

バングラデシュ人民共和国  
電力エネルギー・鉱物資源省

バングラデシュ人民共和国  
天然ガスセクター情報収集・確認調査  
ファイナル・レポート

平成 24 年 1 月  
(2012年)

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

株式会社 オリエンタルコンサルタンツ

南ア
JR
12-004

バングラデシュ人民共和国  
電力エネルギー・鉱物資源省

バングラデシュ人民共和国  
天然ガスセクター情報収集・確認調査  
ファイナル・レポート

平成 24 年 1 月  
(2012年)

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

株式会社 オリエンタルコンサルタンツ



出所：ペトロバングラ年報 2010

## 「バ」国天然ガスパイプラインネットワーク

## 略語表

ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
BAPEX	Bangladesh Petroleum Exploration & Production Company Limited	バングラデシュ石油探鉱・生産会社
BCF	Billion Cubic Feet	10億立方フィート
BCMCL	Barapukuria Coal Mine Company Limited	バラプクリア炭鉱会社
BEPZA	Bangladesh Export Processing Zones Authority	バングラデシュ輸出加工区庁
BERC	Bangladesh Energy Regulatory Commission	バングラデシュエネルギー規制委員会
BEZA	Bangladesh Economic Zone Authority	バングラデシュ経済区庁
BGFCL	Bangladesh Gas Fields Company Limited	バングラデシュガスフィールド会社
BGSL	Bakhrabad Gas Systems Limited	バクラバッドガスシステム会社
BOI	Board of Investment	投資庁
BPC	Bangladesh Petroleum Corporation	バングラデシュ石油公社
BPDB	Bangladesh Power Development Board	バングラデシュ電力開発庁
CNG	Compressed Natural Gas	圧縮天然ガス
DWMB	Deficit Wellhead Margin for BAPEX	バベックス補填坑井マージン
ELBL	Eastern Lubricants Blenders Limited	東部潤滑油調製会社
EMRD	Energy and Mineral Resources Division	エネルギー鉱物資源局
ERD	Economic Related Division	経済関係局
ERL	Eastern Refinery Limited	東部精製会社
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GEDBPC	General Economic Division, Bangladesh Planning Commission	バングラデシュ計画委員会経済局
GIZ	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit	ドイツ国際協力公社
GOB	Government of Bangladesh	バングラデシュ国政府
GTCL	Gas Transmission Company Limited	ガス搬送会社
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit	ドイツ技術協力公社
GSMP	Gas Sector Master Plan	ガスセクターマスタープラン
GSRR	Gas Sector Reform Roadmap	ガスセクターリフォームロードマップ
HCU	Hydrocarbon Unit	ハイドロカーボンユニット
IDB	Islamic Development Bank	イスラム開発銀行
IFC	International Finance Corporation	国際金融公社
IOC	International Oil Company	国際石油企業
JDCF	Japan Debt Cancellation Fund	債務削減相当資金
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
JGTDSL	Jalalabad Gas Transmission and Distribution System Limited	ジャララバッドガス搬送・販売システム会社
JOCL	Jamuna Oil Company Limited	ジャムナ石油会社

KAFCO	Karnaphuli Fertilizer Company Limited	カルナフリ肥料会社
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau	ドイツ復興金融公庫
KGDC	Karnaphuli Gas Distribution Company Limited	カルナフリガス販売会社
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
LPGL	LP Gas Limited	LPガス会社
MGCL	Maddhapara Granite Mining Company Limited	マダバラ花崗岩採掘会社
MMCFD	Million Cubic Feet per Day	百万立方フィート/日
MOF	Ministry of Finance	財務省
MoPEMR	Ministry of Power, Energy and Mineral Resources	電力エネルギー鉱物資源省
MPL	Meghna Petroleum Limited	メグナ石油会社
NEP	National Energy Policy	国家(「バ」国)エネルギー政策
NSAPR II	National Strategy for Accelerated Poverty Reduction II (Revised) FY2009-11	貧困削減促進のための国家戦略II (会計年度2009-11)
NWPGCL	North-West Power Generation Company Limited	北西部発電会社
PD	Power Division	電力局
PDF	Price Deficit Fund	価格不足補填資金
PGCL	Pashchimanchal Gas Company Limited	バスマンチャルガス会社
POCL	Padma Oil Company Limited	パドマ石油会社
PRSP	Poverty Reduction Strategy Paper	貧困削減戦略書
PSC	Production Sharing Contract	生産物分与契約
PSMP	Power Sector Master Plan	石炭火力発電マスタープラン
RPGL	Rupantarita Prakritik Gas Company Limited	ルバンタリタガス会社
SAOCL	Standard Asiatic Oil Company Limited	スタンダードアジア石油会社
SGCL	Sundarban Gas Company Limited	ションドルバンガス販売会社
SGFL	Sylhet Gas Fields Limited	シレットガスフィールド会社
SOGC	State-Owned Gas Company	国営ガス関連会社
TGTDCL	Titas Gas Transmission and Distribution Company Limited	ティタスガス搬送・販売会社
TFC	Total Final Consumption of energy	最終エネルギー消費
TPES	Total Primary Energy Supply	一次エネルギー供給量
USAID	United States Agency for International Development	アメリカ合衆国国際開発庁
USGS	United States Geological Survey	アメリカ地質調査所
WB	World Bank	世界銀行

