

フィリピン共和国
エネルギー省

クリーンエネルギー資源利用促進
情報収集・確認調査
(フィリピン)

平成 24 年 3 月
(2012 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

株式会社三菱総合研究所
大阪ガス株式会社
新日鉄エンジニアリング株式会社
財団法人日本エネルギー経済研究所

産公
CR(5)
12-029

BatMan 1 Proposed Pipeline and Facilities Overview



Photos of Project Sites



IRIJAN natural gas fired power plant
Existing Malampaya OGP Facility



Gas Pipeline Route Section 1



Gas Pipeline Route Section 2



Gas Pipeline Route Section 3



LNG Terminal Candidate Site



Industrial Park in Laguna

目次

1. はじめに.....	1-1
1.1 調査の背景.....	1-1
1.2 調査の目的.....	1-1
1.3 調査対象地域.....	1-2
1.4 調査スコープ.....	1-2
1.5 主な調査結果.....	1-3
1.5.1 BatMan1 パイプラインプロジェクト.....	1-3
1.5.2 LNG ターミナル.....	1-3
2. 天然ガス利用促進施策.....	2-1
2.1 天然ガスの生産と消費の現状.....	2-1
2.1.1 一次エネルギー構成と天然ガスのポジション.....	2-1
2.1.2 天然ガスの生産と消費.....	2-2
2.2 現行政策の概要.....	2-5
2.2.1 フィリピンエネルギー計画（PEP2009-2030）とアキノ政権のエネルギー政策.....	2-5
2.2.2 PEP と天然ガス関連施策.....	2-6
2.2.3 天然ガス関連インフラプロジェクト.....	2-9
2.2.4 Power Development Plan2010-2030.....	2-11
2.2.5 他ドナーの動向（世界銀行）.....	2-13
2.3 天然ガス関連法令と規制の概要.....	2-14
2.3.1 立法および大統領令レベルの既存法令.....	2-14
2.3.2 ガス関連規制.....	2-15
2.3.3 Circular No. 2002-08-005 にかかる考察.....	2-19
2.4 JICA M/P(2002) のレビューと天然ガスインフラ開発の必要性.....	2-22
2.4.1 JICA M/P(2002) のレビュー.....	2-22
2.4.2 天然ガスインフラ開発の必要性.....	2-27
3. 環境社会配慮面の規制・制度の基礎情報確認.....	3-1
3.1 本プロジェクトに係る環境社会配慮面の規制・制度.....	3-1
3.1.1 環境アセスメント（EIA）.....	3-1
3.1.2 用地取得・住民移転.....	3-6
3.1.3 先住民族対応.....	3-8
3.2 パイプラインに係る環境社会配慮.....	3-12
3.2.1 環境影響評価書（EIS）等の準備状況、環境許認可の取得状況.....	3-12
3.2.2 ROW、及び用地取得の現状.....	3-15
3.2.3 住民移転の規模と補償.....	3-17
3.2.4 先住民族対応.....	3-20
3.3 LNG 基地に係る環境社会配慮.....	3-20
3.3.1 LNG 基地候補サイトの選定.....	3-20

3.3.2	環境影響評価書（EIS）等の準備状況、環境許認可の取得状況	3-30
3.3.3	ROW、及び用地取得の現状	3-35
3.3.4	住民移転の規模と補償	3-35
3.3.5	先住民族対応	3-35
3.4	本プロジェクトの実施による CO2 削減効果	3-35
3.4.1	電力セクターの CO2 排出削減効果	3-36
3.4.2	工業セクターの CO ₂ 排出削減効果	3-37
4.	天然ガス需要想定	4-1
4.1	JICA M/P(2002) のレビュー	4-1
4.1.1	エネルギー政策	4-1
4.1.2	エネルギー需要	4-1
4.1.3	エネルギー価格	4-4
4.2	天然ガス需給の現状	4-4
4.3	LNG（液化天然ガス）輸入価格の国際動向	4-5
4.4	電力用需要想定	4-7
4.4.1	2030 年までの需給見通し	4-7
4.4.2	Luzon の民間企業の新規発電プロジェクト	4-8
4.4.3	ガス火力発電の検討	4-10
4.4.4	ガス火力発電所のガス需要量	4-12
4.4.5	Cebu-Mactan 及び South Mindanao の電力用ガス需要ポテンシャル	4-13
4.5	産業用需要想定	4-14
4.5.1	パイプライン沿いの工業団地	4-14
4.5.2	工業団地のエネルギー消費	4-17
4.5.3	Visayas 及び Mindanao のガス需要ポテンシャル	4-21
4.6	商業用需要想定	4-23
4.6.1	日本の商業用需要の現状	4-24
4.6.2	フィリピンの商業用需要の現状	4-25
4.6.3	フィリピンの商業用需要の想定	4-25
4.7	輸送用需要想定	4-26
4.8	Luzon のガス需要想定	4-27
5.	LNG 供給システム検討	5-1
5.1	LNG ガス需給バランス	5-1
5.1.1	世界の天然ガス需要の現状と見通し	5-1
5.1.2	LNG 輸出入の現状と見通し	5-2
5.1.3	LNG 需給バランス予測	5-3
5.1.4	カタールと豪州の LNG プラント	5-4
5.1.5	ガス供給シナリオ	5-4
6.	BatMan 1 パイプライン計画	6-1
6.1	天然ガス供給量と供給位置	6-1
6.1.1	ガス火力発電向け天然ガス供給量と供給位置	6-1

6.1.2	工業団地向け天然ガス供給量と供給位置.....	6-1
6.1.3	商業用需要向け天然ガス供給量と供給位置.....	6-1
6.1.4	輸送用天然ガス供給量と供給位置.....	6-2
6.2	ガスパイプラインルート.....	6-3
6.2.1	全般	6-3
6.2.2	各セクションにおけるルートの特徴と課題.....	6-6
6.2.3	ガスパイプライン維持管理に必要な用地.....	6-9
6.3	パイプラインの基本設計.....	6-10
6.3.1	パイプラインシステム設計における基本条件.....	6-10
6.3.2	パイプライン流送条件.....	6-14
6.3.3	流量解析	6-16
6.3.4	流量解析結果.....	6-17
6.3.5	管厚計算	6-18
6.3.6	JICA M/P (2002) と 2011 の選定口径の比較	6-28
6.4	パイプライン関連設備.....	6-29
6.4.1	パイプラインブロックバルブステーション.....	6-29
6.4.2	ピグランチャー、レシーバーステーション.....	6-29
6.4.3	防食設備	6-30
6.4.4	メータリングステーション.....	6-30
6.4.5	SCADA システム	6-30
6.5	事業実施検討.....	6-37
6.5.1	建設費	6-37
6.5.2	建設工程	6-43
7.	LNG 受入基地.....	7-1
7.1	LNG 受入基地設計条件	7-1
7.1.1	LNG 受入基地形式.....	7-1
7.1.2	受入基地の立地.....	7-2
7.1.3	LNG 取扱量	7-3
7.1.4	受入 LNG 船.....	7-3
7.2	LNG 受入基地主要設備	7-4
7.2.1	LNG 受入設備	7-4
7.2.2	LNG タンク	7-4
7.2.3	LNG 気化器	7-6
7.2.4	BOG 処理設備	7-6
7.2.5	海水設備	7-8
7.2.6	ガス送出設備.....	7-9
7.2.7	ユーティリティー設備.....	7-10
7.2.8	電気設備	7-10
7.2.9	制御・監視システム.....	7-12
7.2.10	主要設備とレイアウト.....	7-15

7.3 事業実施検討.....	7-18
7.3.1 設備費	7-18
7.3.2 維持管理計画.....	7-18
7.3.3 EPC 実施体制	7-20
7.3.4 調達	7-20
7.3.5 建設工程	7-21
7.4 LNG 冷熱利用	7-22
7.4.1 LNG 冷熱利用とは	7-22
7.4.2 LNG 冷熱利用の種類	7-22
7.4.3 日本での実績.....	7-25
7.4.4 LNG 冷熱利用のメリット	7-25
8. プロジェクトスキーム検討.....	8-1
8.1 現行制度.....	8-1
8.2 パイプライン.....	8-1
8.2.1 検討対象となるスキーム案.....	8-1
8.2.2 財務分析結果によるプロジェクトスキーム比較.....	8-6
8.3 LNG 受入基地.....	8-9
8.3.1 資金調達方法の想定と財務分析.....	8-9
8.4 経済分析.....	8-11
8.4.1 便益	8-12
8.4.2 費用	8-12
9. BatMan 1 パイプラインプロジェクトの遂行.....	9-1
9.1 ガス供給源と利用者とを物理的に連携する必要性.....	9-1
9.2 プロジェクト推進主体.....	9-2
9.2.1 諸外国に見る政府の役割.....	9-2
9.2.2 政府による市場規制の役割.....	9-6
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.....	9-7
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.....	9-9
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.....	9-9
9.3.1 主な役割の分担の考え方.....	9-9
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.....	9-13
10. プロジェクト実施に係る提言.....	10-1
10.1 DOE の案件実施に係る基本的理解	10-1
10.2 法規制に係る制度整備.....	10-3
10.3 案件可能性調査.....	10-4
10.4 プロジェクトスキーム・財務.....	10-4
10.5 案件推進手続き.....	10-5

添付資料1 **Batman 1** ガスパイプライン推進のための手続きとスケジュール

添付資料2 **Batman 1** ルート図

- 添付資料3 パイプライン・モデル
- 添付資料4 フィリピン BOT 法
- 添付資料5 国家経済開発庁の JV ガイドライン

略語表

ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
BOG	boil-off gas	ボイルオフガス
BOI	Board of Investment	投資局
BOT	Build Operate Transfer	建設・運営・譲渡
BIR	Bureau of Internal Revenue	国税局
CBR	Cost Benefit Ratio	費用便益比
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine	コンバインドサイクル発電所
CNC	Certificate of Non-Coverage	非該当証明書
CNG	Compressed Natural Gas	圧縮天然ガス
CPC	China Petroleum Corporation	中国石油
DCS	Distributed Control System	分散型制御システム
DENR	Department of Environment and Natural Resources	環境天然資源省
DOE	Department of Energy	エネルギー省
DOF	Department of Finance	財務省
DPWH	Departmentn of Public Works and Highways	公共事業道路省
ECA	Environmentally Critical Area	重大な環境影響が想定される地域
ECC	Environmental Compliance certificate	環境応諾証書
ECP	Environmentally Critical Project	重大な環境影響が想定される事業
EIARC	Environmental Impact Assessment Review Committee	EIA 審査委員会
EIRR	Economic Internal Rate of Return	経済的内部収益率
EIS	Environmental Impact Statement	環境影響評価書
EMB	Environmental Management Bureau	環境管理局
EPC	Engineering, Procurement and Construction	設計・調達・建設
EPRMP	Environmental Performane Report and Management Plan	環境パフォーマンス報告書及び管理計画
ERA	Energy Reform Agenda	エネルギー改革政策
ESD	Emergence Shut Down System	緊急停止システム
F&G	Fire and Gas System	ファイアー&ガスシステム
FERC	US Federal Energy Regulatory Commission	米国連邦エネルギー規制委員会
FPIC	Free Prior Informed Consent	自由意志に基づく事前合意
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit	浮体式貯蔵再ガス化設備
FSU	Floating Storage Unit	浮体式貯蔵設備
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス

GIS	Gas Insulation Switch Gear	ガス絶縁スイッチギヤ
GSPL	Gujarat State Petronet Ltd	グジャラート州石油公社
HUDCC	Housing and Urban Development Coordinating Council	住宅都市開発調整評議会
ICCs	Indigenous Cultural Communities	先住民文化共同体
IEEC	Initial Environmental Examination Checklist	初期環境影響評価チェックリスト
IEER	Initial Environmental Examination Report	初期環境影響評価報告書
IO	Implementing Office	プロジェクト実施機関
IPAP	Indigenous Peoples Action Plan	先住民民族アクションプラン
IPs	Indigenous peoples	先住民民族
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
JV	Joint Venture	ジョイントベンチャー
KEPCO	Korea Electric Corporation	韓国電力公社
LAPRAP	Land Acquisition Plan and Resettlement Action Plan	移転計画書
LGU	Local Government Unit	地方自治体
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
MMS	Marine Monitoring System	係留監視システム
MOA	Memorandum of Agreement	了解覚書
NAPOCOR	National Power Corporation	国家電力公社
NCIP	National Commission on Indigenous Peoples	国家先住民民族委員会
NECP	Non-Environmentally Critical Projects	環境的に大きな影響のない事業
NEDA	National Economic Development Authority	国家経済開発庁
NGVPPT	Natural Gas Vehicle Program for Public Transport	公共交通天然ガス車両プログラム
NHA	National Housing Authority	国家住宅庁
NIA	National Irrigation Administration	国家灌漑庁
NPV	Net Present Value	純現在価値
O&M	Operation and Maintenance	運営・維持管理
ORV	Open Rack Vaporizer	オープンラック式気化器
PDP	Power Development Plan	電源開発計画
PDR	Project Description Report	事業説明書
PEISS	Philippines Environmental Impact Statement System	フィリピン環境影響評価システム
PEP	Philippine Energy Plan	フィリピンエネルギー計画
PEZA	Philippine Economic Zone Authority	フィリピン経済特区庁
PIMS	Plant Information Management System	プラント管理システム

PIP	Public Investment Program	公共投資計画
PMS	Unloading Arm Position Monitoring System	アンローディングアーム監視システム
PL	Pipeline	パイプライン
PNCC	Philippines National Construction Corporation	フィリピン国営建設公社
PNOC	Philippine National Oil Company	フィリピン国営石油会社エネルギー開発公社
PNR	Philippine National Railway	フィリピン国鉄
PPP	Public-Private Partnership	官民連携
ROW	Right of Way	通行権
R/P	Reserves-to-production	可採資源量/生産量
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	リモート監視・制御システム
SCF	Standard Conversion Factor	変換係数
SIS	Safety Interlock System	安全遮断システム
SLEX	South Luzon Expressway	南ルソン高速道路
SPSC	Scoping/Procedural Screening Checklist	スコーピング/スクリーニングチェックリスト
SR	Scoping Report	スコーピング報告書
STAR	South Tagalog Arterial Road	南タガログ地方幹線道路
STV	Shell & Tube Vaporizer	シェルアンドチューブ気化器
TRANSCO	Transmission Corporation	国営送電公社

単 位

分野	略語	単位	備考
天然ガス	scf	: standard cubic feet (標準立方フィート)	1 scf = 0.0268 Nm ³
	ton	: tonnes(トン)	1,000 tonnes = 48,700 cuf = 51,750 million Btu = 0.05458 PJ
	Btu	: British thermal unit (英熱量)	1 Btu = 1,055.056 joules
	PJ	: peta joule(ペタジュール)	1 PJ = 23.9 toe
	toe	: tonne oil equivalent (石油換算トン)	1 toe = 41.8 GJ
	BCF	: billion cubic feet(十億立方フィート)	
	MMscf/d	million standard cubic feet per day : (百万標準立方フィート/日)	
	MMscf/h	million standard cubic feet per hour : (百万標準立方フィート/時)	
	Nm ³	normal cubic meter (ノルマル立方メートル)	
	MMNm ³ /h	: Million Normal cubic per hour (百万ノルマル立方メートル/時)	
距離	ft	: feet (フィート)	1 feet = 12 inch = 0.303 meter
	M	: meter (メートル)	1 meter = 100 cm = 0.001 km
面積	m ²	: square meters (平方メートル)	1.0 m * 1.0 m
	km ²	: square kilometers (平方キロメートル)	1.0 km* 1.0 km
	Ha	: hectare (ヘクタール)	1 ha = 10,000 m ²
	acre	: acre (エーカー)	1 acre = 4,046.86 m ²
通貨	JPY	: Japanese Yen (日本円)	
	USD	: United States Dollars (米ドル)	1 USD = 85 JPY **
	PHP	: Philippines Pesos (フィリピンペソ)	1 USD = 43 PHP ** (**:プロジェクトコスト積算 2010年時点)
電力	kV	: kilo volts (キロボルト)	
	kW	: kilo watts (キロワット)	1 kW = 1,000 W
	MW	: mega watts (メガワット)	1 MW = 1,000 kW
	Wh	: watt-hours (ワット時)	
	kWh	: kilo watt-hours (キロワット時)	1 kWh = 1,000 Wh
	MWh	: mega watt-hours (メガワット時)	1 MWh = 1,000 kWh
	GWh	: giga watt-hours (ギガワット時)	1 GWh = 1,000 MWh

本文中の挿入図表

- 図 2.1-1 一次エネルギー供給（2009年）
- 図 2.1-2 天然ガス生産と自給率
- 図 2.1-3 現在の天然ガスのユーザー
- 図 2.2-1 エネルギー改革政策
- 図 2.2-2 PEP の政策と天然ガス関連施策
- 図 2.2-3 Mindanao の LNG ターミナル計画
- 図 2.2-4 Luzon の天然ガス・インフラ計画
- 図 2.2-5 発電容量と発電量(2010)
- 図 2.2-6 民間セクター主導の発電プロジェクト（Luzon グリッド）
- 図 2.4-1 2002年時点のエネルギー価格想定
- 図 3.3-1 LNG 基地の選定に係る第1回サイト調査の対象地
- 図 3.3-2 LNG 基地の選定に係る第2回サイト調査の対象地
- 図 3.3-3 LNG 基地の選定に係る第3回サイト調査の対象地
- 図 3.3-4 LNG 基地の選定に係る第4回サイト調査の対象地
- 図 3.3-5 フィリピンにおける先住民 Bajau 族の分布
- 図 3.4-1 パイプライン沿い工業セクターの天然ガス需要量予測値（2030年まで）
- 図 4.1-1 フィリピンの GDP の推移
- 図 4.1-2 フィリピンの最終エネルギー消費の推移
- 図 4.1-3 フィリピンの最終エネルギー消費の推移（バイオマスを除く）
- 図 4.1-4 フィリピンの部門別最終エネルギー消費の推移
- 図 4.1-5 フィリピンの部門別最終エネルギー需要予測
- 図 4.1-6 2002年時点のエネルギー価格想定
- 図 4.2-1 Camago-Malampaya ガス田の生産推移
- 図 4.3-1 LNG 輸入平均価格の国際比較(2010年)
- 図 4.3-2 日本 LNG 輸入平均価格(JLC)の推移
- 図 4.4-1 Luzon の電力需給見通し
- 図 4.4-2 フィリピンの電源別発電量の推移
- 図 4.4-3 Luzon の民間企業の新規発電所位置
- 図 4.4-4 Visayas の民間企業による発電プロジェクト
- 図 4.4-5 Mindanao の民間企業による発電プロジェクト
- 図 4.5-1 パイプライン沿いの工業団地
- 図 4.5-2 フィリピンの 16 地域
- 図 4.6-1 コージェネレーションシステムの概要（1系統）
- 図 4.6-2 コージェネレーションシステムのガスタービン（左）と発電機（右）
- 図 4.6-3 電気式チラー（左）と自家発電機（右）
- 図 5.1-1 地域別天然ガス生産・消費の現状と見通し
- 図 5.1-2 地域別 LNG 輸出入の現状と見通し
- 図 5.1-3 世界の LNG 輸出货量推移（単位 億 m³）

- 図 5.1-4 地域別、液化能力（万 t）
- 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
- 図 6.2-1 BatMan 1 ルート選定
- 図 6.2-2 セクション 1 パイプライン・ルートの概観
- 図 6.2-3 セクション 1 標高チャート
- 図 6.2-4 セクション 2 パイプラインルートの概略
- 図 6.2-5 セクション 2 標高チャート
- 図 6.2-6 セクション 2 パイプライン概観
- 図 6.2-7 セクション 3 標高チャート
- 図 6.2-8 ROW 標準断面図
- 図 6.3-1 BatMan パイプラインのクラスロケーション
- 図 6.3-2 パイプラインルートとその区分
- 図 6.4-1 パイプライン設備 ケース 1
- 図 6.4-2 パイプライン設備 ケース 2
- 図 6.4-3 パイプライン設備 ケース 3
- 図 6.4-4 パイプライン設備 ケース 4
- 図 6.4-5 ブロックバルブステーション配置図
- 図 6.4-6 SCADA システム概要図（JRC - Japan Radio Co., Ltd による提案）
- 図 6.5-1 見積り項目の要素別比率
- 図 6.5-2 日本国内の鋼板価格推移
- 図 6.5-3 WTI 石油価格推移
- 図 6.5-4 フィリピン国 GDP および成長率推移
- 図 6.5-5 建設工程表
- 図 7.2-1 受電系統
- 図 7.2-2 LNG 受入基地レイアウト
- 図 7.3-1 オーナー側実施体制
- 図 7.4-1 LNG の冷熱エネルギー
- 図 7.4-2 空気液化分離プロセスフロー
- 図 7.4-3 冷熱発電システム
- 図 7.4-4 冷凍倉庫プロセスフロー
- 図 8.2-1 Model 0: 従来型 BOT モデル
- 図 8.2-2 Model 1: 統合運営型モデル
- 図 8.2-3 Model 2: 上下分離モデル
- 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
- 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
- 図 9.2-2 天然ガスパイプラインの戦略的な位置づけ
- 図 9.3-1 仕切取引と託送業務取引
- 図 9.3-2 Batman 1 プロジェクトスキーム
- 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
- 図 10.5-1 プロジェクト実施に向けた対応項目と 時間軸

表 2.1-1	フィリピンの一次エネルギーバランスとポジション(2008年)
表 2.1-2	天然ガス生産と消費
表 2.1-3	ガス・プラントのプロジェクト
表 2.2-1	CNGバスプログラムの普及目標
表 2.2-2	天然ガス関連政策
表 2.2-3	インフラ開発
表 2.2-4	地域別発電容量
表 2.2-5	Luzonの民間企業の新規発電所プロジェクト
表 2.2-6	Luzonの電力需給予測
表 2.3-1	立法および大統領令レベルの既存法令
表 2.3-2	天然ガス関連規制
表 2.3-3	DOE Circular No. 2002-08-005の概要
表 2.3-4	日本の天然ガス関連法規制
表 2.4-1	JICA M/P(2002)の調査項目(フェーズ1)
表 2.4-2	JICA M/P(2002)の調査項目(フェーズ2)
表 2.4-3	JICA M/P(2002)の主要な調査結果
表 2.4-4	天然ガスパイプラインの効果
表 3.1-1	環境影響評価システムにおける事業の区分
表 3.3-1	第1回サイト調査における視察対象サイトの概要
表 3.3-2	第2回サイト調査における視察対象サイトの概要
表 3.3-3	第4回サイト調査における視察対象サイトの概要
表 3.3-4	LNG基地候補サイトの比較と評価
表 3.3-5	JICA「環境チェックリスト」による確認の結果
表 3.4-1	本プロジェクトの実施による電力セクターのCO ₂ 排出削減効果
表 3.4-2	本プロジェクトの実施による工業セクターのCO ₂ 排出削減効果
表 4.2-1	Malampayaガスの消費推移
表 4.4-1	Luzonの電力需給見通し
表 4.4-2	Luzonの民間企業の新規発電所プロジェクト
表 4.4-3	発電コストを計算するための前提条件
表 4.4-4	発電コストの内訳
表 4.4-5	Sucacat発電所ガス転換の発電コスト
表 4.4-6	新規コンバインドサイクル発電所の発電コスト
表 4.4-7	新規コンバインドサイクル発電所の天然ガス需要
表 4.5-1	燃料別価格
表 4.5-2	Carabarzon地方の工業団地リスト
表 4.5-3	フィリピンの工業団地数(2011年6月現在)
表 4.5-4	パイプライン沿いの工業団地リストと敷地面積
表 4.5-5	業種毎のサンプル数
表 4.5-6	サンプル調査の1ヶ月あたりのエネルギー消費量
表 4.5-7	工業団地内のパイプラインコストの投資回収

表 4.5-8	DOE によるエネルギー需要予測
表 4.5-9	2002 年時点の電力を除く地域別天然ガス需要予測
表 4.5-10	地域別 GDP の内訳 (2009)
表 4.5-11	産業用エネルギー需要予測
表 4.5-12	Cebu-Mactan 及び South Mindanao
表 4.7-1	フィリピンの CNG バスの導入目標
表 4.7-2	Luzon の CNG バスのガス需要
表 4.8-1	Luzon のガス需要想定
表 4.8-2	Luzon のガス需要想定
表 5.1-1	カタール、豪州の LNG プロジェクト例
表 6.1-1	2030 年天然ガスピーク供給量
表 6.2-1	パイプライン主要特殊横断部一覧表
表 6.3-1	主要な適用基準
表 6.3-2	埋設パイプラインの埋設深さの指針
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
表 6.3-4	2030 年 天然ガス供給量
表 6.3-5	流量解析ポイント
表 6.3-6	流量解析結果 CASE-1
表 6.3-7	流量解析結果 CASE-2
表 6.3-8	流量解析結果 CASE-3
表 6.3-9	流量解析結果 CASE-4
表 6.3-10	管厚の計算 (24 インチ クラス 2)
表 6.3-11	管厚の計算 (24 インチ クラス 3)
表 6.3-12	管厚の計算 (24 インチ クラス 4)
表 6.3-13	管厚の計算 (16 インチ クラス 2)
表 6.3-14	管厚の計算 (16 インチ クラス 3)
表 6.3-15	管厚の計算 (16 インチ クラス 4)
表 6.3-16	管厚の計算 (12 インチ クラス 3)
表 6.3-17	管厚の計算 (12 インチ クラス 4)
表 6.3-18	2002 年のパイプライン流量解析結果
表 6.3-19	2011 年のパイプライン流量解析結果
表 6.5-1	パイプライン敷設工事の予想進捗
表 6.5-2	各ケースの見積り結果
表 6.5-3	主要調達資機材の調達先内訳
表 6.5-4	JICA M/P (2002) と見積り比較
表 6.5-5	ガス送出量あたりの建設費比較
表 6.5-6	パイプライン敷設工事の予想進捗
表 7.1-1	陸上式基地と洋上式基地の比較
表 7.1-2	必要輸入 LNG 量
表 7.2-1	最大ガス送出量 (t/h)

表 7.2-2	BOG 再液化可能量
表 7.2-3	BOG 処理設備
表 7.2-4	気化器及び海水電解用海水量
表 7.2-5	海水設備設置計画
表 7.2-6	付臭設備設置計画
表 7.2-7	ユーティリティー設備計画
表 7.2-8	ガス製造電力積算
表 7.2-9	防災電力
表 7.2-10	主要設備一覧
表 7.3-1	LNG 受入基地建設費
表 7.3-2	運転、保全要員 (LNG 取扱量 4～6 百万トンの LNG 基地)
表 7.3-3	運転・保全費
表 7.3-4	調達先リスト
表 7.3-5	全体工程
表 7.4-1	日本での実績
表 8.2-1	プロジェクトスキームと資本調達費用の設定
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
表 8.2-3	託送料金の変動した場合の財務的実行可能性
表 8.3-1	LNG 受入基地整備に際する想定資金調達方法
表 8.3-2	LNG 受入基地の財務分析結果
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
表 8.4-1	経済分析指標
表 8.4-2	経済分析ならびに感度分析結果
表 9.2-1	天然ガスパイプライン整備事業の推進事例
表 9.2-2	代表的な資金調達方法の比較
表 9.2-3	資金調達方法別の託送料金の比較
表 9.3-1	役割分担型プロジェクトスキーム

1. はじめに

1.1 調査の背景

フィリピン国政府の新中期開発計画（2011～2016）によると、エネルギー分野における重点政策のひとつとして、従来の石油依存を抑制する手段として、代替エネルギーの利用促進が掲げられている。代替エネルギーの中でも、環境負荷が少ないという観点から、天然ガスの産業・民生用の利用促進が優先課題として位置づけられている。具体的には国産天然ガスの開発・利用促進と輸入 LNG の活用の両面を通じて、ガスパイプライン網の整備、既存火力発電所のガス転換、運輸セクターにおける天然ガスの利用促進（CNG 車両の導入等）等を推進するという政策方針が示されている。

フィリピン国における天然ガス利用は、2002 年の Malampaya ガス田の商業オペレーション開始により本格化し、海底パイプラインにより Batangas まで輸送され（最大能力：650MMcf/d）、Batangas における 3 発電所（Ilijan、Sta.Rita、San Lorenzo：計 2,700MW）に供給されている。

天然ガスパイプライン網の関連施設の建設計画を含むマスタープランは、JICA の天然ガス産業開発計画調査（2002 年）（以下「JICA M/P(2002)」とする）により策定された。フィリピン国政府は同 M/P に基づき、民間セクターの参入を奨励しながら、国産天然ガスの利用促進等を推進してきたが、投資環境が十分に整備されなかったこと等により、関連施設への建設等は計画どおりに実現しなかった。しかし、2010 年 6 月に発足したアキノ政権の下で、官民連携（PPP）によるインフラ整備が最優先政策として掲げられ、PPP 推進に係る政策制度改善及び個別案件の形成が推進されてきている。

1.2 調査の目的

上記の背景を踏まえ、エネルギー省（DOE）は、PPP の活用を念頭に、天然ガス関連のインフラ施設の開発に取り組んでいるところであり、最優先プロジェクトとして、Batangas-Manila 間のパイプラインプロジェクトを計画している。同プロジェクトは、Batangas から Sucat・Manila 首都圏までの約 100km にわたるパイプラインを引き、Sucat においてガス発電転換が計画されている発電所とその周辺へのガス供給が計画されている。また、交通セクターの需要も鑑み、Quirino highway までの延長可能性も検討されており、今後の天然ガス関連設備の優先事業として位置づけられている。また、今後 Malampaya ガス田枯渇後を見越し、Batangas の 3 発電所への輸入 LNG 供給の必要性を考慮し、Batangas における LNG 基地の必要性も再検討されている。

以上の JICA M/P(2002) 以降に進められている事業計画と現状を踏まえ、本調査業務はフィリピン国政府の政策推進に資するべく、今後の天然ガス事業の実現に必要な情報収

集等を行うことを目的として実施した。

1.3 調査対象地域

フィリピン全土（BatMan1 パイプラインおよび LNG ターミナルは Luzon 島）

1.4 調査スコープ

(1) JICA M/P(2002) 調査時点の前提条件の再検討

- (a) JICA M/P 実施時のエネルギー政策と現在のエネルギー政策の比較
- (b) 天然ガス利用促進の位置付け
- (c) 重点調査事項

(2) 潜在的な天然ガス需要の現状確認

- (a) Luzon 地域における需要調査
- (b) Visayas・Mindanao 地方における需要調査

(3) JICA M/P(2002) で提案された天然ガス関連施設プロジェクトの妥当性再検討

- (a) パイプライン計画の妥当性検討
- (b) その他の計画の現状確認

(4) JICA M/P(2002) 以後に計画された天然ガス関連施設プロジェクトの情報収集

(5) 天然ガス関連施設プロジェクトの優先順位の検討

(6) 天然ガス関連施設建設に伴う環境社会配慮面の規制、制度の情報収集

- (a) パイプライン計画における環境許認可取得状況の確認
- (b) LNG 基地建設に必要な環境許認可の情報収集

(7) 天然ガス関連施設プロジェクト推進のための建設・プロジェクトスキーム案の検討

- (a) パイプライン事業に関するプロジェクトスキームの検討
- (b) LNG 基地に関するプロジェクトスキームの検討

(8) 天然ガス関連プロジェクト入札制度の現状確認

- (a) 民間事業者向け入札制度の状況確認及び官民役割分担の考え方
- (b) 想定されるコンサルタント TOR 等の確認

(9) 天然ガスセクターにおける政策制度改善に係る提言（案）作成

- (a) パイプライン事業における提言（案）の作成

- (b)LNG 基地事業における提言(案)の作成
- (c)その他の天然ガス関連事業における提言 (案) の作成

(10) フィリピン国政府に対する調査内容の報告

1.5 主な調査結果

1.5.1 BatMan1 パイプラインプロジェクト

BatMan 1 パイプラインは Batangas から Sucat までの区間において、用地取得、技術面、環境面から判断して、大きな課題はなく開発が可能であることが確認された。

財務的には、インフラ完成後当初 2、3 年の間はガス調達量が不十分であると想定されるため、政府機関による開発に比べて民間セクターが実施した場合にはプロジェクト経済性に課題があることが示された。またインフラ所有と運営を分割する、いわゆる上下分離方式によって効率的なオペレーションが期待できることが確認された。従って、調査において、インフラ部分は政府機関が、ガス供給のオペレーションは民間企業が担当する、PPP モデルを提言した。

1.5.2 LNG ターミナル

LNG ターミナルについては、環境社会配慮面、用地取得の点においてさらに検討を要するものの、いくつかの候補地点について開発可能性を確認できた。LNG ターミナルは運転開始直後から堅調な収益が見込めることから、託送料金の適正な設定により財務的に民間セクターによる開発、運営が可能であると思われる。従って、調査では LNG ターミナルを民間セクターによる開発を念頭に可能性調査を行うことを提言した。また、今後の DOE が実施すべきタスク及びスケジュールについて提言を行った。

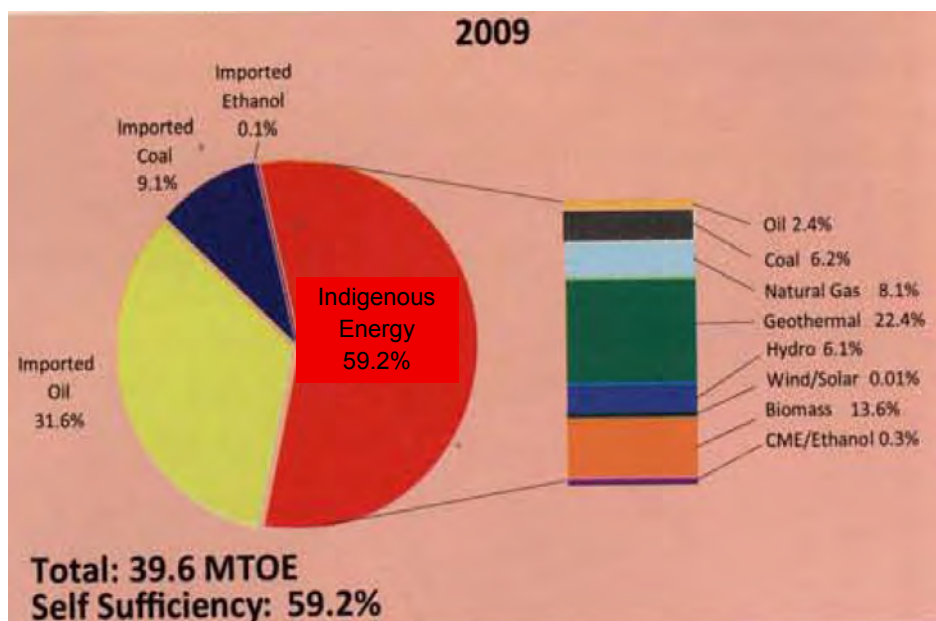
2. 天然ガス利用促進施策

2.1 天然ガスの生産と消費の現状

2.1.1 一次エネルギー構成と天然ガスのポジション

フィリピンでは、一次エネルギーの多くを輸入に依存している（図 2.1-1）。エネルギー自給率の向上は前アロヨ政権の時からエネルギー政策の根幹に据えられている。2009 年の一次エネルギーは 39.6MTOE であるが、そのうち自給できているのは 59.2%である。一次エネルギー全体に占める天然ガスのシェアは 7.8%（2008 年）であり、これはデータが不明なラオスを除くと ASEAN 諸国の中でも最も低い水準である（表 2.1-1）。天然ガスは、低炭素社会の実現に向けて早期に普及拡大が求められる重要なエネルギーであり、今後、フィリピンにおいても積極的に天然ガスの利用促進を図ることが期待されている。

フィリピン政府エネルギー省（DOE）のウェブサイトには、天然ガスの政策について次のように記載されている。「天然ガスは国のエネルギー構成に構造的な変化をもたらし、燃料の多様化を進める。また、石油から転換することによりエネルギーセキュリティにも、持続可能な発展にも寄与する。将来的には、技術移転や外国からの投資等を経て天然ガス産業の発展が期待される。」これらの点を鑑みて、天然ガスは将来にわたり戦略的な燃料に位置づけられていると想定される。



出所: “Philippine Energy Situationer” (DOE webpage)

図 2.1-1 一次エネルギー供給 (2009 年)

表 2.1-1 フィリピンの一次エネルギーバランスとポジション(2008年)

	ASEAN	Brunei	Cambodia	Indonesia	Malaysia	Myanmar	Philippines	Singapore	Thailand	VietNam
Coal and Peat	15.5%	0.0%	9.2%	18.7%	13.1%	0.9%	16.4%	0.0%	14.4%	19.8%
Crude Oil	37.7%	22.9%	55.7%	24.4%	40.9%	5.9%	22.7%	276.7%	51.9%	1.2%
Gas	22.7%	78.2%	21.1%	16.1%	46.8%	20.7%	7.8%	37.7%	27.9%	10.5%
Nuclear	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Hydro	1.1%	0.0%	13.0%	0.5%	0.9%	2.2%	2.1%	0.0%	0.6%	3.8%
Geothermal	4.5%	0.0%	0.0%	7.2%	0.0%	0.0%	22.5%	0.0%	0.0%	0.0%
Combustible	23.5%	0.0%	14.7%	26.7%	4.1%	66.8%	18.6%	0.0%	18.7%	41.8%
Electricity	0.1%	0.0%	-0.4%	0.0%	-0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.5%
TOTAL	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

注: ラオスのデータは無し

出所:IEA

2.1.2 天然ガスの生産と消費

フィリピンにおける天然ガスの生産と消費の推移を表 2.1-2 に示す。天然ガス生産では、2001年に生産を開始した Malampaya ガス田がフィリピンの全量を生産している。2010年時点での生産量は 130BCF である。

2010年時点での天然ガス消費は 120BCF であり、ほぼ全量が Batangas エリアに位置する Ilijan、Sta.Rita、San Lorenzo の3つの発電所で消費されている。現時点で一部が産業用 (Shell Refinery) に使われているが、運輸用 (Batangas での CNG バス) の需要は極めて少ない。

