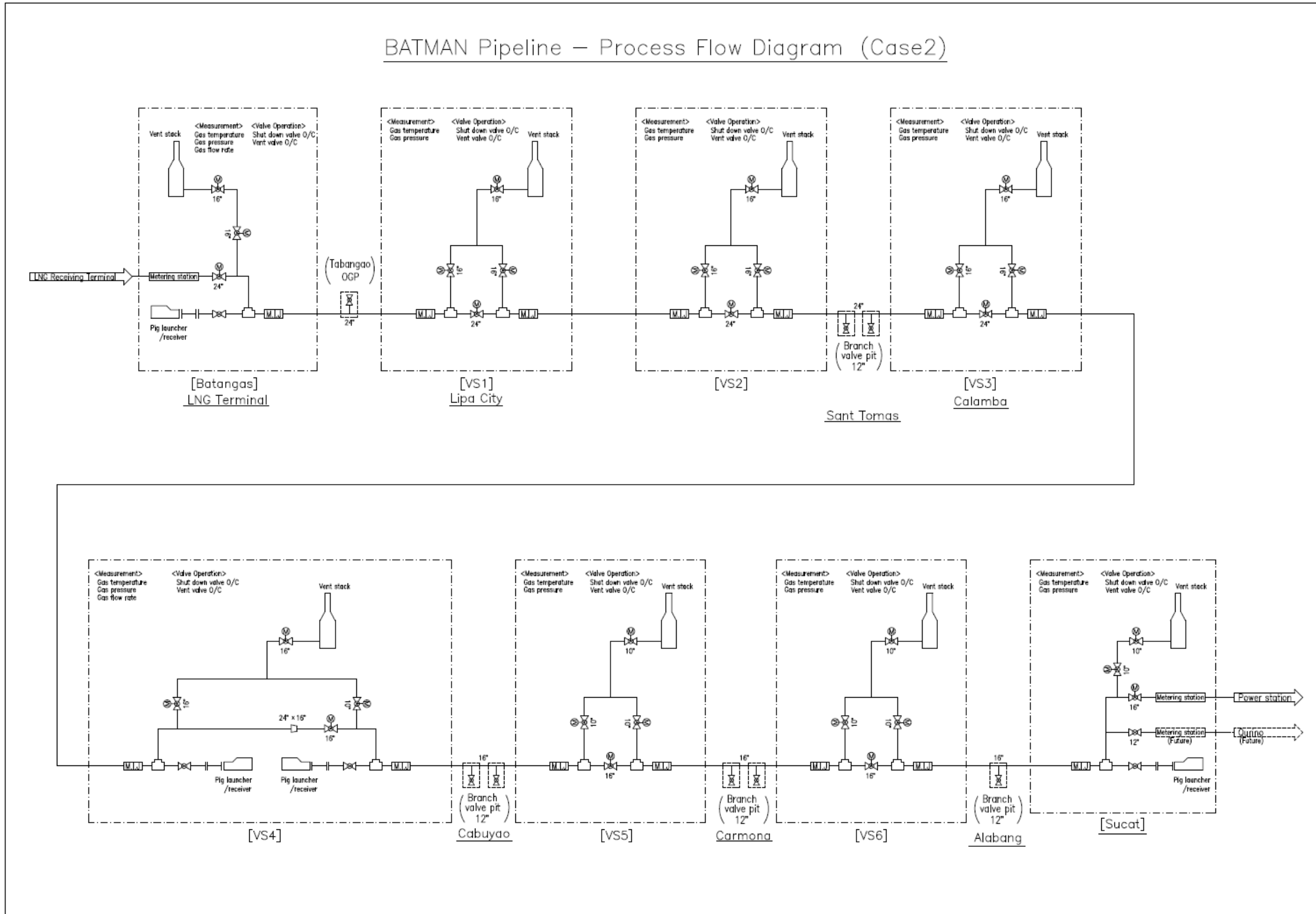
BATMAN Pipeline – Process Flow Diagram (Case1)



出所: JICA 調査団作成

図 6.4-1 パイプライン設備 ケース 1

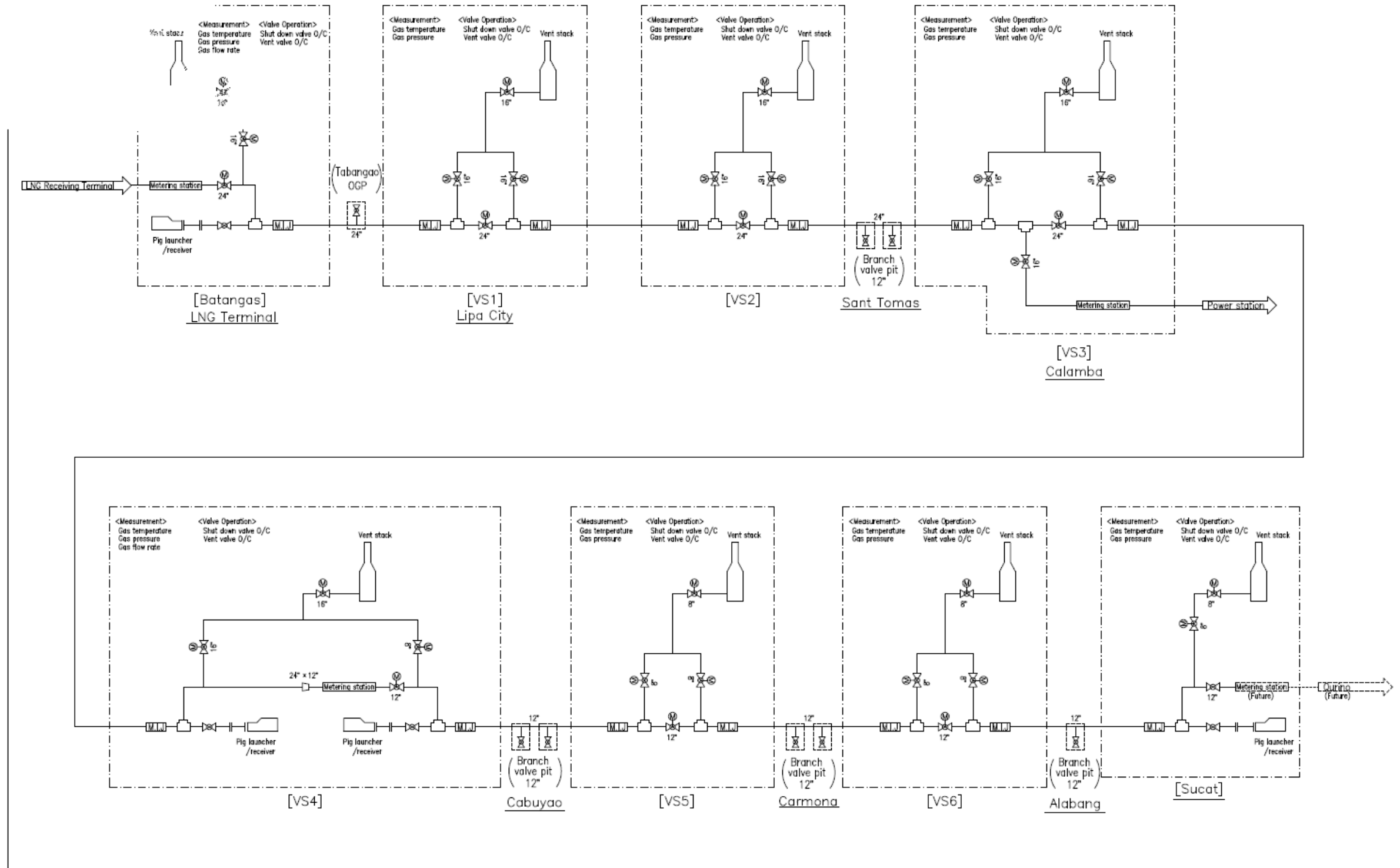
BATMAN Pipeline – Process Flow Diagram (Case2)



出所: JICA 調査団作成

図 6.4-2 パイプライン設備 ケース 2

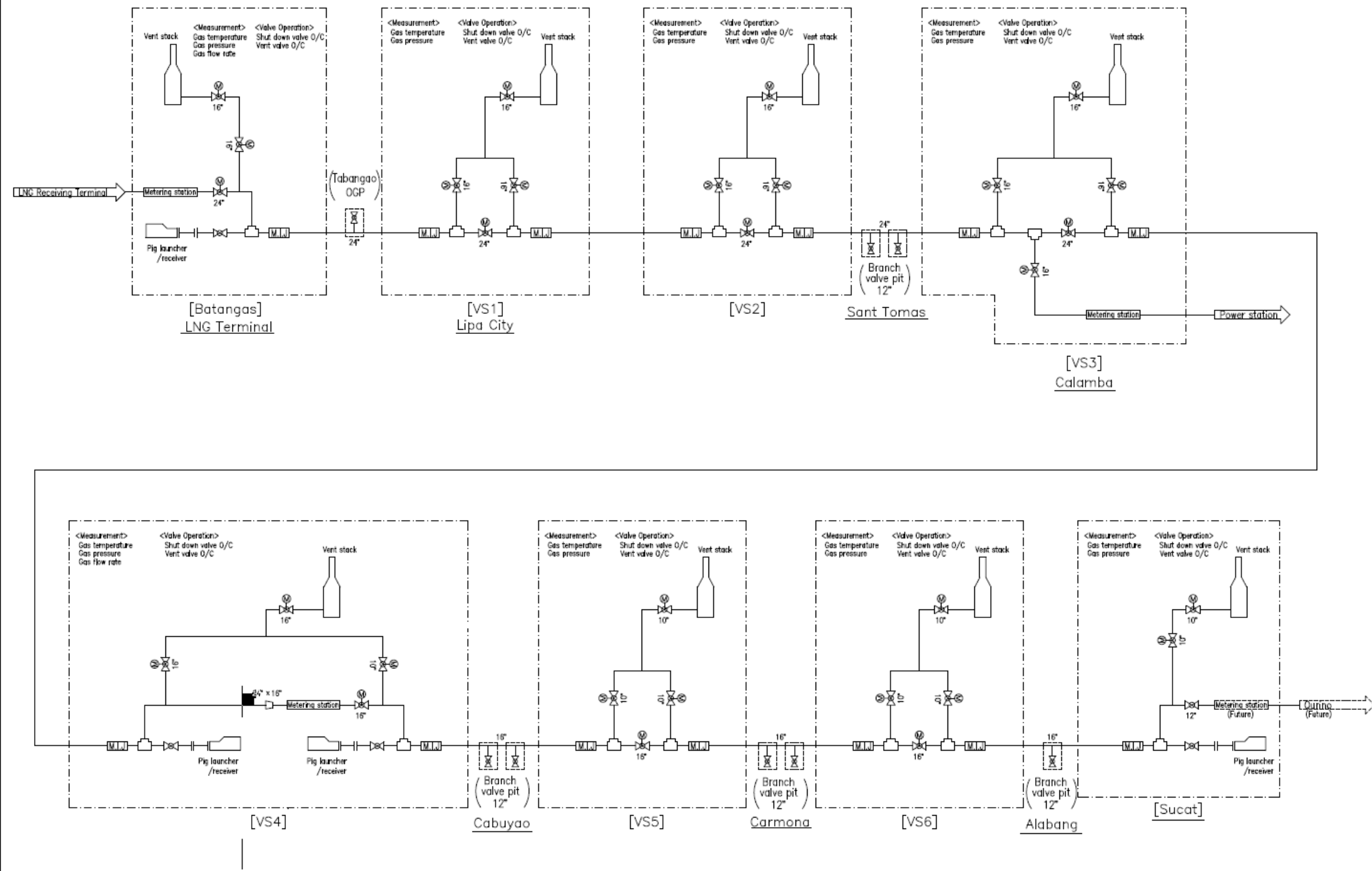
BATMAN Pipeline – Process Flow Diagram (Case3)



出所: JICA 調査団作成

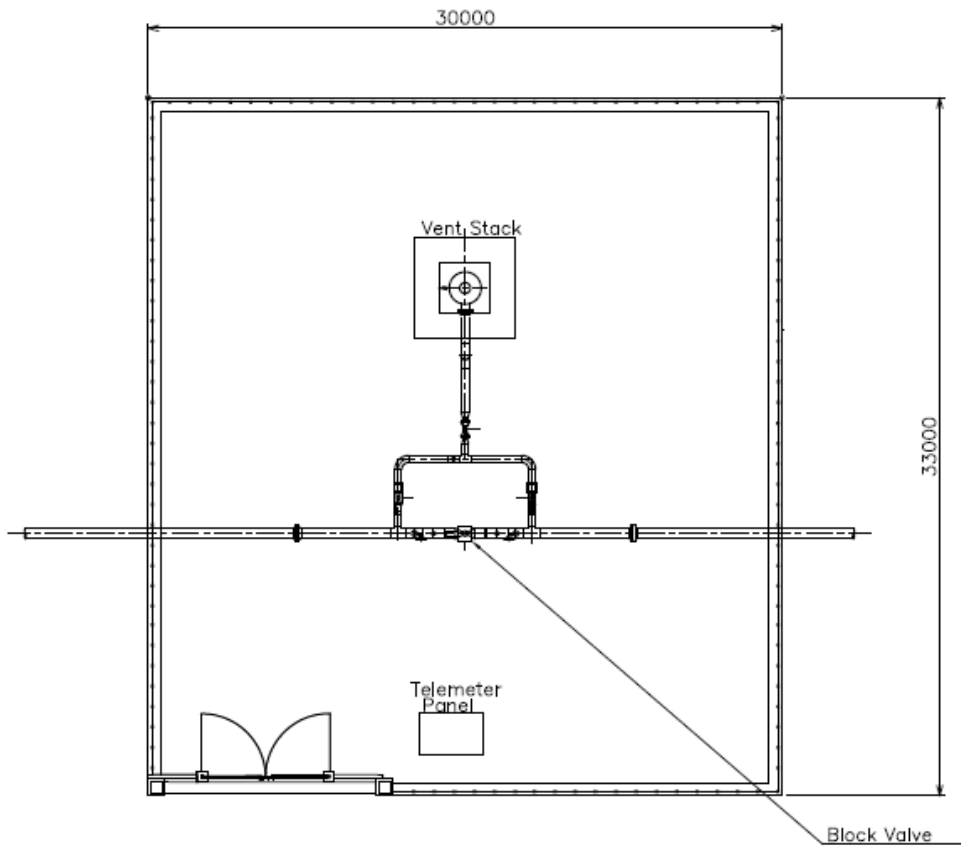
図 6.4-3 パイプライン設備 ケース 3

BATMAN Pipeline – Process Flow Diagram (Case4)



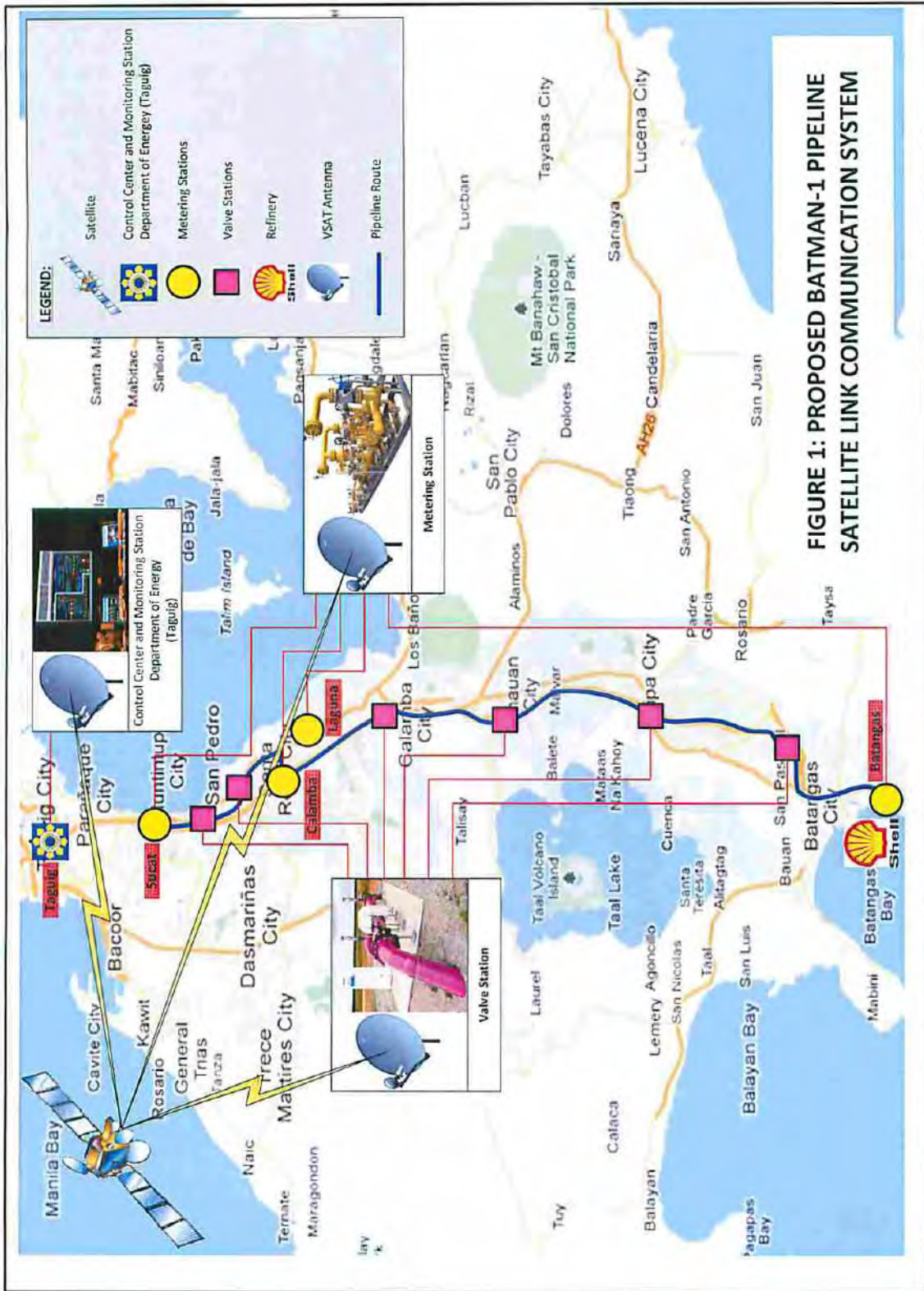
出所: JICA 調査団作成

図 6.4-4 パイプライン設備 ケース 4



出所: JICA 調査団作成

図 6.4-5 ブロックバルブステーション配置図



出所: 日本無線株式会社

図 6.4-6 SCADA システム概要図 (JRC - Japan Radio Co., Ltd による提案)

6.5 事業実施検討

6.5.1 建設費

(1) 見積り前提条件と基本的構造

見積り前提条件は下記とした。

- ガスパイプライン建設を一般的に適用される一括フルターンキー・EPCプロジェクトとする。
- ガスパイプライン建設工事の稼働日数は365日/年とし、荒天による完全不稼働日数は10%とする。
- 便宜上、2015年1月よりエンジニアリング業務を開始する前提とする。
- 為替レートは1USドルに対して日本円は85.0、フィリピンペソは43.0とした。

表 6.5-1 パイプライン敷設工事の予想進捗

	Distance (m)	Predicted Progress (m/D)	Target Duration (Days - Net)	Required Work Crew
Section 1	18,900	10	360	5
Section 2	57,300	500	110	1
Section 3	29,000	20	360	4

出所: JICA 調査団作成

1) Section 1

都市部であり交通量の多い車道下へのガスパイプライン敷設であることから、予想平均進捗を10m/日とした。作業班は5班を投入し同時並行で作業を行い正味360日、完全不稼働日を含む380日で敷設を完了する見込みで見積りを行った。なお、6班以上投入した場合、計算上はより高い進捗が得られるが、作業班同士がセクション内でより近接することによる深刻な交通渋滞の発生や、付近環境への影響、マネジメント費用の増加などを考慮し、5班を最適な班構成とした。

2) Section 2

セクションの終端部および一部の既存道路横断部を除き、スプレッド工法を適用できるROWが確保されている条件で見積りを行った。自動溶接機の使用を前提とした予想される進捗は500m/日である。

3) Section 3

PNR用地内であり、線路を中心として両側15mの用地が確保された条件で見積りを行った。予想される進捗は約20m/日とした。作業班は4班を投入し同時並行で作業を行い正味360日、完全不稼働日を含む380日で敷設を完了する見込みで見積りを行った。なお、本セクションではPNR用地内に不法占用された住居が散発的に存在するが、これら住民のリロケーション費用はその費用算出が困難であることから本見積りに含んでいない。

(2) 積算項目と積算方法

1) 材料費

本調査のための見積りについては、ガスパイプライン用のポリエチレン塗覆鋼管、バンド管、異径管などは、原則として新日鉄エンジニアリング(株)の調達部を介して入手した見積り書を基礎とし、日本国内からの調達品とした。

2) ステーションおよび関連設備費用

本調査のための見積りについては、バルブステーション、メータリングステーション、SCADA および防食設備の材料費ならびに工事費については、新日鉄エンジニアリング(株)が過去に行った国内外の類似プロジェクトの実績から算定したものを適用した。バルブ、メータリングスキッド等の設備材料は海外調達品とし、SCADA は日本国内調達品とした。

3) 建設費用

パイプライン敷設工事および関連工事に関わる、労務費、建設機材、消耗品、材料ストックヤード、輸送費、宿舍・移動費用などは、見積要求書を作成のうえ、一括してフィリピンの現地建設会社へ見積書作成を依頼した。こうして入手した建設費用見積りと、新日鉄エンジニアリング(株)が過去に行った国内外の類似プロジェクトの実績を加味して建設費用を算出した。

4) エンジニアリングおよびマネジメント費

パイプラインの詳細設計および現地工事実施における、工事計画ならびに管理、品質管理、安全管理などのエンジニアリングおよびマネジメント費については、新日鉄エンジニアリング(株)が過去に行った国内外の類似プロジェクトの総費用に対する実績比率から算定したものを適用した。

5) 予備費

本見積りは、物理的予備費および物価上昇に対する予備費を含まないベースコストのみを算出した。

6) ボーナス条項

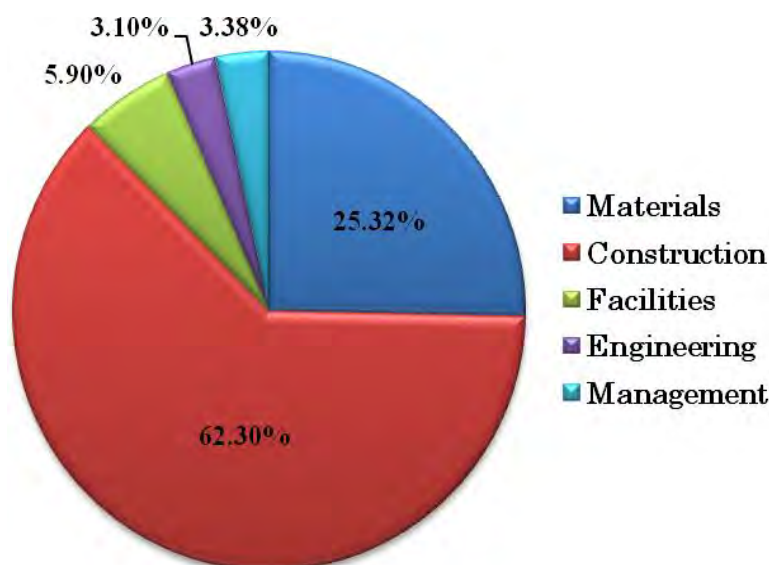
本見積りではボーナス条項 (Incentive) は見込んでいない。

(3) 積算結果

Case 毎にガスパイプライン口径および肉厚が異なるため、各々のケースについて見積りを行った。結果を表 6.5-2 に、また Case-4 を例とした見積り項目の要素別比率を図 6.5-1 に示す。

表 6.5-2 各ケースの見積り結果

Currency Rate: JPY/USD= 85		Section 1 18.9km		Section 2 57.3km		Section 3 28.5km		Total	
Case 1	Joint number	1,663 jts		5,042 jts		2,552 jts		9,258 jts	
	Distance	18.9 km		57.3 km		29.0 km		105.2 km	
	inch-m	453,600 inch-m		1,375,200 inch-m		696,000 inch-m		2,524,800 inch-m	
	Grand total (x 1,000 JPY USD)	JPY	USD	JPY	USD	JPY	USD	JPY	USD
		3,408,030	40,094	7,231,073	85,071	4,581,325	53,898	15,220,427	179,064
	Cost / inch-m (JPY USD)	7,513	88.39	5,258	61.86	6,582	77.44	6,028	70.92
Case 2	Joint number	1,663 jts		5,042 jts		2,552 jts		9,258 jts	
	Distance	18.9 km		57.3 km		29.0 km		105.2 km	
	inch-m	453,600 inch-m		1,375,200 inch-m		504,000 inch-m		2,332,800 inch-m	
	Grand total (x 1,000 JPY USD)	JPY	USD	JPY	USD	JPY	USD	JPY	USD
		3,408,030	40,094	7,072,153	83,202	3,150,049	36,643	13,630,231	159,939
	Cost / inch-m (JPY USD)	7,513	88.39	5,143	60.50	6,250	72.70	5,843	68.56
Case 3	Joint number	1,663 jts		5,042 jts		2,552 jts		9,258 jts	
	Distance	18.9 km		57.3 km		29.0 km		105.2 km	
	inch-m	453,600 inch-m		1,375,200 inch-m		408,000 inch-m		2,236,800 inch-m	
	Grand total (x 1,000 JPY USD)	JPY	USD	JPY	USD	JPY	USD	JPY	USD
		3,407,737	40,091	7,287,943	85,741	2,513,429	29,570	13,209,109	155,401
	Cost / inch-m (JPY USD)	7,513	88.38	5,300	62.35	6,160	72.47	5,905	69.47
Case 4	Joint number	1,663 jts		5,042 jts		2,552 jts		9,258 jts	
	Distance	18.9 km		57.3 km		29.0 km		105.2 km	
	inch-m	453,600 inch-m		1,375,200 inch-m		504,000 inch-m		2,332,800 inch-m	
	Grand total (x 1,000 JPY USD)	JPY	USD	JPY	USD	JPY	USD	JPY	USD
		3,408,030	40,094	7,291,159	85,778	3,026,633	35,607	13,725,821	161,480
	Cost / inch-m (JPY USD)	7,513	88.39	5,302	62.38	6,005	70.65	5,884	69.22