# 目次

調査対象地域位置図

略語表

第1章	情報収集・確認調査の概要	1
1.1	調査の背景・経緯	1
1.2	調査の目的・内容	1
1.3	調査団構成	2
1.4	調査日程	3
1.4.1	全体日程	3
1.4.2	現地調査記録	4
第2章	要約	6
2.1	天然ガスセクターの現状と課題	6
2.1.1	「バ」国におけるエネルギー消費	6
2.1.2	政策・制度	7
2.1.3	組織・体制	7
2.1.4	天然ガスの需要	9
2.1.5	天然ガスの埋蔵量・開発・生産	10
2.1.6	天然ガスの搬送	14
2.1.7	天然ガスの販売	15
2.1.8	天然ガス価格と政府補助金	15
2.1.9	天然ガスセクター関連組織の財務状況	17
2.1.10	天然ガスセクターへの民間企業参入状況	18
2.2	当該セクターの課題に対する他援助機関の動向	18
2.3	当該セクターの課題に対する我が国の今後の取組みに関わる提案	19
2.3.1	ボトルネックの整理	19
2.3.2	ボトルネックへの対応策	20
2.3.3	天然ガスセクターの課題に対する我が国の今後の取組みの優先順位付け	22
2.3.4	今後の円借款による重点支援対象分野における支援方針の提案	22
2.3.5	我が国の知見を活用した技術協力の実施が可能な分野の検討	23
第3章	調査結果	24
3.1	天然ガスセクターの現状	24
3.1.1	「バ」国におけるエネルギー消費	24
3.1.1.1	一次エネルギー供給および商業エネルギーの構成比率	24

3.1.1.2	発電用エネルギー構成.....	26
3.1.1.3	近隣諸国との比較.....	29
3.1.1.4	エネルギー部門における天然ガスセクター.....	30
3.1.2	政策・制度.....	30
3.1.2.1	上位開発政策.....	30
3.1.2.2	エネルギー政策.....	32
3.1.2.3	天然ガスセクターにおける政策.....	32
3.1.3	組織・体制.....	35
3.1.3.1	エネルギーセクター組織構成.....	35
3.1.3.2	天然ガスセクター組織・構成.....	37
3.1.4	天然ガスの需要.....	42
3.1.4.1	需要家セクター別の需要.....	43
3.1.4.2	天然ガス需要の季節変動.....	54
3.1.4.3	代替エネルギー源導入.....	55
3.1.4.4	需要家レベルでの省エネルギー活動.....	56
3.1.5	天然ガスの開発・生産.....	57
3.1.5.1	天然ガス資源量.....	58
3.1.5.2	天然ガスの生産実績.....	67
3.1.5.3	天然ガスの今後の生産予測.....	68
3.1.5.4	天然ガスの輸入に関する検討状況.....	70
3.1.6	天然ガスの搬送.....	74
3.1.6.1	既設ガスパイプラインの現況.....	75
3.1.6.2	建設中および計画中のガスパイプライン.....	78
3.1.6.3	ガス導管網解析.....	81
3.1.6.4	地域間の需給.....	94
3.1.6.5	地域別天然ガス供給見通し.....	94
3.1.7	天然ガスの販売.....	97
3.1.7.1	セクター別ガス販売.....	97
3.1.7.2	地域別ガス販売.....	98
3.1.8	天然ガス価格と政府補助金.....	102
3.1.8.1	天然ガス価格.....	102
3.1.8.2	天然ガスの収益分配.....	107
3.1.8.3	政府補助金.....	108
3.1.9	ガスセクター関連組織の財務状況.....	112
3.1.10	天然ガスセクターへの民間企業参入の動向.....	119
3.1.10.1	一般投資環境と投資動向.....	119

3.1.10.2	ADBによる民間投資モデル	120
3.1.10.3	国際石油企業（IOC）の参入状況	121
3.2	天然ガスセクター開発目標に対する達成状況および阻害要因の分析	127
3.2.1	天然ガスセクター開発実施状況	127
3.2.1.1	組織およびガス価格	127
3.2.1.2	需要サイドマネジメント	128
3.2.1.3	天然ガス埋蔵量	128
3.2.1.4	天然ガス開発・生産	130
3.2.1.5	ガス搬送	137
3.2.1.6	ガス販売	138
3.2.2	天然ガスセクター開発におけるボトルネック	140
3.2.2.1	ボトルネックの整理	140
3.2.2.2	ボトルネックへの対応策	142
3.3	当該セクターの課題に対する他援助機関の動向	144
3.4	当該セクターの課題に対する我が国の今後の取組み	151
3.4.1	天然ガスセクターの課題に対する我が国の今後の取組みの優先順位付け	151
3.4.2	今後の円借款による重点支援対象分野における支援方針の提案	152
3.4.3	我が国の知見を活用した技術協力の実施が可能な分野の検討	155