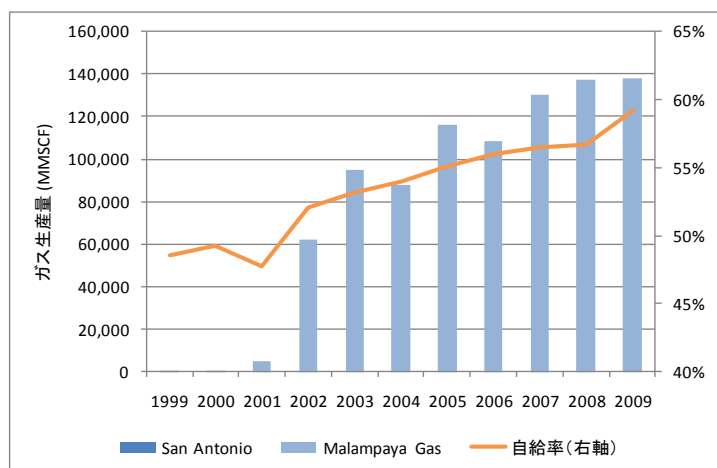
フィリピンではエネルギーセキュリティの強化を目指しているため、国内資源の開発・利用の促進は政策上重要とされている。過去の実績においても、Malampaya ガス田が 2001年より生産開始されると、その後自給率は向上している (図 2.1-2)。

表 2.1-2 天然ガス生産と消費

(unit:MMscf)

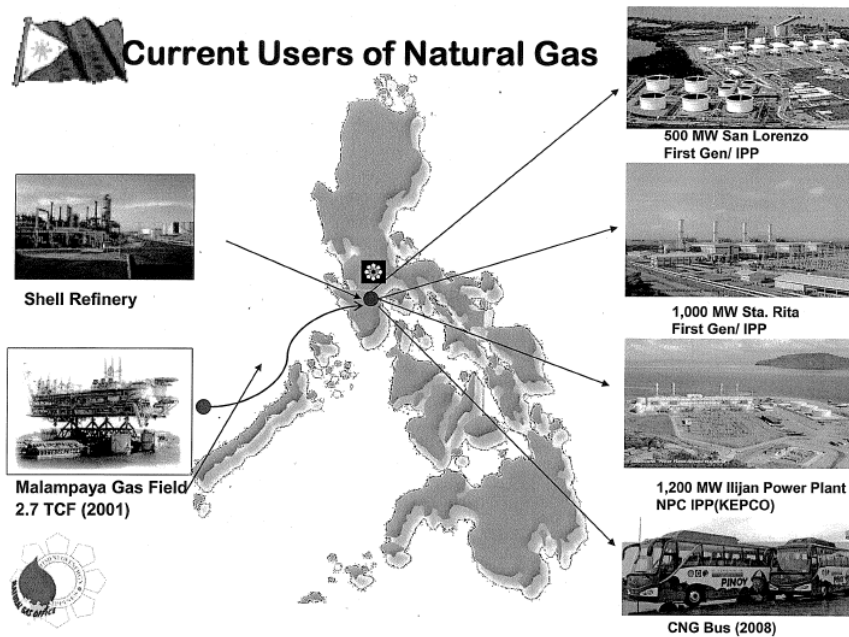
Year	Production			Consumption							
	San Antonio	Malampaya	TOTAL	POWER				INDUSTRY	TRANSPORT	TOTAL	
				San Antonio	Ilijan	Sta. Rita	San Lorenzo	TOTAL			
1994	194.78	0.00	194.78	194.78	0.00	0.00	0.00	194.78	0.00	0.00	194.78
1995	188.42	0.00	188.42	188.42	0.00	0.00	0.00	188.42	0.00	0.00	188.42
1996	317.88	0.00	317.88	317.88	0.00	0.00	0.00	317.88	0.00	0.00	317.88
1997	193.41	0.00	193.41	193.41	0.00	0.00	0.00	193.41	0.00	0.00	193.41
1998	329.02	0.00	329.02	329.02	0.00	0.00	0.00	329.02	0.00	0.00	329.02
1999	253.25	0.00	253.25	253.25	0.00	0.00	0.00	253.25	0.00	0.00	253.25
2000	375.90	0.00	375.90	375.90	0.00	0.00	0.00	375.90	0.00	0.00	375.90
2001	111.59	4,839.68	4,951.27	111.59	245.29	4,594.39	0.00	4,951.27	0.00	0.00	4,951.27
2002	82.68	62,122.29	62,204.97	82.68	17,196.29	29,772.42	7,360.13	54,411.52	0.00	0.00	54,411.52
2003	276.54	94,530.28	94,806.82	276.54	26,862.99	37,989.60	19,388.38	84,517.51	0.00	0.00	84,517.51
2004	285.08	87,272.17	87,557.25	285.08	25,953.99	38,005.68	17,137.58	81,382.33	0.00	0.00	81,382.33
2005	93.64	115,872.60	115,966.24	93.64	39,957.30	44,777.06	22,262.52	107,090.52	252.00	0.00	107,342.52
2006	327.69	108,278.78	108,606.47	327.69	34,216.28	43,428.96	21,553.89	99,526.82	2,192.50	0.00	101,719.32
2007	324.80	129,886.04	130,210.84	324.80	47,193.94	47,199.99	23,397.78	118,116.51	3,315.66	0.00	121,432.17
2008	186.63	136,885.87	137,072.50	186.63	48,704.25	50,004.63	24,895.34	123,790.85	2,931.66	14.59	126,737.10
2009	0.00	138,029.81	138,029.81	0.00	51,853.76	48,758.35	24,445.65	125,057.76	3,019.13	18.08	128,094.97
2010	0.00	130,008.00	130,008.00	0.00	47,377.92	46,672.11	22,758.89	116,808.92	3,044.00	16.00	119,868.92
TOTAL	3,541.31	1,007,725.52	1,011,266.83	3,541.31	339,562.01	391,203.19	183,200.16	917,506.67	14,754.95	48.67	932,310.29

出所:DOE



出所: "KEY ENERGY STATISTICS 2009" (DOE webpage)




図 2.1-2 天然ガス生産と自給率



出所: DOE

図 2.1-3 現在の天然ガスのユーザー

表 2.1-3 ガス・プラントのプロジェクト

ITEMS	ILIJAN COMBINED CYCLE PLANT	STA. RITA COMBINED CYCLE PLANT	SAN LORENZO COMBINED CYCLE PLANT
			
Project Name	KEPCO Ilijan Combined Cycle Plant	First Gen Sta. Rita Combined Cycle Plant	First Gen Sta. Lorenzo Combined Cycle Plant
Project Owner	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Korea Electric Corporation ◆ TeaM Diamond Holding Corporation ◆ Kyuden Ilijan Holding Corporation 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ First Gas Power Corporation ◆ British Gas Corporation (might transfer to Korea Electric Corporation) 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ First Gas Power Corporation ◆ British Gas Corporation (might transfer to Korea Electric Corporation)
Project Cost	US\$ 710 Million	US\$ 680 Million	US\$ 375 Million
Electricity Off-taker	Thru National Power Corporation	MERALCO	MERALCO
Power Purchase Agreement Duration	20 years	25 years	25 years
Plant Output	1,200 MW	1,000 MW	500 MW
Plant Configuration	2 x 600MW (2-on-1 train)	2 x 500MW (2-on-1 train)	1 x 500MW (2-on-1 train)
Gas Turbine Type	MHI 501G	Siemens V84.3A	Siemens V84.3A
Type of Fuel Used	Primary – Natural Gas Secondary – Distillate	Primary – Natural Gas Secondary - Distillate	Primary – Natural Gas Secondary - Distillate
Natural Gas Source	Shell Malampaya Gas Refinery Plant		
Quantity Consumed (2010 figure)	47,377.92mmscf (natural gas base)	46,672.11mmscf (natural gas base)	22,758.89mmscf (natural gas base)
Year of Operation	June 2002	January 2002	October 2002

出所:JICA 調査団

2.2 現行政策の概要

2.2.1 フィリピンエネルギー計画（PEP2009-2030）とアキノ政権のエネルギー政策

DOE が毎年発表している Philippine Energy Plan (PEP) では、エネルギーセクターの計画やプログラムに焦点を当てており、特に国の繁栄にとって重要であるエネルギー開発の将来を検討対象としている。最新の PEP は 2010 年 4 月に発表された PEP2009-2030 である（アキノ政権発足前）。

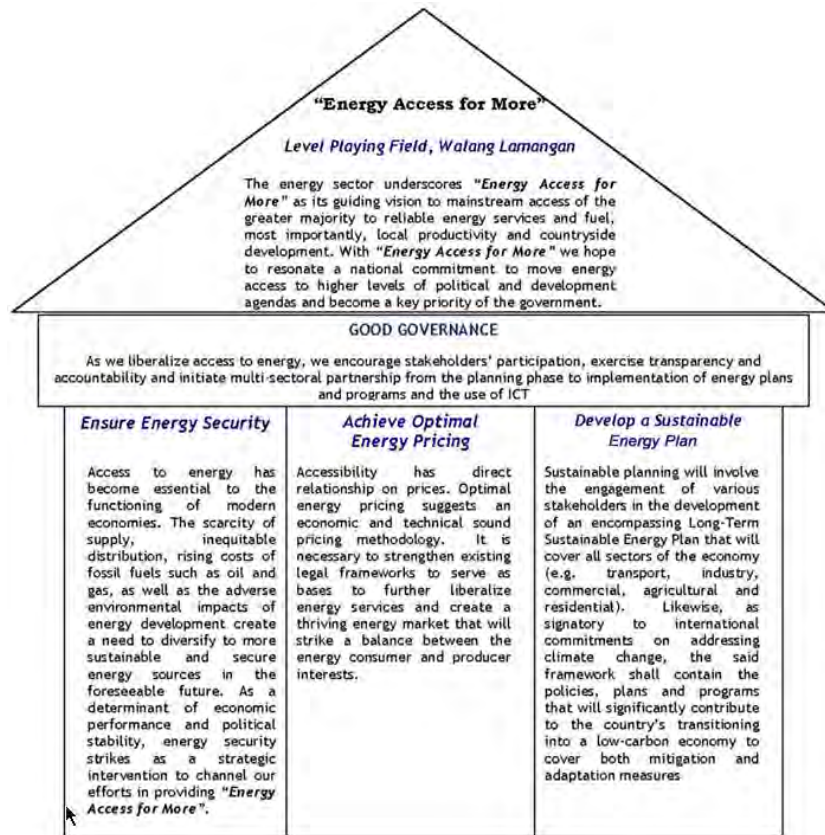
PEP2009-2030 の包括的な目的は、「より良質な生活のためにベストのエネルギー選択を確実にする」である。PEP は将来のエネルギー展望のために、現在のエネルギーセクターにとって必要な変化を述べている。PEP2009-2030 では、以下の 3 つの方針がベースとなっている。

- Ensure energy security (エネルギーセキュリティの確保)
- Pursue effective implementation of energy sector reforms (エネルギーセクター改革の効果的な実施の追求)
- Implement social mobilization and cross-sector monitoring mechanisms (社会動員とセクター間監視メカニズムの実施)

2010 年 7 月に発足したアキノ政権でも、基本的には前政権のエネルギー政策を継承している。PEP の 2010 年版は現在策定中であり 2011 年中に完成予定であったが、まだ公式はされていない。DOE へのヒアリングによれば 2009 年版と大きな相違はない模様である。PEP の中から、特に天然ガスに関連する施策を後述する。

アキノ政権のエネルギー政策は、Energy Reform Agenda(ERA)で述べられている。ERA は今後 6 年間の目標を設定したものである。ERA では、エネルギーは貧困削減のための手段であり、社会的に軽んじられ不利な立場の人々に必要な公的サービスを供給し草の根の発展を促すための社会資本である、としている。これに沿って、エネルギーセクターの目指すビジョンを、信頼できかつ低価格のエネルギーサービスをより多くの国民にアクセスできるようにする“Energy Access for more”というフレーズで強調している。ここで最も大切なのは、地域の生産性と地方部の開発とされている。

アキノ政権では、エネルギーセクターの主要な柱を 3 つ定めている。1 つ目は前政権と同じく「Ensure energy security」である。残る 2 つは、「Achieve optimal energy pricing (最適なエネルギー価格の達成)」と「Develop a sustainable energy plan (持続可能なエネルギー計画の策定)」である。これらは短期 (2010-2011)、中期 (2011-2013)、及び長期 (2013-2016) に分けて行われる (図 2.2-1)。



出所: DOE ウェブサイト

図 2.2-1 エネルギー改革政策

2.2.2 PEP と天然ガス関連施策

PEP は、基本方針を実現するための具体的なプログラムを記載している。このうち、特に天然ガスに関連する施策を図 2.2-2 に示す。

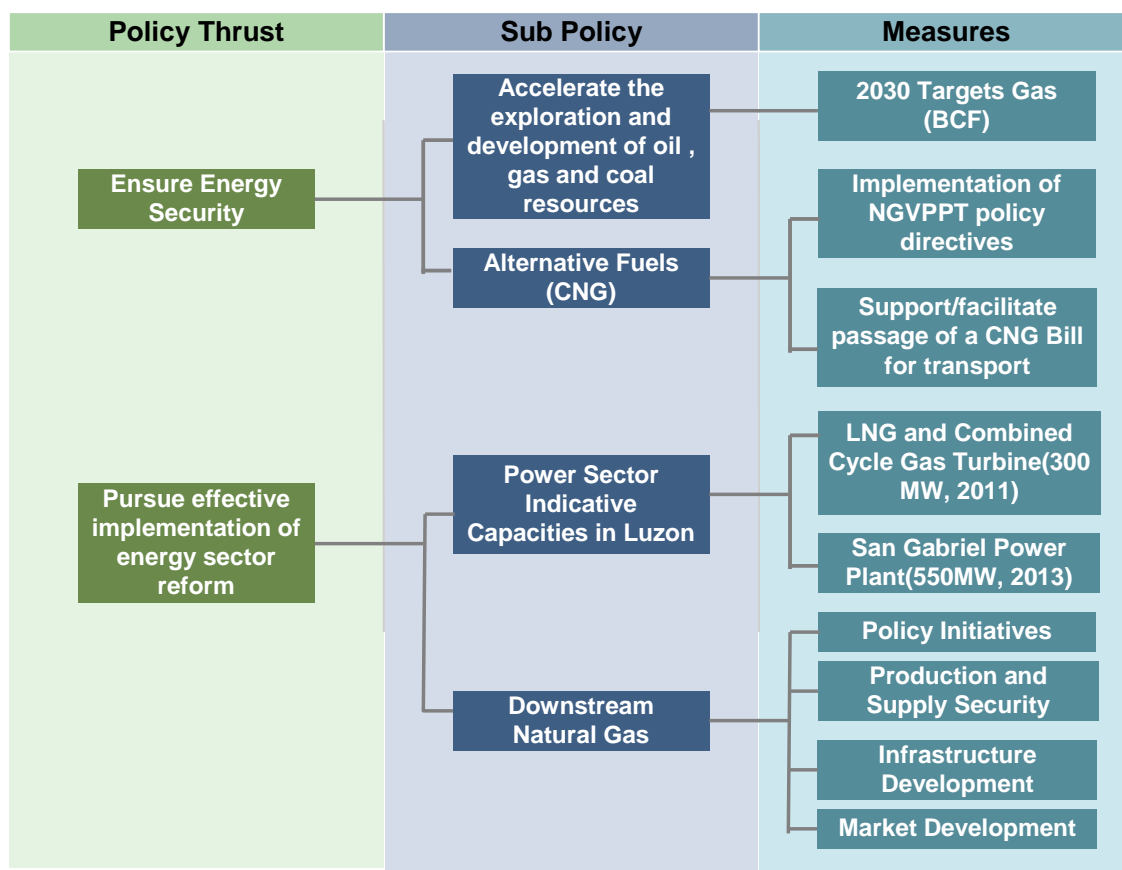
上流、特に天然ガスの開発については、South China Sea area での探鉱を促進することとされているが、2030 年に向けた Target が示すように天然ガス生産では Malampaya ガス田が引き続き主要な役割を果たすものと想定されている。

代替エネルギーとしての CNG については、運輸部門（CNG バス）での普及を目指している。DOE から入手した CNG バスの普及目標は、2020 年で 2,500 台（うち、Luzon で 1,884 台）、2030 年で 10,000 台（うち、Luzon で 7,535 台）と想定している（表 2.2-1）。ただし、これらを天然ガス需要に換算すると、2020 年で 0.006BCF（うち、Luzon で 0.0046BCF）、2030 年で 0.24BCF（うち、Luzon で 0.18BCF）であり、量的に大きな割合を占めているわけではない。

電力セクターでは、天然ガス火力発電所の計画が注目される。PEP では、LNG and Combined Cycle Gas Turbine(300MW,2011)、San Gabriel Power Plant(550MW,2013)について触れられているが、これらを含めて電源開発計画については後述する。

天然ガスの Downstream では、複数の施策が計画されている。特にインフラ開発におい

て、現在 JICA 調査で実施されている天然ガスマスタープランの策定は最も優先順位の高い施策として位置づけられている。その他に、Visayas と Mindanao における LNG ターミナルの FS の実施、Visayas と Mindanao における天然ガスインフラ開発の実施等が謳われている。DOE へのヒアリングによると Visayas については、セブ島が LNG 基地の候補になっている。



出所:PEP2009-2030

図 2.2-2 PEP の政策と天然ガス関連施策

表 2.2-1 CNG バスプログラムの普及目標

Year	Number of CNG Buses(Target)				Diesel Liter Equivalent (In million liters)
	Luzon	Visayas	Mindanao	Total	
2011	100			100	7.95(0.007KTOE)
2015	1,000			1,000	79.502(0.067KTOE)
2020	1,884	288	328	2,500	198.755(0.168KTOE)
2025	3,768	575	657	5,000	397.510(0.337KTOE)
2030	7,535	1,151	1,314	10,000	795.020(0.674KTOE)

注 :軽油換算リットルの算定にあたっては年間 313 日稼動とし、1日の使用量 254 リットルと想定

出所: DOE

表 2.2-2 天然ガス関連政策

政策の目的	補助的な政策	具体的な施策
エネルギーセキュリティの確保	石油・ガス・石炭資源の探査・開発の促進	2030年のガス開発の目標値 (BCF) - Malampaya 2,628.00 - San Martin 51.72 - Sultan sa Barongis 10.92 - Libertad 3.52
	代替燃料 (CNG)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ NGVPPT の政策の実施 ✓ CNG 輸送の法案通過の支援、促進 ✓ 政策と計画のインセンティブの強化 (供給・価格メカニズム) ✓ 商業利用に向けたガス供給の確保 ✓ 表 2.2-1 「CNG バスプログラムの普及目標」参照
エネルギーセクター改革の効果的な実施	Luzon の電力セクターの発電容量	LNG、CCGT (300MW, 2011 年) San Gabriel 発電所(550MW, 2013 年)
	天然ガス下流分野	<ul style="list-style-type: none"> ■ 政策イニシアティブ ✓ 天然ガス法 ✓ 施行規則、送電基準、配電基準、供給基準 ✓ 投資優先計画における天然ガスの促進 ■ 生産・供給の確保 ✓ 天然ガス供給ベースの探査・開発 ✓ その他の潜在的な天然ガス資源と利用 ✓ 国内の LNG 輸入ターミナル・ハブ建設の促進 ✓ ASEAN、中東、APEC 加盟国の天然ガス開発のモニタリング・評価 ■ インフラ開発 ✓ M/P のレビューと改訂 ✓ Visayas、Mindanao への天然ガス供給のための LNG ターミナルの F/S の実施 ✓ 2021 年～2030 年までの Visayas のインフラ開発計画の実施 ■ 市場開発 ✓ ガス価格フォーミュラのレビュー ✓ 標準/基準価格構造の提言 ✓ 天然ガスインフラの奨励策のレビューと統合 ✓ 他の潜在的なソースからの天然ガス利用の調査の実施 ✓ 天然ガスへの燃料転換の関連技術の技術・経済的側面の評価 ✓ マージナル・ガス田を利用したオンサイトまたは小規模発電の促進 ✓ 潜在的なガス市場の分析 ✓ “インフラ開発”は表 2.2-3 を参照

出所: Philippine Energy Plan 2009-2030



出所: “Investment Opportunities in the Philippines ENERGY SECTOR” (DOE, 2011)

図 2.2-3 Mindanao の LNG ターミナル計画

2.2.3 天然ガス関連インフラプロジェクト

具体的なインフラ開発のプロジェクトを表 2.2-3 に示す。DOE へのインタビューによれば、これらのプロジェクトの中でも、Batangas と Manila を結ぶ BatMan1 パイプラインについては、最も優先順位が高いプロジェクトと位置づけられている。また、DOE では、Batangas 地域に立地する LNG ターミナルの方が Bataan 半島に立地する LNG ターミナルよりも優先順位が高いと考えている。その理由としては、1) BatMan1 パイプラインへの供給ソースと期待される Malampaya ガス田は将来の枯渇が懸念されており、新規に建設される LNG ターミナルに天然ガス供給の代替機能を期待されていること、2) Malampaya ガス田の価格 (Malampaya ガス田の価格フォーミュラに基づく天然ガスの販売価格) は国産ガスとしては平均的であるが、新たな供給源としての LNG を Malampaya ガス田と競わせることで天然ガス価格の一層の低下が期待されることなどが考えられよう。

DOE では、BatMan1 沿線で想定される需要については、発電需要だけでなく、産業需要や商業需要 (地域冷房)、住宅需要にも期待している。

発電需要では、既設 Sucat 発電所 (850MW) のガス転換が期待されているが、ガス転換が難しい場合は、パイプライン沿線での新たな天然ガス火力発電所の新設が期待されている。

BatMan1 パイプラインは 3 つの Zone に区分されている。

- Zone1: Batangas-Binan
- Zone2: Binan-Rosario/Robin
- Zone3: Binan-Sucat

このうち Zone1 の Binan までは Philippine National Oil Company (PNOC) が第一段階と位置づけている区間である。

BatMan1 パイプラインで PNOC が果たす役割は、initially には 100% の budget を用意

して整備することである。DOE では、PNOC が実際には十分な予算を確保できず、partner を募集することになると見ている。その後のパイプラインの設計・調達・建設（EPC）や運営・維持管理（O&M）は、設立される P/L company の判断に委ねることになる。PNOC は、PNOCEC にフランチャイズをアサインする。

なお、DOE へのヒアリングによれば、パイプラインや LNG 等の Infrastructure program の実現に加えて、天然ガス輸送では新たな技術の導入も必要と考えている。例えば、経済性や早期での実現可能性を考慮して、LNG 運搬車、LNG 船等も天然ガス輸送手段として検討されている。

表 2.2-3 インフラ開発

Critical Gas Infrastructure Project	Target Year
Batangas-Manila (BatMan 1) pipeline	
Zone 1: Batangas-Binan	2013
Zone 2: Binan-Rosario/Robin	2014
Zone 3: Bian-Sucac	2015
CNG Refilling Stations in Metro Manila	2010-2015
Bataan-Manila (BatMan 2) Pipeline	2016
LNG Hub Terminal in Pagbilao Quezon	2013
LNG Terminal in Bataan	2015
Pipelines to Subic and Clark	2017
Sucac-Fort Bonifacio Pipeline	2017
Bataan-Cavite (BatCave) Pipeline	2020
Metro Manila Gas Loop/EDSA-Taft Loop	2020

注: PNOCは初期段階のエンジニアリング・設計、設計調達建設(EPC)及び許認可を担当。ガス供給はPNOCと民間セクターが行い、資金調達は民間セクターが行う。

出所: Philippine Energy Plan 2009-2030



出所: "Investment Opportunities in the Philippines ENERGY SECTOR" (DOE, 2011)

図 2.2-4 Luzon の天然ガス・インフラ計画

2.2.4 Power Development Plan2010-2030

天然ガス需要を見通す上で鍵を握るのが発電需要である。2010年時点でも、天然ガス消費の97%が天然ガス火力発電所で消費されている（これらの天然ガス火力発電所は、Malampaya ガス田からの天然ガスを利用している Batangas エリアの Ilijan、Sta.Rita、San Lorenzo の各コンバインドサイクル発電所）。今後、BatMan1 パイプライン沿線やLNG 基地周辺で天然ガス火力発電所の新設や燃料転換が期待されるが、こうした電力開発の動向は、BatMan1 パイプラインやLNG 基地の F/S にも大きな影響を及ぼす。そこで以下では、“Power Development Plan 2010-2030” をもとに、今後の電力開発を見通す。

2010年時点でのフィリピンの電力の設備容量を図 2.2-5 に示す。全体の発電容量は16,359MWであり、そのうち天然ガス発電のシェアは17.49%である。発電量は67,743GWhである。発電効率の良い天然ガス発電は発電容量に比較して発電量のシェアが高く、全体の28.81%を占める。地域別には Luzon の発電容量が11,981MW で全体の73.24%を占める。

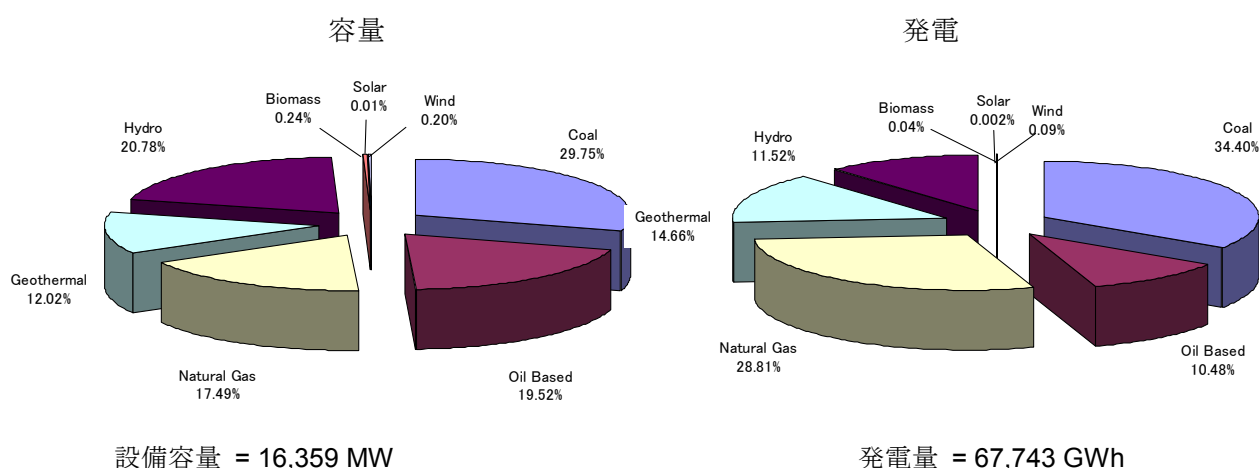


図 2.2-5 発電容量と発電量(2010)

表 2.2-4 地域別発電容量

GRID	Capacity(MW)		Percent Share (%)		2010 Peak Demand(MW)
	Installed	Dependable	Installed	Dependable	
LUZON	11,981	10,498	73.24	75.52	7,656
VISAYAS	2,407	1,745	14.71	12.55	1,431
MINDANAO	1,971	1,658	12.05	11.93	1,288
TOTAL	16,359	13,902			10,231

出所: Power Development Plan2010-2030

“Luzon Power Supply Demand Outlook to 2030”によると、2014年の Required Additional Capacity は300MW、2020年までの Required Additional Capacity の累計 (7

年間)は3,400MWである。2030年までの17年間の累計では12,300MWの新設・増設が必要とされている。Luzonにおける発電所の新設・増設ニーズは大きく、BatMan1パイプライン沿線でも相応の天然ガス発電所の新設・増設等が期待される。

BatMan1パイプライン沿線では、Batangasエリアに計画されているFirst Gen San Gabriel (550MW,2013年)¹が注目される。Malampayaガス田から生産される天然ガスはBatangasエリアの3つの発電所に供給されているが、さらにFirst Gen San Gabriel発電所が整備され新たな天然ガス需要が発生することで、BatMan1パイプラインに必要な天然ガス量が供給されるかどうかのポイントとなる。

なお、Luzonの民間企業の新規発電所プロジェクトは表2.2-5に示すように23件ある。これらの発電所が計画どおり建設された場合には、2020年では2010年に比較して5208.3MWの増加となる。それに加え、2022年、2025年に700MW 700MWの新型コンバインドサイクル発電所を建設した場合の、電力需給見通しを表2.2-6に示す。

表 2.2-5 Luzonの民間企業の新規発電所プロジェクト

Committed / Indicative	Name of the Project	Location	Rated Capacity (MW)
	COAL		3,635.00
Committed	2 X 300 MW Coal-Fired Power Plant	Mariveles, Bataan	600
Indicative	Puting Bato Coal Fired Power Plant	Brgy. Puting Bato West, Calaca, Batangas	135
Indicative	2 X 300 MW Coal-Fired Power Plant	Sitio Naglatore, Cawag, Subic	600
Indicative	Quezon Power Expansion Project	Mauban, Quezon	500
Indicative	SLPGC Coal-Fired Power Plant	Brgy. San Rafael, Calaca, Batangas	1200
Indicative	2 X 300 Masinloc Expansion	Zambales	600
	DIESEL		171.00
Committed	CIP 2 Bunker Fired Power Plant	Bacnotan, La Union	21
Indicative	Aero Derivative Combined Cycle Power Plant	Calamba, Laguna	150
	NATURAL GAS		850.00
Indicative	2 X 100 MW Gas Turbine Power Project	Brgy. Ibabang Polo, Grande Island, Pagbilao, Quezon	300
Indicative	San Gabriel Power Plant	San Gabriel, Batangas	550
	GEOHERMAL		140.00
Committed	Maibarara Geothermal Power Project	Sto. Tomas, Batangas	20
Indicative	Tanawon Geothermal Project	Bacman Geothermal Field, Sorsogon	40
Indicative	Rangas Geothermal Project	Bacman Geothermal Field, Sorsogon	40
Indicative	Manito-Kayabon Geothermal Project	Bacman Geothermal Field, Sorsogon	40
	HYDROPOWER		150.00
Indicative	Kanan Hydro Power Project	Gen. Nakar, Quezon Province	150
	WIND		206.00
Indicative	Burgos Wind Power Project	Nagsurot-Saoit, Burgos, Ilocos Norte	86
Indicative	Pasquin East Wind Energy Project Phase One	Pasquin, Ilocos Norte	45
Indicative	Pasquin East Wind Energy Project Phase Two	Pasquin, Ilocos Norte	75
	BIOMASS		56.30
Committed	Green Future Biomass Project	Isabela	13
Indicative	Unisan Biogas Project	Quezon Province	11.2
Indicative	Lucky PPH Biomass project	Isabela	3.6
Indicative	17.5 MW Nueva Ecija Biomass Power Project	Brgy. Tambo-Tabuating, San Leonardo, Nueva Ecija	17.5
Indicative	San Jose City I Power Corporations' Biomass Project	Nueva Ecija	11
	total		5,208.30

¹ まだ建設は始まっておらず、FS段階である。

表 2.2-6 Luzon の電力需給予測

	①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨
	Required additional capacity	Committed capacity	Existing capacity	Required reserve margin	Peak demand	Required capacity	民間新規 non-committee	Existing capacity (non-committeeが計画どおり建設された場合)	Required additional capacity (non-committeeが計画どおり建設された場合)
2010			10,197	1,825	7,799	9,624		10197	
2011		75	10,272	1,847	7,895	9,742		10272	
2012		34	10,347	1,932	8,257	10,190		10347	
2013	276	620	10,381	2,021	8,636	10,657	295.8	10,381	276
2014	145		11,001	2,114	9,033	11,146	238.5	11,297	-150
2015	657		11,001	2,211	9,447	11,658	980	11,535	123
2016	1,192		11,001	2,312	9,881	12,193	1050	12,515	-322
2017	1,752		11,001	2,418	10,335	12,753	1240	13,565	-812
2018	2,337		11,001	2,529	10,809	13,338	600	14,805	-1,467
2019	2,949		11,001	2,645	11,305	13,950	0	15,405	-1,455
2020	3,590		11,001	2,767	11,824	14,591	150	15,405	-815
2021	4,260		11,001	2,894	12,367	15,261	700	15,555	-295
2022	4,960		11,001	3,027	12,934	15,961	0	16,255	-294
2023	5,693		11,001	3,166	13,528	16,694	0	16,255	438
2024	6,459		11,001	3,311	14,149	17,460	700	16,255	1,205
2025	7,260		11,001	3,463	14,798	18,261	0	16,955	1,306
2026	8,098		11,001	3,622	15,478	19,099	0	16,955	2,144
2027	8,975		11,001	3,788	16,188	19,976	0	16,955	3,021
2028	9,892		11,001	3,962	16,931	20,893	0	16,955	3,938
2029	10,851		11,001	4,144	17,708	21,852	0	16,955	4,897
2030	11,854		11,001	4,334	18,521	22,855	0	16,955	5,900

↑
黒字が不足量
(赤字は余裕分)

注) ⑨Required additional capacityの算定は下記手順による
⑨=(当該年度の⑥(=④+⑤) - 当該年度の⑧(=前年度の⑦+⑧))

出所) 2010-2030PDPを用いてMRI修正
(成長率4.59% リザーブマージン23.4%はオリジナルPDPと同条件)

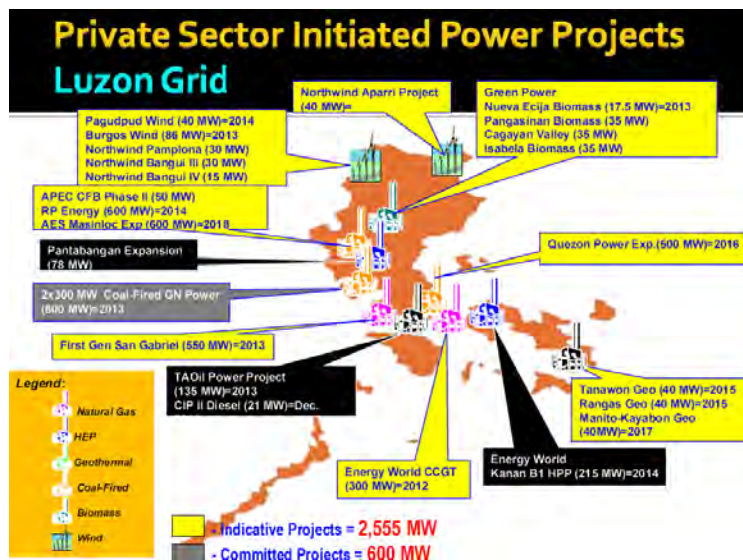


図 2.2-6 民間セクター主導の発電プロジェクト (Luzon グリッド)

2.2.5 他ドナーの動向 (世界銀行)

フィリピン国の天然ガスセクターにかかる他ドナーとして注目されるのは、世界銀行の動向である。

世界銀行では、フィリピン国とベトナム国を対象に、中規模 LNG を活用した問題解決を提案している。フィリピン国では、Bataan 半島の Limay 地区を対象として、陸上、海上の LNG ターミナルの検討を行っている。世界銀行では、フィリピン国のような中規模な市場を対象とする場合、より小型の LNG 船の開発が必要であり、プロジェクトの実現性を早める観点から FSRU/FSU への関心が高まっていることを指摘している。ちなみに、世界銀行が提案している Limay 地区の LNG ターミナルの天然ガスは、ほとんどが近接する場所に想定している天然ガス発電所で消費されると想定されている。

世界銀行が検討している LNG ターミナルは、地域的には Bataan 半島を想定しているため、フィリピン全土や Luzon 島全体を対象とした天然ガスマスタープランを策定する際には考慮されるべきものであるが、今次調査が対象としている BatMan1 パイプラインの基本設計等においては、その直接的な影響は考慮しなくてもよいものと考えている。

2.3 天然ガス関連法令と規制の概要

2.3.1 立法および大統領令レベルの既存法令

フィリピンでは、天然ガスの利用は 21 世紀に入ってはじまったばかりであり、ガス規制の枠組みも十分ではない。既存のガス関連規制は、以下の石油関係法令に含まれているが、ガスの開発・利用促進を国家的に管理するための天然ガス法は長年国会で審議が止まっている状況である。

表 2.3-1 立法および大統領令レベルの既存法令

1)Commonwealth Act No.146(CA146) of 1936
2)Petroleum Act of 1949(Republic Act 387, June 18, 1949)as amended
3)RA 6173 Oil Industry Commission Act, April 30, 1971)
4)Presidential Decrees(PD)87, Dec.31, 1972
5)PD 1206, Creating the Department of Energy, October 6, 1977
6)PD 1700, Regulating Pipeline Concessionaires, July 10, 1980
7)The new constitution (1987)
8)Executive Order 172 of 1987
9)Act of Creating the Department of Energy (Republic Act 7638, December 9, 1992)
10)Downstream Oil Industry Deregulation Act of1998(Republic Act no.8479, July 28, 1997)
11)Tax Reform Act of 1997 and National Internal Revenue Code
12)Philippine Air Clean Act of 1999
13)PD No.314 of November 2000
14)An Act to grant First Gas Holdings franchise to construct, install, own, operate and maintain a natural gas pipeline for the transportation and distribution of natural gas to different areas in the Island Luzon(Republic Act No. 8997)
15) An Act Ordaining Reforms in the Electric Power Industry(RA No. 9136, June 8 2001)