出所: JICA 調査団作成

図 6.5-1 見積り項目の要素別比率

(4) 主要調達資機材の調達先内訳

表 6.5-3 に主要調達資機材の調達先内訳を示す。

表 6.5-3 主要調達資機材の調達先内訳

PHP/USD= 43 JPY/USD= 85	Case 1			Case 2			Case 3			Case 4		
	in USD	%		in USD	%		in USD	%		in USD	%	
JPY (x 1,000)												
Pipe Materials	3,583,083	42,154		3,100,361	36,475		3,001,695	35,314		3,066,568	36,077	
SCADA	270,000	3,176		270,000	3,176		270,000	3,176		270,000	3,176	
JPY Total (x 1,000)	3,853,083	45,330	27.4	3,370,361	39,651	26.7	3,271,695	38,491	27.2	3,336,568	39,254	26.3
USD (x 1,000)												
Materials for Valve Station	2,880	---		2,500	---		2,406	---		2,500	---	
Materials for Metering Station	1,129	---		960	---		1,694	---		1,694	---	
Materials for Branch Lines	118	---		118	---		118	---		118	---	
Pig Launcher/Receiver	706	---		600	---		547	---		600	---	
Cold Bending Machine	691	---		691	---		691	---		691	---	
USD Total (x 1,000)	5,524	---	3.3	4,868	---	3.3	5,456	---	3.9	5,603	---	3.8
PHP (x 1,000)												
Construction Work Force	4,744,364	110,334		4,282,162	99,585		4,110,919	95,603		4,314,412	100,335	
Const. Equipment and Plant	103,038	2,396		94,517	2,198		5,784	135		94,517	2,198	
Power Cable	54,761	1,274		54,761	1,274		54,761	1,274		54,761	1,274	
Materials for Cathodic Protection	30,100	700		30,100	700		30,100	700		30,100	700	
PHP Total (x 1,000)	4,932,262	114,704	69.3	4,461,539	103,757	70.0	4,201,563	97,711	69.0	4,493,789	104,507	70.0
Total in USD (x 1,000)		165,558	100		148,276	100		141,657	100		149,363	100

出所: JICA 調査団作成

(5) JICA M/P(2002)との建設費比較

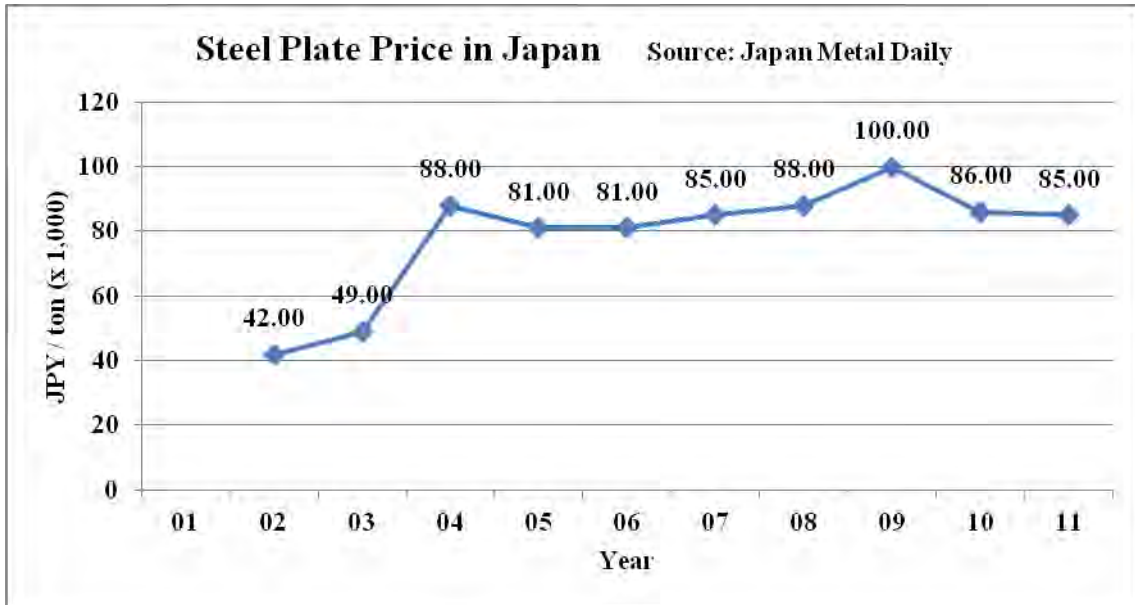
JICA M/P(2002)の建設費および 2011 建設費を、インチメートル単価に換算して比較した場合、2011 建設費対 2001 建設費は、US ドルベースで 2~3 倍となる。その理由として、人件費、材料費、輸送費および建設資材の高騰によるものと具体的な工事進捗を折り込んだ結果と推察される。

表 6.5-4 に JICA M/P(2002)との比較表を、図 6.5-2 から図 6.5-4 に単価上昇の主因となった要素の比較表を示す。

表 6.5-4 JICA M/P(2002)と見積り比較

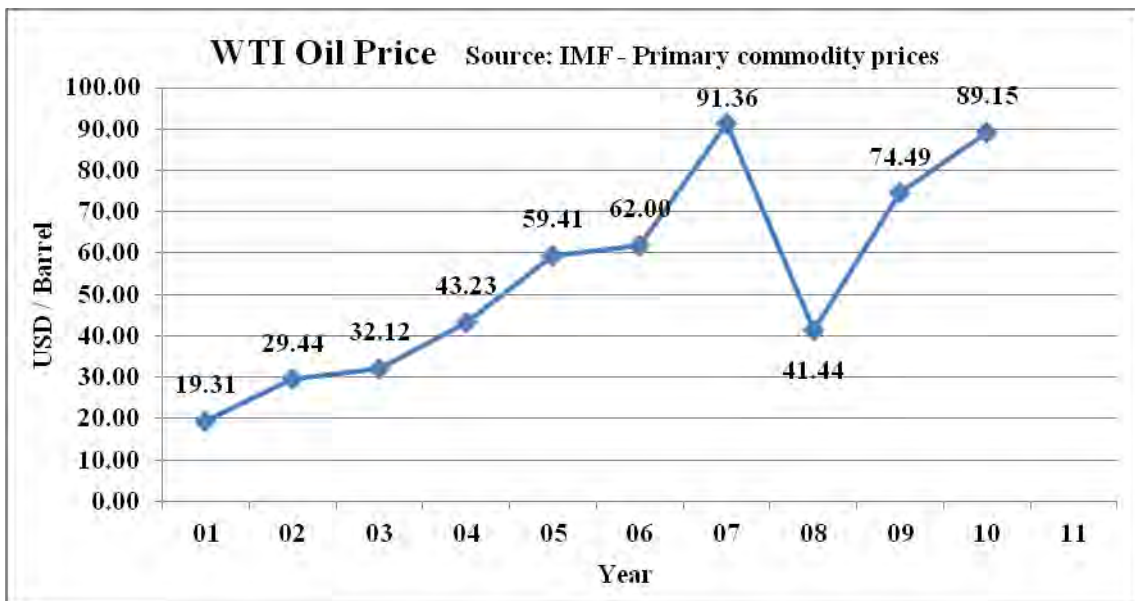
Pipeline Diameter	Section 1 (USD / Inch-m)		Section 2 (USD / Inch-m)		Section 3 (USD / Inch-m)	
	2002	2011	2002	2011	2002	2011
24"	39.58	88.39	18.75	61.86 (Case 1)	29.17	72.5
16"	40.63	N/A	21.87	N/A	31.25	70.6 (Case 4)
12"	50	N/A	25	N/A	37.5	72.5 (Case 3)

出所: JICA 調査団作成



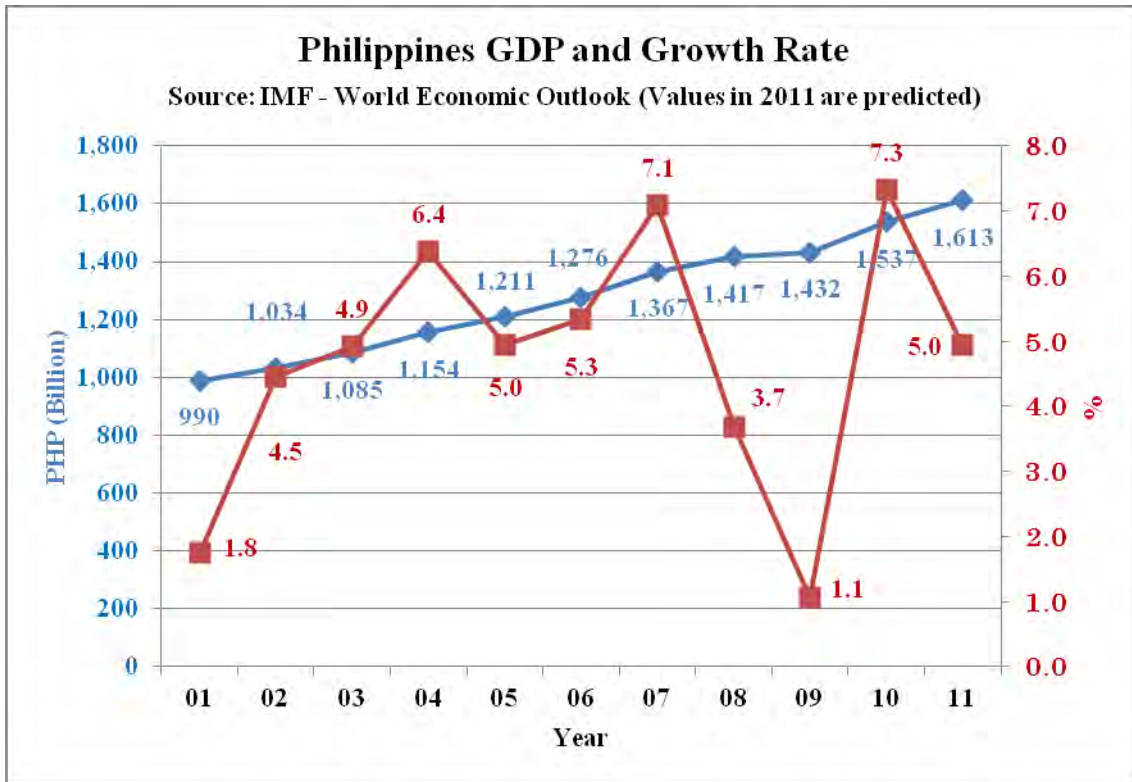
出所: Japan Metal Daily

図 6.5-2 日本国内の鋼板価格推移



出所: IMF

図 6.5-3 WTI 石油価格推移



出所: IMF

図 6.5-4 フィリピン国 GDP および成長率推移

(6) パイプライン建設サイドから見た推奨ケース

パイプライン建設サイドから見て推奨できるのは Case 4 である。ガス送出量に対し建設費が少ない。言い換えれば、建設費に対して供給能力が最も高く、将来の需要増に対し最もフレキシブルに対応できる。表 6.5-5 に各ケースのガス送出量あたりの比較した表を示す。

表 6.5-5 ガス送出量あたりの建設費比較

	a: Total Cost (USD)	b: Gas Flow Volume (scf/h)	a / b
Case 1	179,063,851	16,300,000	10.99
Case 2	159,939,471	13,920,000	11.49
Case 3	155,401,277	13,920,000	11.16
Case 4	161,480,246	17,430,000	9.26

出所: JICA 調査団作成

6.5.2 建設工程

(1) 前提条件

前提条件を下記とした。

- 1) ガスパイプライン建設を一括フルターンキー・EPCプロジェクトとする。
- 2) ガスパイプライン建設工事の稼働日数は365日/年とし、荒天による完全不稼働日は10%とする。
- 3) 便宜上、2015年1月よりエンジニアリング業務を開始する前提とする。
- 4) ROWの取得は終了しているものとする。

(2) 工程概要と算出根拠

エンジニアリング、調達、建設、試運転の工程算出を行った結果、全体で2.1年の工期が必要である。各要素の期間は以下のとおりである。

- 1) エンジニアリング業務: 0.5年
- 2) 調達業務: 1.5年
- 3) コンストラクション (パイプライン敷設): 1.1年
- 4) コンストラクション (パイプライン完成試験): 0.2年
- 5) 試運転: 0.1年

表 6.5-6 にパイプライン敷設工事工程計画の前提とした予想進捗を示す。予測進捗が最も低い Section 1 が、工程のクリティカルとなる。そこで、Section 1 は、最大限、投入可能な 5 班を同時施工することとした。5 班までとした理由は、Batangas 市内を南北に走る交通量の多い幹線道路であることから、パイプライン施工による交通渋滞を抑えるために、作業班の相互間距離を 5km 前後確保するためである。

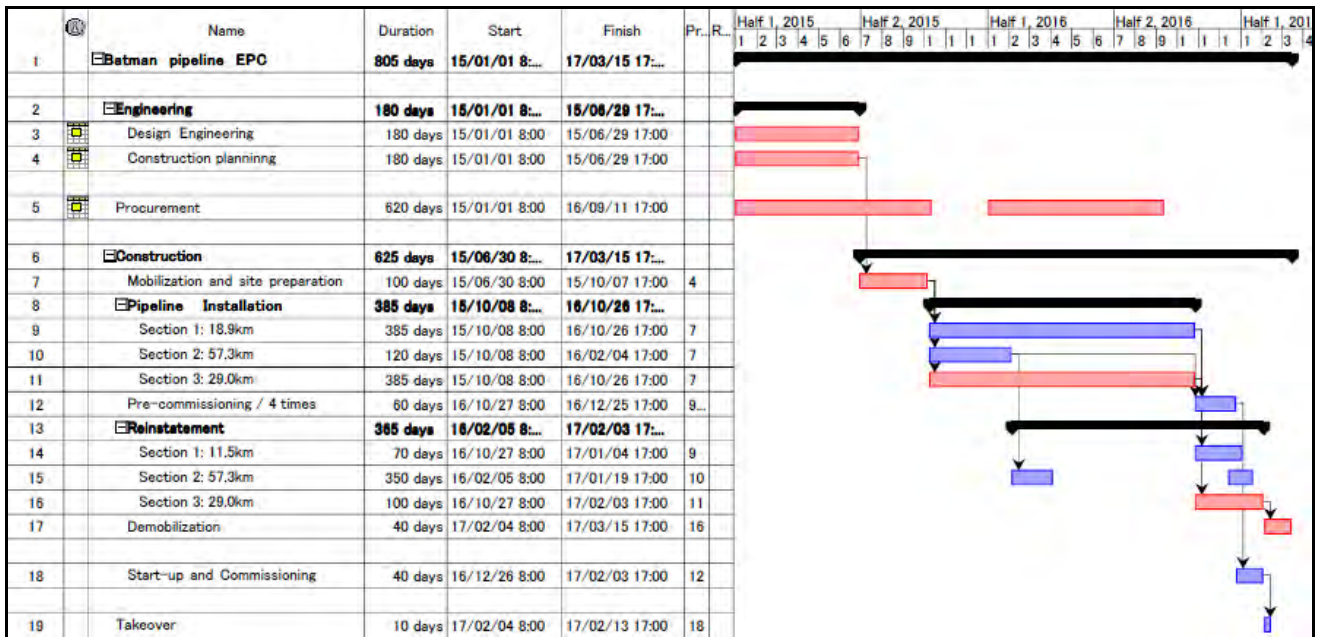
上記 Section 1 をベースとして、パイプライン敷設工事期間は 1.1 年となり、前後のエンジニアリング、資機材調達、試運転作業等を加えると、プロジェクト全体では 2.1 年の工期となる。

なお、調達品の一つであるピグランチャー・レシーバは、日本国内における Mother Pipe の造管、海外ベンダーへの輸送、加工製作および輸送と、長納期となる。そのため、調達業務はこれらの対応も含めて、延べ 1.5 年を見込んだ。図 6.5-5 に建設工程表を示す。

表 6.5-6 パイプライン敷設工事の予想進捗

	Distance (m)	Predicted Progress (m/D)	Target Duration (Days - Net)	Required Work Crew
Section 1	18,900	10	360	5
Section 2	57,300	500	110	1
Section 3	29,000	20	360	4

出所: JICA 調査団作成



出所: JICA 調査団作成

図 6.5-5 建設工程表

7. LNG 受入基地

7.1 LNG 受入基地設計条件

7.1.1 LNG 受入基地形式

LNG 受入基地には、陸上式と洋上式とがある。表 7.1-1 で陸上式と洋上式の LNG 受入基地の特徴を比較する。

表 7.1-1 陸上式基地と洋上式基地の比較

	陸上式基地	洋上式基地 (浮体式貯蔵再ガス化設備 (FSRU))
設備投資	比較的高い (港湾の位置と設置場所による)	比較的低い
運営費	洋上式と同レベル	陸上式と同レベル
建設期間	LNG 貯蔵タンクの EPC に要する期間が長いため、長期に及ぶ	中古船を改造するケースでは短期間
操業の柔軟性	柔軟性が高い 利用可能な LNG 船の制限はない	ガス送出のパターン、陸揚げのタイミング等、制限が多い
ガス送出の信頼性	信頼性が高い (LNG 貯蔵容量が多い)	信頼性が低い(LNG 貯蔵容量が少ない)
拡張能力	土地と港湾の制約がない場合は制限なし	港湾の制約がない場合は FSRU の増設が可能

出所: JICA 調査団作成

表 7.1-1 に示す通り、短納期での LNG 受入基地を実現する必要がある場合は、洋上式にて中古船の改造ケースで実施するスキームが良いと思われる。

しかし、長納期での LNG 受入基地建設が可能であれば、陸上式基地を採用し、ガス需要増加に合わせて、設備の拡張を実施する方が、ガス供給の高い信頼性を確保する面で優れており、本来採用されるべきである。

洋上式については初期の数年の利用は検討課題ではあるものの、今回の検討では、Camago-Malampaya ガス田枯渇時には代替のガス供給元がなく

なり、LNG 基地に高い信頼性が要求されること、及び今後の基地拡張の可能性も考えられることから、洋上式は推奨出来ず、陸上式基地にて検討を進める。

7.1.2 受入基地の立地

受入基地の立地条件は以下の通りである。

(1) 地域社会との調和

受入基地の立地によって地域社会の環境がいかにより維持できるか、に留意することが必要である。即ち、基地の安全性に関する地域社会の理解、地域社会固有の優れた特色（たとえば自然）の維持、さらに、地域社会の生活条件の維持が必要になる。また、環境の維持のみにとどまらず、可能な限り、それを改善できることが望ましい。

(2) LNG 利用の便

LNG 基地は、基地から最終利用者にいたる輸送施設が整備されている場所、あるいは今後容易に整備できる場所にあること、さらには、最終利用者に近い場所にあることが必要である。また、電力、工水、上水等のユーティリティー供給状況も選定条件となる。

(3) LNG 受入の便

LNG を輸送する手段は船であるが、一般的に計画される LNG プロジェクトに対して使用される船の規模は最大で 266,000m³ となる。LNG 基地は、これらの規模の船が安全、かつ確実に入港・揚荷できる様に、気象・海象・地震・地盤等のデータを確認した上で、港湾を選定する必要がある。

(4) 供給セキュリティ確保

供給拠点が複数ある場合は、それらをお互いに極力遠ざけて、輸送導管網上バランスの良い位置関係を確保する。これによって、供給のセキュリティ・レベルを上げることができるとともに、経済性も確保できる。

(5) 海水/港湾条件

海水中に懸濁物質または浮遊物質(SS:suspended solid)又は、銅イオン濃度が多い場合は、気化器設計上で対策が必要となりコストアップの要因となる。基地近傍に大きな河川がある場合は、浚渫頻度が多くなりコストアップの要因となる。

7.1.3 LNG 取扱量

Luzon のガス需給想定から得られる必要輸入 LNG 量を表 7.1-2 に示す。2020 年の基地
運転開始時に取扱量は約 70 万 t/年となり、2030 年時点で約 250 万 t/年となる。

表 7.1-2 必要輸入 LNG 量

(千 t/年)

Year	Power	Industry	Transport	Total
2020	0	556	102	658
2021	0	588	123	710
2022	581	619	143	1,343
2023	581	651	164	1,395
2024	1,163	682	184	2,029
2025	1,163	714	204	2,081
2026	1,163	746	245	2,153
2027	1,163	777	286	2,226
2028	1,163	809	327	2,298
2029	1,163	840	368	2,371
2030	1,163	872	409	2,443

出所: JICA 調査団作成

7.1.4 受入 LNG 船

LNG 船は、125,000m³~153,000m³程度の容量が一般的であったが、近年大型化が進み、
2007 年に Q-Flex 型(216,000m³)が、2008 年には Q-Max 型(266,000m³)が建設された。受
入 LNG 船を Q-Max まで想定することで、LNG 輸入国の選択肢が広がり価格交渉を優位に
進めることが可能となる。また、本検討での LNG 基の地候補地は水深が非常に深く Q-Max
受入の為の、浚渫を要しないことから、2011 年時点で世界最大容量の以下のスケールのも
のを想定する。尚、Q-Max 想定 of 栈橋には、通常サイズの LNG 船も着栈可能である。

LNG 容量	: 266,000kl
全長	: 345m
船幅	: 53.8m
満載喫水	: 11.9m
満載排水量	: 124,690 t

7.2 LNG 受入基地主要設備

7.2.1 LNG 受入設備

(1) 航路と泊地

航路幅は 172.5m、回頭半径は 690m とする。また、必要水深は 14m とする。

(2) 棧橋

棧橋の位置は、航路、ターニングベイスン、LNG タンカーの規模、着離棧の頻度、操船上の容易性、及び送液、送ガス用配管の計画の他、気象、海象条件を検討して選定される。本検討においては、棧橋は浚渫作業を最小限にとどめ、必要水深 14m を確保できると想定される沖合い 300m にはり出し、ドルフィン形式とする。

(3) アンローディングアーム

日本国内で主流である 16 インチ×60 フィートのアームを想定する。アームの形式は、耐圧部材と支持部材を分離しており耐圧部材に熱応力のかからない、RCMA-S 型(Rotary Couterweighted Marine Arm-Suspended type)とする。また、すべてのアームに ERS(緊急離脱装置)及び自動着脱用の油圧カップラーを設ける。

(4) 受入配管仕様

毎時 11,000Mm³ の LNG を受入可能な、750A×2 本の受入配管とする。この場合、1 系列が使用できなくなっても、他系列での受入が可能である。

7.2.2 LNG タンク

(1) タンク形式

最近の LNG タンクの建設動向は地上式 PC タンクが主流となっている。本検討では PC タンクを想定する。また、PC タンクには、耐震性能により、高耐震性のメタルドームルーフトタイプ（日本式）もしくは通常のスuspensionデッキタイプ（日本以外）の 2 種類がある。ドーム式は地震に強い為、日本・台湾で採用されているが、世界的には、より安価である suspensionデッキ式が標準仕様として採用されている為、本検討では suspensionデッキタイプを想定する。

(2) 必要基数の計算

LNG 基地での必要貯蔵量は次式に基づく。

$$\text{必要貯蔵量} = \text{備蓄量} + \text{季節格差分} + \text{受入操作用分} + \text{LNG 船積載容量}$$

備蓄量は LNG 火力電源の位置付け、ガス供給継続の必要性、LNG チェーンでのリスク評価等によって決めることになる。ここでは、備蓄量、受入操作用分を合わせて一日当りの平均送出量の 15 日分とする。従って、年間取扱量が 244 万 t のとき（2030 年時点）の備蓄量は次の通り。

$$244 \text{ 万 t/年} \div 0.46 \text{ t/m}^3 \div 365 \text{ 日/年} \times 15 \text{ 日} = 22.0 \text{ 万 kl}$$

季節格差については、フィリピンの気候から判断してほとんどないと考えてよい。

LNG 船は輸送効率の観点から、大型船を仮定して、26.6 万 kl の LNG 船積載容量とする。LNG 船積載容量の内、実際に荷揚げ可能な LNG 量は約 26.3 万 kl である為、必要 LNG 貯蔵量は、

$$22.0 \text{ 万 kl} + 26.3 \text{ 万 kl} = 48.3 \text{ 万 kl}$$

となる。

今、18 万 kl タンクを想定して、タンクデッド容量 (LNG ポンプ運用のため活用できない容量) を 3% とすると、タンク必要基数は

$$48.3 \text{ 万 kl} \div (18 \text{ 万} \times 0.97) = 2.6$$

より、3 基となる。また、同様に計算すると 2020 年時点では、タンク必要基数は 2 基となる。

(3) LNG ポンプ

表 7.1-1 より時間当たりの最大ガス送出量を算出すると、表 7.2-1 となる。ここで、発電設備の稼働率は 80% であるが、最大送出時は全ての発電設備が稼働していると仮定し最大送出量を算出した。

表 7.2-1 最大ガス送出量 (t/h)

Year	Power	Industry	Transport	Total
2020	411	63	12	486
2021	411	67	14	492
2022	494	71	16	581
2023	494	74	19	587
2024	494	78	21	593
2025	577	81	23	681
2026	577	85	28	690
2027	577	89	33	698
2028	577	92	37	706
2029	577	96	42	715
2030	577	100	47	723

出所: JICA 調査団作成

LNG ポンプの設置基数は、最大ガス送出量によって決定される。今、プライマリー(1ry)ポンプ能力を 150t/h、セカンダリー(2ry)ポンプ能力を 150t/h とすると必要ポンプ基数は、予備基 2 基を想定すると、それぞれ 7 基ずつとなる。

7.2.3 LNG 気化器

(1) 気化器形式

通常、LNG 受入基地では、海に面して建設されるので、LNG の加熱源として海水が用いられ、このタイプの気化器としてオープンラック式 LNG 気化器(ORV: Open Rack Vaporizer)とシェルアンドチューブ気化器(STV: Shell & Tube Vaporizer)がある。また、LNG の燃焼熱を利用する気化器として、サブマージド式気化器(SCV: Submerged Combustion Vaporizer)がある。通常、ランニングコストを考慮して ORV または、STV が用いられる。SCV は、ガス需要のピーク対応用として採用されている。ここでは、運転性とメンテナンス性とコストを総合的に考慮して、世界的に実績のある ORV を採用する。ただし、海水条件（特に Suspended Solid が多いケース）によっては、STV を採用しなければいけない可能性もある。

(2) 必要基数の計算

LNG 気化器の容量も、LNG ポンプ同様、時間当りの最大ガス送出量によって決定する。今、気化器として 1 基当りの送出能力 150 t/h の ORV を想定すると必要基数は

$$312 \text{ t/h} \div 150 \text{ t/h} \cdot \text{基} = 2.1$$

より、3 基となる。予備 1 基を想定すると必要基数は 4 基となる。

7.2.4 BOG 処理設備

(1) BOG 発生量

BOG の発生要因は大別すると以下の通りである。

- ① LNG タンクや配管への自然入熱による BOG
- ② LNG ポンプ等の回転機器の熱ロスによる BOG
- ③ LNG タンカーからの受入時の BOG
- ④ アンローディングアームからの BOG

①は常時発生する BOG であり、以下の発生量を仮定する。

$$1.5\text{t/h} \cdot \text{基(タンク)} + 2.5\text{t/h} \text{ (配管)}$$

タンク受入時の BOG 発生量は約 10t/h とする。以上より、BOG 発生量は、ホールディング時 7.0t/h、受入時 17.0t/h(2030 年時点)、ホールディング時 5.5t/h、受入時 15.5t/h(2020 年時点)となる。

(2) BOG 再液化設備

送出する LNG が十分に確保できるとき、BOG をこの LNG と混合し、LNG が保有する冷熱を利用することによって再液化することが可能である。今、平均ガス送出量の 30%を

活用することによって BOG 再液化を行うとする。BOG1t を再液化するのに LNG が 7t 必要とすると再液化可能な BOG 量は表 7.2-2 となる。

表 7.2-2 BOG 再液化可能量

年	2020	2030
LNG 取扱量(千 t/年)	658	2,443
最大ガス送出量(t/h)	75	312
最低送出量(t/h)	23	94
BOG 再液化可能量(t/h)	3.2	13.3

出所: JICA 調査団作成

(3) BOG 圧縮機形式

一般的には、BOG 圧縮機として往復動式圧縮機及び遠心式圧縮機がある。圧縮機の発停、クールダウンの点では、往復動式圧縮機の運転性が良い。一方、遠心式圧縮機はメンテナンス性がよく、コンパクトである。ここでは、運転性がよく、動力費も有利な往復動式圧縮機を想定する。

(4) BOG 圧縮機／再液化設備の設置計画

1.0MPaG まで昇圧する BOG 圧縮機の能力を 10t/h とすると必要基数は、
 $13.3\text{t/h} \div 10\text{t/h} \cdot \text{基} = 1.3 \text{基}$

より 2 基となり、予備 1 基を含めると合計 3 基となる。

再液化することが出来ない BOG は、昇圧してガスラインに混入する必要がある。2020 年時点の入船時に最も多くの BOG12.3t/h を昇圧する必要がある。

9.8MPaG まで昇圧する BOG 圧縮機の能力を 5t/h とすると必要基数は、
 $13.3\text{t/h} \div 5\text{t/h} \cdot \text{基} = 2.7 \text{基}$

より 3 基となる。

以上をまとめると表 7.2-3 になる。

表 7.2-3 BOG 処理設備

年	2020	2030
低圧 BOG 圧縮機(基)	2	3
高圧 BOG 圧縮機(基)	3	3
再液化装置(基)	2	2
BOG 再液化設備能力(t/h)	最大 3.2	最大 13.3

出所: JICA 調査団作成

7.2.5 海水設備

(1) 必要海水量

海水設備は外洋から取水した海水を気化器と防災設備に供給する。供給能力は気化器の設置台数等によって決まる。設計海水温度が 10℃とすると想定しているオープンラック式気化器（ORV）での必要海水量は

$$35\text{m}^3/\text{t}\cdot\text{LNG}$$

である。従って、気化器一基当たりの海水量は

$$150\text{t}/\text{h} \times 35 = 5,250\text{m}^3/\text{h} \cdot \text{基}$$

となる。これに海水電解用（海水注入用の塩素製造）と防災設備用を加えると、必要海水量は表 7.2-4 となる。尚、防災用はタンク 1 基被災を想定する。

表 7.2-4 気化器及び海水電解用海水量

年	2020	2030
気化器台数(基)	2(1)	4(1)
気化器用海水(m ³ /h)	5,250	15,750
海水電解用海水(m ³ /h)	150	150
防災用海水(m ³ /h)	5,200	5,200

出所: JICA 調査団作成

(2) 海水ポンプと海水ライン

海水ポンプは気化器用については 7,000m³/h、揚程 30mの縦型斜流型、防災用ブースターポンプについては 3,000m³/h、揚程 80mの遠心式を採用し、予備は各々2基、1基とする。

また、取水口は海洋地形、潮流、波を考慮して必要な水深が得られるところに設置される。取水先端部径は最大流速 0.2m/s、海水本管径は最大流速 2m/s として決定する。取排水設備は、増強が困難であることからマランパヤガス田への供給も考慮した設計とする。

以上より、主要海水設備は表 7.2-5 となる。

表 7.2-5 海水設備設置計画

年	2020	2030
海水ポンプ(基)	3(2)	5(2)
防災用ブースターポンプ(基)	3(1)	3(1)
取水口 9000 φ	1	1
海水本管 2800 φ	2(1)	2(1)

()内は予備基台数内数

出所: JICA 調査団作成

7.2.6 ガス送出設備

(1) 付臭設備

日本のガス事業法では「都市ガスが大気中、体積基準で 1/1000 希釈のときに感知される濃度」が必要と定められている。付臭剤としては、大阪ガスが使用している DMS(dimethyl sulphide)と TBM(tertiary butyl mercaptan)の混合物を 10mg/Nm³とする。付臭剤タンク容量を 30 日分とするときの設備計画を表 7.2-6 に示す。

表 7.2-6 付臭設備設置計画

年	2020	2030
LNG 取扱量(千 t/年)	658	2,433
LNG 取扱量 (百万Nm ³ /日)	2.2	8.0
付臭剤使用量(kg/日)	22	80
付臭剤タンク容量(m ³)	0.8	2.9

付臭剤比重 0.827

出所: JICA 調査団作成

(2) 計量と品質管理

送出管には計量と品質管理用装置が備え付けられる。

超音波流量計、オリフイスメーターがガス量計測装置として、また、熱量計やガスクロマトグラフィー等の分析装置が品質管理用装置として、利用できる。

7.2.7 ユーティリティー設備

ユーティリティー設備として、主として下記の設備が必要となる。表 7.2-7 に設備計画を示す。

表 7.2-7 ユーティリティー設備計画

設備名	概略仕様
冷却水設備	300m ³ /h 基×3 基
計装空気圧縮機	1000m ³ /h 基×3 基
窒素装置	20m ³ /h 基×2 基
上水受水槽	500m ³
生活排水処理設備	20m ³ /日

出所: JICA 調査団作成

7.2.8 電気設備

(1) 設計の基本的な考え方

- 受電設備は将来も含めて最大電力需要に対応できるものとする。
- 設備の定期整備においてもガスの製造供給を行うため、受電系統は2系統とし、通常片側受電、停電時はガス製造設備をいったん停止して切替えるものとする。
- 配電設備は区分するものとし、保安上重要な設備と荷役関係設備はメンテ対応として、二系統の受電設備から切替えて受電できるものとする。
- 防災設備と、計装空気圧縮機、保安照明、制御システム等基地の安全を担保するのに不可欠な設備は二系統の受電に加えて非常用自家発から優先的に給電できる構成とする。
- 非常用自家発の容量は、起動不良、故障、メンテ対応を考慮し、1基で上記負荷に供給可能な容量のものを2基設置する(冗長化)。信頼性から系統分離運用とする。
- 商用電源停電時は、保安用発電設備(非常用自家発)により保安電源を確保する。発電設備容量は、防災設備の運転が可能な容量とする。
- 監視制御は中央から監視制御が可能なものとする。

(2) 電力需要

ガス製造供給及び保安電力の積算を以下に示す。

表 7.2-8 ガス製造電力積算

対象設備	必要電力
LNG 1ry ポンプ	170kW×3
LNG 2ry ポンプ	1450kW×3
海水ポンプ	780kW×3
海水電解装置	320kW×1
低圧 BOG コンプレッサー	1100kW×2
高圧 BOG コンプレッサー	1000kW×3
基本電力	2000kW
建設用電力	1000kW
合計電力	15720kW
必要受電容量	24MVA

力率 0.8 余裕率 1.2

出所: JICA 調査団作成

表 7.2-9 防災電力

設備	電動機容量	運転台数	運転電力	電力積算	起動時 ラッシュ電力
最小基本電力	1,000 kW	—	1,000 kW	1,000 kW	2,000 kW
Hi-Ex, 水ポンプ	500 kW	1	500 kW	1,500 kW	2,500 kW
保安用海水ポンプ	900 kW	2	1800 kW	3,300 kW	4,300 kW

出所: JICA 調査団作成

※ラッシュ電力は、起動前の電力に該当電動機の容量×2倍を加えたもの。

非常用発電設備 ガスタービンまたはディーゼル

2,150 kW (2,700kVA 力率 0.8) ×2 台

40 °C 設計

(3) 設備概要

(受配電設備)

- 受電設備は、商用電源設備の点検時にも、ガスの製造・供給と LNG 受入が可能な電力を供給できる容量の設備を2系統有するものとする。
- 受電変圧器は、ガス製造・送出手が可能な電力を供給できる容量の設備を2系統有するものとする。
- 配電設備は定期整備等で1母線の停電の場合もガスの製造供給が可能な母線構成とする。
- 大型電動機及び地区変電設備へ給電する。

①受電設備

- ・方法 69 kV - 60 Hz - 2回線受電（常用，予備）
- ・容量 50 MVA/1回線（420 A）
- ・種類 GIS（ガス絶縁スイッチギヤ），屋外設置

②受電変圧器

- ・容量 25 MVA×2台
- ・種類 69 kV/6.24 kV，油入自冷，屋外設置
- ・運用 2系統分離運用

③配電設備

- ・種類 単一母線5分割設置
- ・系統 メタルクラッド式スイッチギヤ，屋内設置

（地区変電設備）

- 地区変電設備より、中小型電動機及び電灯設備へ給電を行う。
- 配電設備は定期整備等で1母線の停電の場合もガスの製造供給が可能な母線構成とする。

①地区変電設備

- ・メタルクラッド式スイッチギヤ，屋内設置
- ・高圧配電設備はコンビネーションスターターを使用する。
- 配電用変圧器 動力 6.24 kV/440 V 電灯用 6.24 kV/110 - 220 V，屋外設置

（変電室建屋）

- 変電室は、密閉形鉄筋コンクリート製とし、空調機を設置する。
- トランスは屋外設置とする。

（工場内配電）

- ケーブルはオープンピット布設方式とする。
- 使用ケーブルは難燃 CV ケーブルとする。

7.2.9 制御・監視システム

(1) 設計の基本的な考え方

LNG 受入基地は発電、都市ガス等の需要に合わせて、安定的に送出することが必要である。

プロセス制御・監視システムは以下の項目を考慮に入れなければならない。

- ガス送出の信頼性と非常時の設備・システムの冗長性
- 基地運転の効率化
- 効率的なメンテナンス
- ガス送出能力とシステムリプレースに応じたシステム拡張性
- 実績の有る技術の採用

そこで、このシステムは分散型制御システム(DCS)と安全遮断システム(SIS)とプラントマネジメントシステム(PIMS)をベースにする。

(2) システム構成

信頼性の高い、効率的な LNG 基地を実現するために以下の主要システムが必要となる。

- 高圧電力供給システムを含む受配電設備、LNG 設備に対する分散制御システム(DCS)
- プロセスデータ保管(PIMS)
- LNG 漏洩検知、火災検知、消火・LNG タンク散水用の防災設備制御・監視システム(ファイアー&ガスシステム ; (F&G)・荷揚げ LNG、貯蔵 LNG と送出ガスの分析監視システム)
- 天候、潮流、波高監視を含む係留監視システム(MMS)
- アンローディングアーム監視システム(PMS)
- 侵入検知システム
- 閉回路テレビシステム CCTV
- ページングシステム
- プログラム変更、追加、進入オペレーター教育時のソフトウェアデバッグ用スタンドアローンシステム

(注記)

- このシステムは湾内の LNG 船航海システムは含まない。
- また、人事情報、組織管理、金融データその他企業管理に関連する他のシステムも含まない。
- 略記号

DCS = 分散制御システム (Distributed Control System)

SIS = インターロックシステム (Safety Interlock System)

F&G = 防災システム (Fire and Gas System)

MMS = 係留システム (Mooring Monitoring System)

PMS = アンローディングアーム位置監視システム (unloading arm Position Monitoring System)

ESD = 緊急停止システム (Emergency Shut Down system)

PIMS= プラント管理システム (Plant Information Management system)

(3) 設計コンセプト

1) システムの分離と統合

DCS, SIS, F&G, PIMS は制御レベルにおいては、おのおの独立したシステムとし相互干渉が無いこと。情報伝達レベルでは統合されて、CCR のオペレーションコンソールから監視操作が可能なこと。

- 荷役、棧橋に特化された PMS、MMS は DCS とは独立したシステムとする。

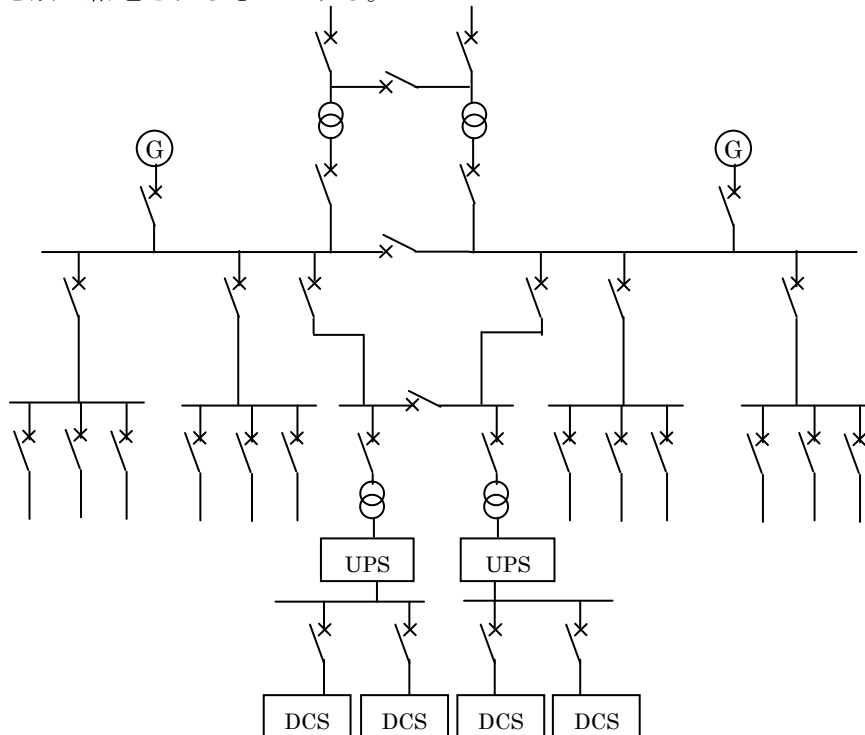
- 全システムからのデータは PIMS に統合し、データサーバーとファイアーウォールを通してオフィスネットワークに接続可能とする。

2) 冗長性と信頼性

- a) DCS と SIS は完全に独立した構成とする。

DCSはCPU等中枢部は二重化以上の多重バックアップ構成とし、自己診断機能により、突然のシャットダウンを回避できること。制御システムそのものはシングル構成とする。

- b) SIS は SIL 3 以上の信頼性が公的に認証されたものをシングル構成で設置する。
- c) ひとつの DCS のユニットが制御する対象はガス製造能力からみて、基地全体の 1/4 を超過しないこと。
- d) 基地製造能力の 1/2 をつかさどる DCS のユニットを一つのグループとして、基地全体は 2 グループの DCS で制御されるものとする。
- e) この二つのグループは、二分割可能、自家発からの給電可能なバンクから 2 系統の UPS 通してを別々給電されるものとする。



出所: JICA 調査団作成

図 7.2-1 受電系統

- f) データウエイ、オペレータコンソール、プリンターなどの共通構成要素は 2 重化以上の構成とする。

3) 自動運転

ガス需要に従って基地内の各設備は自動的に発停するとともに電力消費量を最小にする。自動発停する対象設備は以下の通り。

- (a) LNG プライマリーポンプ、セカンダリーポンプ
- (b) 気化器用海水ポンプ、(取水設備、クロリネータ等付属設備も含む)
- (c) 気化器
- (d) 付臭ポンプ
- (e) 計装空気コンプレッサー
- (f) BOG 再液化装置

以下の設備は手動で運転する。

- (a) 荷役設備
- (b) BOG コンプレッサー
- (c) 消火散水用海水ポンプ等の防災設備
- (d) その他ユーティリティー設備

4) 設備保全

ほとんどの設備、回転機器は定期的に、あるいは設備状態によって保守を行う。オペレーターコンソールが設置されている場合は、保守時にオペレーターコンソールを占有する、または、オペレーションを妨げることになるので、保守用として使用可能なオペレーターコンソールを考慮した台数を設けておく。

DCS のメインシステム以外は、プラントオペレータはいつもコンソールを占有するわけではないので DCS 以外のシステムでは保守員用のコンソールを設置する必要はない。

7.2.10 主要設備とレイアウト

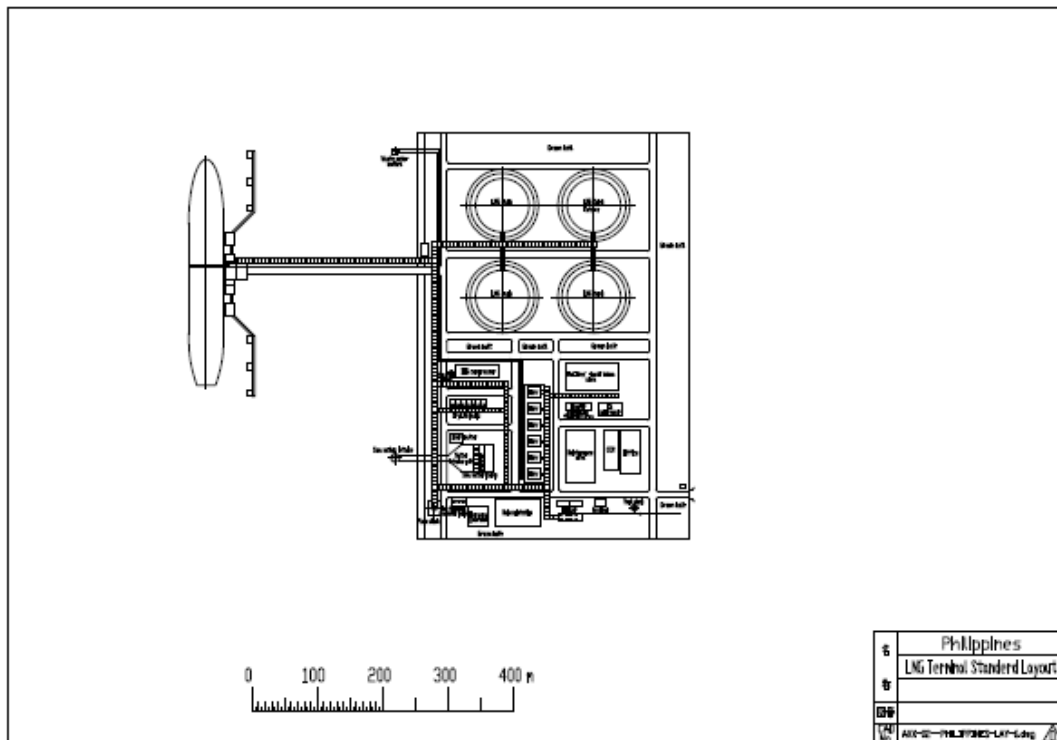
主要設備の一覧を表 7.2-10 に示す。また基地レイアウトを図 7.2-2 に示す。

表 7.2-10 主要設備一覧

設備	仕様
アンローディングアーム	LNG液用アーム 3本 リターンガス用アーム 1本 16B×60Ft
栈橋防災設備	(1)ドライケミカル (2)水幕設備 (3)低発砲設備 (4)その他防災設備 水消火栓、ガス検知器、火災報知器、サイロ、拡声器、通信設備
LNG受入サンプリング設備	サンプリング気化器20m ³ /h、サンプリングホルダー、ガス圧縮機、ガス熱量計（密度計）、ガスクロマトグラフ一式
LNGタンク	地上式PC製LNGタンク 容量 180,000kL×3基 2,900mmAq、内槽9%Ni
LNGポンプ	(1)プライマリポンプ 能力 150t/h×5基、インタンクポンプ 10kg/cm ² 、170kW (2)セカンダリポンプ 能力 150t/h×5基、サブマージトポンプ 80kg/cm ² 、1,450kW
タンク防災設備	(1)ボント (2)冷却散水設備 (3)粉末消火設備 (4)高発砲設備 (5)水幕設備 (6)その他防災設備 ガス検知器、低温ラインセンサー、低温検知器、炎検知器、液受パン、フランジカバー、ITV、ペーキング、非常用電話、火災報知器、消火器、屋外消火栓
ブリアースタック	40t/h×1基
BOG圧縮機	レシプロ式 能力 10t/h×3基 0→10kg/cm ² 、1,100kW レシプロ式 能力 5t/h×3基 10→100kg/cm ² 、1,000kW
BOG再液化装置	BOG再液化量能力 15t/h×2基
LNG気化器	オープンラック式 能力 150t/h×4基 設計圧力 100kg/cm ²
気化器海水ポンプ	立軸斜流ポンプ 能力 7,000m ³ /h×5基 30m、780kW
消火海水ポンプ	立軸斜流ポンプ 能力 3,000m ³ /h×3基 80m、1,200kW
海水電解設備	100kg/h×2基、320kW
付臭設備	タンク容量 2.9m ³ ×1基 ポンプ 3l/h×2、90kg/cm ² 換気ブロア、脱臭剤
送出ガス計量システム	一式

ベントスタック	500A×60m×1基
ユーティリティ設備	(1)冷却水設備
	冷却塔 300m ³ /h×3基
	冷却水ポンプ 300m ³ /h×3基、50m
	(2)計装空気圧縮機
	レシプロ式 1,000m ³ /h×3基、7kg/cm ²
	ドライヤー2基、タンク15m ³ ×2基
	(3)窒素設備
	L-N ₂ タンク20m ³ ×2基
	高圧N ₂ 気化器（温水バス式） 100m ³ /h×1基
	低圧N ₂ 気化器（空温式） 100m ³ /h×2基
	(4)上水設備
	タンク500m ³ 、ポンプ 30m ³ /h×2基、45m
	(5)生活排水処理設備
	活性汚泥処理 20m ³ /D
海水取水設備	取水口 33,000m ³ /h
	8mΦ×2系統
	取水管 33,000m ³ /h
	2.8mΦ×2系統
排水設備	40,080m ³ /h
分析装置	1式

出所: JICA 調査団作成



出所: JICA 調査団作成

図 7.2-2 LNG 受入基地レイアウト

7.3 事業実施検討

7.3.1 設備費

インハウスデータを基に算定した LNG 受入基地建設費を表 7.3-1 に示す。その他には、土木・建築、栈橋、計装・電気、防災を含む。ただし、土地造成費用は含まない。

表 7.3-1 LNG 受入基地建設費

(百万ドル)

年間取扱量(百万 t / 年)	250
LNG タンク	320
機械設備、配管	185
その他	105
エンジニアリング	30
合計	640

出所: JICA 調査団作成

7.3.2 維持管理計画

(1) 運転体制

現在稼働中の LNG 基地でのデータを基に算出した、各規模での運転、保全の要員を表 7-3-2 に示す。

表 7.3-2 運転、保全要員 (LNG 取扱量 4～6 百万トンの LNG 基地)

(人)

オペレーションチーム	シフトチーム	1
	監督者	1
	各シフトオペレータ	2
	各シフト現場パトロール	1~2
	各シフト合計	5~6
	日勤・計画・海事	20~25
	オペレーションチーム合計	45~55
保全スタッフ	機械管理者	1
	機械エンジニア	4
	電気計装管理者	1
	電気計装システムエンジニア	4
	保全チーム合計	10
防災警備、総務、管理者、その他		25
合計 1 (保全作業員含まず)		80~90
保全作業員 (アウトソーシングする 場合もあり)	機械	10~15
	電気計装システム	10~15
	保全作業員合計	20~30
合計 2 (保全作業員含む)		100~120