注: 法令の表記は原文どおり

2.3.2 ガス関連規制

ガス関連の省令、ガイドライン、公式見解、重要規制等の規制では、以下が重要である。

表 2.3-2 天然ガス関連規制

1) Constituting an Inter-Agency Committee on Natural Gas Development.(Department Adm.Order No.193 (22 August 1990)
2) An Act Creating the Department of Energy, Rationalizing the Organization and Functions of Government Agencies Related to Energy, and for Other Purposes (Republic Act no. 7638 (9 December 1992)
3)Rules and Regulations Implementing Section 5 of DOE Act of 1992 or RA 7638((Energy Regulation ER 1-94.May,24,1994)
4)Policy Guidelines on the Overall Development and Utilization of Natural Gas in the Philippines(DOE Circular No.95-06-006.June,15,1995)
5)Creating the Philippine Gas Project Task Force (Executive Order No.254(30, June 1995)
6)Department of Justice Opinion No.95,S.1988 (May,11,1988)
7) Department Circular No.2000-03-003 (March,17,2000)
8)Department Circular No.2000-06-010 and other several circulars in 2000
9)Department of Justice Opinion No.95,S.2000 (June,6,2000)
10)Designating the Department of Energy as the Lead Agency in Developing the Philippine Natural Gas Industry(18 January 2001)
11)Rules of Practice and Procedure Before the Department of Energy (DOE Circular No.2992-07-004(31 July 2002)
12)DOE Reorganization (Administrative Order No.38 (23 August 2002)
<u>13)Interim Rules and Regulations Governing the Transmission, Distribution and Supply of Natural Gas(DOE Circular No.2002-08-005(27 August 2002)</u>
14) Assignment of Personnel at the Natural Gas Office (DOE Special Order No.2002-12-050 (3 December 2002)
15) Implementing the Natural Gas Vehicle Program for Public Transport(Executive Order No.290 24 February 2004)
16) Guidelines on the Issuance of Certificate of Accreditation and Certificate of Authority to import under the Natural Gas Vehicle Program for Public Transport(NGVPPT)(DOE Circular No.2004-04-004(2 April 2004)
17) Enhanced Implementation of the NGVPPT and the Development of Compressed Natural Gas (CNG) Supply and Infrastructure (DOE Circular No. 2005-07-006 (5 July 2005)

注:法令の表記は原文どおり

とりわけ、2002年に作成された DOE Circular No. 2002-08-005（以下、「Circular」と呼ぶ）は、天然ガスの輸送、配送、供給にかかる関連事業の基礎となっている。

この Circular は、a)国産・輸入ガスの輸送、配送、b)国産・輸入ガスの供給、c)DOE、関係する他の政府機関、天然ガス産業に適用される。天然ガス産業の創設による天然ガス

の利用促進、天然ガス産業への民間企業の参入促進、自由化による競争の促進、国際的な安全基準の遵守を基本的な政策としており、天然ガス産業の構造と操業等につきガイドラインを示している。天然ガス産業は、輸送、配送、供給の 3 つのセクターに区分されている。

この Circular の主な特徴は以下のとおりである。

- 輸送セクター、配送セクター、供給セクターともに事業者は DOE の許可を得る必要がある。
- 輸送・配送事業は、フランチャイズを必要とする公益事業とみなされる。これらの事業にはフィリピンのオーナーシップが必要とされる。
- ガスの輸送・配送システムには、第三者アクセスが義務付けられている。
- 輸送・配送システムにかかる建設・操業・維持管理・拡大等には DOE の許可が必要である。
- DOE では、ガスインフラ・プロジェクトへの入札を奨励する。
- パイプラインでは、消費者に最大の便益をもたらすルートを選定する必要がある。許可を出す前に、DOE は複数ルートでの比較を行った調査結果の提出を求めることができる。
- 許可を受けたパイプラインや輸送・配送施設は DOE の書面での許可なく廃止にすることはできない。
- DOE による許可は 25 年間（さらに追加 25 年間）有効である。
- パイプラインや輸送・配送施設の建設・操業は、ISO の定めた基準に従う。パイプラインの設計基準は ISO13623 に従う。
- 許可を受けた者は、フィリピン国の環境関連法令に相反してはならない。
- パイプラインガスの料金は、ERB 憲章に従い ERC が所管する。

表 2.3-3 DOE Circular No. 2002-08-005 の概要

天然ガス輸送・配送・供給に関する暫定規則・規定

条項	タイトル	内容	備考
パート I	一般規定		
1 条	範囲	天然ガスの Pipeline Concession Supply として、フランチャイズに基づき、自国利用のための国産・輸入ガスの輸送/配送	
2 条	政策の公表	天然ガスの促進 天然ガス事業への民間セクターの参入の促進 競争の促進 コンプライアンスの確保	
3 条	DOE の責務	エネルギーセクターの政策策定機関 天然ガス事業の開発と実施の監督と調整	
4 条	天然ガスの測定	天然ガスの量 : SCM 天然ガスのエネルギー : Joules 標準状態: 温度 : 15.5°C、絶対圧力 : 0.101325 Mpa	
5 条	用語の定義	(省略)	
パート II	天然ガス事業の構造と実施		
6 条	輸送セクター	ガス輸送業者による天然ガス輸送は DOE の認可機関の承認が必要	
7 条	配送セクター	ガス配送業者から顧客への天然ガス配送は DOE の認可機関と ERC の価格設定当局の承認が必要 パイプライン網 ガス配送業者のユニバーサルサービス義務	
8 条	輸送/配送関連施設	輸送/配送関連施設は DOE の認可機関の承認のみを必要とする a) 天然ガス処理プラント b) パイプライン接続施設 c) パイプライン計測ステーション d) LNG ターミナルと脱ガス化施設 e) 貯蔵施設 f) CNG 補充ステーション 輸送/配送関連施設の運営の承認	
9 条	供給セクター	天然ガスの顧客への供給には DOE の認可機関の承認が必要。 天然ガスの顧客への供給の承認 関連供給業者	
10 条	天然ガスの輸送・配送・供給に関する規制	天然ガスの輸送・配送・供給は公益と規制の影響を受ける事業。 天然ガス輸送・配送におけるフランチャイズの必要性 サービス契約に基づくパイプラインとパイプライン関連施設 フィリピンの所有権の必要性 交差所有	
11 条	第三者アクセス	第三者アクセスの義務 余力 第三者アクセスの保留 ガス輸送業者とガス配送業者のアクセス条件の承認	ガス輸送システムとガス配送システムは第三者ユーザーによる非差別的なアクセスが可能

12 条	許可	許可の必要性 ガスインフラ・プロジェクト パイプライン・ルート 許可の条件 石油事業 占有許可 手数料 パイプライン、輸送・配送関連施設の廃棄 許可の期間	ガス関連施設、建設、操業、維持管理にあたっては DOE の許可が必要。
13 条	許可の申請	申請の必要 申請の内容 申請手数料 機密情報 許可の決定	
14 条	建設、操業、安全性の基準	操業の実施 公共インフラへの影響 パイプライン設計の基準 パイプラインの検査 サイン 操業の中止 パイプラインによる物資排出 陸上パイプラインの廃棄 海底パイプラインの廃棄 環境等に関する法規制コンプライアンス	パイプラインの建設・操業は ISO に準拠する。 パイプラインの設計基準は ISO 13623 の基準に準拠する。 許可の取得者はフィリピンの環境その他の関連法に従って活動・操業を行う。
パートⅢ	天然ガスの価格設定		
15 条	天然ガス価格設定	価格・価格表の決定 価格設定の指針 公正かつ妥当な基準 アンバンドル・サービス	パイプライン・ガスの価格・価格表の決定・規制に関する事項については ERC が責任を有する
16 条	競争の促進	競争の促進 テイク・オア・ペイの義務	
パート 4	暫定的な規定		
17 条	既存の制度	許可 申請	
18 条	申請の保留		
パートⅣ	最終規定		
19 条	報告義務	関連する報告義務については付表 3 参照	
20 条	違反と罰則	違反 規則の実施 罰則 許可の取り消し	
21 条	分離条項		
22 条	規則の改正		
23 条	有効性		
付表 1	パイプライン許可申請の添付書類		
付表 2	パイプラインのアクセス条件		
付表 3	報告と文書化		

2.3.3 Circular No. 2002-08-005 にかかる考察

天然ガスセクターでは、2002年に作成された Circular No. 2002-08-005（以下、「circular」と呼ぶ）が全ての基礎となっている。しかしながら、天然ガスセクターをとりまく状況は以前とは変わってきており、DOEとしてはこの Circular の改訂が必要との問題意識を有している。

DOEでは、「この Circular がパイプラインプロジェクトの承認を与える際の全ての基礎になるため、これが改訂されなければ具体的プロジェクトが進められない」と理解している。

ガスの開発・利用促進を国家的に管理するための天然ガス法は長年国会で審議が止まっており、成立までは少なくとも3年以上といった長い時間がかかると DOE では見ている。法律が不在の中、この Circular が唯一天然ガスセクターのルールとなっており、具体的なプロジェクトを進める上での改訂が必要であれば、その方向性を示す必要がある。天然ガス法の審議が再開されれば、この Circular が主要な基準（天然ガス法の基礎）となる可能性が高い。

この Circular のポイントは表 2.3-3 に示すとおりである。以下では、この Circular と日本の天然ガス関連法令との比較等を踏まえ、Circular の改訂に向けて検討すべき視点について提案した。

(1) パイプラインに関する法令体系の中での Circular の位置づけとカバー範囲

一般に天然ガスパイプライン事業に関連する主な法規・法令としては、以下の5つに区分される。表 2.3-4 に日本の関連法令を示す。

- 1) 事業関連法令（事業主体、事業内容、料金等を定める法令）
- 2) 公物管理法令（道路、河川等の国有財産の占有、掘削等を定める法令）
- 3) 土地収用・利用関連法令（土地利用、土地収用等を定める法令）
- 4) 保安関連法令（工事、維持管理における安全基準を定める法令）
- 5) 環境関連法令（工事、維持管理における環境基準を定める法）

フィリピンでは、Circular No. 2002-08-005 は事業関連法令の主要な法令と位置づけられる。

表 2.3-4 日本の天然ガス関連法規制

法規制の種類	日本	フィリピン
事業関連法令	鉱業法 21条（鉱業権の設定） 63条（施行案） ガス事業法 3～15条（事業の許可） 16～25条の4（業務） 石油パイプライン事業法 5～14条（事業の許可）	Circular No. 2002-08-005 PART I (General Provisions) ◇ Rule 1-5 PART II (Structure and Operation of the Natural Gas Industry) ◇ Rule 6-14 PART III (Natural Gas Industry Pricing) ◇ Rule 15-16

	<p>電気事業法 3～17条（事業の許可） 18～33条（業務） 高圧ガス保安法 5～25条（事業）</p>	
公物管理関連法令	<p>道路法 32～41条（道路の占有） 共同溝の整備等に関する特別措置法 12～19条（共同溝の占有） 道路交通法 77条（道路の使用の許可） 海岸法 7条(海岸保全区域の占有) 港湾法 37条（港湾区域内の工事等の許可） 下水道法 24条（行為の制限等） 都市公園法 6条（都市公園の占有の許可） 自然公園法 17条（特別地域） 都市計画法 65条（建築等の制限） 森林法 10条の2（開発行為の許可）</p>	
土地収用・利用 関連法令	<p>土地収用法 3条（土地の収用又は使用すること のできる事業） 16～30条の2（事業の認定） 都市計画法 11条（都市施設） 69～73条（都市計画事業のための土 地等の収用又は使用） 鉱業法 101～108条（土地の使用及び収用） 民法 206条（所有権の意義・内容） 207条（土地所有権の限界） 265～269条の2（地上権） 土地基本法 2条（土地についての公共の福祉優 先）</p>	

保安関連法令	鉱山保安法 4～31 条の 3 ガス事業法 28～36 条 石油パイプライン事業法 24～31 条 電気事業法 42～46 条 高圧ガス保安法 29～39 条	Circular No. 2002-08-005 ◇ Rule 14(Standards for Construction, Operation and Safety)
環境関連法令	騒音規制法 14 条 振動規制法 14 条 各自治体の環境影響評価条例または指 導要綱	Circular No. 2002-08-005 ◇ Rule 14(Standards for Construction, Operation and Safety) - Compliance with Environmental and Other Laws and Regulations

(2) LNG、CNG 導入への対応

DOE では、LNG terminals や CNG 充填スタンドなど、フィリピンにとって新しい技術の導入に合わせて、Circular 等の関連法令も改訂する必要があると認識している模様である。すなわち、パイプラインでも、LNG ターミナルとの関連や CNG 充填スタンド等との関連を新たに規定する必要があるかどうか、また規定する場合はどのように行うか、等が論点になるものと推察される。

(3) その他考慮すべき事項

その他に考慮すべき事項としては、注目すべき新たな技術への対応、維持管理に関する規定の必要性が検討対象となる。新たな技術としては、例えば以下がある。

- 高強度材料：パイプラインに求められている基本特性として、材料の強度がある。X100、X120 の出現への対応が必要。
- 新たな溶接および検査技術の取り込み：溶接および検査は、その効率化や合理化と共に品質向上や安全性で大きなウェイトを占める。自動溶接や自動超音波探傷試験など。
- パイプライン監視制御システム：漏洩検地システム等。
 腐食検査技術と形状検査技術：法的に検査そのものを義務付けた規制等はなく、パイプライン所有者の責任において管理。日本では、パイプラインの老朽化が懸念される中、インテリジェントピグによる検査が主流となっている。今後は、ライフサイクルメンテナンスを考慮した設備計画、維持、保全計画の策定が実施されていく傾向。
- 維持管理・保守に関する規定。日本のガス事業法、鉱山保安法ともに保守に関する規定事項は少ない。実際の操業では自主規定に基づく保守が行われているのが現状であるが、事業継続性の観点からは、保守に関する規定を取り入れる可能性もある。
- 一方で、日本では、パイプライン敷設コストの低減等を図るために、埋設深さ等で規

制を緩和する動きも見られる。フィリピン国では、14においてISO基準に従うこととされており、特にパイプラインの設計、建設、操業、維持管理については、2000年に発行されたISO13623に従うこととされている。これらのISO13623を精査しつつ、フィリピン国において追加・修正すべき技術基準を検討する必要がある。

2.4 JICA M/P(2002) のレビューと天然ガスインフラ開発の必要性

2.4.1 JICA M/P(2002) のレビュー

JICAでは、2002年にフィリピン国天然ガス産業開発計画調査（以下では「JICA M/P(2002)」と呼ぶ）を実施している。以下ではその概要を取りまとめるとともに、2002年以降のフィリピン国における天然ガスの開発・利用、天然ガスインフラストラクチャーの整備動向を踏まえ、このJICA M/P(2002)をレビューした。

(1) JICA M/P (2002) の概要

JICA M/P(2002)は、「フィリピン国における天然ガス利用促進のための包括的な中・長期マスタープランを作成すること」及び「マスタープランをカウンターパートが自ら点検・修正して、ローリングしながら継続的に活用していけるように技術移転を行うこと」を目的として実施された。

調査は「天然ガス利用促進シナリオ（フェーズ1）」と「天然ガス利用促進マスタープラン（フェーズ2）」で構成されている。各フェーズの主要な調査項目を下表に示す。

表 2.4-1 JICA M/P(2002) の調査項目（フェーズ1）

ステップ	調査項目	備考
ステップ1	需要調査/利用計画	対象3地域 電力、工業、民生（商業用・家庭用）、輸送の部門
	供給方式調査	国産天然ガス、輸入LNG、ASEANパイプライン
	政策検討	天然ガスの利用促進に係わる諸政策手段や制度
ステップ2	マクロ経済想定及びエネルギー需要予測	対象3地域 経済の見通し⇒エネルギー全体の需要予測
	供給選択肢の検討	天然ガス供給施設（パイプライン、貯蔵設備、LNG受入基地 etc） 供給ルート、消費者向け流通・配送設備、供給コスト
ステップ3	天然ガス需要予測	対象3地域におけるガス需要 “ガス利用シナリオ”と“ガス利用促進シナリオ”
	供給方法の策定	B1（国産ガスのみによる供給） B2（国産ガス+輸入LNG） B3（国産ガス+輸入LNG+ASEANパイプライン）
ステップ4	供給システムの選択	2つの需要シナリオに対応する複数の供給シナリオにつきパイプラインに絞って財務分析等を実施・評価
	ガス需給シナリオの設定	需要シナリオごとに最適な供給シナリオを選択

表 2.4-2 JICA M/P(2002) の調査項目 (フェーズ2)

ステップ	調査項目	備考
ステップ5	最適なガス需給シナリオの選定	プロジェクトの経済評価 マクロ経済への評価 (経済成長率、所得水準、政府財政収支など、各シナリオがフィリピン経済に対して及ぼす効果の比較) 環境影響・安全性 (地域的・地球的環境及び安全性に対する影響あるいは効果の比較) ガスの安定供給 (各シナリオのガス安定供給への寄与度の比較) その他の経済的・社会的影響
ステップ6	ガス利用促進 M/P の策定	ガス需給シナリオ アクションプラン ・資金調達方法 ・制度 ・機構の整備 ・人材の育成方策 ガス関連プロジェクトの提案 (対象期間の前半 (10年間) については年次別プログラムを作成)

ガス需要、ガス供給、政策・制度、優先プロジェクトに関する主要な調査結果を下表に示す。これらの結果は、ガス需要見通しに応じて、High ケースと Low ケースに区分されている。

表 2.4-3 JICA M/P(2002) の主要な調査結果

項目	High ケース	Low ケース
ガス需要	2010 年 発電用 522MMscfd 発電用以外 27.6 MMscfd 合計 549.6 MMscfd 2025 年 発電用 1,395MMscfd 発電用以外 176.37 MMscfd 合計 1,571.37 MMscfd	2010 年 発電用 382MMscfd 発電用以外 7.68 MMscfd 合計 389.68 MMscfd 2025 年 発電用 1,261MMscfd 発電用以外 51.71 MMscfd 合計 1,312.71 MMscfd
ガス供給	LNG 基地を Batangas 地域と Bataan 半島地域の双方に立地 NCR 地域以遠に対して、陸上パイプライン+海底パイプラインで供給	LNG 基地を Batangas 地域と Bataan 半島地域の双方に立地 NCR 地域以遠に対して、陸上パイプライン+海底パイプラインで供給
政策・制度	a)認定したパイプラインプロジェクトに対して 10 年間のタックスホリデー付与 b)LNG 輸入関税廃止 (2006 年から) c)ガスパイプライン網設備部品の輸入関税減税 (2005 年から) d)国際開発金融機関などからの低利融資の確保 e)NGV プロジェクトに対して、ガス価格の引下げ、ガス充填所の建設費補助 f)ガスコジェネレーション、ガス空調に対して認定投資額の 10%の税額控除	特別の支援策を講じる必要はない。ただし、NGV は例外。
優先プロジェクト	1)Tabangao-Sucut 間ガスパイプラインの建設 2)Bataan 半島東岸の LNG 基地の建設 (Limay/Mariveles 近辺) 3)NCR 地域における NGV 向けガス充填所の建設 4)Batangas 湾岸に立地する LNG 基地の建設 5)Bataan 半島 LNG 基地から NCR への海底パイプラインの建設	1)Tabangao-Sucut 間ガスパイプラインの建設 2)Bataan 半島東岸の LNG 基地の建設 (Limay/Mariveles 近辺) 3)NCR 地域における NGV 向けガス充填所の建設 4)Batangas 湾岸に立地する LNG 基地の建設

(2) JICA M/P(2002) のレビュー結果

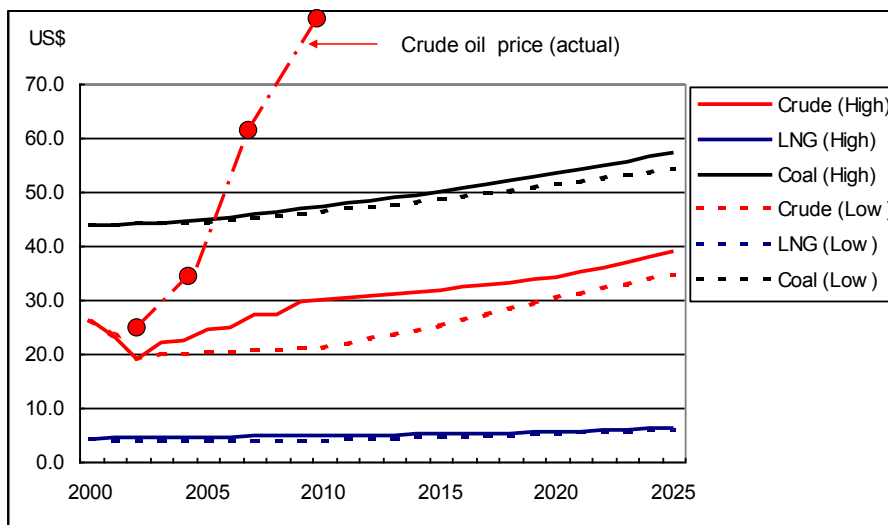
JICA Study Team は、JICA M/P(2002) の 4 つのの主要調査項目ごとにレビューを実施した。以下にレビュー結果を述べる。

1) ガス需要

- ガス需要については、2010 年時点での JICA M/P(2002) の予測値と実績値を比較することが可能である。
- JICA M/P(2002)における 2010 年時点の予測値は High ケースで 550MMscfd、Low ケースで 390MMscfd であったが、実績値は 279MMscfd となっており、予測値を大幅に下回っている。
- 実績値のほとんどは、Batangas 周辺の 3 つの発電所で消費されているが、マラン

パヤガス田の供給余力が限定されていることもあり、さらなる発電所の整備が進展していない点が要因の一つと考えられる。また、BatMan1 パイプラインをはじめとする天然ガス輸送インフラの整備が進展していないため、Batangas 地域以外での発電需要や沿線での産業用、業務用等のガス需要が顕在化していない。

- また、JICA M/P(2002) の需要予測では、下図のとおり将来のエネルギー価格を想定（前提条件）している。当時は、2010 年時点で原油価格は US\$30/bbl、LNG が US\$5/MMBtu と想定していたが、実際には両者共に想定の 3 倍程度の価格になっている。こうしたエネルギー価格の上昇もエネルギー需要の伸び悩みの一つの要因になっているものとする。
- 2025 年については、JICA M/P(2002) では High ケースで 1,571 MMscfd、Low ケースで 1,313 MMscfd となっている。一方、今回の調査では、フィリピン全国での需要予測は行っていないが、Luzon 地域のみでも 2025 年の需要は 576MMscfd と予測されており、国全体では JICA M/P(2002) と同等以上の需要が発生すると見込まれる。
- これらの将来需要を顕在化させるためには、BatMan1 パイプラインや Batangas 地域での LNG 基地などを着実に整備し、天然ガスの供給・輸送体制を整えることが条件となる。



注：Crude Oil: US\$/bbl, LNG: US\$/MMBtu, Coal: US\$/ton

出所：A Master Plan Study on The Development of the Natural Gas Industry in The Philippines, 2002 に実価格を追加

図 2.4-1 2002 年時点のエネルギー価格想定

2) ガス供給

- JICA M/P(2002) では、LNG 基地を Batangas 地域と Bataan 半島地域の双方に整備し、NCR 地域以遠に対しては陸上パイプライン+海底パイプラインで供給する計画となっていたが、現時点ではこれらのインフラは完成していない。
- Bataan 半島については世界銀行がオンショアあるいはオフショアの LNG 基地をフィリピン政府に提案中である。

- Batangas 地域の LNG 基地および Batangas 地域から NCR 地域への陸上パイプラインについては、今次調査でカバーしている。

3) 政策・制度

- 1999 年時点で、フィリピン国は一次エネルギー供給の 60%近くを輸入エネルギーに依存しているところから、国産エネルギー源の開発を目下のエネルギー政策上の重要な課題としていた。そこで、商業ベースの埋蔵量がパラワン島沖で確認された天然ガスは、この課題解決のための有望なエネルギー源であり、同国における大規模な天然ガス利用開始の契機になるであろうと期待されていた。
- 当時の“フィリピンエネルギープラン 2000-2009”によると、天然ガスの 1 次エネルギー供給に占める割合は、1999 年のわずか 0.01%から 2004 年には 5.97%、さらに 2009 年には 5.72%に上昇すると予想していた。加えて、パラワン島周辺の油田を中心とする天然ガス、石油の生産拡大により、輸入エネルギーへの依存度は 2004 年には 49.9%へ低下し、2009 年には再び 52.7%へと上昇すると予想されていた。
- 実績では、天然ガスの一次エネルギー供給に占める割合は、2004 年には 5.1%、さらに 2009 年には 8.1%に上昇した。また、輸入エネルギーへの依存度は 2004 年には 45.8%、2009 年には 40.5%へと低下し、当時の計画を上回る実績を残した。現在もなお、フィリピンは天然ガスがエネルギーの多様化、エネルギー供給構造変化に役立つものとして位置付けており、天然ガスに対する政策は変わっていない。
- 政策・制度については、JICA M/P(2002) では、High ケースの場合、認定したパイプラインプロジェクトに対して 10 年間のタックスホリデー付与、LNG 輸入関税廃止（2006 年から）等の新制度が創設することが提案されているが、パイプラインプロジェクトや LNG 基地の天然ガスインフラの整備が遅れているため、これらの制度は創設されていない。
- ただし、2002 年には、天然ガスセクター唯一のルールとなっている Circular No. 2002-08-005 が制定され、天然ガスにかかる活動の全ての基礎となっている。この Circular についても、近年の天然ガス関連の技術開発の進展等に伴い、改訂の必要性が指摘されている。

4) 優先プロジェクト

- JICA M/P(2002) では、次の 5 つが優先プロジェクトとされている。
 - 1) Tabangao-Sucacat 間ガスパイプラインの建設
 - 2) Bataan 半島東岸の LNG 基地の建設 (Limay/Mariveles 近辺)
 - 3) NCR 地域における NGV 向けガス充填所の建設
 - 4) Batangas 湾岸に立地する LNG 基地の建設
 - 5) Bataan 半島 LNG 基地から NCR への海底パイプラインの建設
- 各優先プロジェクトの状況は次のとおりである。
 - ① Tabangao-Sucacat 間ガスパイプラインの建設
 - マランパヤガス田からの供給の制約等もあり、パイプライン建設は遅延している。

- 政府の許認可手続き等の整理が十分ではないことも遅延の一要因である。
- ただし、DOE へのヒアリングによると、現時点でのプロジェクトの優先順位は最も高い。

②Bataan 半島東岸の LNG 基地の建設 (Limay/Mariveles 近辺)

- DOE へのヒアリングによれば、Batangas 湾岸に立地する LNG 基地よりも優先順位は低い。
- 現在は世界銀行がオンショアあるいはオフショアの LNG 基地をフィリピン政府に提案中である。
- DOE によると、現時点での LNG 基地完成時期は 2016 年ごろとしているが、今後のパイプライン建設を含めた JICA の調査結果により完成時期は変更する可能性があるとのことである。

③NCR 地域における NGV 向けガス充填所の建設

- Alternative Fuel and Energy Technology Division (AFETD)によると、Batangas 半島のマランパヤには 200 台/日の充填能力のある充填所が、また、Laguna 地域には 50 台/日の充填能力のある充填所が稼働中である。
- しかしながら、BatMan1 パイプラインは未整備であるため、NCR 地域での NGV 向けガス充填所の建設は進展していない。
- なお、全国での天然ガスバス (NGV) の導入計画台数は、2012 年で 250 台、2015 年 1,000 台、2020 年 2,500 台、2030 年 10,000 台となっている。

④Batangas 湾岸に立地する LNG 基地の建設

- 2002 時点からの進展はない。
- DOE へのヒアリングによれば、Bataan 半島東岸の LNG 基地よりも優先順位は高い。
- マランパヤガス田には将来的に供給制約があるため、BatMan1 パイプラインへの天然ガス供給の重要なソースとして早急な整備が期待されている。

⑤Bataan 半島 LNG 基地から NCR への海底パイプラインの建設

- プロジェクトの進展はない。これら 5 つの中では、最も優先順位が低い。
- Bataan 半島東岸の LNG 基地が建設された後に、当該プロジェクトも実現が期待される。

2.4.2 天然ガスインフラ開発の必要性

フィリピンでも積極的に天然ガスの利用促進を図ることが期待されており、そのためのインフラとして複数のパイプラインや LNG 基地、CNG Refilling Station の整備が計画されている。その中でも、DOE では、Batangas と NCR 地域を結ぶ BatMan1 パイプラインと Batangas 周辺に立地予定の LNG 基地を最も優先順位が高いプロジェクトと位置づけている。

フィリピンにおいても環境問題への対応は重要なエネルギー政策課題である。低炭素社会の実現に向けて天然ガスシフトを推進するためには、電力セクターにおける天然ガス火力発電所の整備、既存発電所の燃料転換を加速化することはもちろん重要であるが、さら

に産業セクター、業務セクターでの燃料転換、コージェネレーション、地域冷房等の導入促進を図ることが重要である。また、パイプラインとパイプラインに接続する CNG Refilling Station を整備することで運輸セクターにおける CNG バス導入を促進することも重要である。

産業セクター、業務セクターでの天然ガスシフトを促進するためには、産業集積、業務集積の高い地域を通過するパイプラインを整備し、パイプラインで天然ガスを供給する方法が一般的である。BatMan1 は、フィリピンの中でも最も産業集積、業務集積の高い地域を縦貫するパイプラインであり、最も効果の大きいインフラである。パイプラインによる天然ガスの供給は、ローリー・コンテナ輸送等の他の輸送手段に比較して、大規模輸送の実現、セキュリティの確保、輸送時の環境負荷低減、将来的な水素社会への対応といったメリットを有している。

表 2.4-4 天然ガスパイプラインの効果

効果	内容
燃料転換実現による環境面での効果	天然ガス供給インフラの整備により、他の化石燃料から天然ガスへの燃料転換が進めば、大幅な CO2 削減効果が期待できる。
料金低減効果	一般に、導管（パイプライン）によりガスの供給を受けている者とそうでない者とのガス料金を比較すると、導管によりガスの供給を受けているの方が、ガス購入料金は安価となる傾向になる（日本での事例を参照）。
経済波及効果	パイプライン建設工事に伴う生産誘発や雇用創出等の経済波及効果が地域に生じるほか、燃料転換の進展により関連機器市場が拡大し、工業炉・コージェネレーション等の導入増大による機器本体の低価格化、技術競争による一層の高効率化の進展が期待できる。

国産天然ガス田としては Malampaya ガス田があるが、当該ガス田は供給余力に制約があると指摘されており、今後、フィリピンにおいて天然ガスシフトを加速するためには、LNG の輸入が必須である。LNG 基地はそのための重要なインフラと位置づけられる。サイトとしては、Luzon 地域、とりわけ Batangas 地域での LNG 基地整備の優先順位が高い。Batangas から Manila には BatMan1 パイプラインが計画されており、将来的に Malampaya ガス田が枯渇した場合、LNG 基地から輸入天然ガスをパイプラインに供給することが可能である。また、現在の Malampaya ガス田の価格フォーミュラは生産者（Shell、Chevron）に優位であるとの指摘があるが、消費者であるフィリピンサイドから見ると、輸入 LNG と Malampaya 国産ガスが競争することで、価格低減効果が期待できる。

欧米や日本、韓国、台湾等東アジアのパイプライン形成パターンを見ていくと、各国のエネルギー資源や情勢によりさまざまな形成パターンがある。

欧州では、国産ガスの国内流通のためのパイプライン網を、国の資金調達等の支援のもと、国営企業が中心となって計画的に整備してきた。近年では、輸入ガスのための国際パイプラインを EU の政策として整備している。米国では、民間企業が中心となってパイプライン整備を行ってきた。日本では、都市近傍に LNG 基地を設置し、LNG 基地を中心として輸送・配送パイプラインを整備してきた。日本よりも遅れて LNG を導入した韓国、台湾でも、国営企業など国主導により短期間で計画的にパイプラインを整備してきた。

フィリピンでは、国産ガス田（Malampaya ガス田）が存在している。国産ガス田と大

都市圏を結ぶ **BatMan1** パイプラインは、パイプラインの形成過程の観点からは、欧州のパターンに類似している。さらに、**Malampaya** ガス田の枯渇に備えて **LNG** 基地も計画されており、今後については、日本・韓国・台湾等の東アジアのパターンに近い。

整備主体については、フィリピン国側は **PPP** 方式で民間企業への期待が大きいが、この点については、需要の非顕在化や顕在化時期の不確実性もあり、本調査の中でも慎重に検討を進めていく。

3. 環境社会配慮面の規制・制度の基礎情報確認

3.1 本プロジェクトに係る環境社会配慮面の規制・制度

3.1.1 環境アセスメント (EIA)

(1) 概要

フィリピン国では、全ての事業は必要な各報告書を提出した上で、最終承認者 (Environmental Management Bureau (EMB) 局長等) から環境応諾証書 (Environmental Compliance Certificate : ECC)、もしくは非該当証明書 (Certificate of Non-Coverage : CNC) を取得しなければならない。環境影響評価システム (Philippines Environmental Impact Statement System : PEISS) では、事業が表 3.1-1 に示すように5つに区分される。

Department of Environment and Natural Resources (DENR) の DENR Administrative Order No. 30 series of 2003 (DAO 03-30)に係る Revised Procedural Manual (RPM) において、パイプライン事業、環境的に大きな影響のない事業 (Non-Environmentally Critical Projects ; NECP) として規定されており、グループⅡ、あるいはグループⅢに属する。本事業には、環境的に大きな影響のある地域 (ECA) を含むため、グループⅡの規定が適用される。一方、LNG 基地の建設プロジェクトも天然ガスの貯蔵であり、石油の精錬や石油化学工業製品の製造など環境的に大きな影響のない事業ではあるが、プロジェクトサイトは環境的に敏感な地域に近接すると思われることから、パイプラインと同様にグループⅡの規定が適用される。

パイプラインの長さが 25km 以上、又は LNG 貯蔵キャパシティが 5,000KL 以上の場合、環境影響評価書 (Environmental Impact Statement ; EIS) を提出し、ECC の取得が必要となる²。承認者は、EMB 地域オフィスの長官³である。本事業は、パイプラインの長さが 25km 以上、LNG 貯蔵キャパシティも 5,000KL 以上であるため、EIS を提出し、ECC を取得する必要がある。なお、パイプラインの長さが 25km 未満、又は LNG の貯蔵キャパシティが 5,000KL 未満場合、初期環境影響評価報告書 (Initial Environmental Examination (IEE) Report ; IEER)、または IEE Checklist (IEEC) を提出し、ECC を取得する必要がある。承認者は、EMB 地域オフィスの長官である。

² Revised Procedural Manual for DENR Administrative Order No.30 Series of 2003 (DAO 03-30) ANNEX 2-1b

³ 本事業は、Region 4A の管轄である。

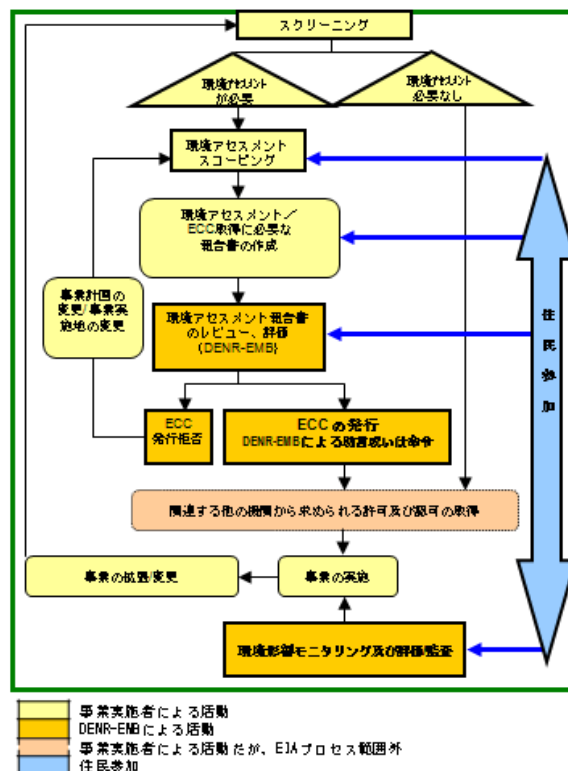
表 3.1-1 環境影響評価システムにおける事業の区分

グループ	事業の種類及び実施場所
I	環境的に大きな影響のある事業 (Environmentally Critical Projects ; ECP) 全て (実施場所にかかわらず)
II	環境的に大きな影響のある地域 (Environmentally Critical Area ; ECA) 内における、環境的に大きな影響のない事業 (Non-Environmentally Critical Projects ; NECP)
III	環境的に大きな影響のない地域 (Non-Environmentally Critical Areas ; NECA) における NECP 事業
IV	共同事業 (複数の事業者が一連の区域内で事業を実施・管理する。経済開発区や工業団地等があてはまる)
V	その他の事業

出所: Revised Procedural Manual for DAO 2003-30 (2008 年)

(2) EIA の実施フロー

EIA の実施フローを図 3.1-1 に示す。パイプラインの長さが 25km 以上、又は LNG 貯蔵キャパシティが 5,000KL 以上の場合、EIS 提出後、承認を得るために必要な期間は、従来 60 営業日であったが、DENR の Memorandum Circular (Jun 29 2010) により、20 営業日に短縮された。



出所: Revised Procedural Manual for DAO 03-30 (2008 年)に基づき作成

図 3.1-1 EIA の実施フロー

(3) ECC 取得までの手順

EIS を提出する場合の ECC 取得までの手順は、以下のとおりである。DOE は、事業者の選定後に、その事業者が EIA を実施するとしている。

1) スコーピング

事業者は、暫定的な事業影響範囲を検討した上で、ステークホルダーの検討や公開スコーピング（Public Scoping）を行う。事業者は、①スコーピング依頼書、②スコーピング用事業概要書、③事業影響予測範囲図、④ステークホルダー検討書、⑤Information, Education and Communication（IEC）活動報告書、⑥スコーピング/スクリーニングチェックリスト（Scoping/Procedural Screening Checklist：SPSC）を5部、地方 EMB に提出する。地方 EMB は、資料受領後 5 営業日以内に EIA 審査委員会（Environmental Impact Assessment Review Committee：EIARC）4を設立する。事業者は、EIA 審査委員会との事業概要等に係る協議、地域での公開スコーピング、EIA 審査委員会との技術的スコーピング（technical scoping）を事業実施地域で随時実施することが規定されている。