出所: JICA 調査団作成

(2) 運転・保全費

運転費および保全費は、稼働中の LNG 基地の実績データを基に以下の通りの見通しとなる。

表 7.3-3 運転・保全費

(円/LNG-ton)

電力費	420
保全費	50
労務費	30
諸経費	500
合計	1000

備考

※ 電力費は 17 円/kWh を前提とした。

※ 労務費は 15 万円/人・月を前提とした。

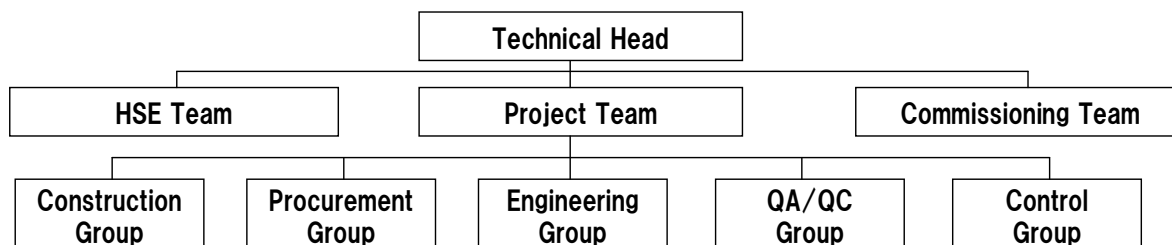
※ 諸経費は、水道や薬剤や工場内で消費するガスなどのユーティリティー費、通信費、保険費、租税課金などを含む。

※ 各コストは操業条件によって 3 割程度、変化する場合がある。

出所: JICA 調査団作成

7.3.3 EPC 実施体制

一般的に、EPC 遂行時のオーナー側の体制は役割分担ごとに表 7-3-4 となり、総勢 30～40 名程度となる。



出所: JICA 調査団作成

図 7.3-1 オーナー側実施体制

7.3.4 調達

表 7.2-10 に示した主要設備の内、主な設備の調達先リストを表 7.3.4 に示す。

表 7.3-4 調達先リスト

ITEM	List of Vendors	Country
LNG unloading arms	SCHWELM	GERMANY
	FMC	FRANCE
	NLS	JAPAN
LNG storage tanks	IHI	JAPAN
	TKK	JAPAN
	KHI	JAPAN
	CBI	USA
1ry Pumps	Whessoe	UNITED KINGDOM
	NIKKISO	JAPAN
	EBARA	UNITED KINGDOM
2nd Pumps	SHINKO	JAPAN
	NIKKISO	JAPAN
	EBARA	UNITED KINGDOM
BOG compressors	SHINKO	JAPAN
	IHI	JAPAN
	KOBELCO	JAPAN
	BURCKHRDT	SWITZERLAND
	NUOVO-PINGNONE	ITALY
ORV	DRESSER-RAND	FRANCE
	KOBELCO	JAPAN
Process control System (PCS)	SUMITOMO	JAPAN
	ABB	UNITED KINGDOM
	FOXBORD	UNITED KINGDOM
	HONEYWELL	The Netherlands
	YOKOGAWA	JAPAN

出所: JICA 調査団作成

7.3.5 建設工程

表 7.3-5 に建設の全体工程を示す。

表 7.3-5 全体工程

ACTIVITY NAME	(YEAR)		2016	2017	2018	2019	2020
	2015						
MILE STONE		▽ ITB	▽ EPC contract	▽ Completion of site preparation ▽ Start Construction		LNG tank C/D ▽ Commercial Operation	
BASIC DESIGN	=====						
EPC CONTRACT		=====					
DETAILED DESIGN			=====				
PREPARATION OF ARTIFICIAL ISLAND (INCL.RECLAMATION)	=====						
SOIL INVESTIGATION	=====						
SITE RECLAMATION		=====					
MARINE FACILITY							
BREAKWATER	=====						
SEA CHANNEL	=====						
LNG JETTY			=====	=====	=====		
PREPARATION WORK			=====				
SEA WATER INTAKE			=====	=====			
LNG TANK			=====	=====	=====	=====	
EQUIPMENT INSTALLATION				=====			
PIPING WORK					=====	=====	
INSTRUMENT WORK					=====	=====	
ELECTRICAL WORK					=====	=====	
FIRE FIGHTING					=====	=====	
BUILDING/CIVIL			=====	=====		=====	
SUPPLY PIPELINE WORK				=====	=====		
PRECOMMISSIONING						=====	
COMMISSIONING						=====	
Remark :The time for application to authority should be taken into consideration							
Payment schedule			▽Contract				
			15%				
			▽Engineering completion				
			10%				
			▽Procurement of Long Lead Items				
			30%				
			▽FOB of Long Lead Items				
			25%				
			▽Mechanical completion				
			10%				
			▽Performance test				
			10%				
Remains			85%	45%	20%		10% 0%

出所: JICA 調査団作成

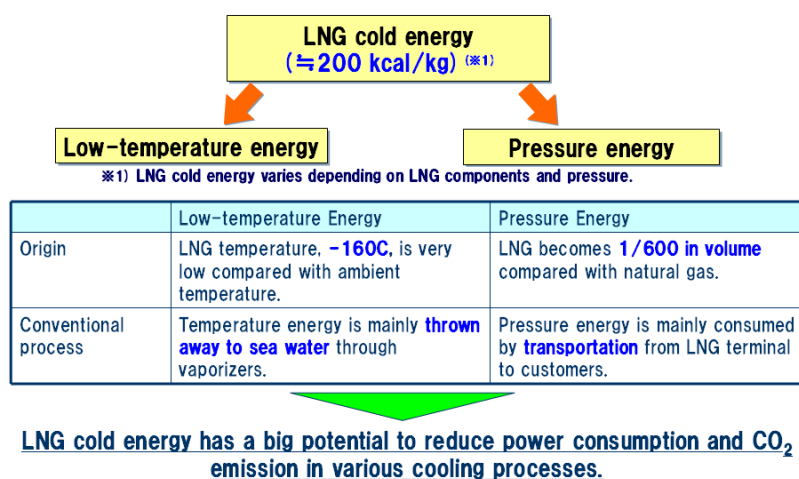
7.4 LNG 冷熱利用

7.4.1 LNG 冷熱利用とは

LNG は、200kcal/kg の冷熱エネルギーを保有している。冷熱エネルギーは、その組成、圧力により変化するものである。LNG 組成は、産地によって変わってくる。また、LNG 圧力は、その地域での配管運用圧力による。通常の LNG 受入基地では、LNG をガス化させるために、海水によりこの低温エネルギーを海へ放出している。

この冷熱を利用することで、各種設備の冷凍動力の削減などが可能となり、結果として、省エネルギーおよび CO₂ 削減に貢献することができる。

LNG cold energy



出所: JICA 調査団作成

図 7.4-1 LNG の冷熱エネルギー

7.4.2 LNG 冷熱利用の種類

(1) 空気液化分離プラント

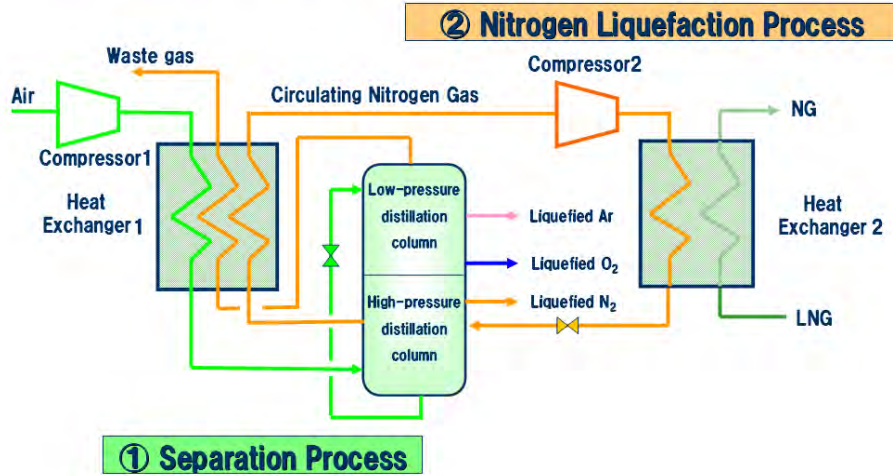
特徴

空気液化分離プラントは、空気から沸点の差を利用して、液体窒素、液体酸素、液体アルゴンを製造し、工業用に鉄鋼、石油化学等の工場へ供給している。

通常は、大量の電気をを用いて冷凍サイクルを設置し、冷熱エネルギーを発生させている。LNG 冷熱利用プロセスでは、LNG 冷熱を有効に利用して、その冷凍動力を大幅に削減することが可能である。

一般的に、LNG 冷熱利用プロセスは冷熱利用無しの通常のプロセスに比べてランニングコストが約半分にすることができる。このメリットは経済性にも大きく影響する。

Simplified Process Flow



出所: JICA 調査団作成

図 7.4-2 空気液化分離プロセスフロー

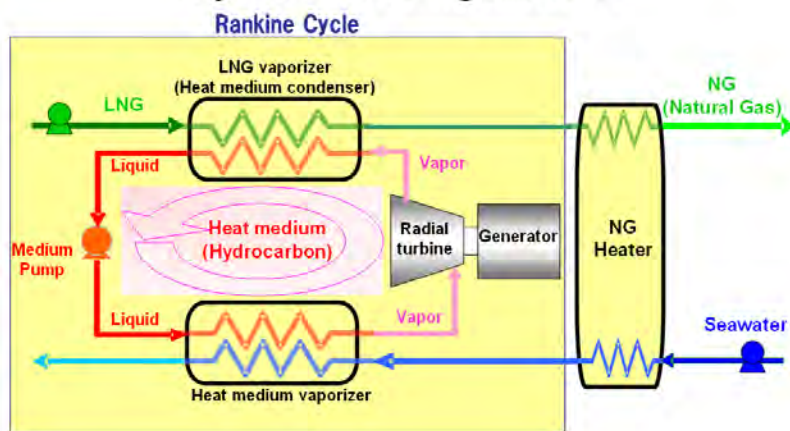
(2) 冷熱発電

特徴

冷熱発電は、LNG の極低温と海水の温度差を利用した発電システムである。このシステムは、蒸気タービン発電に似ている。蒸気タービン発電システムは海水と蒸気ボイラーの温度差を利用したランキンサイクル発電であり、その温度差を LNG と海水に変更し、熱媒体を蒸気から炭化水素系に変更したものである。

冷熱発電を基地内に設置することで自家消費でき、所内電力の削減に寄与できる。その電力は、CO₂ フリーな電気と言える。

System Configuration



出所: JICA 調査団作成

図 7.4-3 冷熱発電システム

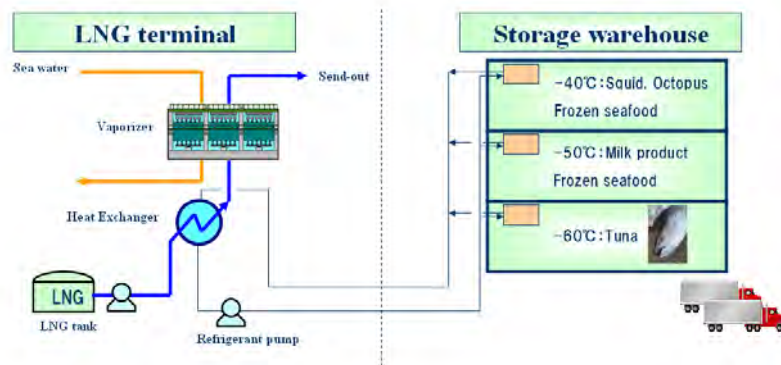
(3) 冷凍倉庫

特徴

さまざまな種類の食品が、低温倉庫にて各温度域にて貯蔵されている。例えば、野菜は約 0℃であり、冷凍食品は、-25℃である。冷凍マグロの貯蔵は、特に低い温度である 55℃レベルが要求される。LNG 冷熱は-150℃レベルの極低温を供給することができ、倉庫において、より効果的に低温貯蔵が可能となる。

LNG 冷熱利用の低温倉庫は、既存技術の組み合わせであり、日本でも 2 件の実績がある。大きな問題は発生していない。

Simplified Process Flow



出所: JICA 調査団作成

図 7.4-4 冷凍倉庫プロセスフロー

(4) その他

- CO₂ 液化プラント
- 石油化学工場での冷熱利用

7.4.3 日本での実績

表 7.4-1 日本での実績

LCEU Processes	Air Separation & Liquefaction	Cryogenic Power Generation	Refrigerated Warehouse	CO ₂ Liquefaction
LNG utilized in Japan (1,000 t/year)	2,600	8,500	80	100
LNG Flow for LCEU (t/h)	1.1 ~ 100	42 ~ 170	4.7 ~ 5	3.6 ~ 9.0
Temperature level (deg C)	-150	-120 ~ -40	-60 ~ -20	-55

出所: JICA 調査団作成

7.4.4 LNG 冷熱利用のメリット

- LNG と熱交換して海へ排出される冷排水の影響の減少 ⇒ 海生生物への影響の減少
- 環境面でのメリット ⇒ CO₂ 排出量抑制 (電力消費量の削減)
- LNG 冷熱利用により創出される新規産業での雇用促進

8. プロジェクトスキーム検討

本章では、パイプラインならびに LNG 受入基地のプロジェクトスキームについて検討する。ここでは事業の内容としては、設計、資金調達、資産保有、建設及び運営（ガスの販売促進等も含む）も含める。

8.1 現行制度

フィリピンでは、ガスパイプラインの事業形態としては、官（政府ならびに政府系企業）単独事業、民単独事業ならびに官民の JV、のいずれもフランチャイズを取得すれば認められる。またインフラの所有事業者と運営事業者を分離する上下分離型、地域ごとに所有者を分けるセクションセパレーション型も認められる。従って、一般的にインフラビジネスにおいて取りうる事業形態は基本的にどれも認められている。ただし、これまでフィリピンでは、自社用以外のガスパイプライン事業の事例はない。

他方、LNG受入基地の整備に関しては、完全民営化された事業の範疇とされており、従って事業は民間ベースで実施されることが想定される。LNG受入基地の建設ならびに運営については、政府等からの財政的な支援を想定せずに事業計画が策定される必要がある。現行BOT法によれば、フィリピンにて社会基盤を整備、運営する企業は国内外の資金を活用すること、業務を国内外企業の請負業者に業務発注することが可能である。ただし、この社会基盤施設を運営する際に公益フランチャイズが必要とされる場合は、同運営者はフィリピン国籍でなくてはならず、これが企業の場合は証券取引委員会（Securities and Exchange Commission）に登録され、かつ最低60%はフィリピン国籍者により保有されている企業でなくてはならない。同規定は、上下分離する場合、資産保有者のみでなく、O&Mを担う事業者にも適用される。BOT法では、パイプラインは社会基盤とみなされているため、同法の規定が適用される。

8.2 パイプライン

8.2.1 検討対象となるスキーム案

パイプラインの保有、運営を行う事業形態としては、以下に示す主な3つの形態を想定する。まずは図 8.2-1 に示す従来型の BOT は、民間企業が資産保有をはじめ、事業全体を担当する事業主体となる形である（Model 0）。この Model 0 は、民間主導の柔軟かつ効率的な事業を特長としており、同事業主体が効率的な運営を可能とする設計、施工を行い、事業一括で最適解を見出す動機が働くため、さらには入札による競争原理が働くことに伴い、総費用の削減が期待できるモデルである。

次に Model 1 は、官民の JV がインフラの保有、運営を行う、統合運営型のモデルである（図 8.2-2）これは、官民の JV が事業を手掛ける中で、官の民がそれぞれの強みをいかし、役割を内部で分担する形である。例えば、資金調達ならびに資産保有は、政府の高い信用力を活用するために政府が担うこととしている。同時に、事業運営には民間ノウハウ

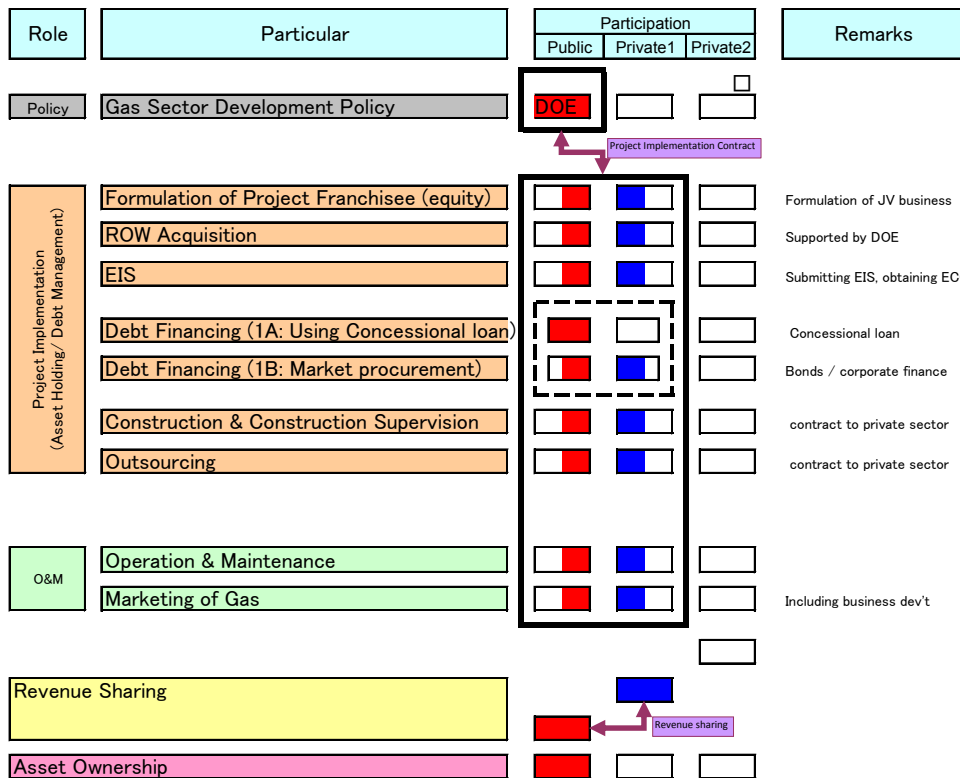
ウを活用し、高効率を実現することも期待される。このように、本モデルは官民がそれぞれの利点をいかすことを可能とするものである。

さらに Model 2 は、O&M (Operation & Maintenance) 業務を分離する上下分離型のモデルである (図 8.2-3)。これは上記同様に官民の JV が事業を手掛ける中で、ただし O&M 部分の業務を別途純粋な民間企業に分離実施させる形をとっている。このような上下分離型のモデルでは、官民の JV への参画の機会とあわせ、O&M 業務の形でも別途民間が参画でき、その際競争原理を働かせることにより、Model 1 よりもさらに低コストでの事業運営が期待できるとしている。

Role	Particular	Participation			Remarks
		Public	Private1	Private2	
Policy	Gas Sector Development Policy	DOE			
Project Implementation (Asset Holding / Debt Management)	Formulation of Project Franchisee (equity)		■		Formulation of JV business
	ROW Acquisition		■		Supported by DOE
	EIA		■		Submitting EIS, obtaining ECC
	Debt Financing		■		Concessional loan + bonds
	Construction & Construction Supervision		■		Contract to private sector
	Outsourcing		■		Contract to private sector
O&M	Operation & Maintenance		■		Including business dev't
	Marketing of Gas		■		
	Revenue Sharing		■		Revenue will be kept by the proponent company
	Asset Ownership	■	←■		To be transferred after expiry of franchise agreement

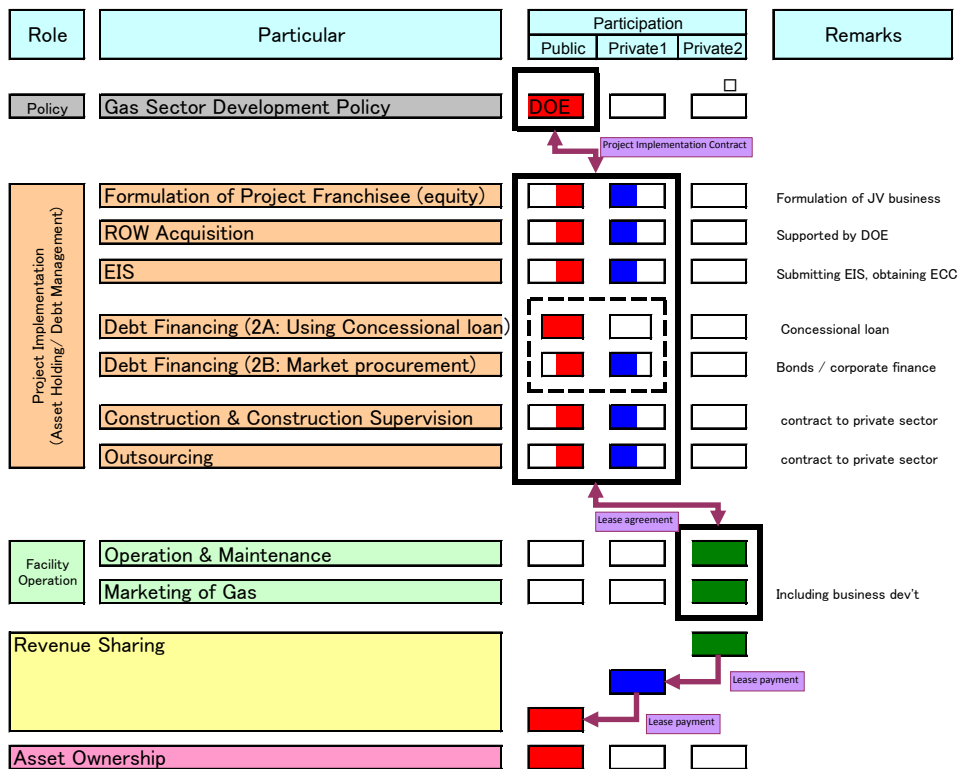
出所: JICA 調査団作成

図 8.2-1 Model 0: 従来型 BOT モデル



出所: JICA 調査団作成

図 8.2-2 Model 1: 統合運営型モデル



出所: JICA 調査団作成

図 8.2-3 Model 2: 上下分離モデル

モデル1及び2については、2通りの資金調達方法を想定した。ひとつはODAローンによる資金調達で、低利かつ据置期間ならびに返済期間が長いという、好条件による資金調達方法である。もうひとつは、金融市場における調達で、10年満期の債券を発行し、10年ごとに借換を行う方法である。ODAローンによる調達の場合を“A”、債券調達の場合を“B”としたところ、表8.2-1に示すとおり合計5通りのモデルを想定した。

パイプラインの構造的な仕様は、本報告書第6章で示されているケース4に準拠している(表6.5-2参照)。また、建設のタイミングについては、パイプラインは2015年に着工、2年後の2017年には竣工し、運用を開始するという想定である。他方、LNG受入基地の運用開始は2021年のため、パイプライン竣工からLNG受入基地運用開始までの2017年～2020年までの4年間は、Camago-Malampayaガス田からのパイプラインから年間123 million Nm³という限定的な量の供給を受けることとした。このガスの量は、100 MW発電所に必要とされるガス需要に相当する量である。

建設されるパイプラインは、全てのモデルに共通してケース4としているため、建設費はいずれのモデルについても共通してUSD 161 millionとしている。借入金で賄うのは、モデル1についてはBOT法に準拠すべく初期投資額の75%にあたるUSD 121 million、その他のモデルではいずれも初期投資額の90%にあたるUSD 145 millionとしている。他方、調達が必要とされる総額は、それぞれのモデルの設定に伴い運転資本額が異なってくるため、差異がある。それぞれのモデルにおいて必要とされる運転資本の必要量は、debt service coverage ratio (DSCR) を常に1.1以上(保有資金に余剰がある場合は1.0)としているため、異なっている。

運営・保守(O&M)費用には、保守・修繕に際し必要とされる追加投資も含むものとした。これを含めたO&M費用は、Model 1については初期投資額の5%、すなわち年間USD 8.1 millionとした。他方、Models 0ならびにModel 2については、民間企業の参画に際して競争原理が働き、O&Mに関するより効率性がさらに高まることを期待し、O&M費用は初期投資額の4%に相当する年間USD 6.5 millionとしている。

各プロジェクトスキームにおける資本調達費用には、さらに以下の条件を想定している。

まずModel 0では、民間企業が利回り16%の債券を発行することにより、借入金全額の資金調達を行うこととする。次にModel 1および2の“A”では、借入金はJVを構成する官側(政府系企業等)が開発援助借款を活用することとした。ここでは日本によるSTEP円借款(金利0.2%、据置期間10年、償還期間40年)で初期投資額の90%相当を調達することとしているが、これは現行の各種開発援助借款の中で最も有利な条件で資金調達できるためである。他方、Model 1および2の“B”では、借入金は高い信用力がある国営企業等(PNOCが米ドル資金をコーポレートファイナンスで調達する場合、スプレッドは2%程度であるとの前提)が借入金利を6%で調達しているの見積もっている。

表 8.2-1 プロジェクトスキームと資本調達費用の設定

Model Name	Model 0	Model 1A	Model 1B	Model 2A	Model 2B
Project Model	Model 0 (Conventional BOT)	Model 1 (Integrated Execution)		Model 2 (Separation)	
	[Model 0]	[Model 1A]	[Model 1B]	[Model 2A]	[Model 2B]
Finance	Market Procurement	Concessional Loan	Market Procurement	Concessional Loan	Market Procurement
Initial Investment			USD 161 million		
Annual O&M cost	USD 6.5 million	USD 8.1 million		USD 6.5 million (For O&M company)	
Amount of Equity	USD 173 million	USD 61 million	USD 100 million	USD 43 million (For asset holding company)	USD 93 million (For asset holding company)
Expected Yield for Equity		20%		20% (For asset holding company)	
Amount of Debt	USD 121 million	USD 145 million		USD 145 million (For asset holding company)	
- of which is Concessional Loan (Interest) [repayment]	None	USD 145 million (0.2%) [40 years]	None	USD 145 million (0.2%) [40 years]	None
- of which is market procured (Interest) [maturity]	USD 121 million (16%) [refinanced every 10 years]	None	USD 145 million (6%) [refinanced every 10 years]	None	USD 145 million (6%) [refinanced every 10 years]
Weighted Average Interest Rate of Debt	16%	0.2%	6.0%	0.2% (For asset holding company)	6.0% (For asset holding company)
WACC: Weighted Average Cost of Capital	16%	6.0%	11%	4.6% (for asset holding company)	10% (for asset holding company)

出所: JICA 調査団作成

必要とされる残額については、出資により賄うこととしている。出資に対する期待利回りは 20%である。その結果、Weighted average cost of capital (WACC) は Model 0 については 16%、Model 1 については 1A, 1B でそれぞれ 6.0%と、11%、Model 2 については 2A、2B でそれぞれ 4.6% and 10%である。

WACC の計算式は、以下のとおりである：

Whereas:

n = number of source of capital

r_i = required rate of return for capital “i”

V_i = market value of capital “i”

t_i = effective tax rate for capital “i”

8.2.2 財務分析結果によるプロジェクトスキーム比較

各プロジェクトスキームについて、Discounted cash flow (DCF) 法による財務分析を行った。まずは財務的内部収益率(FIRR)を算出し、財務的な実行可能性を検証した。

本分析の対象としたパイプライン事業の財務面における最も顕著な特徴は、営業開始以降数年間は、損益が赤字となる点である。この主たる原因は、同期間においては、未だLNG基地の運転開始以前であり、従ってパイプラインに流せるガスの量が限られているためである。

このパイプラインは、フィリピンにおけるガス産業を振興する意図もあり、先行整備されるため、同産業が本格的に立ち上がるまでの期間は、取り扱うガスの量も少量に限られてしまう。このような、公益性を有するパイプライン事業は、公共セクターによる支援が必要となる。このような支援がない場合は、高額な託送料金を課すことによって、同料金から多額の資金を回収することが必要となる。

高額な託送料金が課されることを回避するためには、事業初期段階における借入金償還額を抑えることが最も有効であろう。これは、託送可能なガス量が少量でしかない期間における借入金償還は事業全体に対する重荷となってしまいうためである。そのため、ODAローンで比較的長期の据置期間が設けることが可能な点を勘案すると、本件パイプライン事業の資金調達方法には最適であると言えよう。さらには、O&M費用を削減するために、効率的な運営が可能な民間企業を競争入札方式で選定することも、プロジェクト全体の費用を削減するためには有益である。

このような視点に立ち、パイプライン事業を実施する体制としての各種プロジェクトスキームを、財務的実行可能性のみならず、そのために必要とされる託送料金の視点からも比較を行う。表 8.2-1 に示したそれぞれのプロジェクトスキームの前提条件に対応する分析結果は以下のとおりである。

(1) 託送料金

表 8.2-1 において、すでに投資金額、ならびに資本コストは既に設定されているため、それぞれのモデルの収益はパイプラインの託送料金の設定水準に依存することになる。本ガスパイプラインは、不特定多数の顧客に天然ガスを供給することになるため、その託送

料金は Energy Regulatory Commission (ERC)による規制対象となるものと想定される。他方、ERC によれば天然ガスパイプラインの託送料金の設定方法はまだ規定されていないものの、配電網の託送料金と同様に決定する可能性が高い模様である。このことから、5つのモデルの比較においては、それぞれのモデルで求められる採算性を達成できるように収益を確保し、FIRR が WACC よりも 2 パーセントポイント高くなるように、託送料金を設定した。

コストリカバリー方式とは、OPEX に加え、資産額に WACC をかけた金額を需要で割って託送料金を求めるものであるが、即ち投資金額に WACC の利率ならびにリスクに対応した利益を上乗せした金額が回収される仕組みである。本分析では、事業者が所与の費用条件下で財務的実行可能性を確保するための収益条件を比較することとしている。

(2) プロジェクトスキームの比較

まずは FIRR が WACC よりも 2 パーセントポイント上回るように託送料金を設定すると、Model 1A ならびに 2A では、開発援助借款の有利な資金調達条件を背景に最も低い託送料金となり、それぞれ 0.018 USD/Nm³、0.017 USD/Nm³ となっている。Models 2B および 2A の託送料金は、これより約 0.011 USD/Nm³ 割高な 0.029 USD/Nm³、0.028 USD/Nm³ となっている。従来型の BOT 方式 (Model 0) の場合は、Model 1A ならびに 2A の 2 倍を超える 0.047 USD/Nm³ の託送料金を課す必要があることがわかる。

表 8.2-2 財務的実行可能条件を満たすために必要とされる託送料金水準の比較

Model Name	[Model 0]	[Model 1A]	[Model 1B]	[Model 2A]	[Model 2B]
Project Model	Conventional BOT	Model 1 (Integrated Type)		Model 2 (Separation)	
Finance	Market Procurement	Concessional Loan	Market Procurement	Concessional Loan	Market Procurement
Wheeling Charges [USD/Nm ³]	0.047	0.018	0.029	0.017	0.028
WACC	16%	6.0%	11%	5.4% (For asset holding company)	10% (For asset holding company)
Financial IRR (=FIRR)	19%	8.4%	13%	7.2% (for asset holding company) 8.4% (for project overall)	12% (for asset holding company) 13% (for project overall)

出所: JICA 調査団作成

託送料金を 0.017 USD/Nm³ と 0.047 USD/Nm³ の間で動かすことにより感度分析を行った。その結果、プロジェクトスキーム 1A 及び 2A は、WACC が低いために有利であり、Model 2A についてはいずれの託送料金水準でも財務的実行可能性が確保されることがわかった。Model 1A については、託送料金が 0.017 USD/Nm³ に下がると財務的実行可能性は境界線上となることがわかる。

表 8.2-3 託送料金の変動した場合の財務的実行可能性

Model Name	Model 0	Model 1A	Model 1B	Model 2A	Model 2B
Project Model	Conventional BOT	Model 1 (Integrated Type)		Model 2 (Separation)	
Finance	Market Procurement	Concessional Loan	Market Procurement	Concessional Loan	Market Procurement
Wheeling Charge = 0.047 [USD/Nm ³]	FIRR = 19% WACC = 16%	FIRR = 18% WACC = 4.8%	FIRR = 18% WACC = 10%	18% (for asset holding company) 19% (for project overall) WACC = 4.4%	18% (for asset holding company) 19% (for project overall) WACC = 10%
Wheeling Charge = 0.029 [USD/Nm ³]	FIRR = 13% WACC = 16% <u>NOT VIABLE</u>	FIRR = 13% WACC = 5.5%	FIRR = 13% WACC = 11%	13% (for asset holding company) 13% (for project overall) WACC = 5.1%	13% (for asset holding company) 14% (for project overall) WACC = 10%
Wheeling Charge = 0.028 [USD/Nm ³]	FIRR = 13% WACC = 16% <u>NOT VIABLE</u>	FIRR = 13% WACC = 5.6%	FIRR = 13% WACC = 11%	12% (for asset holding company) 13% (for project overall) WACC = 5.1%	12% (for asset holding company) 13% (for project overall) WACC = 10%
Wheeling Charge = 0.018 [USD/Nm ³]	FIRR = 8.9% WACC = 17% <u>NOT VIABLE</u>	FIRR = 8.4% WACC = 6.0%	FIRR = 8.5% WACC = 11% <u>NOT VIABLE</u>	8.8% (for asset holding company) 7.2% (for project overall) WACC = 5.4%	8.4% (for asset holding company) 9.2% (for project overall) WACC = 11% <u>NOT VIABLE</u>
Wheeling Charge = 0.017 [USD/Nm ³]	FIRR = 8.9% WACC = 17% <u>NOT VIABLE</u>	FIRR = 7.9% WACC = 6.0% <u>MARGINAL</u>	FIRR = 8.0% WACC = 11% <u>NOT VIABLE</u>	8.4% (for asset holding company) 7.2% (for project overall) WACC = 5.4%	7.8% (for asset holding company) 8.7% (for project overall) WACC = 11% <u>NOT VIABLE</u>

出所: JICA 調査団作成

(3) プロジェクトスキーム検討結果

比較検討の結果、開発援助借款を活用することにより Model 1A および 2A は財務上有利であり、従って低い託送料金で事業運営が可能になったことが明らかになった。さらに Model 1B および 2B についても、政府の信用を背景に低利で資金を調達することが可能なため、開発援助借款を活用する場合と比較し、0.011 USD/Nm³または 70~80%割高になるが、同水準の託送料金で事業運営が可能になったことがわかった。他方、従来型 BOT については、事業が成立するためには、開発援助借款活用の 2.7 倍に相当する託送料金を利用者に課す必要があることが明らかになった。

さらには、Model 1 と 2 を比較すると、Model 2 では O&M 業務を分離することによって、同業務について競争原理が働き、効率向上による費用削減が可能となると想定しているため、託送料金もやや低くなるが、料金低下の度合はわずかでしかないことがわかった。他方、同一の託送料金という条件下で財務状況を比較した場合、FIRR に比較的大きな差異が出ることから、事業運営の条件としては、やはり O&M 業務の分離は有益であることが明らかになった。

8.3 LNG 受入基地

8.3.1 資金調達方法の想定と財務分析

ここで検討対象とする LNG 受入基地は、本報告書第 7 章に記された仕様に従い、初期投資額は USD 640 million (表 7.1-1 参照)、O&M 費用は年間ガス化量を 2,931 million Nm³ として USD 28 million としている (表 7.3-3 に従い 1,000 JPY/ton に為替レート USD = JPY 85 ならびに容積換算 1 ton of LNG = 1,220 Nm³ より算出)。また、施設は建設期間 5 年間で 2015 年に着工、2021 年より運転開始としている。

LNG 受入基地整備に際しては、公的な支援を期待することができないため、資金調達方法は、市場からの調達に限定されることとなる。そこで、ここでは、主な資金調達方法としては、利率 6% の借入 (10 年満期債券、10 年ごとに借り換え) とした。債券はパイプライン整備案件で想定したモデル 1B ならびに 2B と同様、例えば PNOC など高い信用力を持つ組織が比較的好条件下で事業主体として発行されるという設定である。

借入金額は、初期投資額の 90% 相当額とし、その他の費用は期待利回り 20% の出資金としている。

LNG 受入基地は、財務分析を行う上では単体で自立した案件とみなすことが可能であり、その場合、収入は LNG のガス化に対する課金額という想定になる。このガス化に対する課金額は、プロジェクトの FIRR が WACC を 2 パーセントポイント上回る 12% となり、財務的に実行可能な条件とするために、0.07 USD/Nm³ と設定した。

表 8.3-1 LNG 受入基地整備に際する想定資金調達方法

	Proposed financing arrangements for LNG regasification terminal
Initial Investment	USD 640 million
Annual O&M cost	USD 0.0096 /Nm ³ (USD 28 million for 2,931 million Nm ³ of regasification from 10th year of operation onwards)
Amount of Debt (Interest) [maturity]	USD 576 million (90% of initial investment) (Interest rate: 6%) [refinanced every 10 years]
Amount of Equity [Expected yield]	USD 204 million [20%]
Total financed amount	USD 780 million
WACC: Weighted Average Cost of Capital	9.7%

出所: JICA 調査団作成

財務分析の結果、LNG 受入基地は WACC が 9.7%、ガス課のための課金額が 0.07 USD/Nm³ であれば、本プロジェクトは財務的に実行可能であることが明らかになった。ただし、費用（初期投資額、O&M 費用等）ならびにガス需要状況の変動は、本プロジェクトの財務的な実行可能性を大きく左右する要因となる点にも留意が必要である。

LNG 受入基地の事業は、パイプライン事業とは異なり、営業開始当初から比較的良好な事業環境におかれ、当初から営業黒字が期待できる。これは LNG 基地が営業を開始する時点で既に同基地とガス利用者をつなぐパイプラインが存在しているという前提があるためである。このように、ガス産業のバリューチェーンを構築する役割を担うパイプラインがあるということは、需要リスク、供給リスクが解消され、各種ガス産業の経済的な実行可能性が高まるという利点となる。

表 8.3-2 LNG 受入基地の財務分析結果

	Financial Analysis Results
Regasification charge	0.07 USD/Nm ³ (USD 205 million for 2,931 million Nm ³ of regasification from 10th year of operation onwards)
WACC	9.7%
Financial IRR (=FIRR)	12%

出所: JICA 調査団作成

参考までに、上記に加えて他に 2 通りの資金調達ケースを想定した。すなわち、借入金額が初期投資総額のそれぞれ 75%、50%とした場合である。これらの資金調達方法の場合、出資部分の金額が大きくなるが、他方、調達が必要とされる資金総額は減ることとなる。また、資金調達コストは上昇し、借入金が初期投資総額の 75%、50%となる場合、

WACC はそれぞれ 11%、14%となる。

表 8.3-3 他の資金調達ケースを想定した場合の財務分析結果

Percentage of debt against initial investment	90%	75%	50%
Initial Investment	USD 640 million		
Annual O&M cost	USD 0.0096 /Nm ³ (USD 28 million for 2,931 million Nm ³ of regasification from 10th year of operation onwards)		
Amount of Debt market procured (Interest) [maturity]	USD 576 million (90% of initial investment) (Interest rate: 6%) [refinanced every 10 years]	USD 480 million (90% of initial investment) (Interest rate: 6%) [refinanced every 10 years]	USD 320 million (90% of initial investment) (Interest rate: 6%) [refinanced every 10 years]
Amount of Equity [Expected yield]	USD 204 million [20%]	USD 277 million [20%]	USD 398 million [20%]
Total financed amount	USD 780 million	USD 757 million	USD 718 million
WACC: Weighted Average Cost of Capital	9.7%	11%	14%
Regasification charge	0.07 USD/Nm ³ (USD 205 million for 2,931 million Nm ³ of regasification from 10th year of operation onwards)	0.08 USD/Nm ³ (USD 235 million for 2,931 million Nm ³ of regasification from 10th year of operation onwards)	0.10 USD/Nm ³ (USD 293 million for 2,931 million Nm ³ of regasification from 10th year of operation onwards)
Financial IRR (=FIRR)	12%	13%	16%

出所: JICA 調査団作成

LNG 受入基地におけるガス化の課金額は、プロジェクトの FIRR が WACC よりも 2 パーセントポイント高い水準となるように設定した。その結果、借入金額が初期投資額の 75%、50%の場合、それぞれガス化の課金額は 0.08 USD/Nm³、0.10 USD/Nm³となる。分析の結果、初期投資額に対する借入れ金額が少ない場合は、負債総額を低く抑えられる一方で、資金調達コストは上昇するため、課金水準が高くなってしまふことがわかった。このような結果を踏まえ、実際の資金調達の仕組みは、金融市場の環境ならびにプロジェクト実施者の信用度合等を勘案し、最適な仕組みならびに割合を検討する必要がある。

8.4 経済分析

財務分析は、プロジェクトの財務的な実行可能性、すなわち財務面で持続可能か否かに着目する一方、経済分析は、プロジェクトが社会全体にとって有益か否かという視点を分析の対象とする。経済分析でプロジェクトが有益であると判断できない場合、当該プロジェクトは実施されるべきではない（もしくは投入資源は他件に振り向けられるべきである）という結論となる。

ここでは経済分析の対象は、2つのプロジェクト、すなわち LNG 受入基地とパイプラインの案件を統合して扱う。これは、それぞれの案件実施に伴う便益が不可分のものであること、さらにはこれら2件のプロジェクトは両方がそろふことにより社会的便益がより顕在化すると考えられるためである。従って、ここでは LNG 受入基地とパイプラインの2件に係る費用と便益を合算し、分析を行っている。

8.4.1 便益

経済分析で計算の対象とする便益は、プロジェクト実施者が回収可能な利益に限らずプロジェクトが実施されることにより社会的に実現する便益は、定量化が可能な限りは含めることができる。この際、投資による経済的便益の波及効果を計測する際には、多くの場合、産業連関分析が行われる。他方、事業により整備された施設等の運営による便益を評価する場合は、DCF (discounted cash flow) 法によるキャッシュフロー分析が用いられることが多い。こられのうち、本分析は後者、すなわち LNG 受入基地ならびに Batangas-Manila 間パイプラインの運営による便益を分析の対象とする。

プロジェクト実施者が収益として回収する便益以外にも考慮可能な便益の中、最も大きい便益としては、天然ガスを幅広く提供することにより、既存の燃料油利用者の燃料費を削減する効果がある。これは第4章にて言及されているとおり、現在幅広く使用されている燃料油は、国産天然ガスと比べると熱量あたりの単価が 2.2 倍、輸入天然ガスと比較しても 1.3 倍と、割高なためである (表 4.5-1 参照)。このような燃料費の節減による利用者の便益は、プロジェクト実施者により回収されるものではないが、社会に及ぶ定量化可能な経済便益である。定量化に際しては、燃料油と天然との単価の差分と天然ガス供給量の積として求めている。

8.4.2 費用

プロジェクトの費用は、LNG 受入基地とパイプライン双方の投資額と保守運営 (O&M) 費用の和として計算している。その際、公租公課は経済便益を図る際の費用ではないため除外し、事業実施者間相互の内部取引 (例えば O&M 事業者が資産保有者に支払うリース料等) は適宜相殺している。また、現地で発生する費用を国際価格に調整するための標準変換係数 (SCF) は 0.95 としている (資機材費、設計費、施工管理費以外の全ての費用を現地発生コストとしている)。

経済分析結果を評価するために、以下3つの指標を算出した。即ち、費用便益比 (CBR)、純現在価値 (NPV) ならびに経済的内部収益率 (EIRR) である。これら指標の定義は、以下表に示すとおりである。

表 8.4-1 経済分析指標

(1) CBR	$CBR = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{B^t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{C^t}{(1+r)^t}}$
(2) NPV	$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B^t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{C^t}{(1+r)^t}$
(3) EIRR	Discount rate which will make NPV=0 $NPV = \sum_{t=1}^n \frac{B^t}{(1+r^*)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{C^t}{(1+r^*)^t} = 0$
Whereas:	
CBR:	Cost benefit ratio
NPV:	Net present value
B^t :	Benefit incurred during year "t"
C^t :	Cost incurred during year "t"
r :	Discount rate
EIRR(r^*) :	Economic internal rate of return

出所: JICA 調査団作成

表 8.4-2 経済分析ならびに感度分析結果

	Referential condition (Specification = Case 4) (Project Model = 2A)	Project cost [+20%]	Commercial Revenue [-20%]	Initial Investment [+20%] and Commercial Revenue [-20%]
Economic IRR (=EIRR)	33%	29%	32%	29%
Net present value (=NPV) at Social Discount Rate	USD 1,659 million	USD 1,487 million	USD 1,552 million	USD 1,381 million
Cost Benefit Ratio (=CBR) at Social Discount Rate	2.9	2.4	2.8	2.3

出所: JICA 調査団作成

経済分析結果からは、まずは基本ケースで EIRR が 31% となり、フィリピンの公共事業評価で用いられる社会的割引率 16% を大きく上回り、本プロジェクトが経済的に実行可能であることがわかる。純現在価値額は 1,576 百万米ドル、費用便益比は 2.7 となり、従って本プロジェクトを実施することにより、投入資源の 2.7 倍の便益が社会に及ぶことがわかる。その結果、本プロジェクトは経済的に有益な案件であると言える。

次に、費用と収益条件を変えて感度分析を実施した。まずは総費用が基本ケースの 1.2 倍となる場合、EIRR は 28% となり、かかる状況下でもプロジェクトは十分に経済的に

実行可能であることがわかった。次に、収益が 2 割減となり、基本ケースの 80%となる場合についても、EIRR は大きくは変化しないことが認められた。さらには費用が 2 割上昇すると同時に収益が 2 割減となる場合についても、引き続き経済的に実行可能である点が確認できている。

本プロジェクトが経済的に高い有益性を持つ背景には、燃料油利用者のガス転換に伴う燃料費削減効果が甚大である点に拠っている。本プロジェクトは、社会的な投資の効率性、効果の面から見て実施されることが有益な案件といえるものである。

本プロジェクトの経済的実行可能性は、温室効果ガス（GHG）削減による便益を定量化し、便益計算に加味すればさらに向上するであろう。燃料油から天然ガスに転換することにより、燃料の性質上、使用熱量あたりの GHG（具体的には二酸化炭素）排出は大幅に削減されることが期待できる。GHG 削減による便益を金銭価値として定量化するためには、排出量クレジットの仕組み導入を想定することにより可能となる。具体的には、Clean Development Mechanism (CDM) や二国間排出量取引 (bilateral offset credit mechanism.) などが適用可能な仕組みである。

9. BatMan 1 パイプラインプロジェクトの遂行

Batman 1 天然ガスパイプラインプロジェクトは、フィリピンにおける天然ガス供給源と需要地を結ぶことにより、ガス産業の振興に寄与するとして、優先順位が最も高いプロジェクトのひとつに位置づけられている。本章では、まずはプロジェクトオーナーの役割に注目し、本プロジェクト実現に向けてとり進められるべき手順を明らかにする。本章の記述には調査延長実施期間中にエネルギー省(DOE)ならびにフィリピン国営石油会社(PNOC)と実施してきた、度重なる協議の内容ならびに結論を反映している。

9.1 ガス供給源と利用者とを物理的に連携する必要性

主要天然ガス供給源であるバタンガスと主要消費地であるマニラ首都圏及び近郊を結ぶインフラプロジェクトの重要性は、2002年に JICA により作成されたマスタープランにおいて指摘されていた。本案件は、フィリピンにおけるガス産業の基幹を形成する必要性の視点からその意義を見出されてきている。過去10年間、この基幹が形成されなかったため、ガス事業者が市場参入できていない。これは、ガス事業に参入するに際して、需要リスクと供給リスクの双方を同時に負わなくてはならないという環境に起因している。さらに、このような基幹不在の状況が今後とも継続する場合、事業者が参入するとしても、それぞれの事業者が閉じた形でガス利用が行われるだけであり、これはそれぞれ非効率であるとともに、規模の経済性を発揮しにくく、望ましい状況とはならない。

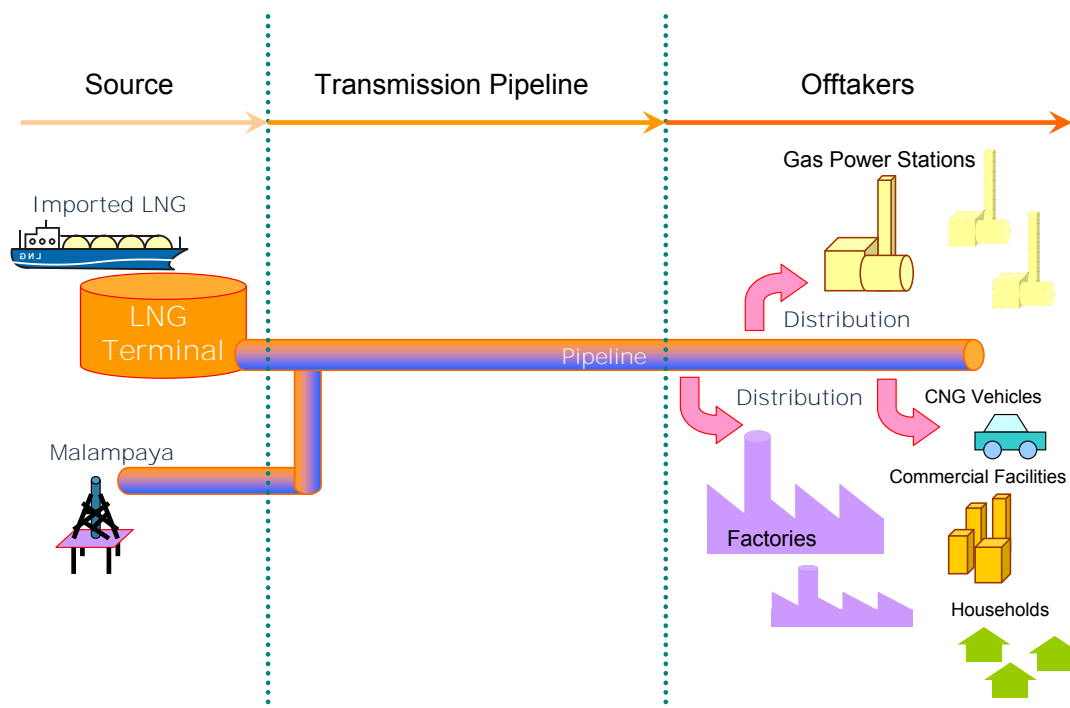


図 9.1-1 ガスのバリューチェーンを形成するガスパイプライン

出所: JICA 調査団作成

自国内のガス田か輸入ガスかを問わず、ガス産業のバリューチェーンはガスの供給源に始まり、ガス輸送パイプライン介し配給者により最終消費者に流通するという構造である。このようなバリューチェーンが構築されていれば、事業者が参入する際に追わなくてはならない需要リスク、供給リスクが軽減される。すなわち **Batman 1** ガスパイプラインは、マニラ首都圏及びその周辺地域へのガス供給事業を開始する際のリスク保証機能を発揮することとなる。ガス供給の目処が立てば、事業者は参入が容易になり、従ってガス産業の振興に結びつく。