2) EIS の作成

EMB が SPSC を承認し、環境アセスメントの TOR を決定した場合、事業者はその TOR に基づいて環境アセスメントを実施し、EIS を作成し、SPSC とともに地方 EMB に提出する。当局は受領後 3 営業日以内に審査に足る内容かを確認する。問題がなければ事業者は審査に係る申請料を支払う。

3) EIS の審査

事業者からの審査に係る申請料を受領後、EIA 審査委員会や EMB と契約したリソースパーソンが EIS をレビューし、第 1 回 EIA 審査協議（Review Team Meeting）前、あるいは開催中に追加情報要求書（Additional Information (AI) Request）を事業者に提出する。また、この期間中に現地踏査及び公聴会（Public Hearing）（EMB 主催）を実施することが規定されている。公聴会に多くの反対者が欠席した場合、あるいはステークホルダーから要求があった場合には、住民協議（Public Consultation）の実施が求められる。

第 1 回 EIA 審査協議及び住民協議/公聴会から要求された追加情報（AI）に対し、事業者は 15 営業日以内に EMB に回答することが規定されている。必要に応じて第 2 回、第 3 回 EIA 審査協議が開催され、事業者は未解決の追加情報について説明が求められる。これらを受けて EIA 審査委員会は、審査報告書を作成し（最後の審査協議から 15 営業日以内）、EMB に提出する。EMB の担当者はレビュー報告書（Review Process Report：RPR）及び提案書（Recommendation Document）を EIA 管理課（EIA and Management Division）に提出し、EIA 課の確認を受けた上で EMB は ECC を発行する。

(4) EIS の記載内容

EIS に記載される内容を表 3.1-2 に示す。事業概要、環境影響分析、環境生態へのリスク評価、影響管理計画などから構成される。

⁴ EMB EIA 管理課（Environmental Impact Assessment Management Division）のテクニカルスタッフ（EMB Case Handler）、第三者機関、専門家等で構成される。

表 3.1-2 EIS、IEER 及び IEEC の内容

章	内容	
I. 事業概要	1.1 事業実施場所 1.2 事業実施の理由 1.3 事業の代替案検討 1.4 事業の内容 1.5 事業工程/技術的選択 1.6 事業規模 1.7 開発計画、事業スケジュール 1.8 人材	
II. 環境影響分析	2.1 土地	2.1.1 土地利用及び区分 2.1.2 地質及び地形 2.1.3 土壌 2.1.4 陸域生物
	2.2 水	2.3.1 水文/水文地質 2.3.2 海洋 2.3.3 水質 2.3.4 淡水及び海洋生物
	2.3 大気	2.3.1 気象/気候 2.3.2 大気質（及び騒音）
	2.4 人	2.4.1 移転が必要な住民の特定 2.4.2 事業実施による住民の移住パターンの変化 2.4.3 先住民族および文化/生活に対する影響 2.4.4 地域の公衆衛生に対する脅威の特定 2.4.5 事業実施による地域への貢献 2.4.6 生活の基本的サービスや資源分配に対する影響 2.4.7 地域の交通への影響 2.4.8 地域の環境管理への責任の有無 2.4.9 地域資産への影響（移転や価値の切り下げ） 2.4.10 影響が及ぶ資産の特定
III. 環境生態へのリスク評価	短期的及び長期的リスク、最悪のシナリオの特定とそれに対する管理方法の検討	
IV. 影響管理計画		
V. 社会開発プログラムのフレームワーク及び IEC（Information, Education and Communication）フレームワーク		
VI. 環境遵守モニタリング		
VII. 緊急事態への対応方針及びガイドライン		
VIII. 放棄/ 廃止/ 再建に係る方針及びガイドライン		
IX. 環境管理実施に係る組織計画		

出所：通達第 2010-14 号 (Memorandum Circular No.2010-14) (2010 年)

(5) JICA 環境社会配慮ガイドラインとフィリピンの EIA 関連法との比較

2010 年 4 月に制定した JICA 環境社会配慮ガイドラインとフィリピンの EIA 関連法との比較を表 3.1-3 に示す。制度上、特に大きな乖離はみられない。

表 3.1-3 JICA 環境社会配慮ガイドラインとフィリピン国 EIA 関連法との比較

JICA 環境社会配慮ガイドライン・世界銀行セーフガードポリシーを包括した対応方針	フィリピン EIA 関連法	主な相違点
相手国及び当該地方の政府等が定めた環境や地域社会に関する法令や基準等を遵守しているか、また、環境や地域社会に関する政策や計画に沿ったものであるかを確認する。また、世界銀行のセーフガードポリシーと大きな乖離がないことを確認する。	DENR が規定する環境アセスメント制度がある。	(特になし)
環境アセスメント報告書（制度によっては異なる名称の場合もある）は、プロジェクトが実施される国で公用語または広く使用されている言語で書かれていなければならない。また、説明に際しては、地域の人々が理解できる言語と様式による書面が作成されなければならない。	EIS、IEE レポート等は公用語である英語で書かれる。住民説明に際してはタガログ語や当該地域の言語も使用される。必要に応じて漫画やイラスト等も使用される。	(特になし)
プロジェクトの環境社会配慮に係る情報公開は、相手国等が主体的に行うことを原則とし、必要に応じ、相手国等を支援する。プロジェクトの環境社会配慮に関する情報が現地ステークホルダーに対して公開・提供されるよう、相手国等に対して積極的に働きかける。	事業者はスコーピング段階から IEC 活動を実施することが求められる。スコーピング段階では公開スコーピングを行い、事業内容等を情報公開する。EIA 報告書の審査期間における公聴会/住民協議では、事前に EIA 報告書は情報公開しなければならない。	(特になし)
環境アセスメント報告書は、地域住民等も含め、プロジェクトが実施される国において公開されており、地域住民等のステークホルダーがいつでも閲覧可能であり、また、コピーの取得が認められていることが要求される。	ECC 発行に際して使用された EIA 報告書等は文書にて要求することにより閲覧・コピーが可能とする。	(特になし)
合理的な範囲内でできるだけ幅広く、現地ステークホルダーとの協議を相手国等が主体的に行うことを原則とし、必要に応じ相手国等を支援する。カテゴリ A については、開発ニーズの把握、環境社会面での問題の所在の把握及び代替案の検討について早い段階から相手国等が現地ステークホルダーとの協議を行うよう働きかける。	住民は、スコーピング段階及び EIA 報告書審査段階での参加が可能となる。全ての ECP については、スコーピング段階ではステークホルダーの検討を行ったうえで、地域住民を含むステークホルダーと協議を行う必要がある。また、EIA 報告書審査段階では、公聴会を開催する必要がある。必要に応じて事業者とは別に、DENR/EMB が住民協議を行う。IEE が求められる事業については、要求があった場合に、公聴会或いは住民協議を開催する。	(特になし)
相手国等が環境社会配慮を確実に実施しているか、相手国等を通じ、そのモニタリング結果を確認する。モニタリング結果の確認に必要な情報は、書面等の適切な方法により、相手国等より報告される必要がある。また、相手国等によるモニタリング結果について、相手国等で一般に公開されている範囲でウェブサイトで公開する。	ECC を取得した事業者は、半年ごとの遵守モニタリング報告書 (CMR) 及び 4 半期ごとの自己モニタリング報告書 (SMR) を EMB に提出する。また第三者によるモニタリングとして MMT が半年ごとに遵守モニタリング及び妥当性確認報告書 (CMVR) を EMB 事務所に提出する。これらは情報公開の対象となる。	(特になし)

出所：フィリピン環境社会配慮プロフィール、2011 年 9 月、JICA

3.1.2 用地取得・住民移転

(1) 概要

公共用地取得促進法（An Act to Facilitate the Acquisition of Right-of-Way）または共和国法第 8974 号（Republic Act (RA) No.8974）（2000 年）が根拠法となる。

私有地を国家公共事業に供する場合の用地取得を促進する法令で、合法的な土地所有者からの用地取得については、金銭による補償を中心に行うことが規定されている。不法居住民の移転については、国家住宅庁（National Housing Authority）が地方自治体（Local Government Unit : LGU）住宅都市開発評議会（Housing and Urban Development Coordinating Council）その他の政府機関と連携しながら、移転地の提供をすることが規定されている。同年に実施細則が規定されている（私有地の取得手順のガイドラインである行政令第 1035 号（Executive Order No.1035）（1985 年）の改定版）。

フィリピン国では、用地取得・住民移転を専門に扱う政府組織はなく、各事業実施機関が独自に用地取得・住民移転を実施している。用地取得の機会が多い機関としては、公共事業道路省（Department of Public Works and Highways : DPWH）に加え以下がある。用地取得・住民移転に係る手順を定めている機関は DPWH のみであり、DPWH 以外の機関は、DPWH の手順や融資機関のガイドラインに従って用地取得・住民移転を実施している。

- ・ 国家住宅庁（National Housing Authority : NHA）
- ・ 国家電力公社（National Power Corporation : NAPOCOR）
- ・ 国営送電公社（Transmission Corporation : TRANSCO）
- ・ 国家灌漑庁（National Irrigation Administration : NIA）
- ・ 農地改革省（Department of Agrarian Reform : DAR）

(2) 用地取得・住民移転関連主要法規の内容

用地取得と住民移転に関する主要な関連法規の主な内容は以下のとおりである。

1) 「公共用地取得促進法」（An Act to Facilitate the Acquisition of Right-of-Way, 2000）

2000 年の「公共用地取得促進法」では、公共用地取得を促進するための政策措置が次のように定められている。

- ・ 事業者は、最初のオプションとして地主に財産譲渡（donation）の意思があるか確認する。
- ・ 地主が譲渡を拒否した場合、事業者は国税局（Bureau of Internal Revenue : BIR）の定める価格（Zonal Value）に基づき算定した補償額⁵を提示し、交渉する。

⁵Zonal Value は過去の土地売却価格の記録から算出したもので、世銀の OP4.12 において定義されている再取得価格（Replacement Cost）とは異なる。

- ・地主が国税局（BIR）による補償額を拒否した場合、事業者は適正市場価格以下の金額の範囲内で地主と交渉する。事業者は政府融資機関／民間に土地の適正市場価格の評価を依頼することができる。なお、交渉期間は最大 15 日である。
- ・地主が補償額に同意しない場合は、当該裁判所に収用裁定申請をする。裁判所は 60 日以内に補償費を算定し、地主に支払うことで、用地取得が成立する。

2) 「インフラストラクチャー道路用地手続きマニュアル」(Infrastructure Right-of-Way (IROW) Procedural Manual)

DPWH が 2003 年に制定した「インフラストラクチャー道路用地手続きマニュアル」では、公共用地取得の手順について次のような規定がある。

- ・用地測量（Percellary Survey）の実施及び報告書の作成

プロジェクト実施機関（Implementing Office : IO）或いは認可されたコンサルタントは、用地測量（Percellary Survey : PS）を詳細設計時に実施することが省令第 142 号及び第 187 号（DO No.142:1995、187: 2002）で規定されている。用地測量は、用地取得に必要な関連資料の収集と、取得した土地の登記に必要な図面ならびに関連図書を作成する業務である。

- ・移転計画書（Land Acquisition Plan and Resettlement Action Plan : LAPRAP）の作成

省令第 5 号（DO No.5）（2003 年）に従い、住民移転が生じる全ての事業の事業者は、地主との交渉に先立ち、以下を含む用地取得及び移転計画書（Land Acquisition Plan and Resettlement Action Plan : LAPRAP）を作成しなければならない。

- ①影響を受ける住民の数
- ②プロジェクト実施に伴う影響（特に影響を受ける住民が失う土地、その他の資産、収入）
- ③上記の影響を最小化するための方策
- ④影響を受ける住民に対する適切な補償
- ⑤LAPRAP の実施スケジュール
- ⑥移転に必要なコスト

3) 不法占有者の住民移転に関連のある法律

不法占有者の取り扱いは、おもに共和国法第 7279 号の規定に従っている。同法の施行により、不法占有者に対しては移転地の提供なくして移転を強要することが出来なくなっている。移転地の提供は主に地方自治体の責任とし、国家住宅庁（National Housing Authority : NHA）、住宅都市開発調整評議会（Housing and Urban Development Coordinating Council : HUDCC）が支援するとしている。

4) 補償対象者

前述した「IROW Procedural Manual」(2003年)ではLAPRAP作成のための現地調査を開始する日(カットオフ・デート)以前に当該地を所有・使用している住民が補償の対象者となる。

また、不法占有者については、共和国法第7279号にて、以下を全て満足するものを補償(本法適用)の対象とするとしている。

- ・フィリピン国籍を保有すること
- ・収入がPoverty Threshold以下の個人・家族であること
- ・他の場所に不動産を所有しないこと
- ・Professional Squatter及びSquatter Syndicateのメンバーでないこと。Professional Squatterとは、合法的な居住をするに足る収入があるにもかかわらず所有者の許可を得ずに他人の土地を占拠している個人またはグループのことである。Squatter Syndicateとは、利益を目的として不法居住に関与している個人またはグループのことである。

3.1.3 先住民族対応

(1) フィリピン国における先住民族の定義と分布

フィリピン国はアジアで先住民族を「先住民族」としてはっきりと認める唯一の国と言われている⁶。同国では、1997年に制定された先住民族権利法にて、先住民族(indigenous peoples : IPs)及び先住民文化共同体(indigenous cultural communities : ICCs)について、以下のように規定している(第II章、第3-h節)。

自身および他者の属性認識により確認されている集団または同質社会で、共同社会としての境界のある確定された領域に、組織された共同体として継続的に居住し、大昔からその領域を所有権の請求権に基づいて占有、所有し、共通の言語、習慣、伝統その他の明確な文化的習性を有している住民、あるいは、植民地主義、異文化社会の宗教および文化等の政治、社会、文化的な侵入に反抗して、歴史的に大多数のフィリピン国民から乖離しているものをいう。

フィリピン国には先住民族の人口・分布について正確な統計はないが、国家先住民族委員会(National Commission on Indigenous Peoples : NCIP)は、2011年3月時点で先住民族の人口を14,183,809人と推定している。そのうちMindanao地域に62.6%、Luzon地域に35.9%、ビサヤ地域に1.4%分布する(表3.1-4参照)。これらの統計はNCIPが非公式な統計を基に試算したものであるが、先住民族の全人口に占める割合は20%以上を超えている。

⁶ Raja Devasish Roy of Minority Rights Group International (MRG), “Traditional Customary Laws and Indigenous Peoples in Asia” (2005)

表 3.1-4 地域別の先住民族の数（2011年3月時点）

地域	先住民族数（人）	全先住民族に占める割合（％）
Luzon	5,094,220	35.9
CAR	1,470,700	10.4
R-1	1,206,798	8.5
R-2	1,030,179	7.3
R-3	236,487	1.7
R-4	936,745	6.6
R-5	213,311	1.5
ビサヤ	203,912	1.4
R-6	168,145	1.2
R-7	35,767	0.3
Mindanao	8,885,677	62.6
R-9	1,203,598	8.5
R-10	1,801,739	12.7
R-11	2,289,268	16.1
R-12	1,856,268	13.1
R-13	1,004,750	7.1
ARMM	730,054	5.1
合計	14,183,809	100.0

出所：国家先住民族委員会(NCIP)政策・計画・調査事務所(2011年3月)

また、フィリピンにおける先住民族（部族）の数は表 3.1-5 に示す様に 110 あり、フィリピン諸島の様々な地域で暮らしている。

表 3.1-5 フィリピン国の 110 の先住民族 (2011 年 3 月時点)

1	Abelling/Aborlin	38	Dumagat	75	Mabaca
2	Abiyan	39	Eskaya	76	Malauæg
3	Adesen	40	Gaddang	77	Magahat/Corolanos
4	Aeta	41	Giangan	78	Manobo
5	Agta	42	Gubang	79	Manobo-Blit
6	Agta-Cimaron	43	Gubanon (Mangyan)	80	Manguangan
7	Agta-Tabangnon	44	Guiangan-Clata	81	Mamanwa
8	Agutayon	45	Hanunuo (Mangyan)	82	Mansaka
9	Alangan (Mangyan)	46	Hanglulo	83	Matisalog
10	Applai	47	Higaonon	84	Mandaya
11	ata-Matisalog	48	Itneg	85	Molbog
12	Ati	49	Inlaud	86	Pullon
13	Arumanen	50	Inbaloi	87	Palawanon
14	Ayangan	51	Ibanag	88	Remontado
15	Binongan	52	Itwanes	89	Ratagnon (Mangyan)
16	Bago	53	Ikalahan	90	Sulod
17	Bangon (Mangyan)	54	Ilianen	91	Sama (Badjao)
18	Bontok	55	Isinai	92	Sama/Samal
19	Balatoc	56	Isneg/Apayao	93	Sama/Kalibugan
20	Baliwen	57	Iwak	94	Subanen
21	Bulaga	58	Iraya (Mangyan)	95	Sangil
22	Batak	59	Itnom	96	Tadyawan (Mangyan)
23	Batangan/Tao Buid	60	Ilongot/Bungkalot	97	Tagabawa
24	Buhid (mangyan)	61	Ivatan	98	Tagbanwa
25	Balangao	62	Kirintenken	99	Tagakaolo
26	Bantoanon	63	Kalinga	100	Talaandig
27	Bukidnon	64	Kankanaey	101	Talaingod
28	Badjao	65	Kalanguya	102	T' Boli
29	Banac	66	Kalibugan	103	Tao't Bato
30	B'laan	67	Kabihug	104	Tasaday
31	Bagobo	68	Kalagan	105	Tigwayanon
32	Bunwaon	69	Karao	106	Tingguian
33	Calinga	70	Kaylawan	107	Tiruray/Tenduray
34	Camiguin	71	Kongking	108	Tuwali
35	Coyonon	72	Langilan	109	Ubo
36	Danao	73	Masadiit	110	Umayamnon
37	Dibabawon	74	Maeng		

出所: 国家先住民族委員会 (NCIP) 政策・計画・調査事務所 (2011 年 3 月)

(2) 用地取得と住民移転における先住民族配慮

本プロジェクトとの関連から見る場合、前述した用地取得と住民移転における先住民族配慮が特に重要である。これについては「用地取得・住民移転・生計回復及び少数民族に関する方針」(LARRIP Policy) (第 3 版) (2007 年) があり、その中には、先住民族に影響が及ぶ場合の事業の手続きを別途説明されている。先住民族への影響 (特に住民移転が

伴うケース)は最大限回避するように事業内容を検討することが前提条件になっている。先住民族に負の影響が及ぶ可能性があることが社会アセスメントで明らかになった全ての事業について、先住民族アクションプラン (Indigenous Peoples Action Plan : IPAP) を策定しなければならないとしている。

1) 先祖伝来領域 (Ancestral Domain) 内で用地取得を必要とするプロジェクト

DPWH は先住民族の自由意志に基づく事前合意 (Free Prior Informed Consent : FPIC)⁷の取得が必要となる。

・住民移転が発生しない場合

FPIC プロセスにおいて実施される住民協議⁸で事業による用地取得内容について説明する。また、影響の緩和策についても住民と協議し、合意した緩和策については事業者と先住民族との間で結ぶ了解覚書 (Memorandum of Agreement : MOA) に明記する。事業者は、MOA の内容を踏まえて先住民族アクションプラン (IPAP) を策定する。

・住民移転が発生する場合

事業者は、慣習法に従い、移転先について住民と協議する。住民移転先はできるかぎり移転元と同じ先祖伝来領域に設定する。移転先が同じ先祖伝来領域に確保できない場合は、移転先の選択肢を住民に提供し、協議する。なお、移転先については、同様の生産性が見込まれ、資源や公共サービス等へのアクセスの便が同様の地域に設置する。また、天然資源や基本的社会サービス、文化宗教的地域へのアクセスが制限される場合は、その緩和策を構築し、内容を MOA に記載する。また、ジェンダー配慮、住民参加、事業の透明性、責任の所在についても明確に MOA に記載する。事業者は、MOA の内容を踏まえて先住民族アクションプラン (IPAP) を策定する。

2) 先祖伝来領域 (Ancestral Domain) 外で用地取得を必要とするプロジェクト

制度上、先住民族からの FPIC の取得の必要はないが、事業者は個別に影響を受ける先住民族と、事業内容や影響範囲等について協議を行う。策定した移転計画も公表し、住民移転が必要な場合はその旨も説明する。

移転住民がもとの領地への移転を希望した場合 (それが可能な場合)、移転先が先祖伝来領域に指定されている或いは指定される予定の場合は、移転先の先住民族から FPIC を取得する必要がある。

⁷ 国家先住民族委員会行政命令第 1 号 (2006 年) (NCIP Administrative Order No.1, series of 2006) に規定されている。

⁸ 事業者は事業の内容及び範囲に応じて、住民協議集会 (Consultative Community Assembly) あるいは初期集会 (First Meeting) を開催することが規定されている。

3.2 パイプラインに係る環境社会配慮

3.2.1 環境影響評価書（EIS）等の準備状況、環境許認可の取得状況

現時点で、EISは作成されておらず、また、必要な環境許認可は取得されていない。今後、環境基準等 EIS 作成に必要な基礎データの整理した上で、EIS の作成、ECC の取得を行う必要がある。JICA 環境社会配慮ガイドラインにおけるパイプラインに関する環境チェックリスト、及びスコーピング案を以下に示す。

(1) JICA 環境社会配慮ガイドラインにおける環境チェックリスト

JICA 環境社会配慮ガイドラインでは、パイプラインは、カテゴリ A に区分される。パイプライン事業において円借款を利用する場合、環境社会配慮助言委員会から環境社会配慮の支援と確認に関する助言を得る必要がある。

パイプライン事業の環境チェックリストを表 3.2-1 に示す。チェックリストは、許認可・説明、汚染対策、自然環境、社会環境、その他から構成される。

(2) スコーピング案

スコーピング案を表 3.2-2 に示す。工事中の汚染対策や事業に伴う社会環境への影響にも配慮する必要がある。

表 3.2-1 JICA 環境社会配慮ガイドラインにおけるパイプライン事業のチェックリスト

分類	環境項目	主なチェック事項	Yes: Y No: N	具体的な環境社会配慮 (Yes/Noの理由・根拠、緩和策等)
1 許認可・ 説明	(1)EIAおよび環境 許認可	(a) 環境アセスメント報告書 (EIAレポート)等は作成済みか。 (b) EIAレポート等は当該国政府により承認されているか。 (c) EIAレポート等の承認は付帯条件を伴うか。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。 (d) 上記以外に、必要な場合には現地の所管官庁からの環境に関する許認可は取得済みか。	(a) (b) (c) (d)	(a) (b) (c) (d)
	(2)現地ステーク ホルダーへの説明	(a) プロジェクトの内容および影響について、情報公開を含めて現地ステークホルダーに適切な説明を行い、理解を得ているか。 (b) 住民等からのコメントを、プロジェクト内容に反映させたか。	(a) (b) <input type="checkbox"/>	(a) (b)
	(3)代替案の検討	(a) プロジェクト計画の複数の代替案は (検討の際、環境・社会に係る項目も含めて) 検討されているか。	(a)	(a)
2 汚 染 対 策	(1)大気質	(a) 対象となるインフラ施設及び付帯設備等から排出される大気汚染物質 (硫黄酸化物 (SOx)、窒素酸化物 (NOx)、微じん等) は当該国の排出基準、環境基準等と整合するか。大気質に対する対策は取られるか。 (b) 宿泊施設等での電源・熱源は排出係数 (二酸化炭素、窒素酸化物、硫黄酸化物等) が小さい燃料を採用しているか。	(a) (b)	(a) (b)
	(2)水質	(a) インフラ施設及び付帯設備等からの排水または浸出水は当該国の排出基準、環境基準等と整合するか。	(a)	(a)
	(3)廃棄物	(a) インフラ施設及び付帯設備からの廃棄物は当該国の規定に従って適切に処理・処分されるか。	(a)	(a)
	(4)土壌汚染	(a) インフラ施設及び付帯設備からの排水、浸出水等により、土壌・地下水を汚染しない対策がなされるか。	(a)	(a)
	(5)騒音・振動	(a) 騒音、振動は当該国の基準等と整合するか。	(a)	(a)
	(6)地盤沈下	(a) 大量の地下水汲み上げを行う場合、地盤沈下が生じる恐れがあるか。	(a)	(a)
	(7)悪臭	(a) 悪臭源はあるか。悪臭防止の対策はとられるか。	(a)	(a)
3 自然 環 境	(1)保護区	(a) サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地するか。プロジェクトが保護区に影響を与えるか。	(a)	(a)
	(2)生態系	(a) サイトは原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地 (珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等) を含むか。 (b) サイトは当該国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含むか。 (c) 生態系への重大な影響が懸念される場合、生態系への影響を減らす対策はなされるか。 (d) プロジェクトによる水利用 (地表水、地下水) が、河川等の水域環境に影響を及ぼすか。水生生物等への影響を減らす対策はなされるか。	(a) (b) (c) (d)	(a) (b) (c) (d)
	(3)水象	(a) プロジェクトによる水系の変化に伴い、地表水・地下水の流れに悪影響を及ぼすか。	(a)	(a)
	(4)地形・地質	(a) プロジェクトにより、サイト及び周辺の地形・地質構造が大規模に改変されるか。	(a)	(a)
4 社 会 環 境	(1)住民移転	(a) プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転が生じるか。生じる場合は、移転による影響を最小限とする努力がなされるか。 (b) 移転する住民に対し、移転前に補償・生活再建対策に関する適切な説明が行われるか。 (c) 住民移転のための調査がなされ、再取得価格による補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が立てられるか。 (d) 補償金の支払いは移転前に行われるか。 (e) 補償方針は文書で策定されているか。 (f) 移転住民のうち特に女性、子供、老人、貧困層、少数民族、先住民等の社会的弱者に適切な配慮がなされた計画か。 (g) 移転住民について移転前の合意は得られるか。 (h) 住民移転を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な実施能力と予算措置が講じられるか。 (i) 移転による影響のモニタリングが計画されるか。 (j) 苦情処理の仕組みが構築されているか。	(a) (b) (c) (d) (e) (f) (g) (h) (i) (j)	(a) (b) (c) (d) (e) (f) (g) (h) (i) (j)
	(2)生活・生計	(a) プロジェクトによる住民の生活への悪影響が生じるか。必要な場合は影響を緩和する配慮が行われるか。	(a)	(a)
	(3)文化遺産	(a) プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なう恐れはあるか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。	(a)	(a)
	(4)景 観	(a) 特に配慮すべき景観が存在する場合、それに対し悪影響を及ぼすか。影響がある場合には必要な対策は取られるか。 (b) 大規模な宿泊施設や建築物の高層化によって景観が損なわれる恐れがあるか。	(a) (b)	(a) (b)
	(5)少数民族、先 住民	(a) 少数民族、先住民の文化、生活様式への影響を軽減する配慮がなされているか。 (b) 少数民族、先住民の土地及び資源に関する諸権利は尊重されるか。	(a) (b)	(a) (b)
	(6)労働環境	(a) プロジェクトにおいて遵守すべき当該国の労働環境に関する法律が守られるか。 (b) 労働災害防止に係る安全設備の設置、有害物質の管理等、プロジェクト関係者へのハード面での安全配慮が措置されるか。 (c) 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育 (交通安全や公衆衛生を含む) の実施等、プロジェクト関係者へのソフト面での対応が計画・実施されるか。 (d) プロジェクトに関係する警備要員が、プロジェクト関係者・地域住民の安全を侵害することのないよう、適切な措置が講じられるか。	(a) (b) (c) (d)	(a) (b) (c) (d)
5 そ の 他	(1)工事中の影響	(a) 工事中の汚染 (騒音、振動、濁水、粉じん、排ガス、廃棄物等) に対して緩和策が用意されるか。 (b) 工事により自然環境 (生態系) に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。 (c) 工事により社会環境に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	(a) (b) (c)	(a) (b) (c)
	(2)モニタリング	(a) 上記の環境項目のうち、影響が考えられる項目に対して、事業者のモニタリングが計画・実施されるか。 (b) 当該計画の項目、方法、頻度等どのように定められているか。 (c) 事業者のモニタリング体制 (組織、人員、機材、予算等) とそれらの継続性は確立されるか。 (d) 事業者から所管官庁等への報告の方法、頻度等は規定されているか。	(a) (b) (c) (d)	(a) (b) (c) (d)
6 留 意 点	他の環境チェッ クリストの参照	(a) 必要な場合、道路、鉄道、橋梁に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること (インフラ施設に関連して、アクセス道路等が設置される場合等)。 (b) 電話機敷設、鉄塔、海底ケーブル等については、必要に応じて、送電電・配電に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること。	(a) (b)	(a) (b)
	環境チェックリ スト使用上の注 意	(a) 必要な場合には、越境または地球規模の環境問題への影響も確認する (廃棄物の越境処理、酸性雨、オゾン層破壊、地球温暖化の問題に係る要素が考えられる場合等)。	(a)	(a)

注1) 表中『当該国の基準』については、国際的に認められた基準と比較して著しい乖離がある場合には、必要に応じ対応策を検討する。
当該国において現在規制が確立されていない項目については、当該国以外 (日本における経験も含めて) の適切な基準との比較により検討を行う。
注2) 環境チェックリストはあくまでも標準的な環境チェック項目を示したものであり、事業および地域の特性によっては、項目の削除または追加を行う必要がある。

出所: JICA 環境社会配慮ガイドライン、2010年4月

表 3.2-2 パイプライン事業のスコーピング案

分類	No.	影響項目	評価		評価理由
			工事前 工事中	供用時	
汚染対策	1	大気汚染	B-	D	工事中：建設機材の稼働等に伴い、一時的ではあるが、大気質の悪化が想定される。 供用時：大気質への影響は想定されない。
	2	水質汚濁	B-	D	工事中：工事現場、重機、車両及び工事宿舎からの排水等による水質汚濁の可能性はある。 供用時：水質への影響は想定されない。
	3	廃棄物	B-	D	工事中：建設残土や廃材の発生が想定される。 供用時：周辺環境に影響を及ぼすような廃棄物の発生は想定されない。
	4	土壌汚染	B-	D	工事中：建設用オイルの流出等による土壌汚染の可能性が考えられる。 供用時：土壌汚染の影響は想定されない。
	5	騒音・振動	B-	D	工事中：建設機材・車両の稼働等による騒音が想定される。 供用時：騒音・振動の影響は想定されない。
	6	地盤沈下	D	D	地盤沈下を引き起こすような作業等は想定されない。
	7	悪臭	D	D	悪臭を引き起こすような作業等は想定されない。
	8	底質	D	D	底質へ影響を及ぼすような作業等は想定されない。
自然環境	9	保護区	D	D	事業対象地及びその周辺に、国立公園や保護区等は存在しない。
	10	生態系	D	D	本事業は既存道路の路肩や PNR 線路用地を利用することから、生態系への影響はほとんどないと考えられる。
	11	水象	D	D	工事中：河川等の水流や河床の変化を引き起こすような作業は想定されていない。 供用時：水象への影響は想定されない。
	12	地形、地質	D	D	本事業は、大規模な切土や盛土は計画されていないことから、地形・地質への影響はほとんどないと考えられる。
社会環境	13	住民移転	B-	D	工事前：ROW確保のための用地取得に伴い、小規模の住民移転が発生すると想定される。
	14	貧困層	C	D	工事前：PNR用地内の不法占有者など移転対象者に貧困層が含まれる可能性がある。
	15	少数民族・先住民族	D	D	事業対象地域及びその周辺に、少数民族・先住民族は存在しない。
	16	雇用や生計手段等の地域経済	B+	B+	本事業による雇用創出が予想され、地域経済への影響が考えられる。
	17	土地利用や地域資源利用	D	D	本事業は、既存道路の路肩やPNR線路用地を利用することから、地域経済への影響はほとんどないと考えられる。
	18	水利用	C	C	工事中：工事中の濁水による影響が考えられる。 供用時：水利用への影響は想定されない。
	19	既存の社会インフラや社会サービス	B-	C	工事中：工事中の交通渋滞が想定される。 供用時：影響は想定されない。

	20	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	B+	B+	本事業により新たなパイプラインが整備され、社会関係資本や地域の意思決定機関等への影響が考えられる。
	21	被害と便益の偏在	D	D	本事業は、周辺地域に不公平な被害と便益をもたらすことはほとんどないと考えられる。
	22	地域内の利害対立	D	D	本事業は、地域内の利害対立を引き起こすことはないと考えられる。
	23	文化遺産	D	D	事業対象地域およびその周辺に、文化遺産等は存在しない。
	24	景観	D	D	パイプラインを埋設するため、景観への影響はほとんどないと考えられる。
	25	ジェンダー	D	D	本事業によるジェンダーへの特段の負の影響は想定されない。
	26	子どもの権利	D	D	本事業による子どもの権利への特段の負の影響は想定されない。
	27	HIV/AIDS 等の感染症	B-	D	工事中： 工事作業員の流入により、感染症が広がる可能性が考えられる。
	28	労働環境（労働安全を含む）	B-	D	工事中： 建設作業員の労働環境に配慮する必要がある。 供用時： 供用段階で労働者への負の影響が想定されるような作業はないと考えられる。
	29	事故	B-	B-	工事中： 工事中の事故に対する配慮が必要である。 供用時： 特段の負の影響は想定されない。
その他	30	越境の影響、及び気候変動	D	B+	本事業は、越境の影響はない。また、石油から天然ガスへの転換により二酸化炭素排出削減が可能であり、気候変動に係る正の影響等が考えられる。

A+/-: Significant positive/negative impact is expected.

B+/-: Positive/negative impact is expected to some extent.

C+/-: Extent of positive/negative impact is unknown. (A further examination is needed, and the impact could be clarified as the study progresses)

D: No impact is expected.

3.2.2 ROW、及び用地取得の現状

(1) ROWに係る規定

フィリピンの規定により、パイプラインの中央から左右 5m(幅 10m)が ROW となる。

(2) ROWの取得者

事業者が ROW を取得する必要がある。

(3) ROW及び用地取得の現状

ROW は、図 3.2-1 に示すように、国道 (DPWH の管轄)、STAR・SLEX (PNCC の管轄)、PNC (PNC の管轄) に区分される。なお、用地取得や住民移転は、発生しない (表 3.2-3)。

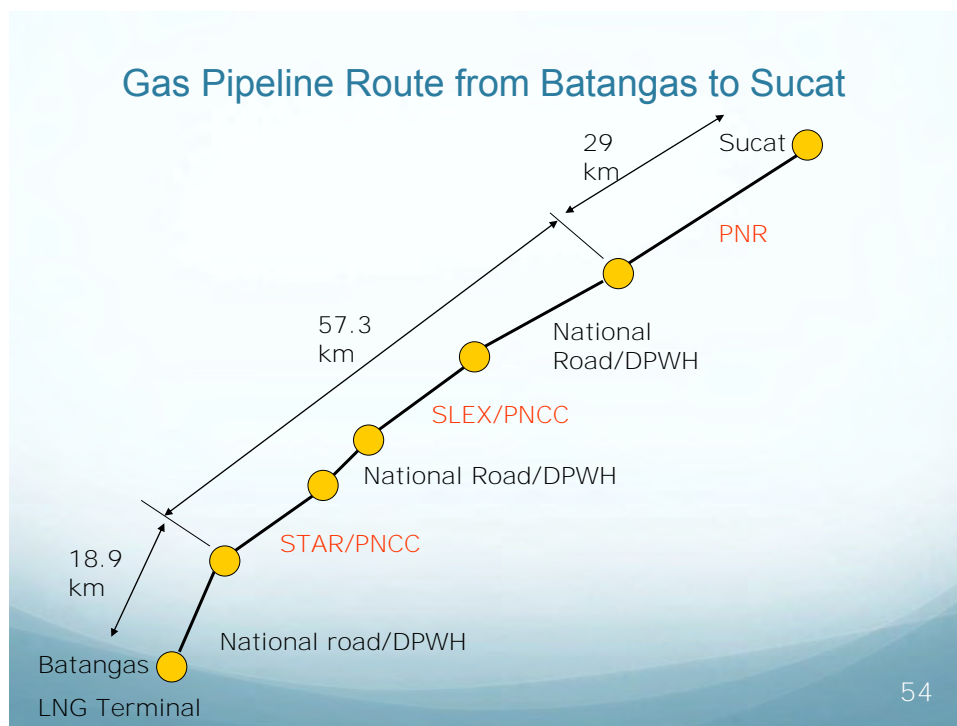
ROW に関して、国道は、DPWH と ROW について調整する必要がある。STAR の 42km 部分は、STAR が Philippines National Constrantion Corporation(PNCC)から許可を取

得しているものの、横断方向の範囲が明確になっていない。SLEX は、PNCC と調整する必要がある。PNR については ROW が 30m あり、パイプライン用地として適用することが可能である。ROW のリース料は、管轄機関とそれぞれ交渉する必要がある。

パイプラインルート上の関係する Municipality と Barangay を表 3.2-4 に示す。合計で 13 の Municipality と 82 の Barangay がパイプラインルート上に存在し、これらと調整し、是認を取り付ける必要がある。

結果として、現時点で、ROW の取得は完了していない。今後の調査課題として、以下が挙げられる。

- ・ ROW取得（リース料を含む）に係るタスクとスケジュールの確認
- ・パイプラインの管理用地に係る取り扱いの検討
- ・工事段階において借用する用地の規模、借用コストの確認



出所: JICA 調査団

図 3.2-1 パイプラインルート

表 3.2-3 ROW、用地取得、住民移転の状況

Route		ROW	Land Acquisition	Involuntary Resettlement
Sucat	PNR	Negotiate with PNR	Not required	Need to move illegal people in PNR railway No Involuntary Resettlement In other area
	National Road	Negotiate with DPWH		
	SLEX	Negotiate with PNCC		
	National Road	Negotiate with DPWH		
	STAR	Granted to STAR by PNCC		
	National Road	Negotiate with DPWH		

出所: JICA 調査団

表 3.2-4 パイプラインルート上の Municipality と Barangay の数

Route		Number of Municipality	Number of Barangay
Sucat	PNR	4	29
	National road (DPWH)		
	SLEX	8	39
	STAR Tollway		
Batangas (LNG Terminal)	National Road (DPWH)	1	14
Total		13	82

出所: JICA 調査団作成

3.2.3 住民移転の規模と補償

(1) 住民移転の規模と補償

ケース4に係る必要な用地を表3.2-5に示す。Section1は、Batangas cityであり、道路沿いにパイプラインを敷設するため、用地取得や住民移転は発生しない。ただし、ROWリース料を支払う必要がある。ROWリース料は、住宅地で200～500ペソ/m²、商業地で4,000～12,000ペソ/m²、工業地で1,500～7,000ペソ/m²である。

Section2は、高速道路沿いであり、用地取得や住民移転は発生しない。ただし、ROW

リース料を支払う必要がある。ROW リース料は、住宅地で 250～3,000 ペソ/m²、商業地で 1,000～11,000 ペソ/m²である。

Section3 は、PNR 沿いであり、用地取得や住民移転は発生しない。ただし、PNR に対し、ROW リース料を支払う必要がある。ROW リース料は、住宅地で 1,600～38,500 ペソ/m²、商業地で 1,565～5,300 ペソ/m²である。。

PNR 用地内に不法居住民が存在するが、PNR へのヒアリング結果によれば、既に補償金が支払われており、いつでも住民を移転させることが可能とのことである。

ROW、用地取得、住民移転に係る現状を表 3.2-6 に示す。

表 3.2-5 ケース 4に係る必要な用地

Section 1 / 11.5km: Public road in Batangas city

Permanent occupation area

	Width (m)	Length (m)	Area (m ²)	Remarks
24" Pipeline	0.61	11,400	6,954	Buried in the public roads in Batangas city.

Section 2 / 57.3km: ROW along the existing highway

Permanent occupation area

	Width (m)	Length (m)	Area (m ²)	Remarks
24" Pipeline	2.0	52,000	104,000	Buried in the ROW
16"	2.0	3,700	7,400	Buried in the ROW
16" Pipeline	0.61	1,600	976	Buried in the public road at the end of Sec.2.
Service track	4.0	55,700	222,800	For O&M
		Total	335,176	(a)

Temporary land allocation area for construction

	Width (m)	Length (m)	Area (m ²)	Remarks
24"&16" Pipeline	25.0	55,700	1,392,500	(b)
		Total	1,057,324	(b)-(a)

Section 3 / 29.0km: Buried along PNR

Permanent occupation area

	Width (m)	Length (m)	Area (m ²)	Remarks
16" Pipeline	2.0	26,800	53,600	Buried along PNR
16" Pipeline	0.61	1,900	1,159	Buried in the public road at front/rear end of
Service track	4.0	26,800	107,200	For O&M excluded 300m in Sucat P/S
		Total	161,959	(a)

Temporary land allocation area for construction

	Width (m)	Length (m)	Area (m ²)	Remarks
16" Pipeline	30.0	28,700	861,000	(b)
		Total	699,041	(b)-(a)

Valve / Metering stations

Permanent occupation area

	Width (m)	Length (m)	Qty	Area (m ²)	Remarks
Section 1	30.0	30.0	1	900	
Section 2	30.0	30.0	3	2,700	
Section 3	30.0	30.0	3	2,700	
			Total	6,300	(a)

Temporary land allocation area for construction

	Width (m)	Length (m)	Qty	Area (m ²)	Remarks
Section 1	100.0	100.0	1	10,000	
Section 2	100.0	100.0	3	30,000	
Section 3	100.0	100.0	3	30,000	
			Subtotal	70,000	(b)
			Total	63,700	(b)-(a)

表 3.2-6 ROW、用地取得、住民移転の概要

Route		ROW	Land Aquisition	Involuntary Resettlement
Sucat	PNR	未取得 リース料支払い	なし	なし
	National road (DPWH)	未取得 リース料支払い	なし	なし
	National road (DPWH)	未取得 リース料支払い	なし	なし
	SLEX (PNCC)	未取得 リース料支払い	なし	なし
	STAR Tollway (PNCC)	一部(42km)取得 リース料支払い	なし	なし
	National Road (DPWH)	未取得 リース料支払い	なし	なし
Batangas				
Total		—		

出所: JICA 調査団作成

3.2.4 先住民族対応

パイプライン建設に係る先住民族対応は発生しない。

3.3 LNG 基地に係る環境社会配慮

3.3.1 LNG 基地候補サイトの選定

(1) LNG 基地候補サイト選定の経緯

LNG 基地候補サイトについて、これまで4回のサイト調査が行われた。これらの調査から入手した情報に基づき、複数の候補サイトを比較した結果、Batangas 州 Batangas 市の Bagtangas Baseport を最有力のサイトとして選定した。また、同じく Batangas 市の Simlong 区のサイト及び Bauan 市にある PNOC 傘下のエネルギー供給基地のサイトも比較的有力な候補サイトである。これらの候補サイトの選定経緯の概要は、以下のとおりである。

1) 第1回サイト調査の概要

第1回サイト調査を2011年7月19日(火)に実施し、調査団の環境社会配慮担当メンバーは DOE 職員の同行の下、Calaca 市の Qizumbing 区と Sinisian 区の2箇所、及び Batangas 市 Ilihan 区の1箇所を視察した。これら3つのサイトの概要は、表 3.3-1 のとおりである。

表 3.3-1 第 1 回サイト調査における視察対象サイトの概要

サイト	場所	サイトの現状	周辺の状況	水深
1	Calaca 市 Qizumbing 区	面積 80ha、現状はサトウキビ畑だが、工業用地として指定済。	海岸沿いには 100 世帯の住民が住んでいる。近隣には化学原料倉庫と石炭火力発電所がある。	不明だが、化学原料陸揚げ用棧橋がある。
2	Calaca 市 Sinisian 区	面積 8ha、現状は公用草地、工業用地に指定済	周辺には住民が住んでいない。インフラ施設も存在しない。	不明。
3	Batangas 市 Ilihan 区	海岸沿いにある 300m×30m の細長い空き地	韓国電力会社 (KEPCO) の発電施設が近辺にある。	不明だが、KEPCO の棧橋がある。

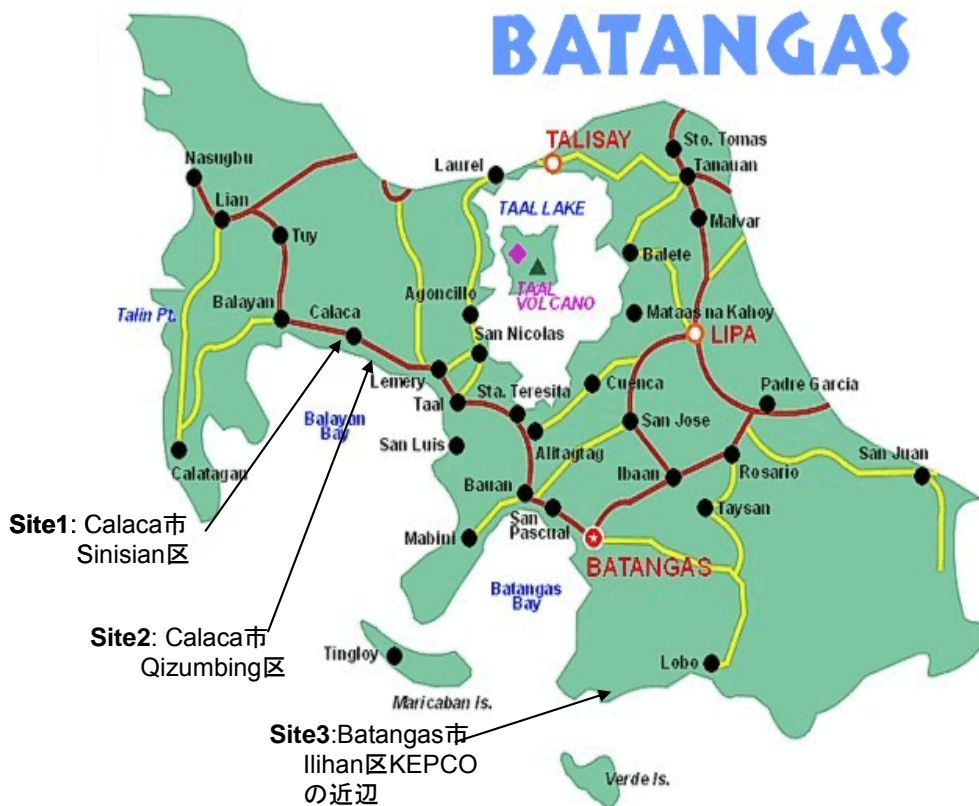
出所：JICA 調査団作成

上述のサイト 1 は面積 80ha のサトウキビ畑であるが、同地域は既に工業地域として指定されているため、LNG 基地として使用する場合、一定の補償金の支給が必要ではあるが、法律上問題がない。また、サトウキビ畑から海岸までの海沿い地域には現在 100 世帯の住民が居住しているため、これらの住民の移転が必要となる。これについて、市政府関係者は、住民の説得などの対応はできるが、移転に係る費用はプロジェクトオーナーが出さざるを得ず、問題解決の鍵は移転費用だと説明している。

サイト 2 は政府の公共用地であり、現在農作物のない草地である。移転を必要とする住民世帯がないため、LNG 基地として選定しても補償金を支払う必要がない。ただし、面積がわずか 8ha に過ぎないため、スペースが足りないという問題がある。

サイト 3 は韓国電力会社 (KEPCO) の発電所の手前にある細長い海岸沿いの空き地であり、面積が 1 ha 前後の広さに過ぎないため、LNG 基地としては明らかにスペースが足りない。

以上 3 つのサイトの位置を下図に示す。



出所：<http://www.islandsproperties.com/maps/batangas.htm>より作成。

図 3.3-1 LNG 基地の選定に係る第 1 回サイト調査の対象地

2) 第 2 回サイト調査の概要

第 2 回サイト調査を 2011 年 9 月 28 日（水）に実施した。JICA 担当者、調査団メンバー、DOE 職員、及び現地コンサルタントの一行 10 人は、Batangas 州の Mabini 市、Bauan 市、San Pascual 市、及び Batangas 市にある 7 つのサイトを視察、関連資料を入手した。LNG 基地の建設サイトとして明らかに不適切な 4 箇所を除いた 3 つのサイトの概要を表 3.3-2 に、位置を図 3.3-2 に示す。

Mabini 市の Talaga East と Bulang Balibaglihan2 区の間にあるサイト 1 は、かつてはフィリピン系の Lucky Cement 社が所有するセメント生産・貯蔵施設であった。8 年前に閉鎖され、その後メキシコとフランス系企業に売却されたが、現在、使用されていない。LNG 基地としての広さは十分であるが、既存の建造物の取り壊しに費用がかかることに加え、近辺には住宅街があり、制約を受ける。

Bauan 市の Manghiniao と San Andres2 区の間にあるサイト 2 は、Republic Asahi という日比合弁会社が所有している。全体で 40ha 以上の面積があるが、海岸沿いの空き地が狭く、拡張するためには隣接する住宅地の住民を移転させざるを得ない（周辺には既存の住宅があり、将来、比較的高級な住宅建設が計画されている）。海岸線から 400m 離れた海の水深は、15～20m と見られる。なお、市政府は、LNG 基地建設を積極的に支持す

る姿勢を見せている。

Batangas 市の Simlong 区にあるサイト 3 は、Simlong 不動産会社が所有する土地（45ha の土地、及び海岸沿いの 10ha 未満の前浜）である。周辺には、JG Summit 社の石化工場、Tigerland 社の石油貯蔵施設、及び Ilihan 発電所があり、サイト 3 も工業用地として指定されている。サイト 3 は標高 10～140m の丘陵地ではあるが、JG Summit 社や Tigerland 社などの周辺の開発状況を見る限り、このサイトを開発する上で、大きな問題はないと思われる。また、海岸線から 5～15m の場所の水深は 165m で、水深状況も極めて良好であることから、栈橋の建設コストが低いというメリットがある。さらに、オーナーが土地の売却やリース、JV による開発について前向きであることも大きなメリットである。

表 3.3-2 第 2 回サイト調査における視察対象サイトの概要

サイト	場所	サイトの現状	周辺の状況	水深
1	Mabini 市 Talaga East と Bulang Balibaglihan2 区の間	既存のセメント貯蔵施設などの建造物があり、面積が不明だが、LNG 基地としての広さが十分ある模様。	近所には密集の住宅地がある。	不明だが、セメント原材料と製品の運搬用栈橋がある模様。
2	Buan 市 Manghinao と San Andres2 区の間	面積は 40ha 以上だが、海岸沿いのスペースが狭く、拡張するために住民の移転が必要。	周辺は既存の住宅地および将来高級住宅地として建設が計画中の地域である。	海岸から 400m の海の水深は 15m～20m。
3	Batangas 市 Simlong 区	面積は 45ha プラス 10ha 以上の前浜。標高 10m～140m の山地。工業用地に指定済。	JG Summit の石化工場に約 1km、Ilihan 発電所に 5km、Tigerland の石油貯蔵施設と隣り合う。	海岸線から 5～15m の場所の水深は 165m。

出所: JICA 調査団作成



出所：<http://www.islandsproperties.com/maps/batangas.htm>より作成。

図 3.3-2 LNG 基地の選定に係る第 2 回サイト調査の対象地

3) 第 3 回サイト調査の概要

現地コンサルタント (Philkairos) が LNG 基地候補サイトに対するフォローアップ調査 (第 3 回サイト調査) を 2011 年 10 月 13 日 (木) に実施した。調査対象サイトは、第 2 回サイト調査において現地視察ができなかった Batangas 市 Simlong 区のサイト、及び DOE から新たに推薦を受けた Lobo 市 Balibago 区のサイトである。2 つのサイトの位置を図 3.3-3 に示す。

Lobo 市 Balibago 区のサイトの面積は 45~100ha であり、基本的に山地である。現地には既存の港があり、海岸線から 18m 沖合いの水深は 46m に達した。当該地域は農業用地として指定され、在来種の動植物も豊富であり、地元政府は LNG 基地の建設について消極的であるため、本件の候補サイトとしての優先度が低いと考えられる。



出所: <http://www.islandsproperties.com/maps/batangas.htm> より作成。

図 3.3-3 LNG 基地の選定に係る第 3 回サイト調査の対象地

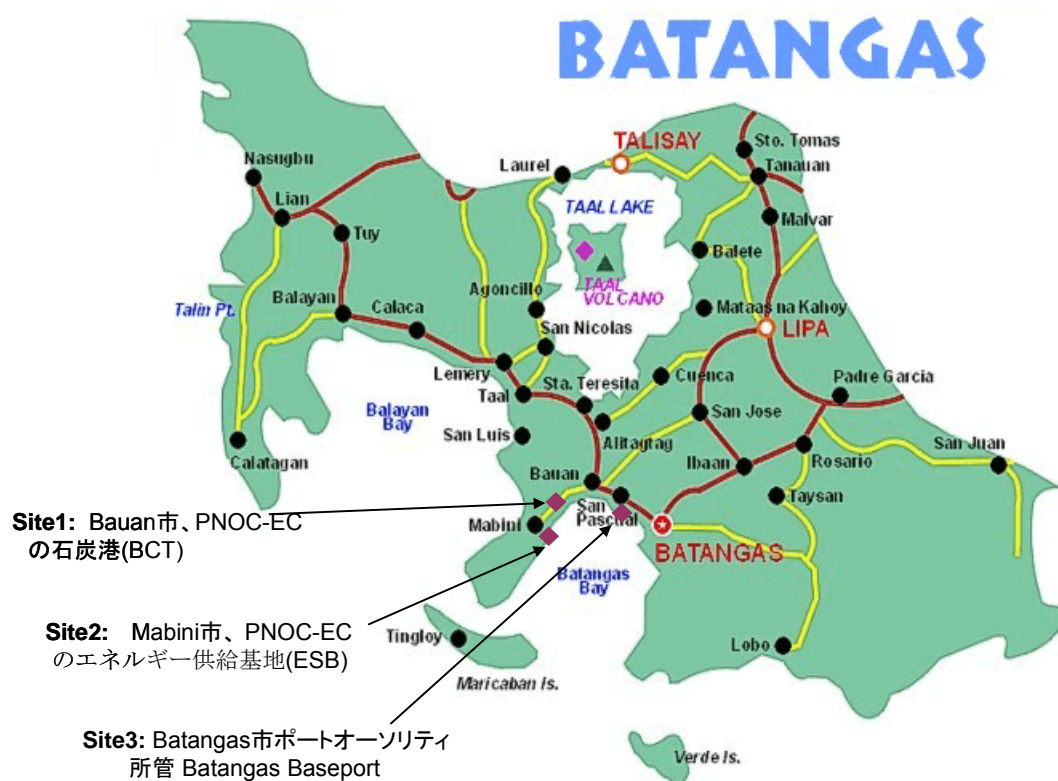
4) 第 4 回サイト調査の概要

調査団のメンバーによる第 4 回サイト調査が 2011 年 11 月 25 日 (金) に行われた。調査対象サイトは、第 2 回サイト調査で視察した Republic Asahi のサイト、及び第 3 回サイト調査で視察した Simlong Realty に加えて、PNOC グループ所属の石炭ターミナル、エネルギー供給基地、及び Batangas 市ポート・オーソリティ所管の Batangas Baseport の計 5 箇所を視察した。その中で今回初めて視察した 3 箇所の概要は以下のとおりである。

表 3.3-3 第4回サイト調査における視察対象サイトの概要

サイト	場所	サイトの現状	周辺の状況	水深
1	Bauan 市 PNOC-EC の Batangas 石炭港 (BCT)	面積は 5.3ha だが、海岸沿いに幅 100m のビーチフロントがあり、埋立による拡張は可能。	既存の石炭港がある。	3.5m に過ぎず、長い栈橋が必要。
2	Mabini 市 PNOC-EC のエネルギー供給基地 (ESB)	面積は 14ha、埋立により 20ha までの拡大は可能。	既存のエネルギー供給基地がある。	海岸から約 200m の海の水深は 13m 以上。
3	Batangas 市 Port Authority 所管の Batangas Baseport	面積は 49ha、2011 年 12 月末からリースの入札を実施。7 年毎契約更新。	Santa Rita CCGT 発電所に隣接。	海岸から約 200m の海の水深は 13m 以上。

出所: JICA 調査団作成



出所: <http://www.islandsproperties.com/maps/batangas.htm> より作成。

図 3.3-4 LNG 基地の選定に係る第4回サイト調査の対象地

5) 候補サイトの比較と評価

上述した4回にわたるサイト調査からLNG基地の候補として抽出された10箇所の候補サイトについて、以下の表においてそれぞれのメリットとデメリットを比較・評価した結果、Batangas市ポート・オーソリティ所管のBaseportを最も有望な候補地として選定した。また、Mabini市のPNOC-ECのエネルギー供給基地、及びBatangas市Simlong区のSimlong Realtyも、上記に次いで比較的有望な候補である。

表 3.3-4 LNG基地候補サイトの比較と評価

サイト	場所	メリット	デメリット	評価結果
1	Calaca市 Qizumbing区	<ul style="list-style-type: none"> ・サイト面積は80haと広い ・工業用地に指定済 ・地方政府が前向き ・水深は問題ない 	<ul style="list-style-type: none"> ・現状はサトウキビ畑 ・100世帯の住民移転が必要 	C
2	Calaca市 Sinisian区	<ul style="list-style-type: none"> ・政府所有の公共用地 ・地方政府が前向き ・既存施設が存在しない 	<ul style="list-style-type: none"> ・サイト面積は8haと小さい 	D
3	Batangas市 Ilihan区	<ul style="list-style-type: none"> ・既存施設が存在しない ・発電所に近い ・水深は問題ない 	<ul style="list-style-type: none"> ・サイト面積は極めて小さい 	D
4	Mabini市Talaga East区と Bulang Balibaglihan区	<ul style="list-style-type: none"> ・サイト面積は十分広い ・水深は問題ない 	<ul style="list-style-type: none"> ・既存建造物の取壊しが必要 ・近所に住宅街がある 	C
5	Bauan市 Manghinao区と San Andres区	<ul style="list-style-type: none"> ・サイト面積40ha以上 ・地方政府が前向き 	<ul style="list-style-type: none"> ・海岸沿いの使用可能土地が狭く、拡張のために住民移転が必要。 ・近辺は既存の住宅地と計画中の高級住宅地 	C
6	Batangas市 Simlong区の Simlong Realty	<ul style="list-style-type: none"> ・サイト面積45haと広い ・水深条件優れた ・工業用地に指定済 ・オーナーは前向き 	<ul style="list-style-type: none"> ・標高10m~140mの丘陵地であり、開発に一定のコストがかかる 	B
7	Lobo市 Balibago区	<ul style="list-style-type: none"> ・サイト面積45~100ha ・水深条件は優れた 	<ul style="list-style-type: none"> ・現状は山地と農業用地 ・環境上クリティカルな地域 ・地方政府は消極的 	D

8	Bauan 市 PNOC-EC の Batangas 石炭港 (BCT)	<ul style="list-style-type: none"> ・ PNOC の土地 ・ 工業用地に指定済 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 既存土地が狭く、埋立が必要 ・ 水深は足りない。 	C
9	Mabini 市 PNOC-EC のエ ネルギー供給 基地 (ESB)	<ul style="list-style-type: none"> ・ PNOC の土地 ・ 工業用地に指定済 ・ 水深は問題ない 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 既存土地が狭く、埋立が必要 	B
10	Batangas 市 Port Authority 所管 の Batangas Baseport	<ul style="list-style-type: none"> ・ サイト面積 49ha と広い ・ 水深は問題ない ・ 近隣は CCGT 発電所 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 2011 年末からリースのため の入札開始 ・ 7 年毎のリース契約更新 	B+

出所: JICA 調査団作成

(2) Batangas Baseport のサイトおよび周辺地域の環境状況

1) 面積・場所

Batangas Baseport の全体面積は 150ha であり、そのうち 49ha については、ポートオーソリティが入札によりリースホルダーを募集する予定である。このサイトはマニラ大都市圏から 110km の距離、北緯 13°45.2'度、東経 121°06.6'度、Luzon 島の南西部、Batangas 湾の北東部、Batangas 市の Sta. Clara 区にある。また、同サイトは Batangas 市の市街地から約 2km の距離である。

2) 外部からの交通アクセス

現在、Batangas 市内を横断する国道があるほか、南部タガログ幹線道路 (Southern Tagalog Arterial Road/ Star Tollway/ Calabarzon Expressway) という高速道路が Batangas 市と南ルソン高速道路 (South Luzon Expressway/ SLEX) を連結するが、後者がマニラ首都圏に直通するものである。

3) 気候条件

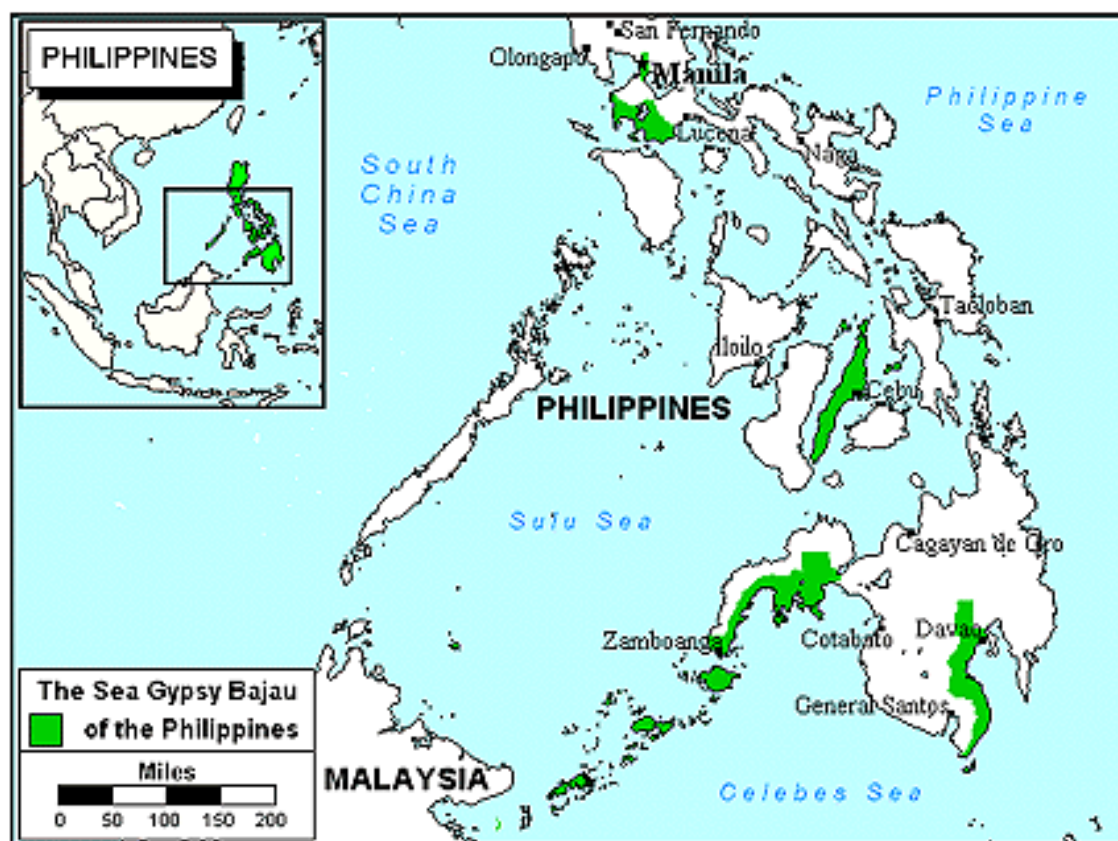
Batangas 州の気候は熱帯海洋型であり、穏やかな風、薄めの雲量、高温と相対的な高湿度などが特徴的である。同州の雨季は毎年 5 月初頭から 12 月末までの 7 ヶ月となり、そのうち、6、7、8 の 3 ヶ月は南西モンスーン期と呼ばれ、雨量が最も多い季節である。

4) 自然保護区

Batangas Baseport の近辺には Santa Rita ガス発電所があり、候補地とされているサイトの近辺には自然保護区など特別な保護を要する地域が存在しないと思われるが、Batangas 湾はサンゴ礁、マングローブ及び魚類などが豊富で、生物多様性が高い海域といわれている。このため、次の段階における EIS の作成に際して、LNG 基地の建設が

Batangas 湾の生態系に悪い影響を及ぼす可能性があるか、詳細な確認を行う必要がある。

5) 先住民



出所: <http://www.prayway.com/unreached/peoplegroups4/1104.html>

図 3.3-5 フィリピンにおける先住民 Bajau 族の分布

Batangas 湾の海岸沿いには Bajau という先住民の共同体が生活している。この先住民はインドネシア、マレーシア、ミャンマーなど東南アジア各国に散在している民族のサブグループであり、インドネシアのスラヴェシと東カリマンタンでは Bajo というサブグループも存在している。この民族は伝統的に漁獲を生計手段とし、定住地のない船上生活を暮らしてきているため、「海洋遊牧民族」(Sea Nomad)、「海洋民族」(Sea People)、「海洋ジプシーズ」(Sea Gypsies)とも呼ばれている。図 3.3-5 に示すとおり、フィリピンでは、Bajau 族は主に Mindanao、Cebu、及び Batangas を含む南 Luzon に分布している。2011 年 3 月にフィリピンの国家先住民委員会 (NCIP) 政策・計画・調査事務所が公表した全国 110 の先住民のリストに Bajau も含まれている。

Bajau 族は基本的に船上生活を暮らしているため、固有の土地所有権を持っていないことから、本プロジェクトが Bajau 族の陸上における権益を侵害する可能性は考えにくい。LNG 基地の海上部分 (栈橋と LNG 船舶の停泊地など) がその漁業権のある海域と重なるか、彼らの生計に影響を及ぼすかを確認する必要がある。

3.3.2 環境影響評価書（EIS）等の準備状況、環境許認可の取得状況

パイプラインプロジェクトと同様に、LNG 基地建設プロジェクトに関しては現時点で、EIS は作成されておらず、また、必要な環境許認可は取得されていない。今後、環境基準等 EIS 作成に必要な基礎データの整理した上で、EIS の作成、ECC の取得を行う必要がある。本件に関する JICA 環境社会配慮ガイドラインにおける環境チェックリスト、スコーピング案を以下に示す。

(1) JICA 環境社会配慮ガイドラインにおける環境チェックリスト

前述した LNG 基地の最も有望な候補サイトとしての Batangas Baseport を対象に、JICA の「環境チェックリスト」により確認を行った結果は、以下のとおりである。

1) 許認可・説明

現時点では、EIA 及び環境許認可、プロジェクトサイトの住民への説明がいずれも実施されていないが、ガスパイプライン関係者、エネルギー・電力業界、政府関係者、マスコミ関係者等を対象とした第 1 回プロジェクト説明会を 2011 年 12 月 1 日に開催した。今後本プロジェクトの実施機関が決まった後、実施機関がコンサルタントの協力により EIA レポートの作成と住民など現地ステークホルダーへの説明を実施し、環境資源省（DENR）環境管理局（EMB）又は同局の地域オフィスからの許認可を得るための手続きを行うこととなる。

2) 汚染対策

汚染対策については、大気質、水質、廃棄物、騒音・振動、地盤沈下、悪臭、底質の 7 項目を含めて、フィ国の排出基準・環境基準に従い、設計と施工を行うこととなっているが、具体的な対策について、次の段階の調査において確定することとする。

3) 自然環境

本プロジェクトで LNG 基地の最優先候補とした Batangas Baseport は、フィ国の法律や国際条約で定められた保護区内に入っていないことが確認されたが、周辺の沿岸地域と海域にマングローブ、サンゴ礁が存在するか、存在する場合、本件から影響を受ける可能性があるかなどについて、次の段階の調査で確認する必要がある。

4) 社会環境

Batangas Baseport での LNG 基地建設において、非自発的住民移転が発生しないが、今後ガスパイプラインとの接続に係る建設工事により、住民移転が発生するかについて確認する必要がある。また、住民移転が発生することが確認された場合、フィ国の用地取得と住民移転の関連法律に従い、しかるべき措置を講じる必要がある。

本件の実施により住民の生活・生計や景観などに悪影響を及ぼす可能性があるかについて詳細に確認し、問題がある場合、必要な緩和措置を取る必要がある。また、Bajau 族の

文化、生活様式に影響を及ぼすかについても確認し、影響がある場合、対策を検討する必要がある。労働環境については、ハード面では安全施設の設置を、ソフト面では従業員に対する安全教育を行うことが重要な措置である。また、警備要員がプロジェクト関係者や地域住民の安全を侵害することのないように、警備要員の雇用条件を決める際、このような条項を明記すべきである。

5) その他

工事中の影響とモニタリングに関してはフィ国の関連法律に従い、必要な対応を行う必要がある。

6) 留意点

栈橋の建造などの工事による地下水系への影響などについて次の段階の調査で確認し、必要な措置を講じる必要がある。また、越境問題または地球規模の環境問題への影響も確認する必要がある。

表 3.3-5 JICA「環境チェックリスト」による確認の結果

分類	項目	主なチェック事項	環境社会配慮の確認
許認可・説明	EIA 及び環境許認可	① 環境影響評価報告書 (EIA レポート) 等は作成済みか。	左各項目はすべて未実施。
		② EIA レポート等は当該国政府により承認されているか。	
		③ EIA レポート等の承認は無条件か。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。	
④ 上記以外に、必要な場合には現地の所管官庁からの環境に関する許認可は取得済みか。			
現地ステークホルダーへの説明	① プロジェクトの内容および影響について、情報公開を含めて地域住民に適切な説明を行い、理解を得るか。	② 住民等からのコメントを、プロジェクト内容に反映させたか。	第1回プロジェクト説明会は2011年12月1日に開かれた。説明の対象はガス・パイプライン、エネルギー・電力業界、政府関係者、マスコミ等だが、住民が含まれていなかった。
汚染対策	大気質	① 船舶・車輛・付帯設備等から排出される硫黄酸化物 (Sox)、窒素酸化物 (Nox)、煤じん等の大気汚染物質は、当該国の排出基準、環境基準等と整合するか。大気質に対する対策はとられるか。	大気汚染物質の排出はフィ国の排出基準・環境基準を満たすべく、必要な対策を採る。具体的な対策は次の段階の調査で検討する。
	水質	① 関連施設からの一般排水は、当該国の排出基準、環境基準等と整合するか。	関連施設からの一般排水はフィ国の排出基準・環境基準を満たすべく、必要な対策を採る。

分類	項目	主なチェック事項	環境社会配慮の確認
		②船舶・付帯設備等（ドック等）からの排水は、当該国の排出基準、環境基準等と整合するか。	船舶・付帯設備等（ドック等）からの排水はフィ国の排出基準・環境基準を満たすべく、必要な対策を採る。
		③油、有害物質等が周辺水域に流出・排出しない対策がなされるか。	具体的な対策は次の段階の調査で検討する。
		④水際線の変更、既存水面の消滅、新規水面の創出等によって、流況変化・海水交換率の低下等（海水循環が悪くなる）が発生し、水温・水質の変化が引き起こされるか。	次の段階の調査で具体的に確認する。
		⑤埋め立てを行う場合、埋立地からの浸透水が表流水、海水、地下水を汚染しない対策がなされるか。	具体的な対策は次の段階の調査で検討する。
	廃棄物	①船舶、関連施設からの廃棄物は当該国の規定に従って適切に処理・処分されるか。	廃棄物は当該国の規定に従って適切に処理・処分する。
		②浚渫土・沖捨ての投棄が周辺水域に影響を及ぼすことがないよう、当該国の基準に従って適切に処理・処分されるか。	浚渫土・沖捨てはフィ国の基準に従って適切に処理・処分する。
		③有害物質が周辺水域に排出・投棄されないよう対策がなされるか。	具体的な対策は次の段階の調査で検討する。
	騒音・振動	①騒音・振動は当該国の基準等と整合するか。	騒音・振動は当該国の基準等と整合するような対策を講じる。
	地盤沈下	①大量の地下水汲み上げ等により、地盤沈下が生じる恐れがあるか。	次の段階の調査で具体的に確認する。
	悪臭	①悪臭源はあるか。悪臭防止の対策はとられるか	次の段階の調査で具体的に確認する。
底質	①船舶及び関連施設からの有害物質等の排出・投棄によって底質を汚染しないよう対策がなされるか。	具体的な対策は次の段階の調査で検討する。	
自然環境	保護区	①サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地するか。プロジェクトが保護区に影響を与えるか。	サイトが当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地することはない。
	生態区	①サイトは原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地（珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等）を含むか。	サイトの陸上部分はこのような地域を含んでいないが、周辺の沿岸地域と海域にはマングローブとサンゴ礁が存在するか、本件から影響を受ける可能性があるか、次の段階の調査で確認する。
		②サイトは当該国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含むか。	ない。
		③生態系への重大な影響が懸念される場合、生態系への影響を減らす対策はなされるか。	このような影響の可能性が確認された場合、緩和対策を検討する。
	④水生生物に悪影響を及ぼす恐れはあるか。影響がある場合、対策はなされるか。	次の段階の調査で確認し、影響がある場合、対策を検討する。	

分類	項目	主なチェック事項	環境社会配慮の確認
		⑤沿岸域の植生、野生動物に悪影響を及ぼす恐れはあるか。影響がある場合、対策はなされるか。	同上。
	水象	①港湾施設の設置による水系の変化は生じるか。流況、波浪、潮流等に悪影響を及ぼすか。	同上。
	地形・地質	①港湾施設の設置による計画地周辺の地形・地質の大規模な変化や自然海浜の消失が生じるか。	同上。
社会環境	住民移転	①プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転は生じるか。生じる場合は、移転による影響を最小限とする努力がなされるか。	本件で最も有望な候補としている Batangas Baseport のサイトにおける LNG 基地の建設では非自発的住民移転が発生しないが、今後ガスパイプラインとの接続に係る建設工事により、住民移転が発生するかについて確認する必要がある。住民移転が発生することが確認された場合、以下の措置を実施する。 <ul style="list-style-type: none"> ・移転住民に対する説明会の実施 ・再取得価格（市場価格）による全額補償と移転後の生活基盤の回復を含む計画の策定 ・補償方針の文書での策定 ・社会的弱者に配慮する計画の策定 ・移転住民との移転前の合意達成 ・移転前の補償金支払い ・移転を実施するための体制の構築 ・移転による影響のモニタリング計画の策定 ・苦情処理の仕組みの構築
		②移転する住民に対し、移転前に補償・生活再建対策に関する適切な説明が行われるか。	
		③住民移転のための調査がなされ、再取得価格による補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が立てられるか。	
		④補償金の支払いは移転前に行われるか。	
		⑤補償方針は文書で策定されているか。	
		⑥移転住民のうち特に女性、子供、老人、貧困層、少数民族・先住民等々の社会的弱者に適切な配慮がなされた計画か。	
		⑦移転住民について移転前の合意は得られるか。	
		⑧住民移転を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な実施能力と予算措置が講じられるか。	
		⑨移転による影響のモニタリングが計画されるか。	
		⑩苦情処理の仕組みが構築されているか。	
	生活・生計	①プロジェクトによる住民の生活への悪影響が生じるか。必要な場合は影響を緩和する配慮が行われるか。	次の段階の調査で確認し、影響がある場合、対策を検討する。
		②プロジェクトにより周辺の水域利用（漁業、レクリエーション利用を含む）が変化して住民の生計に悪影響を及ぼすか。	同上。
		③港湾施設が住民の既存水域交通及び周辺の道路交通に悪影響を及ぼすか。	同上
		④他の地域からの人口流入により病気の発生（HIV 等の感染症を含む）の危険はあるか。必要に応じて適切な公衆衛生への配慮が行われるか。	本プロジェクトの実施が原因となるこのような結果が生じる可能性がない。