天然ガスパイプラインを整備することによる恩恵が及ぶのは、ガス産業だけではない。社会的な便益もある。例えば、これまでの事例では公共交通のための天然ガス車輛プログラム (NGVPPT)のために天然ガスがタンクローリーによる道路輸送で配達されていたが、天然ガスパイプラインが整備されることにより、安全性、信頼性、効率性が向上するとともに、環境に対する負荷軽減にも結びつくこととなる。

9.2 プロジェクト推進主体

本プロジェクトが提唱されて依頼、これまでに様々な形で実現に向けた動きがあった。これは政府による取組に加え、民間企業発案も含めてである。これらの動きは、しかしながら、いずれもこれまで実現に至っていない。これはプロジェクトを実施するための各種制約条件が絡まりプロジェクトを開始するための条件が整っていないためである。制約条件となる要因には、例えば以下のような点も含まれる。

- マランパヤからのガス供給を受けられる保証が得られない。
- プロジェクト実施に必要とされる安全基準ならびにその他の技術的基準が整備されていない。
- 公共セクターが果たす役割、民間が担える役割の分担が決まっていない。
- 市場規制の方針、枠組みが未だ検討されていない。

上記に示した例にみるように、プロジェクトを開始するための必要条件が整っていない最大の理由は、プロジェクトの推進主体が誰であるかという意思決定もなされていない点にある。ガス産業を振興するという目的を持ったプロジェクトオーナーとして政府は、本プロジェクトがどのような形で推進されるかという政策を提示することが求められる。その最初の方針としては、プロジェクト推進主体が誰になるのか、という点があげられよう。

9.2.1 諸外国に見る政府の役割

(1) 諸外国の事例

多くの場合、天然ガス輸送パイプラインの整備は、政府の主導により推進されてきている。例えば韓国では、ガス産業をゼロから興すために、政府は韓国ガス公社 (KOGAS) を創設し、ガス産業のバリューチェーン全体を構築するための各種取組を政府の強力な主導のもので進めてきている。この場合、これら取組を進めるために必要とされる資金も政府から重点的に投入されてきている。

英国、フランスを含む多くの欧州諸国でも、ガス産業の基盤は政府の主導で進められてきている（基盤整備を推進してきた企業は英国では公社であった一方、フランスでは政府の規制を受ける企業であったという違いはあるが）。天然ガスパイプライン整備の必要性が浮上してきた段階では、これらの国では既に都市ガス産業が存在していた。そのため、天然ガスパイプライン整備を進めることとなったのは、自ずとこれら既存の都市ガス企業、すなわち公社ならびに政府規制企業であった。

ドイツ（旧西ドイツ地域）ならびに、米国の一部の州では、やや異なった状況であり、天然ガスパイプライン整備の必要性が生じてきた段階で既に都市ガス事業に参入していたのは、純粋な民間企業であった。これらの民間企業は地域ごとに存在し、これを連携すれば広域をカバーできたこともあり、天然ガスパイプラインを整備するのは必然的にこれらの既存民間企業の役割となり、政府が改めて公営企業を設立する必要性はなかった。このような背景に従い、ドイツ等では天然ガスパイプラインが民間企業によって整備されてきたわけである。

インドの国営ガス会社である GAIL 社は、当初は天然ガスの基幹パイプラインを整備、保有、運営する目的で設置された企業であった。このことから、同国でもガス基盤整備は国の意図に基づき国自身が実施する方針であったことがわかる。インドでは州レベルでもガス産業振興が進められてきており、グジャラート州では州政府のガス公社が基盤整備をすすめている。他方、インドの事例で他国とは異なるのは、ガス基盤整備が政府主導で行われながらも、民間企業の参画も基盤整備段階から求められている点である。政府は、民間企業の参画に伴い基盤整備を一層促進する意図があるとともに、民間企業側では、急激に成長するガス産業の基盤整備への出資は、良い投資機会とみている。出資により参画する民間企業は、基盤整備を進める政府系企業と共同企業体（JV）を組成し、事業に参入することにより、基本的には競合がない、政府主導の成長事業からほぼ確実に配当を得ることが可能となるからである。

下表は、諸外国、地域における天然ガスパイプライン整備の推進事例を整理したものである。同表から読み取れる傾向としては、基本的には天然ガスパイプライン整備は、政府主導で推進されてきているという点である。民間セクターが整備推進するのは、既に都市ガス分野で民間企業が成長している場合のみである。

表 9.2-1 天然ガスパイプライン整備事業の推進事例

国／地域	パイプライン 整備事業推進主体	文脈	傾向
英国	British Gas Corporation	現在は民営化。保有、運営者は National Grid。 ガス産業はセグメント分離 (unbundle) されている。	民営化、 オープンアクセス
フランス	GdF, GSO, CFM	コンセッション方式で既存の政府規制企業が整備。	コンセッション方式の 廃止、 オープンアクセス
Germany	Ruhrgas, Wingas, etc.	既存の民間都市ガス会社による整備。	オープンアクセス
韓国	KOGAS	政府の LNG 普及方針に基づき政府が整備を主導。	徐々に民営化
台湾	CPC (China Petroleum Corporation)	政府の LNG 普及ならびに自国賦存資源活用方針に基づき政府が整備を主導。	—
タイ	Petroleum Authority of Thailand	現在は PTT が保有、運営。	—
インド (グジャラート州)	GSPL (Gujarat State Petronet Ltd)	政府主導。官民 JV を構成し、ネットワーク拡大を加速。	民間企業の参画が求められている

出所：日本エネルギー経済研究所「天然ガスパイプライン建設における諸外国政府の関与状況」、さらには各企業情報等をもとに JICA 調査団作成

(2) 分析： 政府が主導する必要性

政府主導、民間主導いずれの場合であっても、諸外国、地域における天然ガスパイプライン整備事例が示唆することは、パイプライン整備主体は、基本的には当該国の、同時期におけるガス産業の成熟度合いと大きく関連しているという点である。また、パイプライン整備を推進するための動機は、大きく2つのケース、すなわち、ひとつは既存の石油、石炭及び同製品から天然ガスへの利用転換を促進するため、そしてもうひとつは自国の天然ガス資源の有効活用をすすめるためである。そしてガス産業の成熟度は、都市ガス事業が既に存在するか否か、という指標でみることができる。

例えば、韓国の事例では、政府がガス産業のバリューチェーンをゼロベースから構築するため、国策を遂行するための韓国ガス公社を設置している。これは政府がガス産業を構

築しようという決意を実行に移した事例である。台湾ならびにタイでも、類似した形で政府のガス産業を振興する施策を公社の設立を通じて実施に移されるという道筋をたどっている。韓国の事例と台湾、タイの事例がやや異なるのは、台湾ならびにタイでは、自国の天然ガス資源を活用しようという意図が背景であった一方、韓国における政策の背景は、エネルギー源の多様化を図るために専ら輸入 LNG の活用を手段としている点である。このように韓国の政策は輸入 LNG を活用し、既存エネルギーを代替するという手段に依存するものであったため、政府が強力な主導力を発揮し、規模の経済を実現し、安価にガスを提供する必要があったという点も指摘できよう。

英国、フランス、ドイツならびにタイでは、天然ガス導入の主な動機は、自国の天然ガス資源の活用にあった。これらの中、欧州諸国では既に製造ガスを用いた都市ガス産業が成熟していた。英国では当初民間事業として始まったガス産業は、当時は既に国有化されており、フランスでは公営ではないものの、政府の規制下にある国策会社がかこれら都市ガス事業を担っていた。その結果、天然ガスパイプライン整備は、これら既存の政府系企業により進められるのが必然となった。他方、ドイツは他欧州諸国と類似しているが、当時存在していた企業が民間企業であった点が異なる。

天然ガスパイプライン整備の背景となるロジックを図式化すると、以下図のとおりとなる。

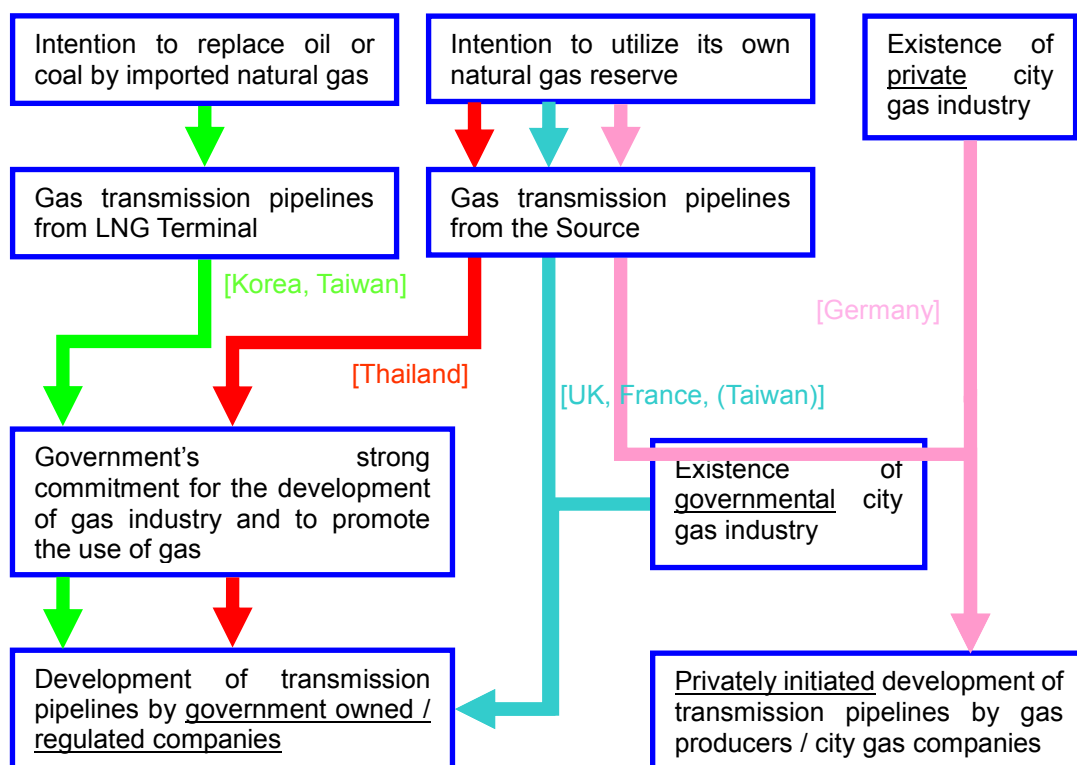


図 9.2-1 天然ガスパイプライン整備背景理由と実施主体

出所: JICA 調査団作成

9.2.2 政府による市場規制の役割

天然ガスパイプラインを整備することにより、上流に位置する供給者も、下流に位置する需要者のいずれをも振興することとなる。これは、パイプラインガス産業バリューチェーン全体に対し影響を及ぼし得る戦略的な位置づけにあるためでもある。完全自由市場下であれば、上流の供給者、下流の需要者いずれであっても、パイプライン運営企業から選好される位置づけにある企業が同セグメント下の企業よりも優位に立てるということになり、その結果市場が排他的になることが予想される。

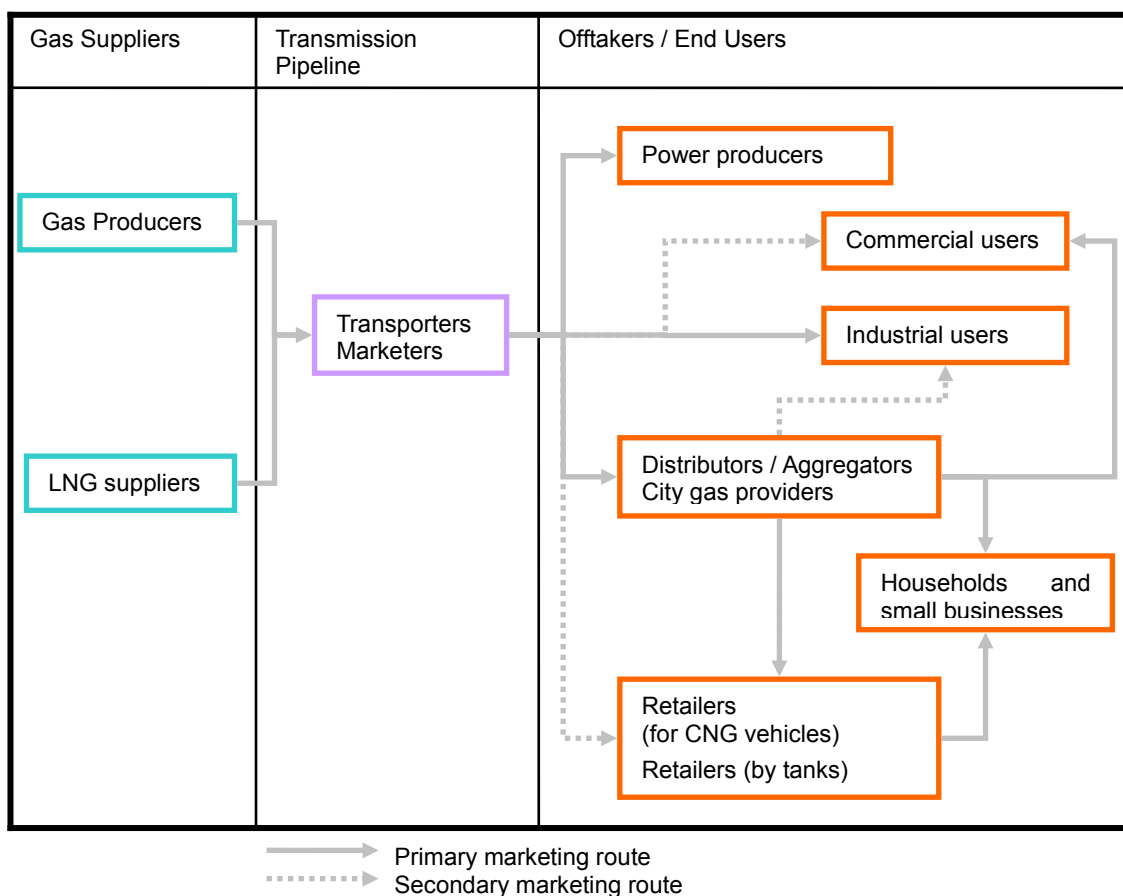


図 9.2-2 天然ガスパイプラインの戦略的な位置づけ

出所: JICA 調査団作成

このように、バリューチェーン中の他のセグメントと連携することにより優位に立てるとい構造を規制し、それぞれのセグメント内での公正な競争を促すために市場規制を設ける必要がある。そのためパイプラインは誰もが公平な立場で利用できる環境を構築する必要がある。欧州指令ならびに米国連邦エネルギー規制委員会(FERC)令は、公共性がある供給事業に公平な開放政策を課している規制の事例である。^{10 11}

¹⁰ 欧州指令 (2009/73/EC of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC)

さらには、欧州指令においては、バリューチェーン内の各セグメントの事業の分離を課す「unbundling」の原則が規定され、課されている。この unbundling の原則は、バリューチェーンを超えた利益相反を防止するものであり、その具体的な分離方法は、以下4方式である。¹²

- 財務的分離
- 機能的分離
- 法的分離
- 所有権による分離

財務的分離は、最も普及している事業分離の方法であり、フランス、ドイツ、ベルギー等の諸国で導入されている。他方、英国では所有権分離の原則が適用されている。

競争力あるガス産業を育成するためには、パイプラインの公平かつ開放的なアクセスを確保する必要があるが、かかる規制を課す立場にあるのは公共セクターである。初期段階では政府自身が市場規制を課し、その後独立規制機関を設置し、規制権限を移行することが望ましいであろう。このような意味からも、政府が果たすべき役割は大きく、この役割を果たせる対象となるのがパイプラインの開放措置である。

9.2.3 低廉な価格でのガス供給を可能とするための政府の役割

ガス産業を育成するという政府の方針を実行に移すためには、既存の他のエネルギー利用からガス利用への転換を促進する何らかの措置が必要となる。このような措置との選択肢としては、補助金、低利融資、公租公課の減免、金銭以外の優遇措置などが考えられる。これらの中、補助金については、自由市場を基本原則とする現在のフィリピンのエネルギー政策の中では導入することは現実ではではない。公租公課の減免措置は、官民連携 (PPP) 案件として実施されることにより、投資局(BOI)による通常の優遇措置を上回る条件の優遇措置が与えられる仕組みが既に存在する。政府保証による低利融資は、財務省 (DOF) の了解次第で適用が可能である。このように、検討可能な支援措置は、基本的には既に適用が可能な環境にある。

BatMan 1 プロジェクトが公募型、提案型のいずれであろうとも民間セクター主導となる場合、いずれにおいてもフィリピン BOT 法の適用対象となる¹³。同法の適用対象として実施される社会基盤整備案件では、その投資額の全部または一部が民間セクターからの調達資金となる必要がある。民間企業が市場を通じて調達する資金は、融資、出資いずれであろうとも、市場金利を上回る利子または配当が求められ、従って資金調達コストは公共セクターによる資金調達よりも当然のことながら高くなる。これは、公共セクターは、高い信用力により、民間セクターよりも低いコストでの資金調達が可能なためである。

¹¹ FERC Order No. 636

¹² 例えば、Gilardoni A, *The World Market for Natural Gas: Implications for Europe* (Springer, Berlin, 2008)など、欧州指令を解説する文献等を参照。

¹³ Act No. 6957, Entitled “An Act Authorizing the Financing, Construction, Operation and Maintenance of Infrastructure Projects by the Private Sector, and for Other Purposes”, as amended by Act No. 7718

BatMan 1 プロジェクトがガス産業をゼロから振興するために、他のエネルギーからの転換を奨励するものとなるためには、これ以上の優遇施策が検討困難な中、プロジェクトコストを極力軽減することにより、ガス価格への転嫁分を可能な限り低く抑えることが求められる。従って、公共セクターによる資金調達の有用性が高い。次ページの表では、本プロジェクトに適用が検討可能な代表的な資金調達方法を比較している。最も現実的な資金調達方法は、ODA 借款で裏付けた政府調達による資金の活用であり、次いで政府による債権発行の可能性も検討できよう。

表 9.2-2 代表的な資金調達方法の比較

資金調達方法	調達費用	制約	備考
政府財源	最低	財政的制約が予想される。	現在財政状況を勘案すると現実的ではない。
公債発行	中程度	政府の債務保証の必要あり	PNOC が過去に債権を発行した事例はない。
ODA 借款を活用した政府財源	低い	為替変動のリスクが伴う	資金協力とあわせて技術協・移転もあわせて享受可能な場合もあり。
民間資金	高い	民間主導スキーム適用の場合に適用可能	事業採算性が低い案件への適用は困難。

出所：JICA 調査団作成

本調査報告書の 8 章では、本プロジェクトが通常の BOT 型で実施される場合と、ODA 借款を活用した政府調達資金を利用する場合の、それぞれについてのガス託送料金を算出した。その結果、ODA 借款活用の場合、託送料金は 0.017 USD/Nm³ である一方、BOT 型の場合は、その 2 倍を超える 0.047 USD/Nm³ となることが確認されている。

表 9.2-3 資金調達方法別の託送料金の比較

Model Name	[Model 0]	[Model 2A]	[Model 2B]
Project Model	Conventional BOT	Model 2 (Separation)	
Finance	Market Procurement	Concessional Loan	Market Procurement
Wheeling Charges [USD/Nm ³]	0.047	0.017	0.028

出所：JICA 調査団作成 (表 8.2-2 からの抜粋)

資金調達方法の違いが生む託送料金の差は、無視できない大きさであり、BatMan 1 プロジェクトは、ガス産業を振興するという目的をもって遂行されるものであれば、ODA 借

款を活用した政府調達資金を活用することが望まれる。

9.2.4 フィリピンとしての選択肢：政府保有、政府資金活用型

これまでに見てきた 3 つの視点、すなわち諸外国の事例に見られる傾向、政府による市場規制の必要性、そして資金調達コスト低減の必要性を勘案すると、Batman 1 プロジェクトは政府主導で、政府により推進されることが望ましいという結論に至る。3 つの視点に共通するこの結論は、いずれもフィリピンにおいてガス産業の振興を支援するという目的を勘案した結果の結論である。言い換えれば、本プロジェクトは民間セクターによって推進される場合は、ガス産業を振興するための手段として公正な競争が可能な環境を構築するという手段とは異なる手段を選択するということになる。

Batman 1 プロジェクトに適した推進方法は、政府主導型であるが、しかしこれはプロジェクトで必要とされる役割の全てを政府が担うということとは異なる。民間セクターの参入を促進することは、同プロジェクトを効率的かつ持続可能なものとするためには必須の条件である。民間セクターの参画を奨励するためのプロジェクトスキームは、次節にて詳細に検討する。

9.3 民間セクターの参画を奨励するプロジェクトスキーム

BatMan 1 プロジェクトが政府により推進されるという前提で、これに最も適したプロジェクトスキームを検討するためには、まずは政府が資金調達を行い、資産を保有し、さらには市場を規制することを前提とする。その上で効率性の向上を図るため、可能な限り民間セクターが参画しやすいスキームを検討する。

民間セクターの参画を奨励するプロジェクトスキームの検討に際して、まずは民間セクターが担うことが望まれる役割を整理する。すなわち、プロジェクトで求められる役割を公共セクターが強みを発揮できる役割、民間セクターが強みを発揮できる役割に分類するという視点で整理する。それぞれに適した役割分担を、同視点に基づき検討する。

9.3.1 主な役割の分担の考え方

社会基盤整備プロジェクトに求められる主な役割または機能は、概ね以下の 5 つと考えられる。すなわち、設計、施工、資金調達、保有、そして運営である。この中、運営はさらに経営、技術的保守、営業の 3 つにわけることができる。

(1) 設計

設備の仕様ならびに詳細設計は、プロジェクト推進主体が提示する。本プロジェクトでは政府の役割としている。仕様は、規範的な発注仕様ではなく、性能発注仕様とすることが望まれる¹⁴。このような性能発注型の仕様を提示することにより、発注者が設備に求める性能が確保されながらも、EPC 受託業者は建設及び保守管理に最適な施設となるように工

¹⁴ 例えば Farquharson E et al., How to Engage with the Private Sector in Public-Private Partnerships in Emerging Markets (PPIAF-World Bank, New York, 2011) 等を参照。

夫を凝らす余地が生まれるからである。

(2) 施工

どのようなプロジェクトスキームであろうとも、この役割は EPC 受託業者が手掛けることとなる。EPC 受託業者は、上記設計を受託して手掛けるエンジニアリングコンサルタントの施工管理の下で業務を遂行するという形が一般的である。建設を手掛ける EPC 受託業者は、保守管理を手掛ける主体と連携することによって、引渡し後に保守管理者のインターフェース面での齟齬が生じないように配慮することが求められる。このため、EPC 契約は、運営段階における保守管理業務と別契約としながらも一体的に手掛ける形で包括的に発注されることが望ましい。

(3) 資金調達

プロジェクト費用を最小限に抑えるためには、政府による資金調達が有利となる。その結果、パイプライン利用者に転嫁される費用も抑えられ、ガス利用を促進することが可能となる。BOT 方式など、民間企業が資金調達者となる場合は、本報告書の 8 章にて言及されているとおり、パイプライン利用に転嫁される費用は大きくなる。

(4) 保有

市場規制によって利用者への公平なアクセス提供義務が課される場合、パイプライン施設を保有するという役割自体には、商業的な利点を見出しにくくなる。そのため、民間企業は施設を保有したいという意向を示さないであろうことが見込まれる。従って政府が施設を保有し、保守管理を行う主体に必要とされる要件を提示し、保守管理を外部委託する形態をとることが想定される。

表 9.3-1 役割分担型プロジェクトスキーム

役割	役割の内容及び特性	役割を担う主体	
		役割分担型 プロジェクトスキーム	従来型 BOT
設計	プロジェクトを推進する企業自が手掛ける、もしくは推進企業が示す仕様に基づき委託先のエンジニアリングコンサルタントが手掛ける。	エンジニアリングコンサルティング企業（経営主体から業務委託を受けた企業）	プロジェクト推進民間企業（または委託先のコンサルタント企業）
施工	プロジェクトを推進する企業が自ら手掛け、もしくは EPC 契約で請け負企業に委託する。	建設請負企業（経営主体から EPC 契約を通じて委託を受けた企業）	プロジェクト推進民間企業（または建設請負企業）
資金調達	プロジェクト推進民間企業による市場調達もしくは政府による調達。政府の高い信用力を利用し、少ない費用で資金調達する場合は、利用者が支払う料金に転嫁しなくてはならない額も低く抑えられる。	政府	プロジェクト推進民間企業 (BTO の場合は政府)
保有	民間企業にとっては施設を保有すること自体はメリットがない。保有者は経営主体企業に対し、施設の適正な使用ならびに保守管理をさせるための要求仕様を提示する。	政府	プロジェクト推進民間企業 (BTO の場合は政府)
運営			
経営	経営主体企業は事業開発、投資計画、に関する意思決定を行う、さらには規制当局との窓口を果たす。事業遂行に際する実務の殆どは、委託先の民間企業が手がける。BOT の場合は、経営主体が事業遂行の実務も手掛ける場合もあり。	経営主体企業	民間経営主体＝ プロジェクト推進民間企業
技術的保守	プロジェクト推進民間企業自身または政府系経営主体の委託先企業が実施。委託の場合は、具体的な技術的保守要件が提示される。	委託先企業（経営主体から業務委託） インターフェース・リスクを回避するためには、施工契約（EPC）を受託した企業と同一経営下にあることが望ましい	プロジェクト推進民間企業 （または委託先企業）
営業	託送事業または仕切取引事業を手掛ける民間商社等。これら取引は政府による規制及び料金体系に準拠して実施される必要あり。	民間マーケティング企業（経営主体から委託を受けた企業）	プロジェクト推進民間企業