分類	項目	主なチェック事項	環境社会配慮の確認
	文化遺産	①プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なう恐れはあるか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。	Batangas Baseport という本プロジェクトで最も有望な候補サイトにはこのような遺産、史跡が存在しない。
	景観	① 特に配慮すべき景観が存在する場合、それに対し悪影響を及ぼすか。影響がある場合には必要な対策はとられるか。	次の段階の調査で確認し、影響がある場合、対策を検討する。
	少数民族・先住民	① 少数民族、先住民の文化、生活様式への影響を軽減する配慮がなされているか。 ② 少数民族、先住民の土地及び資源に関する諸権利は尊重されるか。	本プロジェクトの実施により Bajau 族の文化、生活様式に影響を及ぼすか次の段階の調査で確認し、影響がある場合、対策を検討する。
	労働環境	①プロジェクトにおいて遵守すべき当該国の労働環境に関する法律が守られるか。 ② 労働災害防止に係る安全設備の設置、有害物質の管理等、プロジェクト関係者へのハード面での安全配慮が措置されるか。 ③ 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育（交通安全や公衆衛生を含む）の実施等、プロジェクト関係者へのソフト面での対応が計画・実施されるか。 ④プロジェクトに係る警備要員が、プロジェクト関係者・地域住民の安全を侵害することのないよう、適切な措置が講じられるか。	フィ国の労働法への遵守は必須である。（The Labor Code of the Philippines, Presidential Decree No.442） プロジェクト関係者への安全配慮の措置を採る。 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育等の対策を採る。 警備要員が関係者や地域住民の安全を侵害することのないような措置として、警備要員の雇用条件においてこのよう の条項を明確に定める。
その他	工事中の影響	① 工事中の汚染（騒音、振動、濁水、粉じん、排ガス、廃棄物等）に対して緩和策が用意されるか。	工事中の汚染、自然環境と社会環境への影響がありうるが、フィ国の関連法規に従って緩和措置とる。
		② 工事により自然環境（生態系）に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	
		③ 工事により社会環境に悪影響を及ぼさないか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	
	モニタリング	① 上記の環境項目のうち、影響が考えられる項目に対して、事業者のモニタリングが計画・実施されるか。 ②当該計画の項目、方法、頻度等は適切なものと判断されるか。 ③ 事業者のモニタリング体制（組織、人員、機材、予算等とそれらの継続性）は確立されるか。	フィ国の EIA 関連規定に従い上記影響のある項目の対策措置に関するモニタリング計画を作成・実施する。 計画実施の項目、方法、頻度、実施体制、所管官庁への報告の方法も EIA 関連規定に準じる。

分類	項目	主なチェック事項	環境社会配慮の確認
		④ 事業者から所管官庁等への報告の方法、頻度等は規定されているか。	
留意点	環境チェックリスト使用上の注意	①埋立地造成、港湾の掘込み等による地下水系への影響(水位低下、塩化)や地下水利用による地盤沈下等の影響についても必要に応じて検討され所要の措置が講じられる必要がある。	Batangas Baseport の場合、利用可能な土地が広いから、埋立の必要性がないが、棧橋の建造などの工事による地下水系への影響などについて次の段階の調査で確認し、必要な措置を講じる。
		②必要な場合には、越境または地球規模の環境問題への影響も確認する(廃棄物の越境、酸性雨、オゾン層破壊、地球温暖化の問題に係る要素が考えられる場合等)。	そのとおり。

出所:JICA 調査団作成

(2) スコーピング案

スコーピング案は前掲表 3.2-2 が参照される。汚染対策、自然環境、社会環境、その他の 4 分類と合計 30 項目の影響項目に対する A~D の評価が同表により行われる。LNG 基地建設プロジェクトに対する具体的なスコーピングは、次の段階においてプロジェクトサイトに関する追加調査を経て行う。

3.3.3 ROW、及び用地取得の現状

LNG 基地建設プロジェクトのサイト現在想定されている Batangas 市 Port Authority 所管の Bataqngas Baseport は政府の公有地である。公開入札を通じて獲得すれば、今後 7 年毎のリース契約の更新が必要ではあるが、リースにより土地を長期的に使用することが可能であり、新たに ROW や土地の取得を必要としない。

3.3.4 住民移転の規模と補償

本件では、非自発的住民移転が発生しないが、今後ガスパイプラインとの接続に係る建設工事により、住民移転が発生するかについて確認する必要がある。

3.3.5 先住民族対応

3.3.1 の (2) で指摘されたように、Batangas 湾の海岸沿いには Bajau という先住民族の共同体が存在し、本プロジェクトの実施は Bajau 族の陸上における権益を侵害する可能性がないが、LNG 基地の海上部分(棧橋と LNG 船舶の停泊所など)がその漁業権のある海域と重なるか、彼らの生計に影響を及ぼすかを確認する必要がある。

3.4 本プロジェクトの実施による CO2 削減効果

本プロジェクトの実施による環境改善効果の一部は CO₂ 排出の削減効果に反映される

といえる。これについて、以下、本プロジェクトの裨益地域と想定されるルソン地域の電力セクターと工業セクターにおけるプロジェクトの実施に伴う CO₂ 排出削減効果を試算した。試算の対象期間はパイプライン竣工した 2017 年から本調査で行った需要予測最終年の 2030 年までとする。試算の結果は、両セクターを合計した 2017～2030 年の CO₂ 排出量削減量は累計約 14.5Mt の規模になる見込みである。両セクターにおける具体的な推計の方法と結果は、以下のとおりである。

3.4.1 電力セクターの CO₂ 排出削減効果

(1) 本プロジェクトの実施に伴うルソン地域電力セクターの CO₂ 排出量

後述する第4章における天然ガス需要予測によれば、2030年のルソン地域電力セクターにおける新設発電施設にかかる天然ガス年間需要量は2022年から697 MMNm³、2025年からは1,395MMNm³となる見込みである。また、本プロジェクトのパイプライン竣工からLNG受入基地運用開始までの2017～2020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 MMNm³ という限定的な量を100 MW発電所に供給することから、本プロジェクトの実施にかかるルソン地域電力セクター天然ガス消費量とこれに伴う CO₂ の年間排出量は、2017～2030年までの期間を2017～2021、2022～2024、2025～2030という3つの段階に分けて計算することが可能である。表3.4-1に示すように、2017～2030年における天然ガスの消費にかかるCO₂の累計排出量は約25.2Mtと算出される。

(2) 本プロジェクトを実施しない場合の発電用燃料別消費量

一方、本プロジェクトを実施しない場合、DOE が想定している 2013 年の発電用燃料ミックスが 2030 年になっても変化せず、石炭と石油・天然ガスの発電効率がそれぞれ 40% と 55%と仮定すれば、上述天然ガスと同様な発電量を供給するための既定の燃料ミックスにおける化石燃料は発熱量で示すと、3つの段階における燃料別年間消費の発熱量は以下のとおりである。

- 2017～2021 年： 石炭 329,286Gcal、石油 100,122Gcal、天然ガス 230,010Gcal
- 2022～2024 年： 石炭 1,865,956Gcal、石油 567,358Gcal、天然ガス 1,303,390Gcal
- 2025～2030 年： 石炭 3,734,589Gcal、石油 1,135,530Gcal、天然ガス 2,608,650Gcal

(3) 本プロジェクトの実施による CO₂ 排出削減量

以上の発熱量数値に燃料別 CO₂ 換算係数をかけると燃料別の CO₂ 年間排出量が算出されるが、本プロジェクトの実施による CO₂ 排出削減効果を測るために、以下、石炭と石油のみ対象として前述した天然ガスの消費に伴う CO₂ 排出量と比較し、3つの段階における CO₂ 年間排出量の削減量はそれぞれ以下のように算出された。

- 2017～2021 年： 84.7kt
- 2022～2024 年： 480 kt
- 2025～2030 年： 960.7kt

したがって、ルソン地域の電力セクターにおける天然ガスの導入に伴う 2017～2030 年の CO₂ 累計削減量は 7.6Mt となる。

表 3.4-1 本プロジェクトの実施による電力セクターのCO2 排出削減効果

項目		単位	合計	石炭	石油	天然ガス	その他
前提条件	発電用燃料ミックス	%	100.0	17.7	7.4	17.0	57.9
	発電効率	%	-	40	55	55	-
2017-2030 年の天然 ガス需要 量とCO ₂ 排出量	天然ガス年間需要量(2017-21)	MMNm ³	123				
	天然ガス年間需要量(2022-24)	MMNm ³	697	-	-	-	-
	天然ガス年間需要量(2025-30)	MMNm ³	1395	-	-	-	-
	天然ガス平均発熱量	kcal/m ³	11,000	-	-	-	-
	天然ガス年間発熱量(2017-21)	Gcal	1,353,000	-	-	-	-
	天然ガス年間発熱量(2022-24)	Gcal	7,667,000	-	-	-	-
	天然ガス年間発熱量(2025-30)	Gcal	15,345,000	-	-	-	-
	天然ガスCO ₂ 換算係数	t-CO ₂ /Gcal	0.20675	-	-	-	-
	天然ガスのCO ₂ 年間排出量 (2017-21)	t-CO ₂	279,733	-	-	-	-
	天然ガスのCO ₂ 年間排出量 (2022-24)	t-CO ₂	1,585,152	-	-	-	-
	天然ガスのCO ₂ 年間排出量 (2025-30)	t-CO ₂	3,172,579	-	-	-	-
	2017-30年天然ガスCO ₂ 排出量合計	t-CO ₂	25,189,593	-	-	-	-
2017-2030 年のLNG 導入による CO ₂ 排出 削減量	代替される化石燃料年間発熱量 (2017-21)	Gcal	-	329,286	100,122	230,010	-
	代替される化石燃料年間発熱量 (2022-24)	Gcal	-	1,865,956	567,358	1,303,390	-
	代替される化石燃料年間発熱量 (2025-30)	Gcal	-	3,734,589	1,135,530	2,608,650	-
	燃料別CO ₂ 換算係数	t-CO ₂ /Gcal	-	0.37927	0.29992	0.20675	-
	燃料別CO ₂ 年間排出量 (2017-21)	t-CO ₂	-	124,888	30,029	47,555	-
	燃料別CO ₂ 年間排出量 (2022-24)	t-CO ₂	-	707,701	170,162	269,476	-
	燃料別CO ₂ 年間排出量 (2025-30)	t-CO ₂	-	1,416,418	340,568	539,338	-
	LNG導入によるCO ₂ の年間削減 量(2017-21)	t-CO ₂	84,704	-	-	-	-
	LNG導入によるCO ₂ の年間削減 量(2022-24)	t-CO ₂	479,990	-	-	-	-
	LNG導入によるCO ₂ の年間削減 量(2025-30)	t-CO ₂	960,669	-	-	-	-
2017-30年のCO ₂ 削減量合計	t-CO ₂	7,627,502	-	-	-	-	

出典：1. 発電用燃料ミックス：DOE「Power Development Program (2004-2013)」(2013年の予測値)

2. 天然ガス平均発熱量： 想定される輸入LNGの平均発熱量

3. 石炭平均発熱量： 想定される輸入一般炭の平均発熱量

4. 天然ガスCO₂換算係数、石炭CO₂換算係数： 日本エネルギー経済研究所軽量分析ユニット編

「エネルギー・経済統計要覧 2011」

3.4.2 工業セクターのCO₂ 排出削減効果

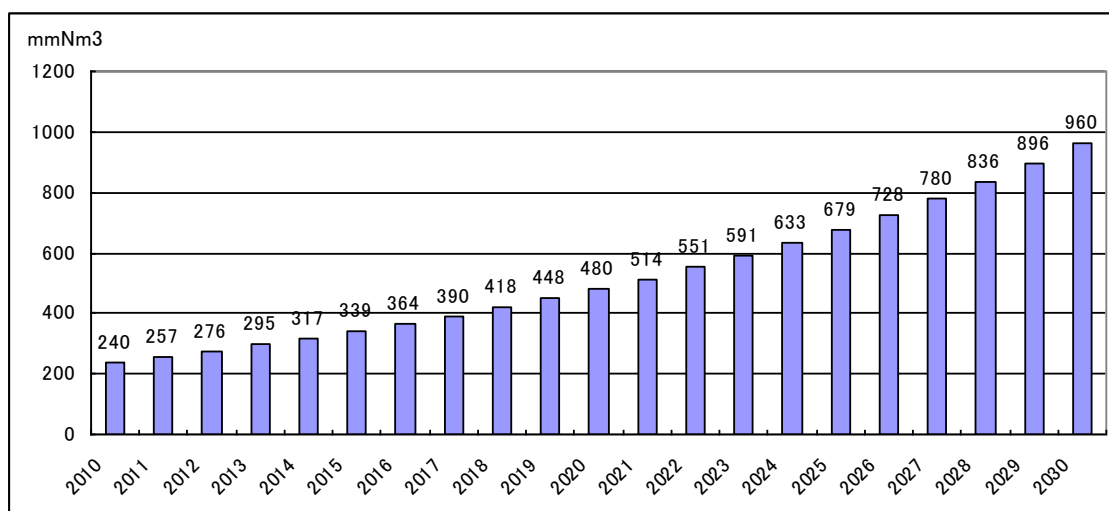
工業セクターのCO₂ 排出削減効果は以下のステップを経て推計する。

(1) 現在の種別エネルギー消費量割合の計算

本プロジェクトで設置が予定されているガス・パイプライン沿線の工業団地から抽出された73の代表的なサンプル工場における現在の各種エネルギー消費量に基づき、種別エネルギー消費の割合を発熱量への換算を経て推計した。これによると、軽油、灯油、重油、LPGの割合がそれぞれ28.1%、0.1%、67.8%、4%となっている。

(2) 2030年天然ガス消費に伴うCO₂排出量の計算

後述する第4章に示すように、現在(2010年)ガスパイプライン沿いの工業セクターにおける潜在的な天然ガス年間需要量は240MMNm³ではあるが、2030年にはこれの4倍に相当する960MMNm³になる見通しである。これより、2010~2030年における天然ガス需要量の年平均伸び率(7.2%)及び各年の需要量が算出される(図3.4-1参照)。これに基づき、LNG受入基地の運用が開始する2021年から2030年までの10年間にわたる工業セクターの天然ガス累計需要量が7,168MMNm³と算出され、これを発熱量への換算を経て、天然ガス消費に伴う同期間のCO₂累計排出量を16.3Mtに算出することができる。



出典: 調査団作成

図 3.4-1 パイプライン沿い工業セクターの天然ガス需要量予測値 (2030年まで)

(3) LNGの導入によるCO₂排出削減量の計算

前述(1)で推計された種別エネルギーの割合を用いて、LNGの導入により代替される各種燃料の2021~2030年における累計消費量を発熱量で計算し、これと燃料別CO₂換算係数に基づき、LNGを導入しない場合のCO₂排出量を23.2Mt、LNGの導入によるCO₂排出削減量を6.9Mtと算出することができる。

表 3.4-2 本プロジェクトの実施による工業セクターのCO2 排出削減効果

項目		単位	合計	軽油	灯油	重油	LPG
現在のエネルギー消費量	エネルギー消費量(年)	-	-	(ℓ)	(ℓ)	(ℓ)	(kg)
				536,023	1,871	1,162,588	57,269
	平均発熱量	kcal/ℓ(kg)	-	9,006	8,767	10,009	12,136
	総発熱量(年)	Gcal	17,175	4,827	16	11,636	695
	エネルギー・ミックス	%	100.0	28.1	0.1	67.8	4.0
2021-30年天然ガス累計需要量とCO ₂ 排出量	2010年天然ガス需要量	MMNm ³	240	-	-	-	-
	2030年天然ガス需要量	MMNm ³	960	-	-	-	-
	2010-30年需要量平均伸び率	%	7.2	-	-	-	-
	2021-30年天然ガス累計需要量	MMNm ³	7,168	-	-	-	-
	天然ガス平均発熱量	kcal/m ³	11,000	-	-	-	-
	2021-30年天然ガス累計発熱量	Gcal	78,848,000	-	-	-	-
	天然ガスCO ₂ 換算係数	t-CO ₂ /Gcal	0.20675	-	-	-	-
	A. CO ₂ 累計排出量(2021-30)	t-CO ₂	16,301,824	-	-	-	-
LNGの導入によるCO ₂ 排出削減量	代替される燃料別発熱量(2021-30)	Gcal	78,848,000	22,161,778	75,303	53,420,230	3,190,688
	燃料別CO ₂ 換算係数	t-CO ₂ /Gcal	-	0.28748	0.28411	0.29992	0.24758
	B. CO ₂ 累計排出量(2021-30)	t-CO ₂	23,204,208	6,371,068	21,394	16,021,795	789,951
	CO ₂ 累計削減量(B-A)	t-CO ₂	6,902,384	-	-	-	-

出典：1. 天然ガス平均発熱量：想定される輸入LNGの平均発熱量

2. 天然ガスCO₂換算係数、燃料別発熱量とCO₂換算係数：

日本エネルギー経済研究所軽量分析ユニット編「エネルギー・経済統計要覧 2011」

4. 天然ガス需要想定

4.1 JICA M/P(2002) のレビュー

4.1.1 エネルギー政策

1999年時点で、フィリピン国は1次エネルギー供給の60%近くを輸入エネルギーに依存しているところから、国産エネルギー源の開発を目下のエネルギー政策上の重要な課題としていた。そこで、商業ベースの埋蔵量がパラワン島沖で確認された天然ガスは、この課題解決のための有望なエネルギー源であり、同国における大規模な天然ガス利用開始の契機になるであろうと期待されていた。

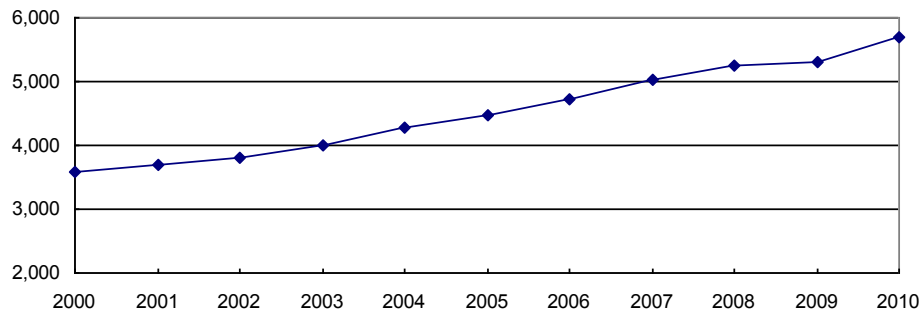
当時の“フィリピンエネルギープラン 2000-2009”によると、天然ガスの1次エネルギー供給に占める割合は、1999年のわずか0.01%から2004年には5.97%、さらに2009年には5.72%に上昇すると予想していた。加えて、パラワン島周辺の油田を中心とする天然ガス、石油の生産拡大により、輸入エネルギーへの依存度は2004年には49.9%へ低下し、2009年には再び52.7%へと上昇すると予想されていた。

実績では、天然ガスの1次エネルギー供給に占める割合は、2004年には5.1%、さらに2009年には8.1%に上昇した。また、輸入エネルギーへの依存度は2004年には45.8%、2009年には40.5%へと低下し、当時の計画を上回る実績を残した。現在もなお、フィリピンは天然ガスがエネルギーの多様化、エネルギー供給構造変化に役立つものとして位置付けており、天然ガスに対する政策は変わっていない。

4.1.2 エネルギー需要

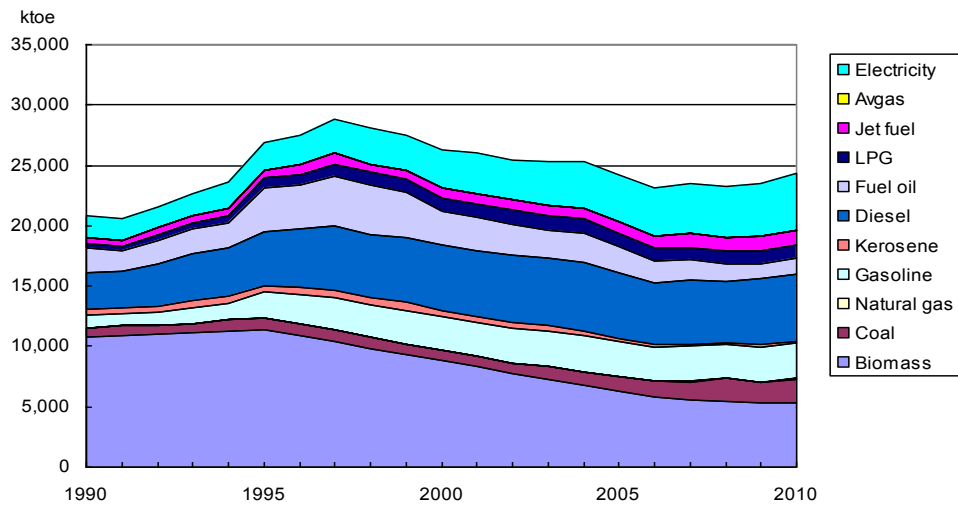
当時のマスタープランでは、過去のトレンドに基づき2000年以降エネルギー需要は5%前後で増大すると予想していた。しかしながら、実際には2000年から2010年までのGDPの年平均伸び率は4.8%で、JICA M/P(2002)時の想定とほぼ同じだったにもかかわらず、エネルギー需要は減少している。これは非商業エネルギーであるバイオマスが大きく減少したことによる。バイオマスを除いた商業エネルギーだけを見ても2000年からの平均伸び率はわずか0.5%にとどまっている。部門別に見ると家庭用エネルギー消費の平均伸び率が2000年からマイナス5%と大きく減少しており、そのほかの産業はほぼ横ばいになっている。これらのデータを基に分析すると、産業構造がエネルギー多消費産業から軽工業にシフトし、サービス業のGDPの伸び率が工業の伸び率よりも大きいことからエネルギーをあまり必要としないサービス業の発展でGDPが伸びてきたことが窺える。

billion pesos at 2000 market price



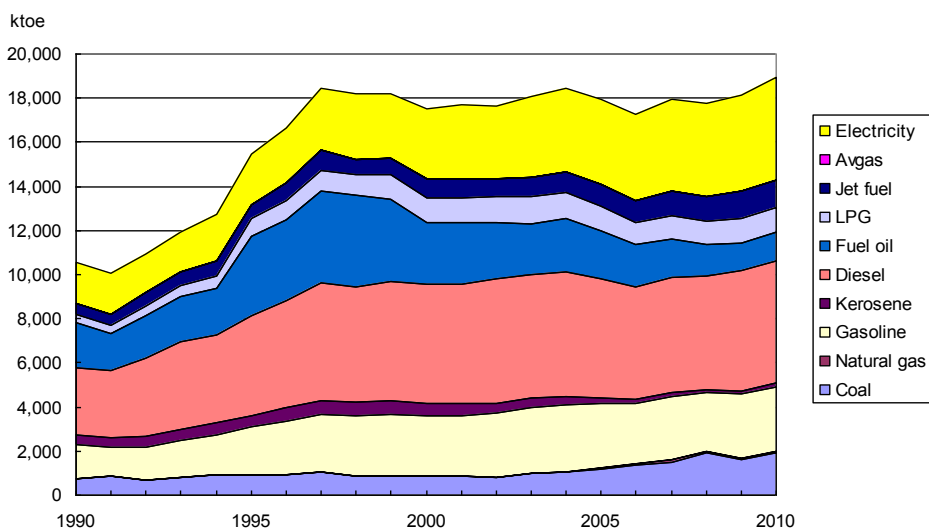
出所:ADB

図 4.1-1 フィリピンの GDP の推移



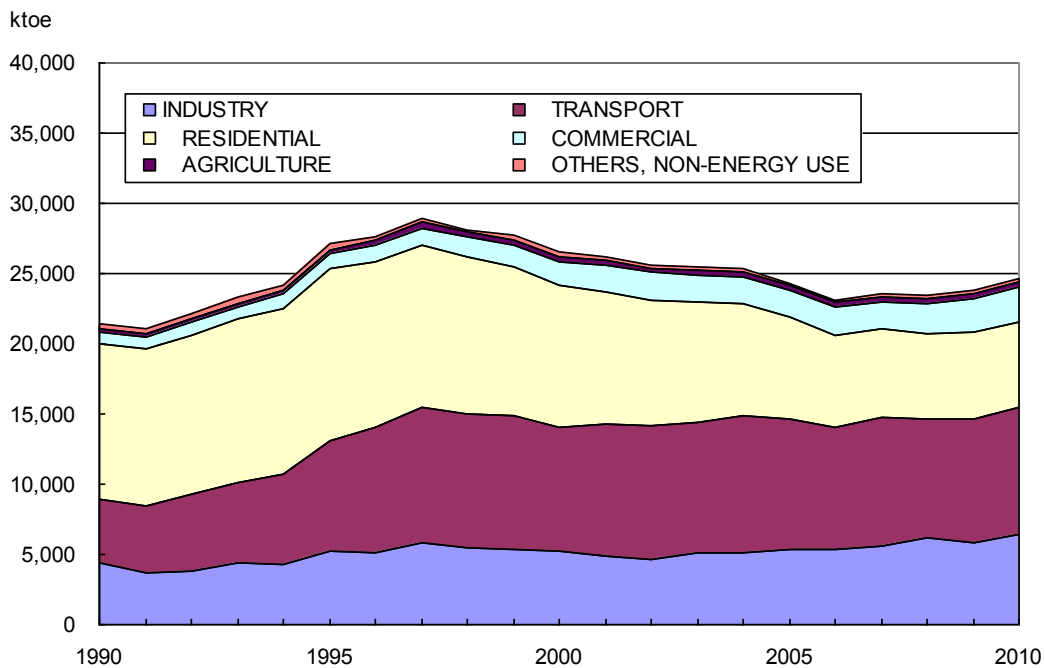
出所:Energy Balance Table, DOE

図 4.1-2 フィリピンの最終エネルギー消費の推移



出所:Energy Balance Table, DOE

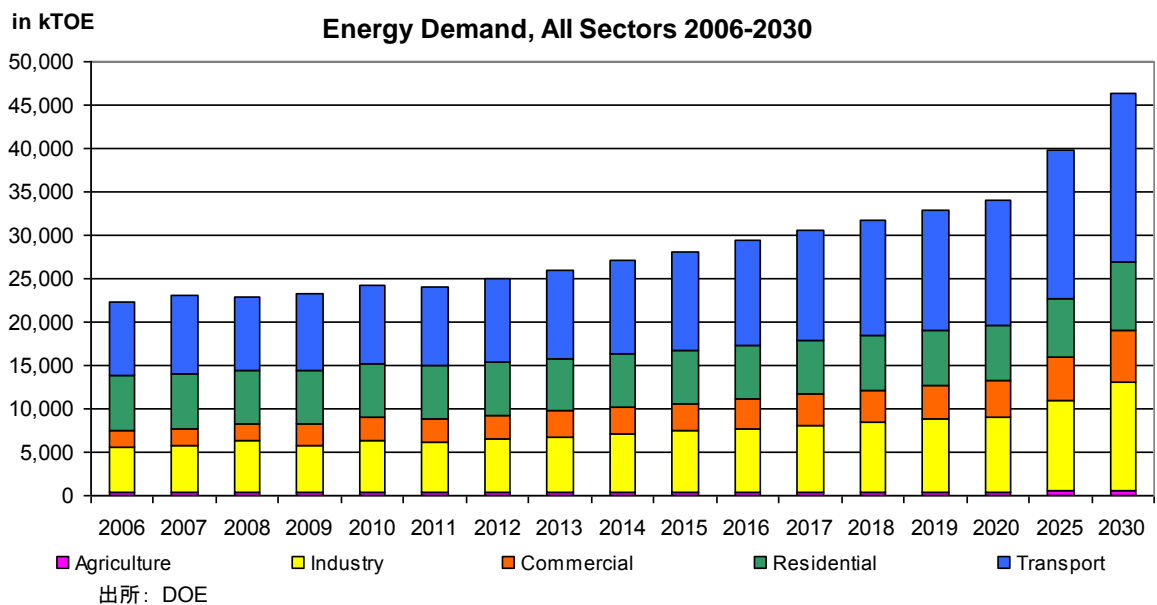
図 4.1-3 フィリピンの最終エネルギー消費の推移 (バイオマスを除く)



出所: Energy Balance Table, DOE

図 4.1-4 フィリピンの部門別最終エネルギー消費の推移

図 4.1-5 は DOE の 2030 年までの部門別エネルギー需要予測を示している。2010 年から 2030 年までの平均増加率は、農業が 1.8%、工業 3.8%、商業 4.1%、家庭 1.2%、輸送 3.9%となっており、全体では 3.3%の伸びと見込んでいる。

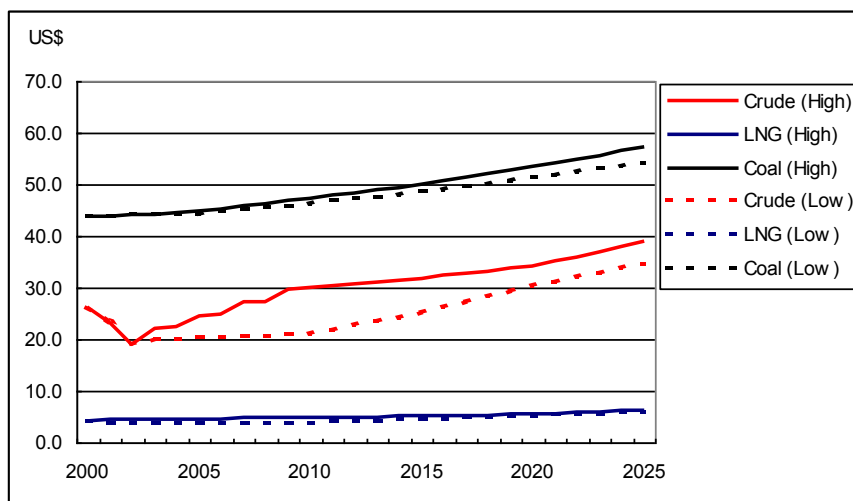


出所: DOE

図 4.1-5 フィリピンの部門別最終エネルギー需要予測

4.1.3 エネルギー価格

図 4.1-6 は 2002 年時点のエネルギー価格想定を示している。当時は、2010 年時点で原油価格は US\$30/bbl、LNG が US\$5/MMBtu であったが、実際には両方共に想定 of 3 倍の価格になっている。これは LNG と石油製品の価格差も 3 倍になったことを示している。従って、2002 年当時よりも LNG の競争力が高まったことになる。



注: Crude Oil: US\$/bbl, LNG: US\$/MMBtu, Coal: US\$/ton

出所: A Master Plan Study on The Development of the Natural Gas Industry in The Philippines, 2002

図 4.1-6 2002 年時点のエネルギー価格想定

4.2 天然ガス需給の現状

Camago-Malampaya ガス田は 2002 年から商業生産に入り、Batangas に位置する 3 発電所 (Ilijan、Sta.Rita、San Lorenzo) と産業及び交通部門に供給してきた。そのほとんどが発電所で消費されており、産業及び交通部門の消費量は全体の 2%にも満たない。2010 年までの Camago-Malampaya ガスの累計消費量は表 4.2-1 に示すとおり、9,288 億 cf に達している。

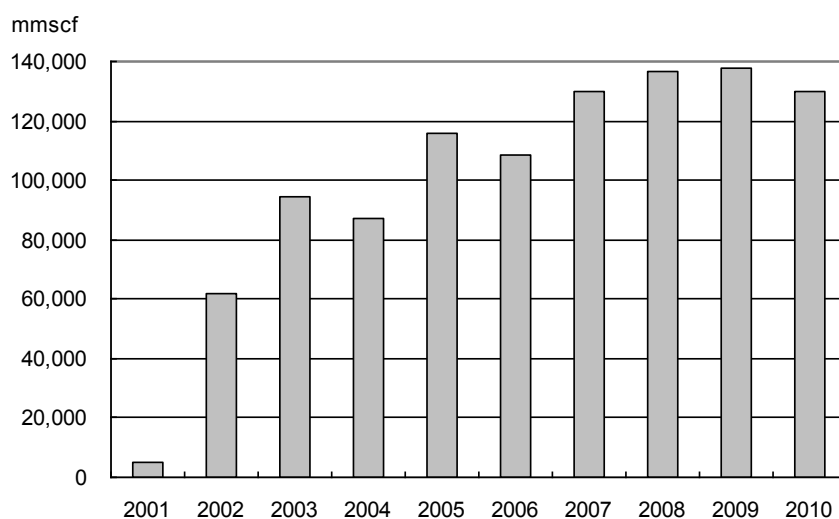
表 4.2-1 Malampaya ガスの消費推移

Year	Consumption						
	Power				Industry	Transport	Total
	Ilijan	Sta.Rita	San Lorenzo	Sub-total			
2001	245	4,594	-	4,840	-	-	4,840
2002	17,196	29,772	7,360	54,329	-	-	54,329
2003	26,863	37,990	19,388	84,241	-	-	84,241
2004	25,954	38,006	17,138	81,097	-	-	81,097
2005	39,957	44,777	22,263	106,997	252	-	107,249
2006	34,216	43,429	21,554	99,199	2,193	-	101,392
2007	47,194	47,200	23,398	117,792	3,316	-	121,107
2008	48,704	50,005	24,895	123,604	2,932	15	126,550
2009	51,854	48,758	24,446	125,058	3,019	18	128,095
2010	47,378	46,672	22,759	116,809	3,044	16	119,869
Total	339,562	391,203	183,200	913,965	14,755	49	928,769

注: MMcf = million cubic feet

出所: DOE

一方、2002年時点の Camago-Malampaya ガス田の推定埋蔵量は 2.7 兆 cf⁹で、2010年までに Camago-Malampaya ガス田から生産されたガスは、約 1 兆 cf である。従って、新たな追加埋蔵量が発見されない限り、今後の R/P 比は 15 年程度になる。さらに、BatMan1 のガスパイプラインの建設が実現すると、新たな産業需要などが促進される。また、Camago-Malampaya ガス田の生産計画を考えると BatMan1 に供給できるガス量は、100 MW 分程度（14,000 Nm³/h、50 万 cf/h）であることから、BatMan1 パイプラインで輸送されるガスのほとんどが輸入天然ガスということになる。



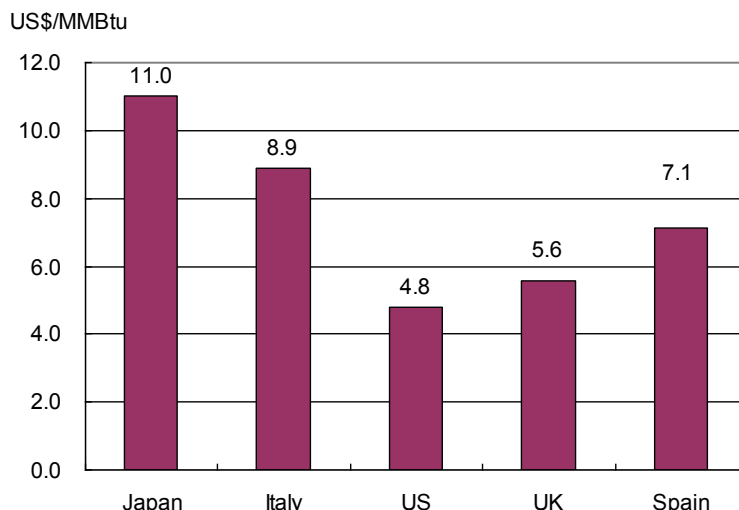
出所: DOE

図 4.2-1 Camago-Malampaya ガス田の生産推移

4.3 LNG（液化天然ガス）輸入価格の国際動向

天然ガスの主要市場は、石油と同様、北米、欧州、アジアであるが、価格決定方式は地域ごとに異なっており、石油のように指標となるガスが存在しているわけではない。アジアにおける LNG 輸入価格は、一般的に JCC（Japan Crude Cocktail）と呼ばれる日本向け原油の平均 CIF 価格にリンクしており、大陸欧州でのパイプラインガスや LNG 輸入価格は石油製品やブレント原油価格にリンクしている。ガス市場の自由化が進んでいるアメリカや英国では、Henry Hub や NBP（National Balancing Point）といった国内の天然ガス取引地点での需給によって価格が決定されている。そのため、各国における輸入 LNG 価格は、原油や石油製品価格の動向、それぞれの市場でのガスの需給逼迫状況等によって異なっている（図 4.3-1）。

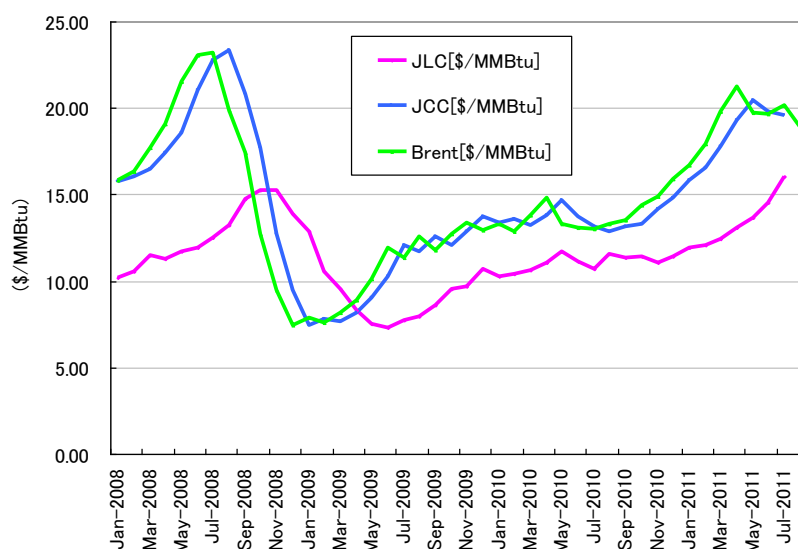
⁹ http://malampaya.com/?page_id=2



出所: OECD/IEA, ENERGY PRICES & TAXES, 1st Quarter 2011

図 4.3-1 LNG 輸入平均価格の国際比較 (2010 年)

日本の LNG 平均輸入価格(JLC)については、2011 年前半より原油価格の上昇に伴って上昇傾向にあり、2011 年 7 月時点では\$16/MMBtu に達している。価格決定方式が原油価格リンクであるため、一定値とはならないが、原油価格よりは低い値で推移している(図 4.3-2)。フィリピンにおいて LNG を輸入すると仮定した場合、価格の参照値として、JLC が参考となる。しかし JLC はアジアの LNG 市場だけに適応しており、欧州や米国の価格決定方式とは異なっている。将来、フィリピンは LNG 供給源をアジアだけでなくロシア、オーストラリア、カナダ等アジアとは違う価格決定方式を採用している地域からの購入も考えられる。



出所: エネルギー・経済統計揺籃、IEEJ

図 4.3-2 日本 LNG 輸入平均価格 (JLC) の推移

4.4 電力用需要想定

4.4.1 2030年までの需給見通し

電源開発計画（PDP2010-2030）によると Luzon の電力需要は年率 4.59%で増加していく見通しになっている。2010年の発電容量は10,197 MWで、ピーク需要は7,799 MWになっている。2013年までは既にコミットされた発電所があり、新規ガス火力の可能性は追加容量が必要になる2014年以降である。Luzonでは電力需要の増加に伴い2030年までに12,300 MWの追加容量が必要になる。また、必要な予備率はピーク需要の23.4%に設定されている。

承認されている発電所は、2011年のBACMAN Unit 1 (55MW)とUnit 4 (20MW)、2012年のBacMan Unit 3 (55MW)、2013年のCoal-Fired GN Power (600MW)である。これらの発電所が運開すると2014年時点の発電能力は10,927 MWになり、2014年までの必要容量（予備率+ピーク需要=10,782 MW）をカバーすることが出来る。

図4.4-2はフィリピンの電源別発電量の推移を示している。発電量は2000年の45,290 GWhから2010年には67,743 GWhへと年率4.1%の伸びで推移してきた。

表 4.4-1 Luzon の電力需給見通し

(MW)

	Requ additi capac	Comm capac	Exist capac	Requ reser marg	Peak d
2010			10,197	1,825	7,799
2011		75	10,197	1,847	7,895
2012		55	10,272	1,890	8,078
2013		600	10,327	1,966	8,400
2014	300		10,927	2,045	8,737
2015	300		10,927	2,128	9,095
2016	600		10,927	2,220	9,489
2017	450		10,927	2,317	9,902
2018	600		10,927	2,420	10,341
2019	500		10,927	2,535	10,834
2020	650		10,927	2,657	11,354
2021	650		10,927	2,786	11,905
2022	800		10,927	2,922	12,486
2023	800		10,927	3,066	13,102
2024	800		10,927	3,218	13,754
2025	800		10,927	3,380	14,444
2026	1,000		10,927	3,551	15,176
2027	800		10,927	3,733	15,952
2028	1,100		10,927	3,925	16,775
2029	1,050		10,927	4,130	17,650
2030	1,100		10,927	4,347	18,578

出所: Power Development Plan 2010-2030, DOE

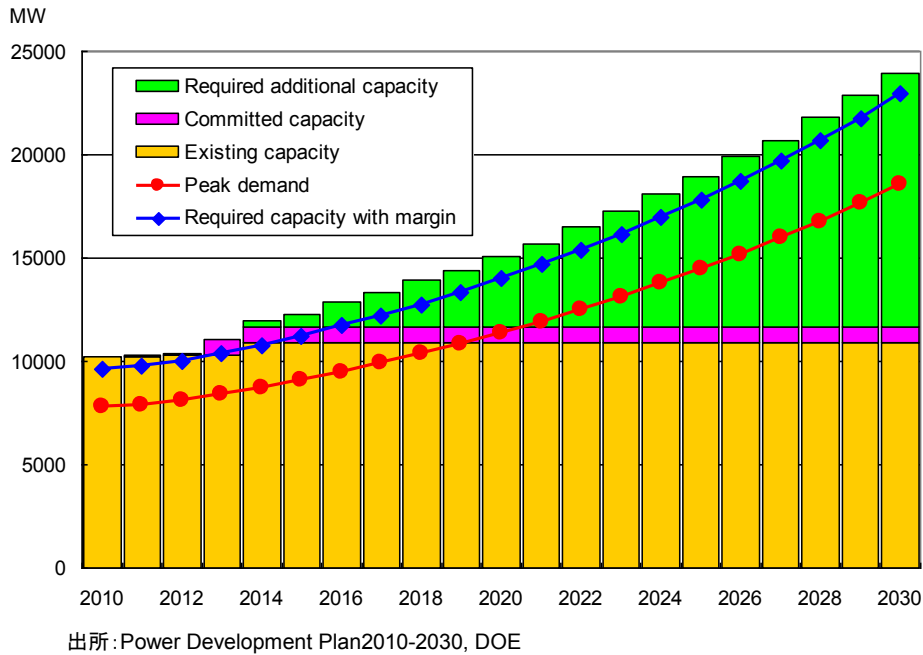


図 4.4-1 Luzon の電力需給見通し

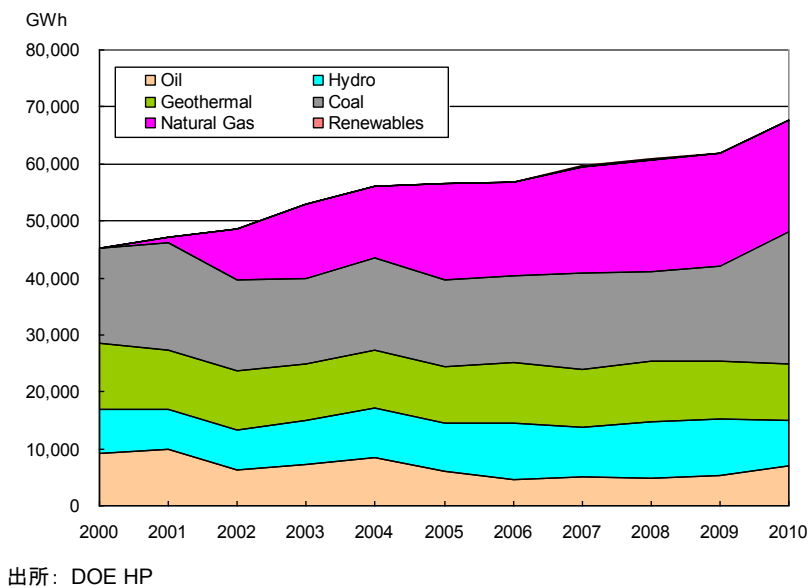


図 4.4-2 フィリピンの電源別発電量の推移

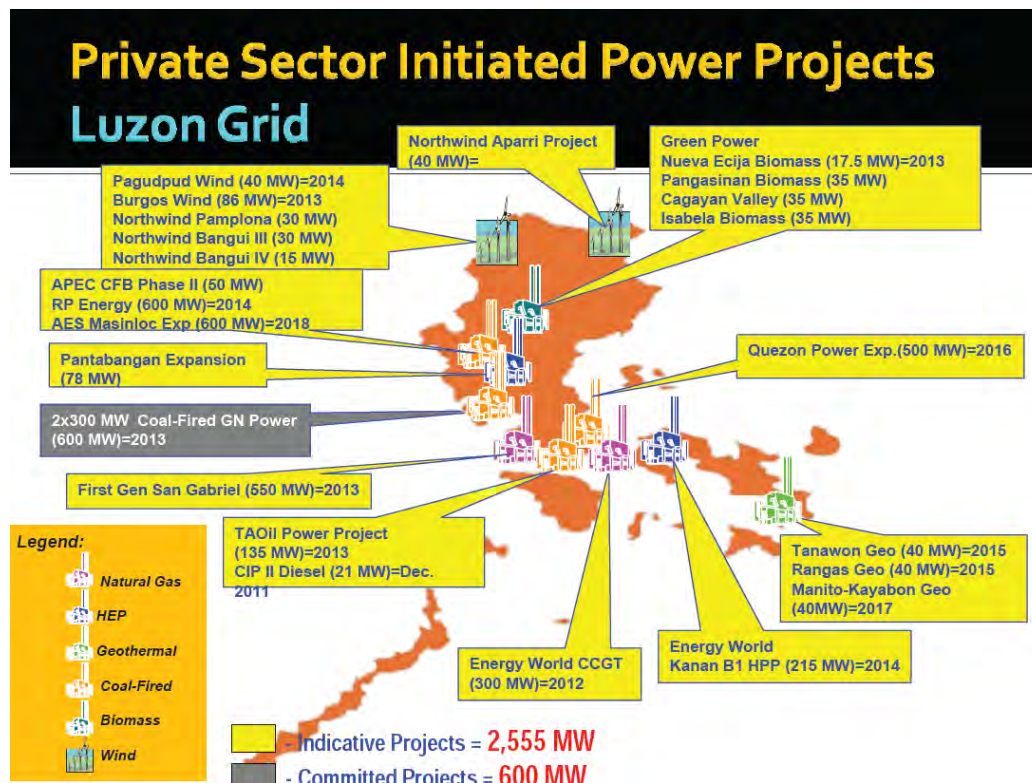
4.4.2 Luzon の民間企業の新規発電プロジェクト

Luzon の民間企業の新規発電所プロジェクトは表 4.4-2 に示すように 23 件ある。このうちガス火力は、Energy World CCGT 300MW (Pagbilao)、First Gen San Gabriel 550MW (Batangas) である。前者は LNG 基地を建設し、ガスを供給しようとするもので、後者は国産ガスを利用するものである。現時点では Energy World CCGT 300MW を除くと建設が始まっていないことから運開年は遅れると見られる。また、NA は運開年が定まっていないものである。

表 4.4-2 Luzon の民間企業の新規発電所プロジェクト

No.	Name	Capacity (MW)	Type	Planned Year
1	CIP II Diesel	21	Coal	2011
2	Energy World CCGT	300	Natural gas	2012
3	Burgos Wind	86	Wind	2013
4	Nueva Ecija Biomass	17.5	Biomass	2013
5	First Gen San Gabriel	550	Natural gas	2013
6	TAOil Power Project	135	Coal	2013
7	Pagudpud Wind	40	Wind	2014
8	RP Energy	600	Coal	2014
9	Energy World Kanan B1 HPP	215	Hydro	2014
10	Tanawon Geo	40	Geothermal	2015
11	Rangas Geo	40	Geothermal	2015
12	QuezonPower Expansion	500	Coal	2016
13	Manito-Kayabon Geo	40	Geothermal	2017
14	AES Masinloc Expansion	600	Coal	2018
15	Northwind Pamplona	30	Wind	NA
16	Northwind Bangui III	30	Wind	NA
17	Northwind Bangui IV	15	Wind	NA
18	Northwind Aparri Project	40	Wind	NA
19	3Pangasinan Biomass	35	Biomass	NA
20	Cagayan Valley	35	Biomass	NA
21	Isabela Biomass	35	Biomass	NA
22	APEC CFB Phase II	50	Coal	NA
23	Pantabangan Expansion	78	Hydro	NA
	Total	3,533		

出所: Power Development Plan 2010-2030, DOE



出所: Power Development Plan 2010-2030, DOE

図 4.4-3 Luzon の民間企業の新規発電所位置

4.4.3 ガス火力発電の検討

火力発電所の検討は、フィリピン政府のエネルギー政策の方針に従い、ここではガス火力発電所の検討を行なう。DOEの情報によると、ガス転換の火力発電所候補として、Sucat 発電所（850 MW）と Malaya 発電所（650 MW）がある。両発電所とも現在は発電していない。これらの発電所は石油火力であり、発電効率も 35%程度と最新鋭のコンバインドサイクル発電所と比較するとかなり低かった。ここでは、これらの発電所の改修工事を行なってガス炊きにする場合と、最新鋭のコンバインドサイクル発電所を新設する場合を考え、費用対効果を検討する。

表 4.4-3 は Sucat 発電所ガス転換と新規コンバインドサイクル発電所の発電コストを計算するための前提条件を示している。ガス転換への改修工事は他のプロジェクトの経験から kW 当たり US\$24/kW と仮定し、Sucat 発電所が老朽化していることから寿命は 10 年とした。一番コスト計算に影響を与えるのは発電効率である。設備利用率は既存の Batangas にある 3 発電所の実績から 80%と想定している。一般に O&M コストは初期投資の 2%と言われており、2%を基に計算している（表 4.4-6 参照）。ガス価格は現在の US\$16/MMBtu に LNG 基地コストとパイプライン託送コストを勘案して US\$17/MMBtu と仮定した。

表 4.4-3 発電コストを計算するための前提条件

Descriptions	Unit	Sucat	New CCGT
Installed Capacity	MW	850	850
Modification or Construction Cost per kW	US\$/kW	24	1,000
Life Time	Years	10	30
Discount Rate	%	10.0%	10.0%
Plant Utilization Factor	%	80%	80%
OM Cost per kWh	USCts/kWh	0.31	0.31
Gas Price	US\$/ton	877.00	877.00
Heat Content	kcal/kg	13,000	13,000
Thermal Efficiency	%	35.00%	55.00%

注: US\$17/MMBtu, 51.6 MMBtu/ton で計算

表 4.4-4 は発電コストの内訳である。総発電コストは Sucat が 16.95 セント/kWh、新規コンバインドサイクルが 12.53 セント/kWh になり、30%ほど新規建設のほうが経済的という結果になっている。たとえ、Sucat 発電所の改修工事費用を 0 と見積もっても結果はほとんど変わらない。従って、本調査では Sucat 及び Malaya 発電所のガス転換よりも最新鋭の新規コンバインドサイクル発電所建設を提案する。。

表 4.4-4 発電コストの内訳

Descriptions	Unit	Sucat	New
Capital Cost per kWh	USCts/kWh	0.06	1.
OM Cost per kWh	USCts/kWh	0.31	0.
Fuel Cost per kWh	USCts/kWh	16.58	
Total Generation Cost	USCts/kWh	16.95	

表 4.4-5 及び 4.4-6 は発電コストの算出詳細である。

表 4.4-5 Sucat 発電所ガス転換の発電コスト

Descriptions	Unit	
1. Total Construction Cost	USD	20,400
2. Installed Capacity	MW	850
3. Modification Cost per kW	US\$/kW	24
4. Interest during Construction (3.x7.)	US\$/kW	0
5. Total Investment per kW (3.+4.)	US\$/kW	24
6. Life Time	Years	10
7. Discount Rate	%	10.0%
8. Capital Recovery Factor		0.16275
9. Annual Capital Cost per kW (5.x8.)	US\$/kW	3.9
10. Plant Utilization Factor	%	80%
11. Annual Operation Hour (365x24x10.)	hours	7,008
12. Capital Cost per kWh (9./11.x100)	USCts/kWh	0.06
13. OM Cost per kWh (same as New CCGT)	USCts/kWh	0.31
14. Gas Price	US\$/ton	877.00
15. Heat Content	kcal/kg	13,000
16. Thermal Efficiency	%	35.00%
17. Heat Rate (860/16.)	kcal/kWh	2,457
18. Fuel Consumption per kWh (17./15.)	kg/kWh	0.189
19. Fuel Cost per kWh (14.x18./1000x100)	USCts/kWh	16.58
20. Total Generation Cost (12.+13.+19.)	USCts/kWh	16.95

表 4.4-6 新規コンバインドサイクル発電所の発電コスト

Descriptions	Unit	
1. Total Construction	C d \$ 10 Q 2U \$ \$.850,000	850,000
2. Installed Capacity	MW	850
3. Construction Cost per kW	US\$/kW	1,000
4. Interest during Construction (3.x7.)	US\$/kW	100
5. Total Investment per kW (3.+4.)	US\$/kW	1,100
6. Life Time	Years	30
7. Discount Rate	%	10.0%
8. Capital Recovery Factor		0.10608
9. Annual Capital Cost per kW (5.x8.)	US\$/kW	117
10. Plant Utilization Factor	%	80%
11. Annual Operation Hour (365x24x10.)	hours	7,008
12. Capital Cost per kWh (9./11.x100)	USCts/kWh	1.67
13. OM Cost per kWh (5./11.x2%x100)	USCts/kWh	0.31
14. Gas Price	US\$/ton	877.00
15. Heat Content	kcal/kg	13,000
16. Thermal Efficiency	%	55.00%
17. Heat Rate (860/16.)	kcal/kWh	1,564
18. Fuel Consumption per kWh (17./15.)	kg/kWh	0.12
19. Fuel Cost per kWh (14.x18./1000x100)	USCts/kWh	10.55
20. Total Generation Cost (12.+13.+19.)	USCts/kWh	12.53

4.4.4 ガス火力発電所のガス需要量

表 4.4-2 に示した民間企業の新規発電所プロジェクトが仮に実現したとしたら新規のコンバインドサイクル発電所は、2020 年以降に電力需要の増大に伴い運開していくことになる。コンバインドサイクルの 1 系列は 350 MW（ガスタービン 300 MW、蒸気タービン 50 MW）を標準とし、2022 年に 2 系列、2025 年にさらに 2 系列の運開で、合計 1,400 MW の発電規模を想定する。

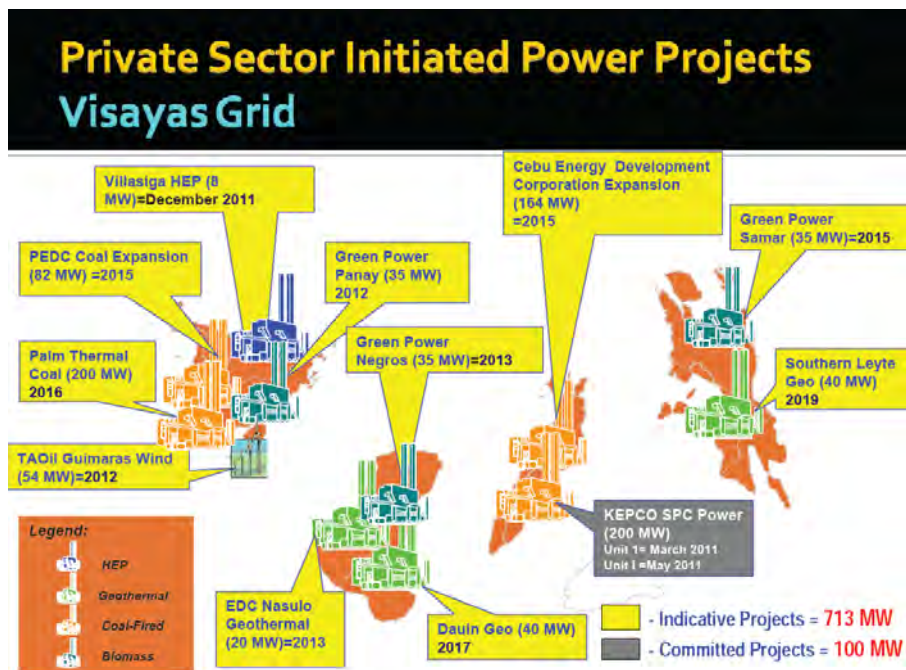
ここで、発電所の発電効率を 55%、設備利用率を 80%、天然ガス発熱量を 11,000 kcal/Nm³ と仮定すると新規コンバインドサイクル発電所の天然ガス需要は表 4.4-7 のようになり、2022 年で 99,504 Nm³/h（84 MMcf/d）、2025 年以降は 199,008 Nm³/h（168 MMcf/d）になる。これは Camago-Malampaya ガス田からの供給能力（650 MMcf/d）の 26%に相当する。

表 4.4-7 新規コンバインドサイクル発電所の天然ガス需要

2022		2025	
99,504	Nm ³ /h	199,008	Nm ³ /h
3,513,959	cf/h	7,027,917	cf/h
84,335,006	cf/d	168,670,012	cf/d
697	million Nm ³ /y	1,395	million Nm ³ /y
24,626	million cf/y	49,252	million cf/y

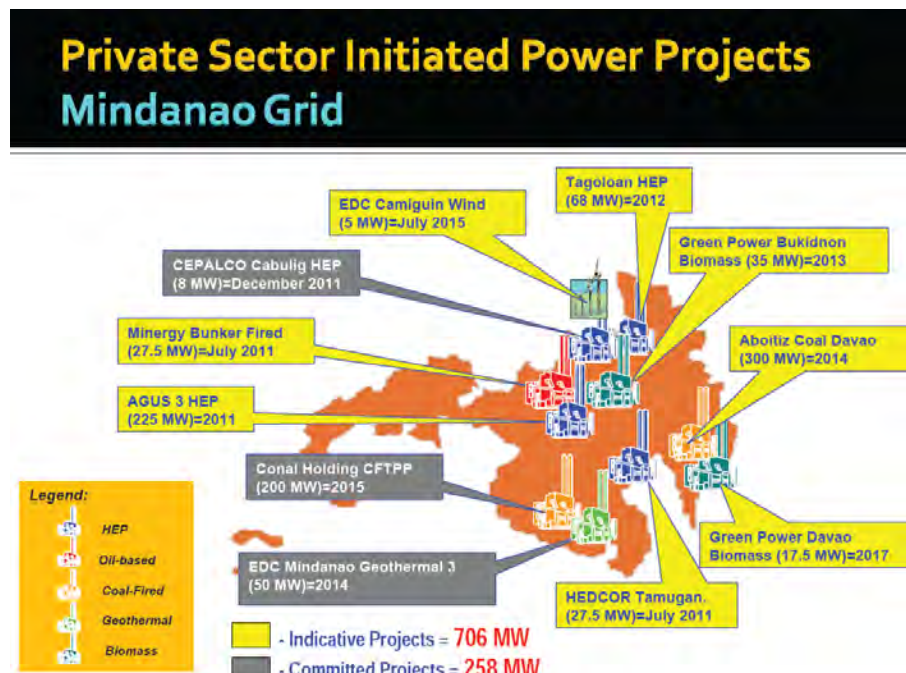
4.4.5 Cebu-Mactan 及び South Mindanao の電力用ガス需要ポテンシャル

電力用ガス需要ポテンシャルは、電源開発計画に依存しており、PDP2010-2030 によるとガス火力発電所の計画は今のところない（図 4.4-4 及び 4.4-5 参照）。



出所: PDP2010-2030

図 4.4-4 Visayas の民間企業による発電プロジェクト



出所: PDP2010-2030

図 4.4-5 Mindanao の民間企業による発電プロジェクト

しかしながら DOE からの情報によると、セブにおいて Libertad ガス田からのガス供給により、1MW のガス火力発電所がまもなく操業することになっている。当初の予定では 2011 年 9 月に運開であったが、許認可等の遅れから 2012 年 3 月頃に操業する予定である。

4.5 産業用需要想定

産業用の天然ガス需要想定は、BatMaN1 パイプラインに沿った工業団地のエネルギー消費サンプル調査を行なうことによって推定する。サンプル調査は 73 工場からデータを得た。対象になる Laguna と Batangas の工業団地の面積から工場数は約 700 あり、サンプル調査は対象となる工業団地内にある工場の 10% に当たる。現在、工業団地では燃料として石油製品が消費されているが、表 4.5-1 に示すように石油製品は国産天然ガスに比べて 2~3 倍の価格であるため、現地ヒアリングの結果では、工場は天然ガスの調達が可能になるとガス転換を行なうとしている。

表 4.5-1 燃料別価格

	Original Data		Heat Value		Fuel Price per 10,000 kcal	
Fuel Oil	38.87	PHP/l	10,009	kcal/l	38.84	PHP/10,000 kcal
Natural Gas	9.98	\$/MMBtu	252,000	kcal/MMBtu	17.03	PHP/10,000 kcal
Import LNG	17.00	\$/MMBtu	252,000	kcal/MMBtu	29.01	PHP/10,000 kcal
LPG	687.5	PHP/11kg	12,136	kcal/kg	51.50	PHP/10,000 kcal
Auto LPG	30.00	PHP/l	12,136	kcal/kg	49.44	PHP/10,000 kcal
Gasoline	53.00	PHP/l	8,266	kcal/l	64.12	PHP/10,000 kcal
Diesel	43.00	PHP/l	9,006	kcal/l	47.75	PHP/10,000 kcal
Kerosene	50.00	PHP/l	8,767	kcal/l	57.03	PHP/10,000 kcal
Coal	3.40	PHP/kg	5,555	kcal/kg	6.12	PHP/10,000 kcal

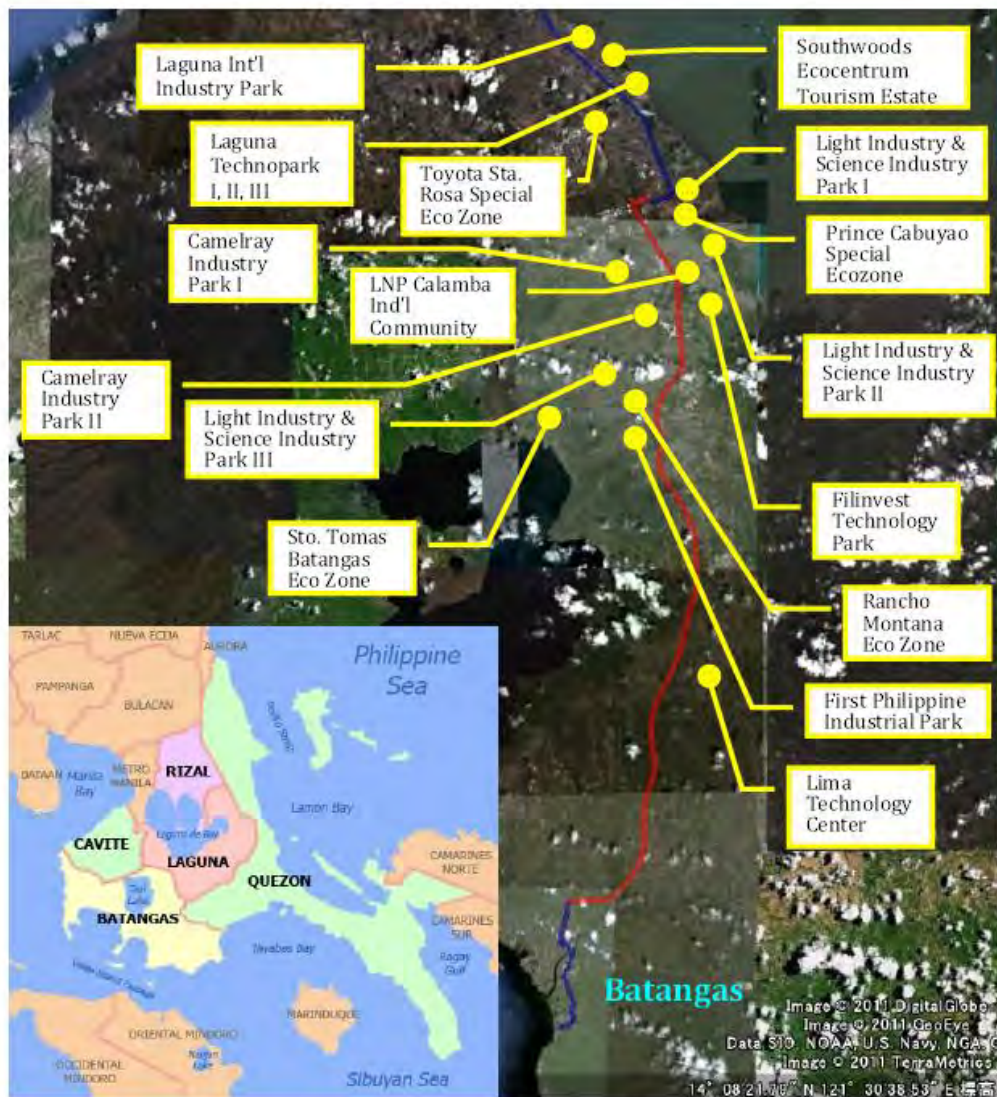
注: Natural gas price does not include pipeline cost. Import LNG price includes pipeline cost

出所: DOE、IEEJ

4.5.1 パイプライン沿いの工業団地

DOE によると、計画されているガスパイプライン沿いには図 4.5-1 に示すように 16 の工業団地が位置している。この地域は Carabarzon 地方 (Region IV-A) の Batangas 州、Laguna 州にあたる。カルバ Luzon 地方にはこの他に Cavite 州、Quezon 州、Rizal 州が含まれる。

しかしながら、PEZA (Philippine Economic Zone Authority) によると、ガスパイプライン沿い (Batangas 州、Laguna 州) の工業団地は表 4.5-2 に示すように 28 になる。Cavite 州の工業団地も供給対象に含めるとその数は 37 に膨らむ。



出所: DOE

図 4.5-1 パイプライン沿いの工業団地

表 4.5-2 Carabarzon 地方の工業団地リスト

	Name of Ecozone	Location	Area (ha)	City/Province
1	AG&P Special Economic Zone	San Roque, Bauan, Batangas	40.3	Batangas
2	Cocochem Agro-Industrial Park	Aplaya & Danglayan , Bauan, Batangas	42.0	Batangas
3	First Philippine Industrial Park	Barangays Ulango and Laurel, Tanauan City and Sta. Anastacia, Sto. Tomas, Batangas	331.9	Batangas
4	Keppel Philippines Marine Special Economic Zone	Barangay San Miguel, Bauan, Batangas	22.9	Batangas
5	Light Industry & Science Park III	San Rafael & Sta Anastacia, Sto. Tomas, Batangas	110.5	Batangas
6	Lima Technology Center	San Lucas, Bugtong na Pulo & Inosluban, Lipa City and Santiago & Payapa, Malvar, Batangas	280.2	Batangas
7	Philtown Technology Park	Trapiche, Pagaspas & Baloc-Baloc, Tanauan, Batangas	66.6	Batangas
8	Robinsons Place Lipa	JP Laurel National Highway, Mataas na Lupa, Lipa City	6.5	Batangas
9	Saint Frances Cabrini Medical Tourism Park	Maharlika Highway, Sto. Tomas, Batangas	1.2	Batangas
10	Tabangao Special Economic Zone	Tabangao, Batangas	86.0	Batangas
11	Allegis Information Technology Park	Tulo, Calamba City, Laguna	5.7	Laguna
12	Calamba Premiere International Park	Batino, Parian and Barandal, Calamba City, Laguna	65.6	Laguna
13	Carmelray Industrial Park	Canlubang, Calamba City, Laguna	80.0	Laguna
14	Carmelray Industrial Park II	Punta & Tulo, Calamba City, Laguna	143.0	Laguna
15	Carmelray International Business Park	Canlubang, Calamba City, Laguna	40.0	Laguna
16	Filinvest Technology Park - Calamba	Punta, Burool & Bubuyan, Calamba City, Laguna	51.1	Laguna
17	Greenfield Automotive Park	Don Jose, Sta. Rosa City, Laguna	65.9	Laguna
18	Laguna International Industrial Park	Ganado & Mamplasan, Biñan City, Laguna	34.9	Laguna
19	Laguna Technopark	Sta. Rosa and Biñan City, Laguna	314.9	Laguna
20	Laguna Technopark Annex	Barangay Biñan, Biñan City, Laguna	29.0	Laguna
21	Lakeside EvoZone	Barangays Don Jose and Sto. Domingo, Sta. Rosa City, Laguna	46.0	Laguna
22	Light Industry & Science Park I	Diezmo, Cabuyao, Laguna	68.4	Laguna
23	Light Industry & Science Park II	Real & La Mesa, Calamba City, Laguna	69.1	Laguna
24	Robinsons Place Sta. Rosa	Brgy. Tagapo, Sta. Rosa City, Laguna	0.5	Laguna
25	SMPIC Special Economic Zone	Barangay Paciano Rizal, Calamba City, Laguna	3.3	Laguna
26	Sta. Rosa Commercial IT Park	Barrio San Jose, Sta. Rosa City, Laguna	1.1	Laguna
27	Toyota Sta. Rosa (Laguna) Special Economic Zone	Pulong Sta. Cruz, Sta. Rosa City, Laguna	81.7	Laguna
28	YTMI Realty Special Economic Zone	Brgy. Makiling, Calamba City, Laguna	20.7	Laguna
29	Golden Mile Business Park	Governor's Drive, Maduya, Carmona, Cavite	45.1	Cavite
30	Cavite Economic Zone	Rosario, Cavite	278.5	Cavite
31	Cavite Economic Zone II	Bacao, Gen. Trias, Cavite	53.7	Cavite
32	Daiichi Industrial Park	Maguyam, Silang, Cavite	55.0	Cavite
33	EMI Special Economic Zone	Anabu II, Imus, Cavite	12.2	Cavite
34	First Cavite Industrial Estate	Langkaan, Dasmariñas, Cavite	71.8	Cavite
35	Gateway Business Park	Javalera, Gen. Trias, Cavite	110.1	Cavite
36	People's Technology Complex	Maduya, Carmona, Cavite	59.0	Cavite
37	SM City Bacoor	Gen. Aguinaldo cor. Tirona Hway, Brgy. Habay II, Bacoor	4.1	Cavite
38	Eastbay Arts, Recreational and Tourism Zone	San Roque, Angono & Darangan, Binangonan, Rizal	26.7	Rizal
39	Robinsons Big R Supercenter Cainta Junction	Ortigas Avenue Extension, Barangay Sto. Domingo, Cainta, Rizal	2.0	Rizal

出所: http://www.peza.gov.ph/index.php?option=com_content&view=article&id=98&Itemid=119

4.5.2 工業団地のエネルギー消費

工業団地のエネルギー使用量は、本調査で実施したサンプル調査結果を元に推定した。

(1) 工業団地内の工場数

フィリピン全体の工業団地数は、表 4.5-3 に示すように現在操業している工業団地は 246 箇所あり、この他に操業前のものが 99 箇所、開発中のものが 216 箇所あり、これら承認を得ている工業団地の総数は 561 箇所になる。内訳は IT 産業が多く、次いで製造業、農産業、旅行業と続く。操業している工業団地内の工場 (Locator) リストは PEZA のホームページから得ることが出来るが、これは PEZA に登録されているリストであり、既に操業されている工場数ではない。そこで、本報告書では敷地面積から工場数を推定することとする。

表 4.5-3 フィリピンの工業団地数 (2011 年 6 月現在)

Operating	246	
Manufacturing	64	
I.T.	153	(119 IT Centers & 34 IT Parks)
Tourism SEZ	12	
Medical Tourism Park	1	
Medical Tourism Center	1	
Agro-Industrial EZ	15	
Proclaimed	99	
Manufacturing	26	
I.T.	62	(46 IT Centers & 16 IT Parks)
Tourism SEZ	8	
Agro-Industrial EZ	3	
Development in Progress	216	
Operating and Proclaimed	345	
Approved	561	

出所: Philippine Economic Zone Authority ホームページ

第 1 次現地調査では、計画されているガスパイプライン沿いの 2 箇所の工業団地を訪問した。ひとつは Laguna Technopark、もうひとつは Light Industry & Science Park II である。Laguna Technopark の敷地面積は 460 ha (表 4.5-2 の PEZA の数字よりも大きい) で、工場 (Locator) 数は 160 である。一方、Light Industry & Science Park II の敷地面積は約 70 ha で工場数は 24 である。Laguna Technopark の 1 工場当たりの平均敷地面積は 2.875 ha、Light Industry & Science Park II の 1 工場当たりの平均敷地面積も 2.875 ha になっている。また、Laguna Technopark では共同の自家発電設備を建設予定で、この建設のために 3 ha の敷地を用意している。今のところ、それぞれの工業団地の正確な工場数が把握できていないため、本報告書では工業団地の敷地面積を 3 ha (30,000 m²) で除した数を工場数と仮定する。

表 4.5-4 は PEZA、DOE、ヒアリング等によって得られた情報から作成されたパイプライン沿いの工業団地リストとその敷地面積を示している。Batangas 州の工業団地は 14 あり、敷地面積の合計は 2,029.4 ha である。一方、Laguna 州の工業団地は 21 あり、敷地面積の合計は 1,402.3 ha である。Batangas 州と Laguna 州の敷地面積の総計は 3,431.7 ha になり、3 ha にひとつの工場があると仮定すると工場数は 1,143 工場になる。

表 4.5-4 パイプライン沿いの工業団地リストと敷地面積

	Name of Ecozone	Area (ha)	City/Province
1	RLC Economic Zone	87.4	Batangas
2	First Batangas Industrial Park	53.8	Batangas
3	Rancho Montana Ecozone	900.0	Batangas
4	Sto. Thomas Batangas Ecozone	NA	Batangas
5	AG&P Special Economic Zone	40.3	Batangas
6	Cocochem Agro-Industrial Park	42.0	Batangas
7	First Philippine Industrial Park	331.9	Batangas
8	Keppel Philippines Marine Special Economic Zone	22.9	Batangas
9	Light Industry & Science Park III	110.5	Batangas
10	Lima Technology Center	280.2	Batangas
11	Philtown Technology Park	66.6	Batangas
12	Robinsons Place Lipa	6.5	Batangas
13	Saint Frances Cabrini Medical Tourism Park	1.2	Batangas
14	Tabangao Special Economic Zone	86.0	Batangas
Total in Batangas		2,029.4	
15	Allegis Information Technology Park	5.7	Laguna
16	Calamba Premiere International Park	65.6	Laguna
17	Carmelray Industrial Park	80.0	Laguna
18	Carmelray Industrial Park II	143.0	Laguna
19	Carmelray International Business Park	40.0	Laguna
20	Filinvest Technology Park - Calamba	51.1	Laguna
21	LIIP Calamba Industrial Community	34.9	Laguna
22	Prince Cabuyao Special Ecozone	25.5	Laguna
23	Southwoods Ecocentrum Touriam Estate	76.0	Laguna
24	Greenfield Automotive Park	65.9	Laguna
25	Laguna International Industrial Park	34.9	Laguna
26	Laguna Technopark	460.0	Laguna
27	Laguna Technopark Annex	29.0	Laguna
28	Lakeside EvoZone	46.0	Laguna
29	Light Industry & Science Park I	68.4	Laguna
30	Light Industry & Science Park II	69.1	Laguna
31	Robinsons Place Sta. Rosa	0.5	Laguna
32	SMPIC Special Economic Zone	3.3	Laguna
33	Sta. Rosa Commercial IT Park	1.1	Laguna
34	Toyota Sta. Rosa (Laguna) Special Economic Zone	81.7	Laguna
35	YTMI Realty Special Economic Zone	20.7	Laguna
Total in Laguna		1,402.3	
Grand total		3,431.7	