出所：JICA 調査団作成

(5) 運営 - 経営

経営主体は、BatMan 1 プロジェクトを俯瞰し経営を手掛ける。この経営主体から諸々の業務発注が行われる。投資計画、事業開発などもこの経営主体の役割である。実際の取引

の殆ど、すなわち設計、施工、技術的保守、営業は外注企業の役割となる。この経営主体は外資ではなく、フィリピン国籍法人、組織とし、従業員もフィリピン国籍とすることにより、フィリピン人の能力開発、人材育成につながることを期待される。

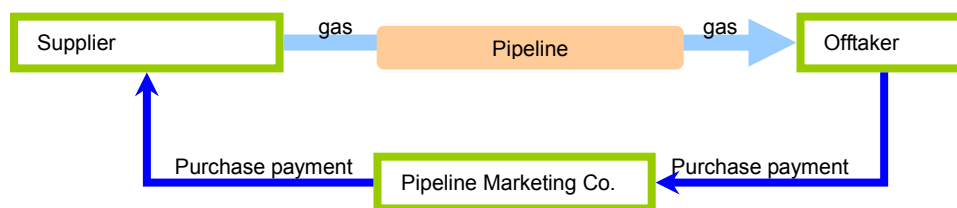
(6) 運営 – 技術的保守

この役割は純粋に技術的なものであり、経営主体から外部委託を受けた民間企業が手掛けることとなる。前期(2)の施工の項目にて指摘したとおり、この技術的保守は EPC 受託業者の関連会社等がてがけることによって、施設引渡し後の技術的な問題、責任の所在に起因する問題を回避することが可能となり、そのため、技術的保守の外注契約は、EPC 契約とあわせた包括的な形で行われることが望ましい。

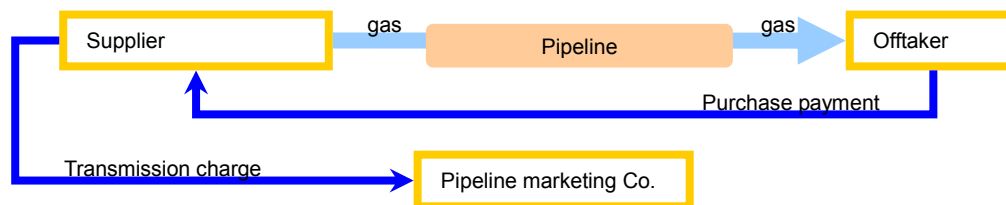
(7) 運営 – 営業

ガスパイプライン事業における取引は、概ね以下 2 通りの形が想定される。すなわち、(a) 仕切取引と (b) 託送業務取引(供給者への託送 (b1) もしくは需要者への託送 (b2))である。これらパイプライン事業の営業は経営主体からの委託を受けた企業により実施されるが、上記 2 通りいずれの形態の取引も可能とすることが望ましい。ただし、ガス産業のセグメント分離原則 (Unbundling) が適用される場合は、この営業を受託する企業は、ガス産業の他のバリューチェーンとは分離されている必要がある。

(a) 仕切取引



(b1) 供給者への託送業務取引



(b2) 需要者への託送業務取引

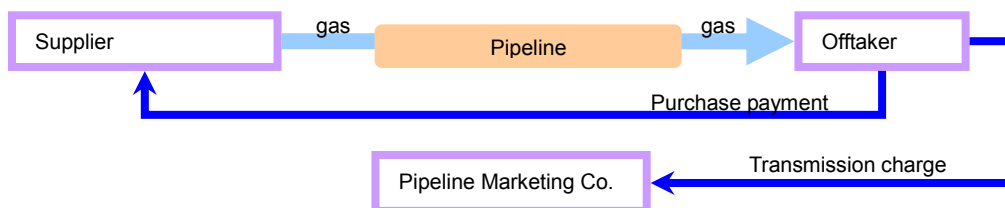


図 9.3-1 仕切取引と託送業務取引

出所： JICA 調査団作成

9.3.2 BatMan 1 パイプラインプロジェクトのためのスキーム

これまで見てきたとおり、プロジェクトで必要とされる役割の官民での最適な分担を検討した結果、本プロジェクトに適用すべきは複合型の官民連携（PPP）プロジェクトスキームとなる。これはすなわちフィリピン BOT 法における BT 型、BTO 型とアウトソースとの組み合わせ型となる。パイプライン事業に必要なフランチャイズ権は、国営石油公社（PNOC）から新たに設置される Batman 1 プロジェクト運営会社に譲渡される。この新会社は、EPC 契約と技術的保守契約を包括的に発注する。

営業活動は、経営を担う新会社から別途民間企業に外部委託される。営業を担当する企業は、パイプラインによるガス仕切取引と託送業務取引を手掛ける。営業担当企業があげる収益の一部は経営会社に支払われ、保守管理等の運営管理に必要とされる資金を賄う原資、さらには設備投資にまわすこととなる。また、当初の政府資金調達に際する既定で必要とされる場合は、収益の一部を国庫に返納し、プロジェクト初期投資額を政府が回収する仕組みを組み込むことも可能である。

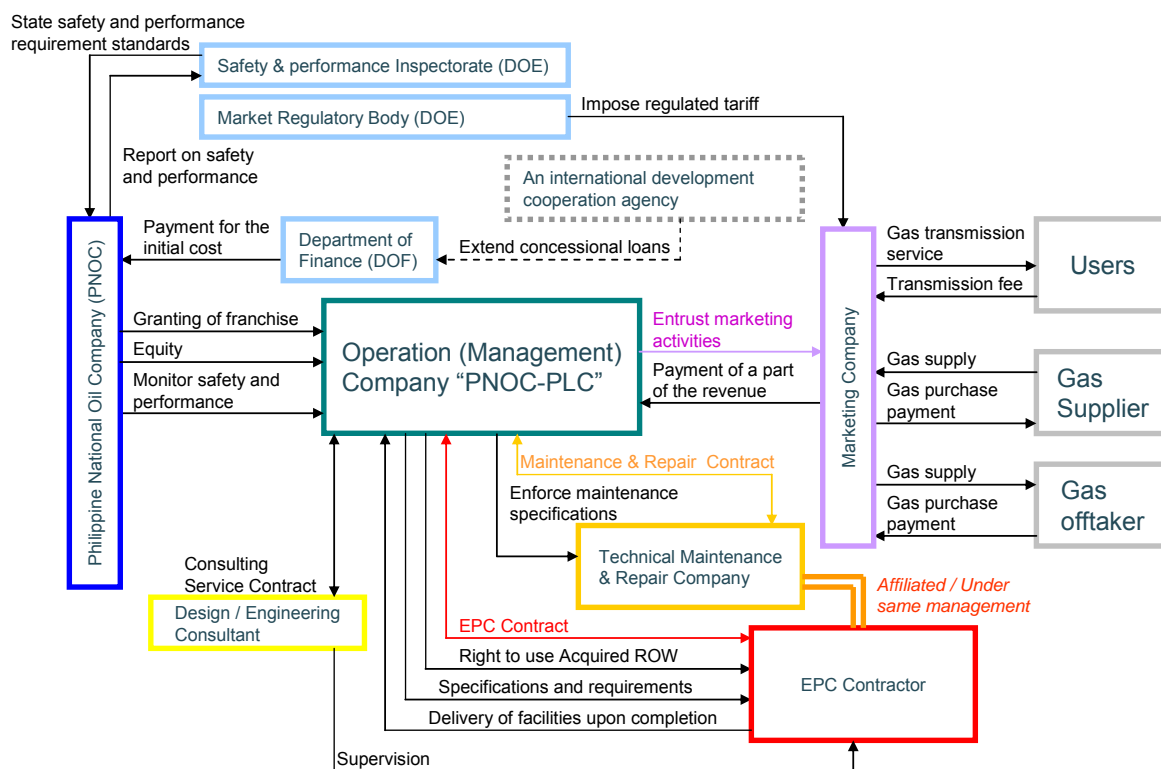


図 9.3-2 Batman 1 プロジェクトスキーム

出所: JICA 調査団作成

上記にて提案した役割分担型 PPP プロジェクトスキームは、フィリピン BOT 法の対象となり、7年間の公租公課減免措置を受けることも可能である。また、本プロジェクトスキームの場合、政府出資額がプロジェクト費用の 50%までとする制限が適用されない点も確

認できている¹⁵。

¹⁵ PPP Center からの聴取内容による確認 (2 March 2012)

10. プロジェクト実施に係る提言

10.1 DOE の案件実施に係る基本的理解

現行の天然ガス管理行政は、以下の法令による既定に基づき実施されている：

- DOE Act of 1992 No. 7638
- DOE Executive Order No. 66 Designating DOE as the Lead Agency in Developing the Philippine Natural Gas Industry
- DOE Circular No. 2002-08-005

加えて、2002年にJICAにより策定されたマスタープランは、同行政の方向性に関する参考資料として活用されている。

調査団は、天然ガス管理行政上で優先プロジェクトとされている案件は、2012年前半に国家経済開発庁（NEDA）から公表予定の、次期中期公共投資計画（Medium Term Public Investment Program: PIP）にエネルギー省の案件としてリストアップされるものと理解している。また、このリストにはBatMan 1天然ガスパイプラインプロジェクトのみならず、他セグメントのプロジェクトも含まれるものと理解している。

調査団はさらに、2012年3月に、本調査の結果を踏まえてガス産業振興のための優先プロジェクトを推進するための運営委員会（Steering Committee：以前は仮称技術作業部会 Technical Working Group）が設置され、これら優先プロジェクトが実施に移されると理解している。調査団は、本調査のフォローアップ作業として、当初は以下業務を遂行することを検討していた。すなわち、(i) 最優先プロジェクトであるBatman 1プロジェクトを公示・入札に進めるための要件、手続きを既定する枠組み文書の作成、(ii) 調査団が提案するプロジェクトスキームに基づく入札図書作成の支援、(iii) 調査団が提案するプロジェクトスキームに関連したBatMan 1プロジェクトに関する市場要望の聴取、関係者会合開催によるステークホルダーとの協議の支援、(iv) エネルギー省高官ならびに技官を本邦に招聘し、パイプライン整備時に検討が必要とされる安全基準、ならびに効率的運営を可能とする工夫点に関する調査団とエネルギー省意思決定者との意識共有を図るという4点である。

他方、現地にてエネルギー省（DOE）から要請があったフォローアップ業務内容は、設置されることとなった運営委員会における検討事項の提案、整理であった。その結果、2012年2～3月に実施されたフォローアップ業務は、上記(i)及び(iii)に絞られ、上記(ii)(iv)と(iii)の中の関係者会合は実施しないこととなった。これらフォローアップ活動結果は、本報告書の9章にとりまとめた。さらに、上記(iii)の活動の結果、民間企業等から聴取した内容は、各企業の意向コメントとして列挙するのではなく、同章の内容に反映する形とした。

本調査においてはDOEとの数回にわたるミーティング、官民のプロジェクト関係者との

個別ミーティング、最終プレゼンテーションにおける情報、意見交換を行った。これらのミーティングを通じてプロジェクト関係者から得られた理解、合意は概ね次のようである。

- ガスパイプラインはフィリピンの現状を勘案した場合、公共インフラであり政府保有が望ましい。一方で維持管理、運営については民間企業の経験、知見が有益であることから、官民連携の役割分担方式で進めることが効果的である。
- ガスパイプラインの実施機関の選定は、政府系機関を中心に、関連組織、機関との調整を図りながら進める。選定方法については DOE が今後詳細に検討する予定である。
- 今後、案件実施準備として、実施機関選定、可能性調査、法規制整備などを進めて行く必要がある。これらについては DOE から JICA に追加支援（フォローアップ）の要請が出された。
- DOE では今回の JICA 調査を受けてエネルギー省内に検討委員会を設置し、案件を積極的に進めて行く予定である。

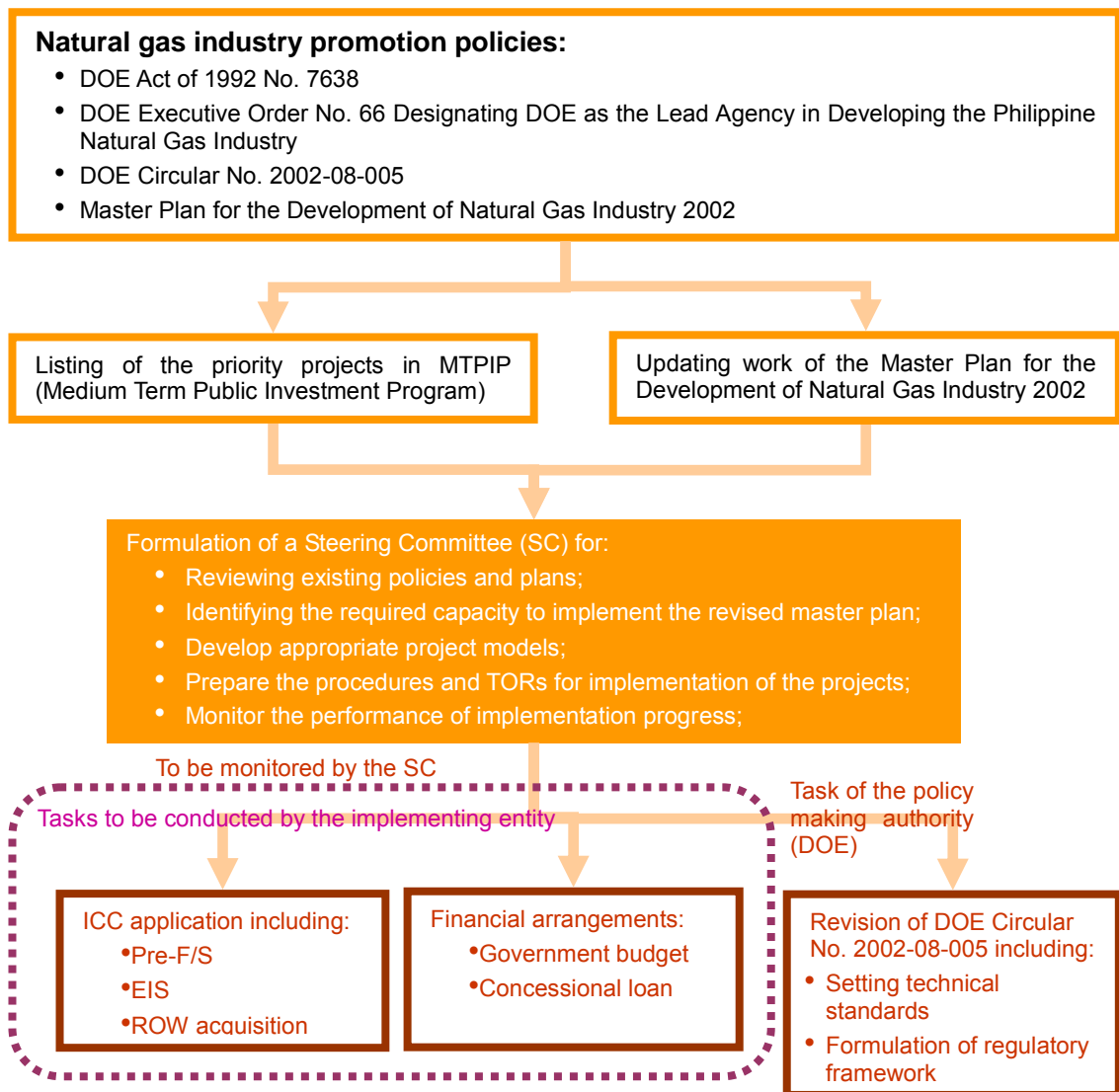


図 10.1-1 マスタープラン提案プロジェクト実施に向けた流れ

出所: JICA 調査団作成

これらの理解の上で今後案件実施を進めていくためには、DOE の強いリーダーシップのもと、(a)法規制にかかる制度整備、(b)案件可能性調査、(c)プロジェクトスキーム・財務面、および(d) 案件推進手続きなどの観点から検討を進めて行くことが求められる。これらについて次に詳述する。

10.2 法規制に係る制度整備

フィリピンにおけるガスセクターは未だ発展段階ということもあり、保安基準、ガス工作物の技術基準などは確立されていない。今後ガスセクターにおけるプロジェクト、構造物の数が増加することを想定すると、これらの技術基準について政府として一定の見解を

示し、規制体制を整備する必要があると考える。また、ガス供給は一義的にはガス供給業者の責任のもとで、計画、実施されるものであるものの、エネルギーの安定供給、産業誘致促進の観点から、中央官庁として必要な支援を検討し、供給確保を確認すべきであると考える。それらの具体的な項目は次の通りである。また、検討のスケジュールは本章の最後に取りまとめる。

- ガスセクター規制法制度レビュー
- 現行 Circular の改訂検討
- ガスセクター規制委員会設置の検討
- 料金認可に係る規制検討
- ガス安全・保安・検査基準検討

10.3 案件可能性調査

本調査においては、ガスパイプライン、LNG ターミナルについては現時点で得られることのできた基本データをもとに概念設計を行った。これは Pre-F/S レベルのものであり、今後案件の精度を上げるためには F/S レベルの調査を行う必要がある。このためには地形図、地質調査、気象・海洋データ、地震データほか基本情報を入手し、構造物、機器設計を行い、入札に対応できる図書を作成することが必要になる。必要となるデータは次の通りである。

- 海洋データ（水深、波、風、潮流、潮位ほか）
- 地盤データ
- 土地、ROW データ
- 地下埋設物データ

また、環境社会面においても環境審査に耐えうる精度のデータをもとに、レポート作成を進める必要がある。例えば ROW については現状の詳細内容を整理し、実施機関に提示する必要がある。これら環境社会配慮は基本的には実施機関の対応すべき課題ではあるものの、担当中央官庁として満足できる内容であるか、確認を行う必要があると考える。さらに、円借款等の資金借入を検討するにあたっては、フィリピン法制度に基づく環境社会配慮に加えて、JICA ガイドラインに基づく検討が必要となる。

マランパヤガスの利用については現時点では暫定的に、受入ガス量を推定しているが、今後具体的な取引内容について詳細な検討を行う必要がある。またガス供給のシナリオについては供給先、供給量、条件などについて検討を深める必要がある。

10.4 プロジェクトスキーム・財務

実施機関決定のためには、現在フランチャイズ権を有している組織を含めてどこが事業主体になるかについて検討を深める必要がある。プロジェクトスキームについても政府主導で官民連携の詳細設計を行い、資金ソース、手続きについても関係機関と調整を行い、

原案を取りまとめる必要がある。その上で、民間企業への情報開示を進め、理解を深めることが案件推進には重要である。

資金調達については、円借款などドナー資金や公的資金の導入を前提として事業を進める場合は、関連機関における必要な手続きの詳細を確認する必要があると考える。また、ガスの託送料金の認可については、未だフィリピンでは事例がないことから今後、認可や変更プロセス、認可条件などについて検討を深める必要があると考える。このガス託送料金は DOE が許認可を行うことになっており、料金設定については電力の送電線託送料金の考え方を参考に決定することになると考える。

10.5 案件推進手続き

今後の案件推進には事業準備のための諸手続き、交渉等が必要になる。これらは対象機関別に整理すると、(i)事業実施のための政府内関連機関との手続き、(ii)DOE における案件実施準備、(iii)実施機関との交渉、および(iv)融資機関との案件準備、に大別される。政府内関連機関は主に NEDA, DOF との開発手続き、予算手続きが主な内容となる。DOE 内における取組み事項としては、ガス事業規制、保安に係るルール規定が想定される。また、実施機関との交渉では、実施機関決定に係る手続き、事業推進にかかる交渉などが考えられる。さらに、金融機関からの借入れを考慮する場合は、NEDA、DOF との交渉と平行して、融資条件、内容について協議を進めることが必要である。これらを整理すると次のとおりである。

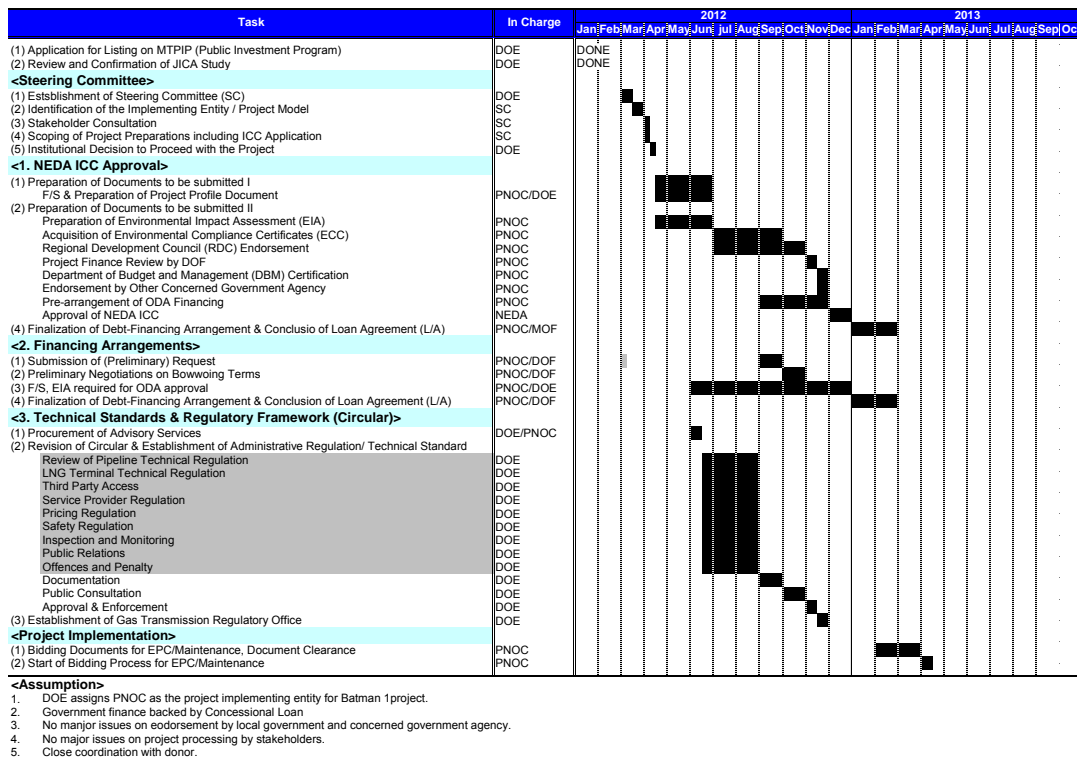


図 10.5-1 プロジェクト実施に向けた対応項目と 時間軸

出所: JICA 調査団作成

上記の対応項目のいくつかについては、本調査実施期間中に既に開始、完了している。調査団は、DOE と協議を重ねながら、上記対応項目と時間軸について最新動向を確認している。