注: ■ は DOE より入手

出所: PESA、DOE 情報より作成

(2) 工場の燃料消費量

工場の燃料消費量を推定するために、サンプル調査結果を参考にした。サンプル調査は計画されたパイプライン沿いの工業団地の中から 73 の企業について実施された。表 4.5-5 は業種毎のサンプル数を示している。パイプライン沿いの工業団地の主要産業は、電気・電子などの部品製造産業が多く、電力を多く消費している。表 4.5-6 はサンプル調査の 1 ヶ月のエネルギー使用量の合計である。ディーゼル 53 万リットルのうち 21 万リットル (40%) は車輛の燃料であり、天然ガス転換は見込めない。従って、天然ガス転換の可能性があるのは、ディーゼルの 32 万リットル、灯油の 1,800 リットル、重油の 116 万リットル、LPG の 5.7 万 kg である。これらの燃料の合計は天然ガス約 140 万 Nm³/月に相当する。ガス価格は石油製品価格よりも安いためここでは 140 万 Nm³/月のうち 90%が天然ガス転換をすると仮定し、天然ガスのポテンシャル需要は 126 万 Nm³/月とした。

表 4.5-5 業種毎のサンプル数

PSIC Industry Class	Number of Locators
Basic Metals	1
Chemicals and Chemical Products	5
Electrical Machinery and Apparatus, N.E.C.	1
Electricity, Gas, Steam and Hot Water Supply	1
Fabricated Metal Products, Except Machinery and Equipment	13
Food Products and Beverages	3
Growing of Crops	1
Machinery and Equipment, N.E.C.	3
Manufacturing, N.E.C.	1
Medical, Precision and Optical Instruments, Watches and Clocks	5
Motor Vehicles, Trailers and Semi-Trailers	9
Office, Accounting and Computing Machinery	1
Paper and Paper Products	2
Radio, Television and Communication Equipment and Apparatus	16
Recycling	2
Rubber and Plastic Products	9
Grand Total	73

出所: Sample Survey

表 4.5-6 サンプル調査の 1 ヶ月あたりのエネルギー消費量

Type of Fuel	Total Consumption
Diesel (liters)	536,023
Kerosene (liters)	1,871
Bunker/Heavy Fuel oil (liters)	1,162,588
LPG (kg)	57,269
Electricity from Grid (kWh)	47,712,315

出所: Sample Survey

工業団地にガスを引き込むためには中圧パイプラインの敷設が必要になる。ひとつの工業団地の天然ガス需要が 126 万 Nm³/月で、中圧パイプラインの延伸が 3 km だと中圧パイプ

ラインの投資は1年以内で回収できる（表 4.5-7 参照）。

初期投資額

減圧機：10,000,000PHP

3 km パイプライン：120,000,000 PHP（40,000 PHP/m×3,000m）

合計：130,000,000 PHP

表 4.5-7 工業団地内のパイプラインコストの投資回収

Year		0	1	2
Cost	PHP	130,000,000		
Consumption/month	Nm ³ /month		1,260,000	1,260,000
Annual consumption	Nm ³ /year		15,120,000	15,120,000
Heat value	10,000kcal		16,632,000	16,632,000
Fuel price gap	PHP/10,000kcal		9.8	9.8
Benefit	PHP		163,492,560	163,492,560
Cash Flow		-130,000,000	163,492,560	163,492,560

(3) ガスパイプライン沿いのガス需要ポテンシャル

これまで、ガスパイプライン沿いの工場数と73工場あたりのガス需要量（126万Nm³/月）を仮定してきた。これらの仮定からガスパイプライン沿いの工業団地のガス需要は以下の通りである。

工業団地の工場数： 1,143 工場
 73工場あたりの平均ガス使用量： 126万Nm³/月（1,750Nm³/h、61,800scf/h）
 ガス需要ポテンシャル： 27,400Nm³/h（0.968MMcf/h、23.23mmscf/d）
 $1,143 \div 73 \times 1,750 = 27,400 \text{ Nm}^3/\text{h}$

これは、新設のコンバインドサイクル発電所の190MWに相当し、現在のパイプライン沿いのガス需要ポテンシャルは、27,400Nm³/h（240MMNm³/年、8,475MMscf/年）に達する。将来のパイプライン沿いのガス需要ポテンシャルに関しては、表4.5-3にあるようにPEZAに承認されている工業団地数（現在操業中のものも含む）は2011年6月時点で561に達しており、将来の工業団地の数は現在の2.2倍になる。さらに、2ヵ月後の2011年8月時点では、PEZAに承認されている工業団地は580（操業を開始した2工業団地を含む）に増えており、計画されているガスパイプライン沿いの工業団地も同等あるいはガスが供給されることからそれ以上に工業団地が誘致されることが期待される。また、パイプライン沿いの現在操業している工業団地の敷地にはまだ余裕があり（約70%の入居率）、2030年のガス需要ポテンシャルは現在の4倍と想定し、960MMNm³/年（1,056toe/年）とした。DOEの見通しでは、2030年の工業用エネルギー需要は表に示すように12,523toeになっており、

新規ガス需要 960 MMNm³/年と既存のガス需要 85 MMNm³/年をあわせると 2030 年のガス需要は工業用全エネルギー需要の 9.2%を占めることになる。

表 4.5-8 DOEによるエネルギー需要予測

SECTOR	2010	2015	2020	2025	2030	10-15	10-20	10-30
Agriculture	367	403	452	485	519	1.9%	2.1%	1.8%
Industry	5,943	7,024	8,677	10,485	12,523	3.4%	3.9%	3.8%
Commercial	2,678	3,240	4,077	4,907	5,966	3.9%	4.3%	4.1%
Residential	6,184	6,157	6,401	6,869	7,855	-0.1%	0.3%	1.2%
Transport	9,025	11,348	14,412	17,143	19,449	4.7%	4.8%	3.9%
Total	24,197	28,172	34,019	39,889	46,311	3.1%	3.5%	3.3%

出所:DOE

既に工業部門にガスが導入されているアジア諸国と比較すると、工業用エネルギー需要に占めるガス需要は、韓国が 14.1%、日本が 9.0%、タイが 8.7%となっており、2030 年時点のフィリピンの工業用エネルギー需要に占めるガス需要の割合 9.2%は妥当な値と言えよう。

4.5.3 Visayas 及び Mindanao のガス需要ポテンシャル

Luzon のガス需要ポテンシャルは既に前項で記述している。ここでは、DOE のエネルギー需要予測と地域 GDP を基に Cebu-Mactan 及び South Mindanao の産業用ガス需要ポテンシャルを推定する。表 4.5-9 は 2002 年当時の電力を除く地域別天然ガス需要予測結果である。

表 4.5-9 2002 年時点の電力を除く地域別天然ガス需要予測

		MMscfd					
		2000	2005	2010	2015	2020	2025
Philippine	N	9.92	6.73	37.06	91.55	161.5	237.17
NCR	L1	5.6	3.68	20.6	51.08	90.23	132.59
S.Tagarog	L2	0.96	0.68	3.47	8.38	14.62	21.29
C. Luzon	L3	0.33	0.24	1.27	3.09	5.43	7.94
Cebu Mactan	C-M	0.32	0.23	1.23	3.04	5.35	7.86
S. Mindanao	D	0.33	0.18	1.03	2.56	4.54	6.7
Study Area	Total	7.54	5.01	27.6	68.16	120.17	176.37

出所: A Master Plan Study on The Development of the Natural Gas Industry in The Philippines, 2002

(1) 地域別 GDP

フィリピンは図 4.5-2 に示すように 16 の地域に分けられ、それぞれ地域別の統計がある。Cebu-Mactan は Region 7 (Central Visayas)、South Mindanao は Region11 (Davao Region) に属している。表 4.5-10 は 2009 年の地域別 GDP の内訳を示している。Region 7 の産業部門の GDP は全国の 6.6%を占めており、Region 11 のそれは 5.2%になっている。

表 4.5-10 地域別 GDP の内訳 (2009)

Region	Agri. Fishery Forestry		Industry		Service		Total	
	million Pesos	%	million Pesos	%	million Pesos	%	million Pesos	%
NCR Metro Manila	5	0.0	789,261	34.0	2,024,536	48.0	2,813,836	36.6
CAR Cordillera	18,152	1.6	79,414	3.4	51,884	1.2	149,455	1.9
Region 1 Ilocos	67,482	5.9	38,492	1.7	109,100	2.6	215,081	2.8
Region 2 Cagayan Vallet	58,305	5.1	24,746	1.1	55,821	1.3	138,878	1.8
Region 3 Central Luzon	114,392	10.0	185,775	8.0	276,383	6.5	576,568	7.5
Region 4-A Calabarzon	152,838	13.4	270,644	11.7	379,356	9.0	802,863	10.5
Region 4-B Mimaropa	61,591	5.4	61,117	2.6	39,278	0.9	161,994	2.1
Region 5 Bicol	36,560	3.2	68,567	3.0	107,973	2.6	213,106	2.8
Region 6 Western Visayas	100,579	8.8	176,447	7.6	266,115	6.3	543,157	7.1
Region 7 Central Visayas	45,506	4.0	153,606	6.6	319,218	7.6	518,340	6.7
Region 8 Eastern Visayas	50,741	4.5	54,194	2.3	68,391	1.6	173,322	2.3
Region 9 Zamboanga Peninsula	73,953	6.5	40,859	1.8	71,621	1.7	186,441	2.4
Region 10 Northern Mindanao	112,719	9.9	126,772	5.5	150,133	3.6	389,640	5.1
Region 11 Davao Region	81,646	7.2	120,910	5.2	165,348	3.9	367,916	4.8
Region 12 Soccsksargen	100,296	8.8	85,688	3.7	72,952	1.7	258,949	3.4
ARMN Muslim Mindanao	33,769	3.0	6,663	0.3	25,301	0.6	65,736	0.9
Region 13 Caraga	29,800	2.6	35,728	1.5	38,294	0.9	103,826	1.4
Total	1,138,334	100.0	2,318,882	100.0	4,221,701	100.0	7,679,117	100.0

出所: Gross Regional Domestic Product 2007-2009, NSCB



出所: <http://www.philippines-travel-guide.com/philippine-regions.html>

図 4.5-2 フィリピンの16地域

(2) Cebu-Mactan 及び South Mindanao の産業用ガス需要ポテンシャル

表 4.5-11 はフィリピンの 2030 年までの産業用エネルギー需要予測を示している。産業用エネルギーは 2010 年の 1,453 ktoe から 2030 年には 3,888 ktoe へと年率 5% で増大していく見込みである。このエネルギー需要量を地域 GDP の割合で配分すると Cebu-Mactan の 2030 年の産業用エネルギー需要は 826 ktoe、South Mindanao のそれは 651 ktoe になる。このうちガスパイプラインが整備された場合、前項と同じ考え方で 2030 年のエネルギー需要の 9.2% がガス転換のポテンシャルがあると仮定すると、Cebu-Mactan で 6,900 万 Nm³/year (6.7 MMscfd)、South Mindanao で 5,400 万 Nm³/year (5.3 MMscfd) になる。

これは 2002 年のガス需要ポテンシャルと比較して Cebu-Mactan で 15%、South Mindanao で 30% 減になる。

表 4.5-11 産業用エネルギー需要予測

ktoe

SECTOR/FUEL TYPE	2010	2015	2020	2025	2030	10-15	10-20	10-30
INDUSTRY	5,943	7,024	8,677	10,485	12,523	3.4%	3.9%	3.8%
Coal	1,834	2,015	2,407	2,865	3,405	1.9%	2.8%	3.1%
Natural Gas	70	70	70	70	70	0.0%	0.0%	0.0%
Petroleum	1,078	1,329	1,597	1,870	2,172	4.3%	4.0%	3.6%
LPG	48	105	191	284	388	17.2%	14.9%	11.1%
Kerosene	15	10	8	6	5	-8.4%	-6.7%	-5.6%
Diesel	325	395	476	564	667	4.0%	3.9%	3.6%
Fuel Oil	690	819	923	1,016	1,112	3.5%	3.0%	2.4%
Biodiesel	10	22	26	31	37	16.5%	10.0%	6.7%
Electricity	1,498	1,804	2,221	2,595	2,950	3.8%	4.0%	3.4%
Biomass	1,453	1,783	2,355	3,053	3,888	4.2%	4.9%	5.0%

出所: DOE

表 4.5-12 Cebu-Mactan 及び South Mindanao の産業用エネルギー需要予測

ktoe

	2010	2015	2020	2025	2030	Share(%)
Philippines	5,943	7,024	8,677	10,485	12,523	100.0
Cebu-Mactan	392	464	573	692	826	6.6
South Mindanao	309	365	451	545	651	5.2

Cebu-Mactan

$$826 \text{ ktoe} \rightarrow 826 \times 10^6 \text{ kg} \times 10,000 \text{ kcal/kg} \div 11,000 \text{ kcal/Nm}^3 \times 9.2\% = 69,000,000 \text{ Nm}^3$$

South Mindanao

$$651 \text{ ktoe} \rightarrow 651 \times 10^6 \text{ kg} \times 10,000 \text{ kcal/kg} \div 11,000 \text{ kcal/Nm}^3 \times 9.2\% = 54,000,000 \text{ Nm}^3$$

4.6 商業用需要想定

フィリピンでは、商業用のガス需要はまだ発生していない。しかし、DOE は将来の商業用ガス需要として、ヒートポンプやコージェネレーションシステムを視野に入れている。ここでは、日本の商業用ガス需要の例を紹介し、フィリピンにおける将来ガス需要の想定を行う。

4.6.1 日本の商業用需要の現状

ここでは、天然ガスを燃料として電気と蒸気を作り出す天然ガスコージェネレーションシステムの導入例を紹介する。作り出された電気と蒸気は、オフィスビル（地上 36 階・地下 4 階建て、延べ床面積 15 万 m²）に供給されている。このシステムはガスタービンエンジンと 1,100kW 発電機、廃熱ボイラの組み合わせ 2 系統で構成されている。廃熱ボイラで作られた蒸気は、蒸気配管を通して吸収式冷凍機へ投入し、冷水を作り、冷房に使用している。システムの実出力電力は 1,100kW×2 系統、発生蒸気は 3.5 トン/時×2 系統(1,000RT×2 系統、RT：冷凍トン)である。発電効率は 20～25%、熱効率は 50%で、総合効率は 70～75% となっている。

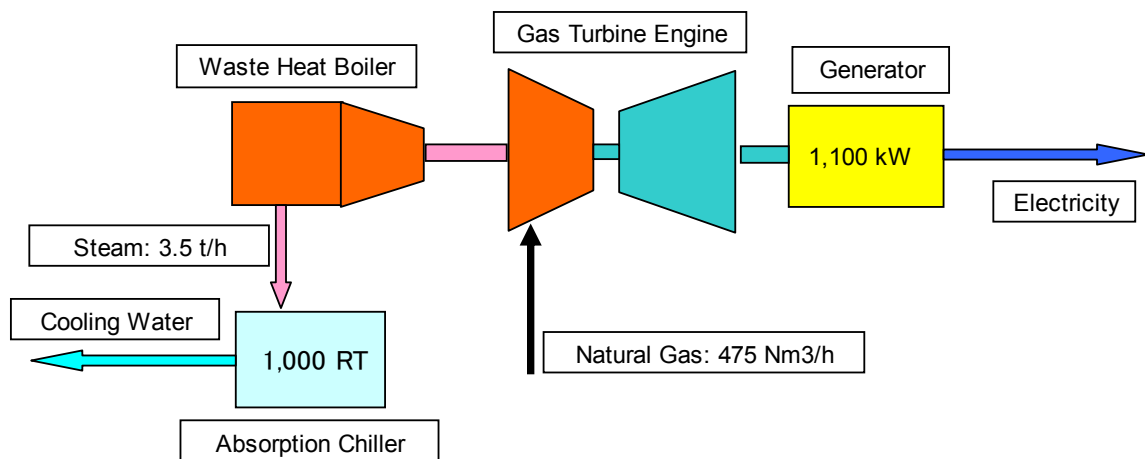


図 4.6-1 コージェネレーションシステムの概要 (1 系統)



図 4.6-2 コージェネレーションシステムのガスタービン (左) と発電機 (右)

システムは熱需要に応じた運転を行っており、夜間と休日については、オフィスビルは閉鎖され熱需要がないことから運転を停止している。夜間や休日に必要な電気は電力会社から購入している。運転時のガス使用量は 2 系統合計で 950 Nm³/h、1 日あたりのガス使用量は 10,000 Nm³程度となっている。このシステムを導入することにより、このオフィスビルの電力使用量の約 1/3、冷房需要の 1/2 を賄うことが可能である。

このようなコージェネレーションシステムを導入するには、システムの設置場所の確保と、配管の敷設が必要となるため、ビル建設時に導入を決定することが望ましいと言える。

4.6.2 フィリピンの商業用需要の現状

フィリピンは、年中温暖であるため、商業用施設の空調における暖房需要はなく冷房需要のみである。ここで紹介するシステムは、電気式チラーで冷水を作り、大規模商業用施設（地上 5 階建て、延べ床面積 17 万 8,000 m²、うち空調床面積 9 万 9,000 m²）の冷房に使用している。このシステムは 827 RT（RT：冷凍トン）の電気式チラー 6 台と 415 RT の電気式チラー 1 台で構成されており、通常運転として 827 RT のチラー 3 台を稼働させている。



図 4.6-3 電気式チラー（左）と自家発電機（右）

施設の空調システムに用いるエネルギーは電気のみで石油は一切使っていない。冷房に使われている電気量は推定で 80 万 kWh/月である。

4.6.3 フィリピンの商業用需要の想定

前述 4.6.2 のフィリピンの大規模商業用施設における燃料の使用実績から将来のガス需要量の推定を行なう。ガス需要量の推定については、①空調のみをガスに置き換えた場合、②空調全てと受電電力の一部をガスに置き換えた場合（コージェネレーションを導入した場合）についてそれぞれ試算を行った。

①冷房需要をガスに置き換えた場合（電気式のチラーをガス吸収式冷凍機に置換）

$$827(\text{RT}) \times 3(\text{台}) \times 3.52(\text{kW/RT}) \times 3.6(\text{MJ/kWh}) \div 40(\text{MJ/Nm}^3) = 786(\text{Nm}^3/\text{h})$$

$$786(\text{Nm}^3/\text{h}) \times 11(\text{h}) \times 30(\text{Day/month}) \times 12(\text{month/year}) = 3,112,560(\text{Nm}^3/\text{year})$$

②空調と受電電力の一部をガスに置き換えた場合（電気式のチラーと受電電力の一部をガスコージェネレーションシステムに置換）

試算条件として、システムの運転は冷房負荷にあわせて行なうものとし、前述 4.5.1 のガスコージェネレーションシステムの実績値を基に試算を行なうと

$$827(\text{RT}) \times 3(\text{台}) \div 1,000(\text{RT/台}) \times 475(\text{Nm}^3/\text{h}) = 1,178(\text{Nm}^3/\text{h})$$

$$1,178(\text{Nm}^3/\text{h}) \times 11(\text{h}) \times 30(\text{day/month}) \times 12(\text{month/year}) = 4,664,880(\text{Nm}^3/\text{year})$$

また、上記に加えてコージェネレーションシステムからの発電電力として

$$827(\text{RT}) \times 3(\text{台}) \div 1,000(\text{RT}) \times 1,100(\text{kW}) = 2,729(\text{kW})$$

が得られ、受電電力の低減を図ることができる。

以上の試算より、フィリピンの大規模商業用施設 1 箇所あたりの将来ガス需要としては、コージェネレーションを導入した場合、約 500 万(Nm³/年)となる。2030 年の商業用潜在ガス需要に関しては、年間 7,000 万 Nm³ と想定した。これは 2030 年の LPG 需要の 20% に相当する。

4.7 輸送用需要想定

フィリピンではパイロットプロジェクトとして CNG バスを Laguna と Batangas 間で運行させている。CNG バスは 61 台あり、DOE から入手したデータによると平均的なガス消費量は 1.67-2.0 km/Nm³ である。ガスの充填所は Batangas の Mother Station と Laguna の Daughter Station の 2 箇所である。Mother Station の充填能力は 1 日 200 台のバスに充填が可能で、Daughter Station の充填能力は 1 日 50 台であるが、実際には平均 26 台のバスに CNG を充填しており、1 台のバスの充填量は平均 112.9 kg になっている。CNG 価格は PHP 18.38/kg であるが、この価格はパイロットプロジェクト期間の暫定的なもので、プロジェクト終了後は価格が見直される。

フィリピンでは CNG バスを 2030 年までに 1 万台まで普及させる目標があり、表 4.7-1 の通りである。

表 4.7-1 フィリピンの CNG バスの導入目標

Year	Number of CNG Buses (Target)				Diesel Equivalent (million liters)
	Luzon	Visayas	Mindanao	Total	
2011	100			100	7.95
2015	1,000			1,000	79.502
2020	1,884	288	328	2,500	198.755
2025	3,768	575	657	5,000	397.51
2030	7,535	1,151	1,314	10,000	795.02

注: Diesel liter equivalent is based on 254 liters/day at 313 days per annum

出所: DOE

この目標が達成された場合、Luzon の輸送用ガス需要は表 4.7-2 のようになる。

表 4.7-2 Luzon の CNG バスのガス需要

Year	Target No. of bus	Total diesel consumption (liters/y)	Total heat value (kcal/y)	Natural gas consumption		
				Nm3/y	Nm3/h	cf/h
2011	100	7,950,200	71,599,501,200	6,509,046	866	30,600
2015	1,000	79,502,000	715,995,012,000	65,090,456	8,665	305,997
2020	1,884	149,781,768	1,348,934,602,608	122,630,418	16,325	576,498
2025	3,768	299,563,536	2,697,869,205,216	245,260,837	32,649	1,152,997
2030	7,535	599,047,570	5,395,022,415,420	490,456,583	65,290	2,305,688

注: Diesel consumption; 254 liters/day-bus, Annual operating day; 313 days, Diesel heat value; 9,006 kcal/l

4.8 Luzon のガス需要想定

4.4 から 4.7 の需要想定を基に 2030 年までの Luzon のガス需要をまとめると表 4.8-1 のようになる。ガス需要は、2030 年までに現在の需要の 119,869 MMcf から約 2 倍の 227,990 MMcf に増大する。新規発電所需要は 4.4 に示したように 2022 年から発生する。産業用需要はガスパイプラインが完成する 2017 年から新規需要が発生すると仮定した。輸送需要も同じようにパイプライン完成の 2017 年から DOE の目標にしたがって需要は増大するとしている。商業需要は 2020 年から需要が発生すると仮定した。

表 4.8-2 は、表 4.8-1 の単位を百万 cf から百万 Nm³ に換算したものである。

表 4.8-1 Luzon のガス需要想定

(MMcf)

Year	Consumption				
	Power	Industry	Transport	Commercial	Total
2001	4,840	-	-	-	4,840
2002	54,329	-	-	-	54,329
2003	84,241	-	-	-	84,241
2004	81,097	-	-	-	81,097
2005	106,997	252	-	-	107,249
2006	99,199	2,193	-	-	101,392
2007	117,792	3,316	-	-	121,107
2008	123,604	2,932	15	-	126,550
2009	125,058	3,019	18	-	128,095
2010	116,809	3,044	16	-	119,869
2011	122,000	3,000	20	-	125,020
2012	122,000	3,000	20	-	125,020
2013	122,000	3,000	20	-	125,020
2014	122,000	3,000	20	-	125,020
2015	122,000	3,000	20	-	125,020
2016	122,000	3,000	20	-	125,020
2017	122,000	19,549	3,111	-	144,660
2018	122,000	20,887	3,517	-	146,404
2019	122,000	22,225	3,923	-	148,148
2020	122,000	23,563	4,331	1,236	151,130
2021	122,000	24,902	5,197	1,360	153,458
2022	146,626	26,240	6,063	1,483	180,412
2023	146,626	27,578	6,929	1,607	182,740
2024	146,626	28,916	7,795	1,730	185,068
2025	171,252	30,255	8,661	1,854	212,022
2026	171,252	31,593	10,393	1,978	215,216
2027	171,252	32,931	12,125	2,101	218,409
2028	171,252	34,269	13,857	2,225	221,603
2029	171,252	35,608	15,589	2,348	224,797
2030	171,252	36,946	17,320	2,472	227,990

表 4.8-2 Luzon のガス需要想定

(million Nm³)

Year	Consumption				
	Power	Industry	Transport	Commercial	Total
2001	137	-	-	-	137
2002	1,538	-	-	-	1,538
2003	2,385	-	-	-	2,385
2004	2,296	-	-	-	2,296
2005	3,030	7	-	-	3,037
2006	2,809	62	-	-	2,871
2007	3,335	94	-	-	3,429
2008	3,500	83	0	-	3,584
2009	3,541	85	1	-	3,627
2010	3,308	86	0	-	3,394
2011	3,455	85	1	-	3,540
2012	3,455	85	1	-	3,540
2013	3,455	85	1	-	3,540
2014	3,455	85	1	-	3,540
2015	3,455	85	1	-	3,540
2016	3,455	85	1	-	3,540
2017	3,455	554	88	-	4,096
2018	3,455	591	100	-	4,146
2019	3,455	629	111	-	4,195
2020	3,455	667	123	35	4,280
2021	3,455	705	147	39	4,345
2022	4,152	743	172	42	5,109
2023	4,152	781	196	46	5,175
2024	4,152	819	221	49	5,241
2025	4,849	857	245	53	6,004
2026	4,849	895	294	56	6,094
2027	4,849	933	343	60	6,185
2028	4,849	970	392	63	6,275
2029	4,849	1,008	441	67	6,366
2030	4,849	1,046	490	70	6,456

5. LNG 供給システム検討

5.1 LNG ガス需給バランス

5.1.1 世界の天然ガス需要の現状と見通し

世界の地域別の天然ガス生産・消費の現状と見通しを図 5.1-1 に示す。

天然ガス生産は、ヨーロッパ以外のすべての地域で成長する。

アジアは世界で最大の生産および消費地域である。特に、中国の天然ガス消費量は、2010 年に比較して 2030 年には 56%の増加が見込まれている、

中東は世界で 2 番目の生産および消費地域である。地域の消費割合は 1990 年の 5%から 2030 年には 17%まで拡大すると予想されている。生産については、15%から 2030 年に 19%まで成長する。

北アメリカの天然ガス生産量は 2010 年の 26%から 2030 年には 19%まで減少する。

このなかで、アジアにおける天然ガス消費量は 2010 年の約 40BCF/d から 2030 年には 100BCF/d 以上に増加する見通しである。

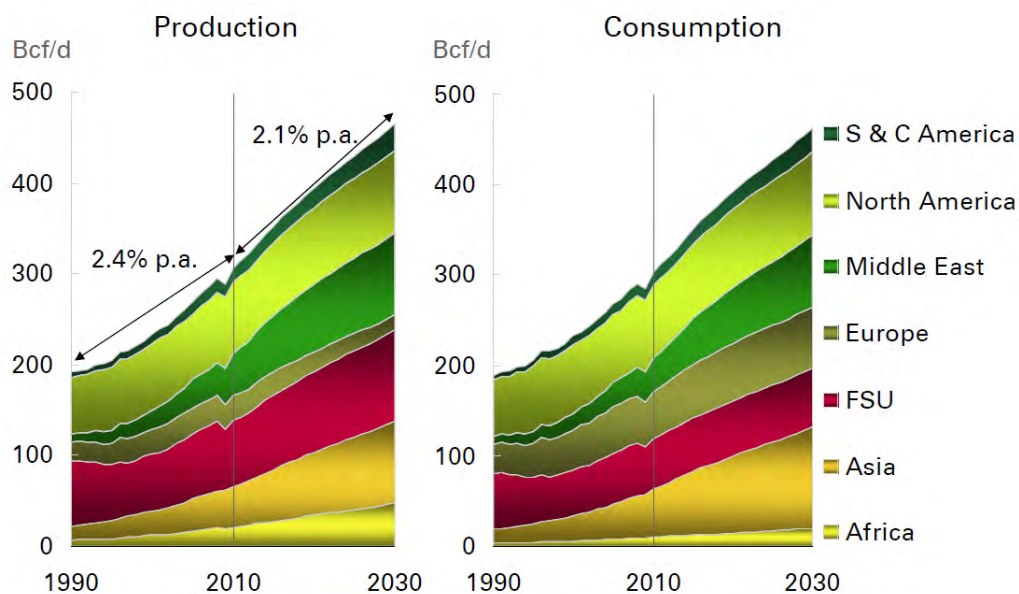


図 5.1-1 地域別天然ガス生産・消費の現状と見通し

(単位 BCF/d : Billion Cubic Feet per Day (10 億立方フィート))

(≒LNG 換算 770 万トン/年)

出所:BP 統計 2011 年 1 月

5.1.2 LNG 輸出入の現状と見通し

LNG の供給は 2030 年に向けて 4.4%/年の増加が予想されている。これは、ガス生産の 2 倍以上の数値である。

増加のプロセスは 3 フェーズに分けられる。2009-2011 は中東の影響が大きく、10 BCF/d (計 44%) が追加される。2015-2017 では成長率の半分はオーストラリアの主要なプロジェクトのスタートによるものとなる。2030 年までのフェーズは需要に大きく左右されるが、供給の 41% がアフリカからのものとなる。

需要の主要な変化は、欧州 (年率 5.2%、全増加分の 36%)、非 OECD アジア (年率 8.2%、全増加分の 36%) となる。ヨーロッパでは、総輸入の LNG のシェアは 30% から 42% に拡大する。非 OECD アジアでは、需要の伸びの 74% は中国とインドからのものである。

中東の LNG の輸出は 2020 年以降に減少する可能性がある。2020 年頃には世界最大の LNG 輸出国としてのオーストラリアがカタールを追い抜くこととなる。

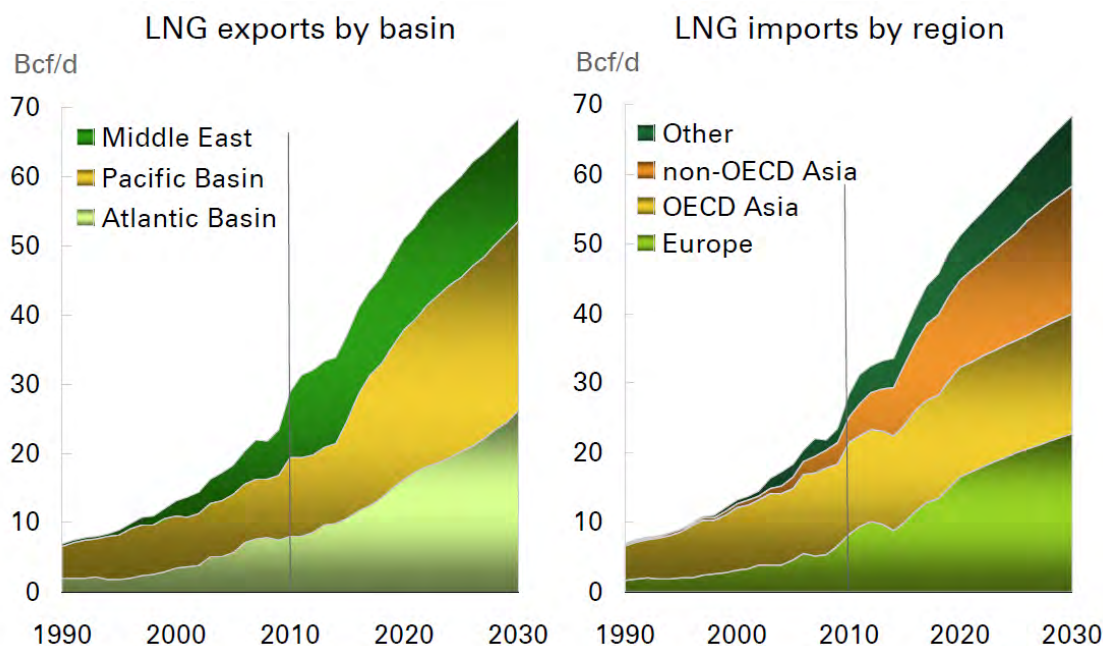


図 5.1-2 地域別 LNG 輸出入の現状と見通し

(単位 BCF/d : Billion Cubic Feet per Day (10 億立方フィート))

≒LNG 換算 770 万トン/年 .)

出所:BP 統計 2011 年 1 月

東南アジア (インドネシア、マレーシア、ブルネイ) の LNG 産業は 1990 年代から現在までほとんど変化が無く、世界の LNG 取引の中で全体に占める供給比率を年々縮小させている。代わってカタール、豪州、やナイジェリアなどのアフリカ輸出国が供給力を伸ばしてきている。

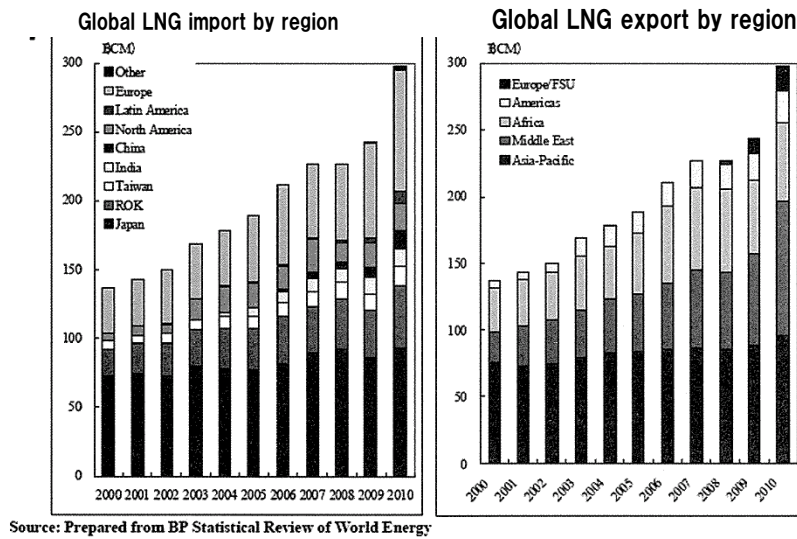


図 5.1-3 世界の LNG 輸出入量推移 (単位 億 m³)

出所:BP 統計 LNG Strategies

5.1.3 LNG 需給バランス予測

世界の LNG 需給見通しの試算例を図 5.1-4 に示す。2020 年以降の建設中 LNG 基地は 200 百万トンを超えており、2030 年時点でも十分な供給余力がある。

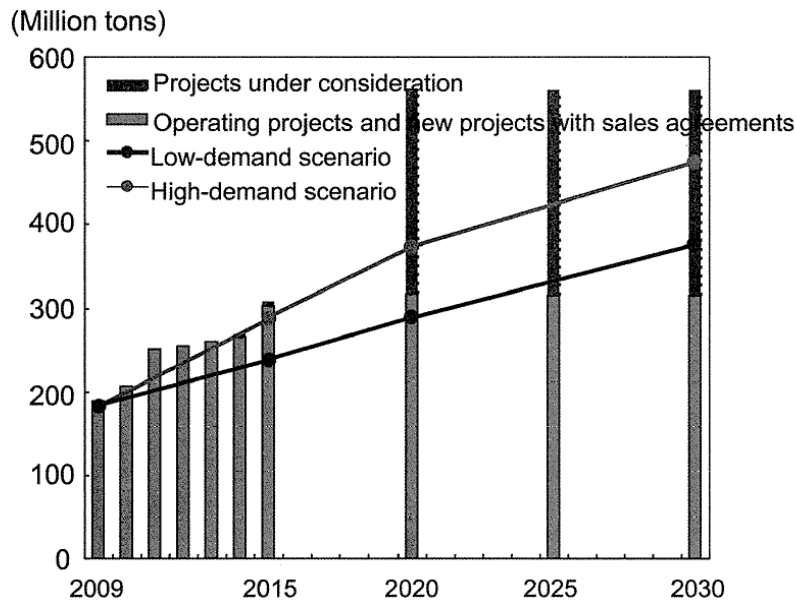


図 5.1-4 地域別、液化能力 (万 t)

出所:IEEJ

5.1.4 カタールと豪州の LNG プラント

表 5.1-1 にカタール、豪州の LNG プロジェクトの概要を示す。

表 5.1-1 カタール、豪州の LNG プロジェクト例

国	プラント名	液化能力 (万トン/年)
カタール	Qatargas (Train 1-3)	970
	Qatargas II (Train 4)	780
	Qatargas II (Train 5)	780
	Qatargas 3	780
	Qatargas 4	780
	Rasgas (Train1-2)	660
	Rasgas II III	2970
豪州	Prelude	350
	Wheatstone	860
	Australian Pacific	1400
	Southern Cross 他	70-130

出所: JICA 調査団作成

5.1.5 ガス供給シナリオ

フィリピンでは、初の国産ガスである Malampaya ガス田の操業開始により、2002 年初より本格的天然ガス利用時代に入った。同国ではエネルギーセキュリティの強化を目指しており、このような国内資源の開発・利用の促進は政策上重要とされている。過去の実績においても、Malampaya ガス田が 2001 年より生産開始されると、その後自給率は向上している (表 5.1-1)。

フィリピンの 2010 年時点での天然ガス消費は 120BCF であり、ほぼ全量が Batangas エリアに位置する Ilijan、Sta.Rita、San Lorenzo の 3 つの発電所で消費されている。現時点で一部が産業用 (Shell Refinery) に使われているが、運輸用 (Batangas での CNG バス) の需要は極めて少ない。4 章に示したとおり、2002 年時点の Malampaya ガス田の推定埋蔵量は 2.7 兆 cf、2010 年までに当該ガス田から生産されたガスは、約 1 兆 cf である。従って、新たな追加埋蔵量が発見されない限り、今後の R/P 比は 15 年程度になる。そのため、次のようなシナリオが想定される。

- 2015 年からパイプラインに着工、2 年後の 2017 年には竣工し、運用を開始する。
- 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、Malampaya ガス田から 100 MW 発電所に必要とされるガスを供給。
- パイプラインの建設が実現すると、新たな産業需要などが促進される
- LNG 導入量の拡大が加速し、更なる産業が立地、経済発展が加速