以上

添 付 資 料

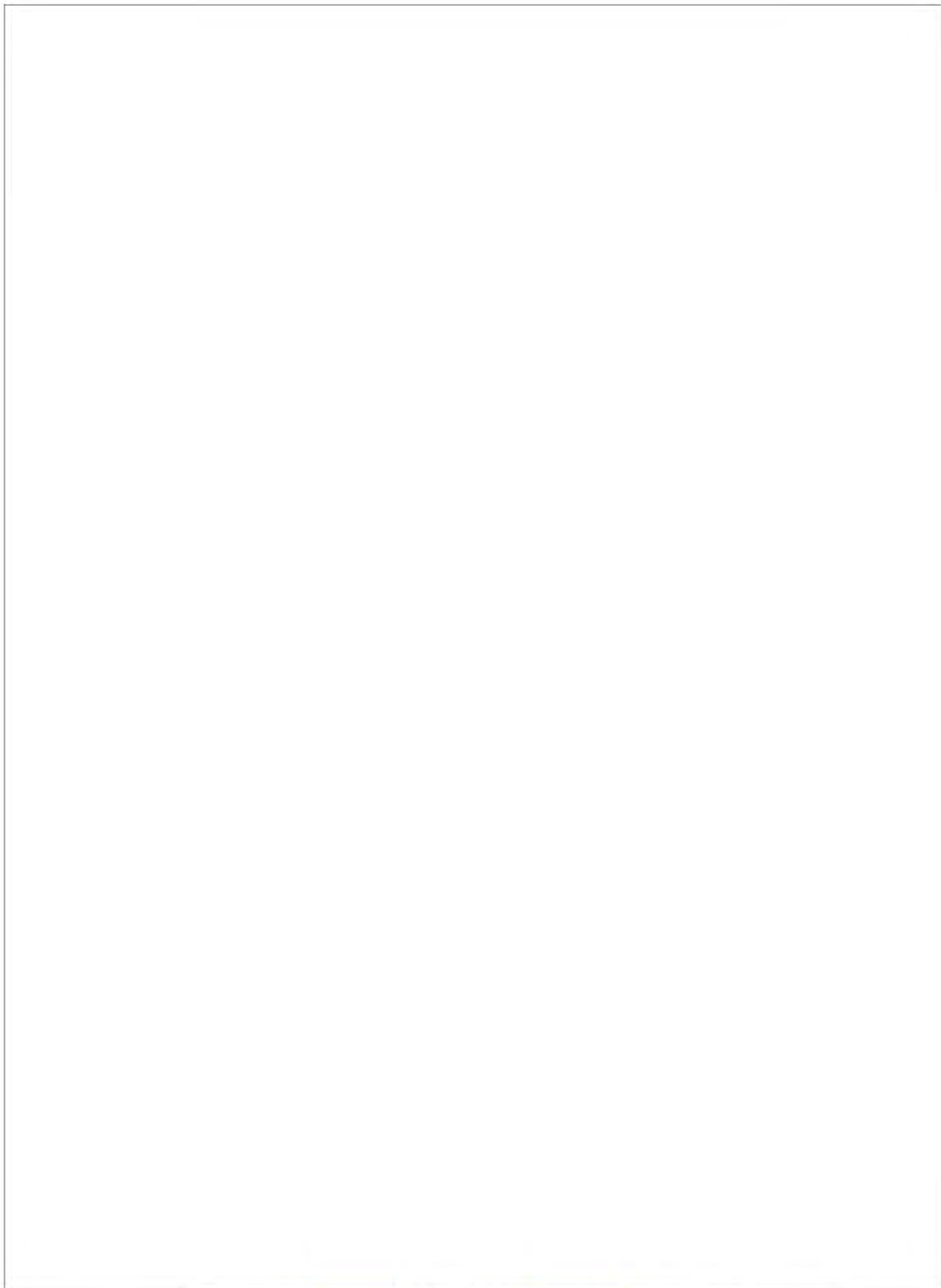
ID	Task Name	Duration	Start	Finish	2012			2013			2014						
					Qtr 2	Qtr 3	Qtr 4	Qtr 1	Qtr 2	Qtr 3	Qtr 4	Qtr 1	Qtr 2	Qtr 3	Qtr 4		
65	Certification fee	0.2 days	Mon 4/16/12	Mon 4/16/12													
66	Documentary stamps	0.2 days	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12													
67	Complete preparation of requirements	1 min	Fri 4/20/12	Fri 4/20/12													
68	Processing of application	5 days	Fri 4/20/12	Fri 4/27/12													
69	Submission of requirements to CED	0.2 days	Fri 4/20/12	Mon 4/23/12													
70	CED processing of application	4.8 days	Mon 4/23/12	Fri 4/27/12													
71	Issuance of tax clearance for bidding	0.2 days	Fri 4/27/12	Mon 4/30/12													
72	BIR Authority to Print Receipts	5.3 days	Thu 4/12/12	Thu 4/19/12													
73	Preparation of requirements	3.1 days	Thu 4/12/12	Tue 4/17/12													
74	Job order	1 day	Mon 4/16/12	Tue 4/17/12													
75	Final and clear samples	1 day	Mon 4/16/12	Tue 4/17/12													
76	BIR Certificate of Registration	10 mins	Mon 4/16/12	Mon 4/16/12													
77	Taxpayer identification number card	10 mins	Thu 4/12/12	Thu 4/12/12													
78	BIR Registration Fee	10 mins	Thu 4/12/12	Thu 4/12/12													
79	BIR Certificate of Registration	10 mins	Mon 4/16/12	Mon 4/16/12													
80	Complete preparation of requirements	1 min	Tue 4/17/12	Tue 4/17/12													
81	Processing of application	2 days	Tue 4/17/12	Thu 4/19/12													
82	Submission of documents to the BIR	0.2 days	Tue 4/17/12	Tue 4/17/12													
83	BIR processing of application	1.8 days	Tue 4/17/12	Thu 4/19/12													
84	Issuance of authority to print receipts	0.2 days	Thu 4/19/12	Thu 4/19/12													
85	LGU Mayor's Permit	3 days	Wed 4/11/12	Mon 4/16/12													
86	Preparation of requirements	2 days	Wed 4/11/12	Fri 4/13/12													
87	Application for Mayor's Permit	0.4 days	Wed 4/11/12	Wed 4/11/12													
88	SEC Articles of Incorporation	1 min	Wed 4/11/12	Wed 4/11/12													
89	Lease Contract	0.5 mins	Wed 4/11/12	Wed 4/11/12													
90	Insurance on office space	0.5 days	Wed 4/11/12	Wed 4/11/12													
91	Barangay clearance	0.2 days	Wed 4/11/12	Wed 4/11/12													
92	Community tax certificate	0.2 days	Wed 4/11/12	Wed 4/11/12													
93	Occupancy permit	1 day	Wed 4/11/12	Thu 4/12/12													
94	Locational clearance	2 days	Wed 4/11/12	Fri 4/13/12													
95	Complete preparation of requirements	1 min	Fri 4/13/12	Fri 4/13/12													
96	Processing of application	0.5 days	Fri 4/13/12	Fri 4/13/12													
97	Submission to the LGU BPLO	0.1 days	Fri 4/13/12	Fri 4/13/12													
98	Assessment of local taxes and fees	0.2 days	Fri 4/13/12	Fri 4/13/12													
99	Payment of local taxes and fees	0.2 days	Fri 4/13/12	Fri 4/13/12													
100	Issuance of Mayor's Permit and other permits	0.5 days	Fri 4/13/12	Mon 4/16/12													
101	Formation of JV with PNOC (Competitive Challenge)	291 days	Wed 4/11/12	Thu 5/23/13													
102	Preparation of requirements	30 days	Wed 4/11/12	Wed 5/23/12													
103	Preparation of proposal	30 days	Wed 4/11/12	Wed 5/23/12													
104	Processing	254 days	Wed 5/23/12	Tue 5/14/13													
105	Submission of proposal	1 day	Wed 5/23/12	Thu 5/24/12													
106	Negotiation	30 days	Thu 5/24/12	Thu 7/5/12													
107	Evaluation of eligibility of proponent	30 days	Thu 7/5/12	Thu 8/16/12													
108	Issuance of tender documents	7 days	Thu 8/16/12	Mon 8/27/12													
109	Proponent posts proposal security	1 day	Mon 8/27/12	Tue 8/28/12													
110	Invitation to apply for eligibility to bid	7 days	Tue 8/28/12	Thu 9/6/12													
111	Submission of eligibility documents	7 days	Thu 9/6/12	Mon 9/17/12													
112	Evaluation of eligibility of comparative participa	15 days	Mon 9/17/12	Mon 10/8/12													
113	Bid submission	30 days	Mon 10/8/12	Mon 11/19/12													
114	Evaluation of proposal	30 days	Mon 11/19/12	Mon 12/31/12													
115	PNOC informs proponent of bid results	15 days	Mon 12/31/12	Mon 1/21/13													
116	Propponent matches bid	30 days	Mon 1/21/13	Mon 3/4/13													
117	Approval of contract award	14 days	Mon 3/4/13	Fri 3/22/13													
118	Issuance of notice of award	7 days	Fri 3/22/13	Tue 4/2/13													
119	Proponent complies with conditions	30 days	Tue 4/2/13	Tue 5/14/13													
120	Execution/approval of contract	7 days	Tue 5/14/13	Thu 5/23/13													
121	DENR Environmental Compliance Certificate (If Environmentally Critical Project)	135.2 days	Mon 4/2/12	Mon 10/8/12													
122	Preparation of requirements	30 days	Mon 4/2/12	Mon 5/14/12													
123	Environmental Impact Statement	5 days	Mon 4/2/12	Fri 4/6/12													
124	Project Description	1 day	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12													
125	Application form	1 day	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12													
126	Accountability statement from EIS consultant and Proponent	1 day	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12													
127	DA Certificate of Viability for Conversion (if in agricultural land and conversion is necessary)	5 days	Mon 4/2/12	Fri 4/6/12													
128	Land Title/Proof of Land Jurisdiction or Ownership	1 day	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12													
129	PAWB Endorsement (if within protected area)	5 days	Mon 4/2/12	Fri 4/6/12													
130	SEC Registration	1 day	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12													
131	NWRB Water Use Permit/Certificate of Water Availability	5 days	Mon 4/2/12	Fri 4/6/12													
132	Review Fund	1 day	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12													

ID	Task Name	Duration	Start	Finish	2012				2013				2014						
					Qtr 2	Qtr 3	Qtr 4	Qtr 1	Qtr 2	Qtr 3	Qtr 4	Qtr 1	Qtr 2	Qtr 3	Qtr 4				
133	Zoning/Certificate of Local Viability	1 day	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12															
134	Proof of consultations with LGUs/ LGU resolutions	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
135	Complete preparation of requirements	1 min	Mon 5/14/12	Mon 5/14/12															
136	Processing of application	104.2 days	Mon 5/14/12	Fri 10/5/12															
137	Submission of EIS for procedural screening	0.2 days	Mon 5/14/12	Mon 5/14/12															
138	EMB Records forwards EIS to EIA Div to determine completeness of documents	5 days	Mon 5/14/12	Mon 5/21/12															
139	Payment of fees	0.5 days	Mon 5/21/12	Mon 5/21/12															
140	Submission of OR to screening officer an application to Receiving Division	0.5 days	Mon 5/21/12	Tue 5/22/12															
141	Substantive review, site inspection, public hearing	2 mons	Tue 5/22/12	Tue 7/17/12															
142	EIARC prepares report and submits to EIA Chief	19 days	Tue 7/17/12	Mon 8/13/12															
143	EIA Chief reviews process documentation and report of EIARC	10 days	Mon 8/13/12	Mon 8/27/12															
144	EMB Director reviews reports and recommendations	15 days	Mon 8/27/12	Mon 9/17/12															
145	Forward to OSEC for review and final decision	13 days	Mon 9/17/12	Thu 10/4/12															
146	Approval of ECC	1 day	Thu 10/4/12	Fri 10/5/12															
147	Issuance of DENR ECC	1 day	Fri 10/5/12	Mon 10/8/12															
148	DOE Natural Gas Pipeline Permit	253.5 days	Mon 4/2/12	Thu 3/21/13															
149	Preparation of requirements	40 days	Mon 4/2/12	Mon 5/28/12															
150	Articles of incorporation and by-laws	1 min	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12															
151	Detailed explanation of relationships	1 day	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12															
152	Certified true copy of ECC application and EIS	1 min	Mon 5/14/12	Mon 5/14/12															
153	Certified true copy of Pipeline Concession or Franchise or charter if GOCC	1 day	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12															
154	Certified true copy of applicant's Service Contract	1 day	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12															
155	Detailed map of pipeline, compressor and facilities	5 days	Mon 4/2/12	Fri 4/6/12															
156	Flow diagram showing daily design of proposed facilities	1 day	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12															
157	Description of engineering design data	5 days	Mon 4/2/12	Fri 4/6/12															
158	Description of Service Contract areas accessible to the pipeline	5 days	Mon 4/2/12	Fri 4/6/12															
159	Proposed route of pipeline with details on surface land-use, list of landowners and copy of the proposed access agreement or easements	2 mons	Mon 4/2/12	Fri 5/25/12															
160	System-wide estimate of the quantity of natural gas and delivery rate per year of full operation	1 mon	Mon 4/2/12	Fri 4/27/12															
161	Detailed estimate of total cost of the proposed development	1 mon	Mon 4/2/12	Fri 4/27/12															
162	Plans for financing the proposed facilities	1 mon	Mon 4/2/12	Fri 4/27/12															
163	Concise statement on contracts for supervision, management, accounting, legal and other services	1 mon	Mon 4/2/12	Fri 4/27/12															
164	Indicative tariff and depreciation rates for ERC approval	1 mon	Mon 4/2/12	Fri 4/27/12															
165	Pro-forma copies of transmission and distribution contracts, including any code of operations or transmission policy	1 mon	Mon 4/2/12	Fri 4/27/12															
166	Complete preparation of requirements	1 min	Mon 5/28/12	Mon 5/28/12															
167	Processing of application	212.5 days	Mon 5/28/12	Wed 3/20/13															
168	Submission of complete set of application requirements	7 days	Mon 5/28/12	Wed 6/6/12															
169	Check for completeness/compliance to requirements /issues order of payment of filing fee	7 days	Wed 6/6/12	Fri 6/15/12															
170	Payment of processing fee	0.5 days	Fri 6/15/12	Fri 6/15/12															
171	Evaluation of application (technical, financial, legal)	30 days	Fri 6/15/12	Fri 7/27/12															
172	Order for publication and public hearing	7 days	Fri 7/27/12	Tue 8/7/12															

ID	Task Name	Duration	Start	Finish	2012				2013				2014					
					Qtr 2	Qtr 3	Qtr 4	Qtr 1	Qtr 2	Qtr 3	Qtr 4	Qtr 1	Qtr 2	Qtr 3	Qtr 4			
173	Publication of DOE Order	21 days	Tue 8/7/12	Wed 9/5/12														
174	Public hearings, submission of documents/exhibits	6 mons	Wed 9/5/12	Wed 2/20/13														
175	Endorsement/approval of permit	14 days	Wed 2/20/13	Tue 3/12/13														
176	Recording/transmittal of approved application	6 days	Tue 3/12/13	Wed 3/20/13														
177	Issuance of DOE Permit	1 day	Wed 3/20/13	Thu 3/21/13														
178	NEDA-ICC Review of Project (18 mos max)	182.21 days	Mon 4/2/12	Wed 12/12/12														
179	Preparation of requirements	135.21 days	Mon 4/2/12	Mon 10/8/12														
190	Processing of application	128.2 days	Thu 6/14/12	Tue 12/11/12														
202	Endorsement of proposed project for funding and implementation	1 day	Tue 12/11/12	Wed 12/12/12														
203	BOI Registration	36 days	Mon 4/2/12	Tue 5/22/12														
204	Preparation of requirements	8 days	Mon 4/2/12	Thu 4/12/12														
205	BOI Application for Registration	1 day	Wed 4/11/12	Thu 4/12/12														
206	Articles of incorporation and by-laws	1 min	Wed 4/11/12	Wed 4/11/12														
207	Copy of Audited Financial Statements and Income Tax Return/Proof of financial capacity for new projects	1 day	Mon 4/2/12	Tue 4/3/12														
208	Board Resolution authorizing officer to sign in behalf of applicant enterprise	1 day	Wed 4/11/12	Thu 4/12/12														
209	Project Report	3 days	Mon 4/2/12	Wed 4/4/12														
210	Complete preparation of requirements	1 min	Thu 4/12/12	Thu 4/12/12														
211	Processing of application	27 days	Thu 4/12/12	Mon 5/21/12														
212	Filing of application	1 day	Thu 4/12/12	Fri 4/13/12														
213	Evaluation of application and preparation of evaluation report	7 days	Fri 4/13/12	Tue 4/24/12														
214	Publication of Notice of Filing of Application	1 day	Tue 4/24/12	Wed 4/25/12														
215	Plant visit	3 days	Wed 4/25/12	Mon 4/30/12														
216	Presentation to the BOI Management Committee	1 day	Mon 4/30/12	Tue 5/1/12														
217	Confirmation by the BOI Executive Committee	5 days	Tue 5/1/12	Tue 5/8/12														
218	Preparation of letter advising applicant of Board action	1 day	Tue 5/8/12	Wed 5/9/12														
219	Applicant complies with pre-registration requirements	7 days	Wed 5/9/12	Fri 5/18/12														
220	Preparation and issuance of COR	1 day	Fri 5/18/12	Mon 5/21/12														
221	Release of COR	1 day	Mon 5/21/12	Tue 5/22/12														
222	SSS Registration	2 days	Wed 4/11/12	Fri 4/13/12														
223	Preparation of requirements	1 day	Wed 4/11/12	Thu 4/12/12														
224	Registration forms	1 day	Wed 4/11/12	Thu 4/12/12														
225	Processing of application	1 day	Thu 4/12/12	Fri 4/13/12														
226	Pag-IBIG Registration	2 days	Wed 4/11/12	Fri 4/13/12														
227	Preparation of requirements	1 day	Wed 4/11/12	Thu 4/12/12														
228	Registration forms	1 day	Wed 4/11/12	Thu 4/12/12														
229	Processing of application	1 day	Thu 4/12/12	Fri 4/13/12														
230	PHIC Registration	2 days	Wed 4/11/12	Fri 4/13/12														
231	Preparation of requirements	1 day	Wed 4/11/12	Thu 4/12/12														
232	Registration forms	1 day	Wed 4/11/12	Thu 4/12/12														
233	Processing of application	1 day	Thu 4/12/12	Fri 4/13/12														
234	PCAB Contractors License	24 days	Mon 4/2/12	Fri 5/4/12														
235	Preparation of requirements	14 days	Mon 4/2/12	Fri 4/20/12														
236	Application for Regular License	0.5 days	Wed 4/11/12	Wed 4/11/12														
237	List of directors and officers	7 days	Wed 4/11/12	Fri 4/20/12														
238	List of stockholders etc	7 days	Wed 4/11/12	Fri 4/20/12														
239	SEC Certificate of Registration, Articles of Incorporation	10 mins	Wed 4/11/12	Wed 4/11/12														
240	SSS Certificate of Membership	10 mins	Fri 4/13/12	Fri 4/13/12														
241	Nomination of Authorized Managing Officer	0.2 days	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12														
242	CV of Authorized Managing Officer	0.2 days	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12														
243	Latest Audited Financial Statements	10 mins	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12														
244	Authorization to depository bank	0.5 days	Wed 4/11/12	Wed 4/11/12														
245	Last month bank statement	10 mins	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12														
246	Information on real property	0.5 days	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12														
247	List of technical personnel	1 day	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12														
248	Affidavit of Sustaining Technical Employee	1 day	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12														
249	Complete preparation of documents	1 min	Fri 4/20/12	Fri 4/20/12														
250	Processing of application	9.8 days	Fri 4/20/12	Thu 5/3/12														
251	Issuance of PCAB License	0.2 days	Thu 5/3/12	Fri 5/4/12														
252	ERC Rate-Setting (January 1, 2013 set as example)	360 days	Tue 1/1/13	Mon 5/19/14														
253	Preparation of requirements	20 days	Tue 1/1/13	Mon 1/28/13														
254	Requirements as may be specified by ERC	1 mon	Tue 1/1/13	Mon 1/28/13														
255	Processing of application	340 days	Tue 1/29/13	Mon 5/19/14														

ID	Task Name	Duration	Start	Finish	2012				2013				2014						
					Qtr 2	Qtr 3	Qtr 4	Qtr 1	Qtr 2	Qtr 3	Qtr 4	Qtr 1	Qtr 2	Qtr 3	Qtr 4				
256	Procure as may be specified by ERC	17 mons	Tue 1/29/13	Mon 5/19/14															
257	BIR Permit to use CAS (January 1, 2013 set as example)	130.6 days	Tue 1/1/13	Tue 7/2/13															
258	Preparation of requirements	10 days	Tue 1/1/13	Tue 1/15/13															
259	Application for Authority to use CAS	0.2 days	Tue 1/1/13	Tue 1/1/13															
260	BIR Certificate of Registration	10 mins	Tue 1/1/13	Tue 1/1/13															
261	BIR Registration Fee Payment	10 days	Tue 1/1/13	Mon 1/14/13															
262	Location map of business	0.5 days	Tue 1/1/13	Tue 1/1/13															
263	Inventory of unused receipts	0.5 days	Tue 1/1/13	Tue 1/1/13															
264	Technical requirements	7 days	Tue 1/1/13	Wed 1/9/13															
265	Complete preparation of requirements	1 min	Tue 1/15/13	Tue 1/15/13															
266	Processing of application	120.5 days	Tue 1/15/13	Tue 7/2/13															
267	Submission of requirements	0.5 days	Tue 1/15/13	Tue 1/15/13															
268	Evaluation of application including system dem	6 mons	Tue 1/15/13	Tue 7/2/13															
269	Issuance of permit to use CAS	0.1 days	Tue 7/2/13	Tue 7/2/13															
270	BIR Tax Treaty Relief (July 31, 2014 set as example)	60.4 days	Thu 7/31/14	Thu 10/23/14															
271	Preparation of requirements	30 days	Thu 7/31/14	Thu 9/11/14															
272	Proof of residency	30 days	Thu 7/31/14	Wed 9/10/14															
273	Articles of Incorporation	10 mins	Thu 7/31/14	Thu 7/31/14															
274	Special power of attorney	0.5 days	Thu 7/31/14	Thu 7/31/14															
275	Certification of business presence	15 days	Thu 7/31/14	Wed 8/20/14															
276	Certificate of no pending case	30 days	Thu 7/31/14	Wed 9/10/14															
277	Additional requirements (July 31 set only as exa	30 days	Thu 7/31/14	Wed 9/10/14															
278	Complete preparation of requirements	1 min	Thu 9/11/14	Thu 9/11/14															
279	Processing of application	30.2 days	Thu 9/11/14	Thu 10/23/14															
280	Submission of requirements	0.2 days	Thu 9/11/14	Thu 9/11/14															
281	Review of application	30 days	Thu 9/11/14	Thu 10/23/14															
282	Issuance of certificate	0.2 days	Thu 10/23/14	Thu 10/23/14															
283	DOE Permit for LNG Regasification Facility (July 2014 set as example)	273.5 days	Mon 4/2/12	Thu 4/18/13															
284	Preparation of requirements	60 days	Mon 4/2/12	Mon 6/25/12															
285	SEC Articles of Incorporation	10 mins	Wed 4/11/12	Wed 4/11/12															
286	Information on officers and directors	0.5 days	Wed 4/11/12	Wed 4/11/12															
287	DENR ECC Application	10 mins	Mon 5/14/12	Mon 5/14/12															
288	Copy of LNG Contract	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
289	Map, plans, diagrams of facility	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
290	Flow diagram of operation	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
291	Engineering design data	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
292	Proposed location	10 days	Mon 4/2/12	Fri 4/13/12															
293	LNG delivery requirements	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
294	Data on proposed customers	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
295	Plans for financing	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
296	Statement of services to be outsourced	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
297	Reference tariff, indicative tariff	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
298	Insurance coverage	1 day	Mon 4/2/12	Mon 4/2/12															
299	Testing authorities, inspection services	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
300	International standards	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
301	Similar LNG facility	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
302	Profile of carriers, trucks, trailers	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
303	Pro-forma copies of contracts	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
304	Acceptance of all works of contractors	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
305	Certification by facility President	60 days	Mon 4/2/12	Fri 6/22/12															
306	LOI, documents from customers	60 days	Mon 4/2/12	Fri 6/22/12															
307	Feasibility study of the project	60 days	Mon 4/2/12	Fri 6/22/12															
308	Geologic survey and study	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
309	Atmospheric survey	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
310	HSSE plan	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
311	Emergency response procedure	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
312	O&M manual	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
313	Certification of personnel training	60 days	Mon 4/2/12	Fri 6/22/12															
314	NWRB permit, fire safety	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
315	LLDA clearance	30 days	Mon 4/2/12	Fri 5/11/12															
316	LGU resolutions and permits	60 days	Mon 4/2/12	Fri 6/22/12															
317	DAR conversion	60 days	Mon 4/2/12	Fri 6/22/12															
318	Complete preparation of documents	1 min	Mon 6/25/12	Mon 6/25/12															
319	Processing of application	206.5 days	Mon 6/25/12	Tue 4/9/13															
320	Submission of application	7 days	Mon 6/25/12	Wed 7/4/12															
321	Check for completeness	7 days	Wed 7/4/12	Fri 7/13/12															
322	Payment of processing fee	0.5 days	Fri 7/13/12	Fri 7/13/12															
323	Evaluation of application	30 days	Fri 7/13/12	Fri 8/24/12															
324	Order for publication	7 days	Fri 8/24/12	Tue 9/4/12															
325	Publication of DOE order	21 days	Tue 9/4/12	Wed 10/3/12															
326	Conduct of public hearings	6 mons	Wed 10/3/12	Wed 3/20/13															
327	Endorsement/approval of permit	14 days	Wed 3/20/13	Tue 4/9/13															
328	Issuance of permit	7 days	Tue 4/9/13	Thu 4/18/13															
329	BOI Entitlement to ITH (July 31, 2012 set as example)	140 days	Mon 4/15/13	Fri 10/25/13															
330	Preparation of requirements	108 days	Mon 4/15/13	Wed 9/11/13															

ID	Task Name	Duration	Start	Finish	2012			2013			2014							
					Qtr 2	Qtr 3	Qtr 4	Qtr 1	Qtr 2	Qtr 3	Qtr 4	Qtr 1	Qtr 2	Qtr 3	Qtr 4			
331	Application form (July 31, 2013 set as example c	1 day	Wed 7/31/13	Wed 7/31/13														
332	Secretary's certificate	1 day	Wed 7/31/13	Wed 7/31/13														
333	Annual Income Tax Return (April 15, 2012 set as	10 mins	Mon 4/15/13	Mon 4/15/13														
334	Cost Benefit Analysis Data	30 days	Wed 7/31/13	Tue 9/10/13														
335	Sales summary	30 days	Wed 7/31/13	Tue 9/10/13														
336	Statement of management responsibility	10 mins	Mon 4/15/13	Mon 4/15/13														
337	SSS Certificate of good standing	7 days	Wed 7/31/13	Thu 8/8/13														
338	Compliance with conditions for ITH availments	30 days	Wed 7/31/13	Tue 9/10/13														
339	Sworn statements as to start of commercial ope	1 day	Wed 7/31/13	Wed 7/31/13														
340	BOI Certificate of Registration	10 mins	Wed 7/31/13	Wed 7/31/13														
341	Complete preparation of requirements	1 day	Wed 9/11/13	Wed 9/11/13														
342	Processing of application	31 days	Thu 9/12/13	Thu 10/24/13														
343	Submission of documents	1 day	Thu 9/12/13	Thu 9/12/13														
344	Evaluation of application	30 days	Fri 9/13/13	Thu 10/24/13														
345	Approval of application	1 day	Fri 10/25/13	Fri 10/25/13														



Project BatMan Timelines Pre-Construction, Construction &	aTask		Rolled Up Task		External Tasks	
	Progress		Rolled Up Milestone ◊		Project Summary	
	Milestone		Rolled Up Progress		Group By Summary	
	Summary		Split		Deadline	