## 添付資料

- 添付資料-1 : 関連諸機関との打合せメモ
- 添付資料-2 : Gas Sector Reform Road map 2005
- 添付資料-3 : Gas Sector Reform Road map 2009-2012
- 添付資料-4 : Gas Evacuation Plan 2010-2015
- 添付資料-5 : 需要予測根拠資料
- 添付資料-6 : 導管網解析結果
- 添付資料-7 : ガスセクター補助金予測根拠
- 添付資料-8 : ガスセクター各社財務諸表
- 添付資料-9 : 支援要請案件概要
- 添付資料-10 : ジャマルプル地域における地震探査及び試掘計画の支援業務案
- 添付資料-11 : 入手資料リスト

## 第1章 情報収集・確認調査の概要

---

### 1.1 調査の背景・経緯

バングラデシュ国(以下「バ」国)は近年、急速な経済発展に伴い天然ガスの需要が急増しているものの、新規ガス田開発の遅れ、ガス輸送インフラ不足等のボトルネックによりガス供給能力の制約が顕在化し、慢性的な需給アンバランスに直面している。

こうした状況に対応するため、「バ」国政府は、国家エネルギー政策(2008年)の中で、天然ガスセクターが社会経済開発に重要な役割を果たすとの認識の下、官民共同でのガス田探鉱・開発の促進、ガス小売り部門の民営化、ガス料金の適正化・国際価格とのリンク、ガス埋蔵量評価・開発段階からの環境社会配慮等を促進することとしている。また、貧困削減促進国家戦略(NSAPR II)の5つの戦略ブロックの内の1つに基礎的インフラの整備を掲げ、中でも電力・エネルギー分野を最優先課題としている。

独立行政法人国際協力機構(JICA)は、「バ」国の経済社会活動に果たす電力・エネルギーセクターの重要性を踏まえ、これまでは電力セクターを中心に種々の支援を実施してきた。しかし、近年天然ガス供給能力の制約が顕在化している中、中長期的にエネルギー源の多様化を達成する過程において引き続き主力エネルギー源となる天然ガスセクターへの支援も重要になりつつある。

### 1.2 調査の目的・内容

本調査は、「バ」国の天然ガスセクターにおける課題のボトルネック、地域間ギャップ、諸機関の取組み、今後の我が国が取り組むべき優先課題等を明らかにし、今後の協力の方向性や戦略・アプローチを検討するために必要な情報の収集と分析を目的とする。本調査の業務内容は概ね以下の通りである。

- (1) 「バ」国電カエネルギー鉱物資源省及びその関連組織、国際機関、他援助機関、各種研究機関、国際石油企業等が作成している関連資料のレビュー及び関係機関へのヒアリングを通して、「バ」国の天然ガスセクターに対するJICAの支援の可能性を検討する上で必要となる基礎情報を体系的に収集し、取りまとめる。
- (2) (1)の結果を踏まえ、「バ」国の天然ガスセクターにかかる円借款及び技術協力による今後の重点支援対象分野の提案、各分野における支援方針・支援対象地域の提案、及び我が国の技術・知見を活用した協力の可能性検討を行う。
- (3) これまでの天然ガスセクターにおける開発実績の検証を踏まえ、今後の天然ガスセクターにおける案件形成に資する提言を行い、その実施可能性につき「バ」国政府に確認する。

### 1.3 調査団構成

本調査においては、業務指示書に記載された業務内容に基づき、各分野における専門性、および「バ」国における業務経験等を考慮し、調査団を表 1.3.1 のとおり構成した。

表 1.3.1

	団員氏名	担当業務	所属
1	岩元 伸一	総括/天然ガスセクター	(株)オリエンタルコンサルタンツ
2	河野 一虎	副総括/組織・制度分析	(株)オリエンタルコンサルタンツ
3	笹野 明良	天然ガス開発計画(1a) ※開発・生産分野	(株)オリエンタルコンサルタンツ (日本オイルエンジニアリング(株))
4	加藤 邦弘	天然ガス開発計画(1b) ※埋蔵量評価/国内業務のみ	(株)オリエンタルコンサルタンツ (株)地球科学総合研究所)
5	水島 照悦	天然ガス開発計画(2)	(株)オリエンタルコンサルタンツ (日本オイルエンジニアリング(株))
6	松田 尚	経済・財務分析	(株)オリエンタルコンサルタンツ

## 1.4 調査日程

### 1.4.1 全体日程

本調査業務は表 1.4.1 に示すと通りの全体日程にて実施された。

表 1.4.1 作業日程

作業項目	2011年					2012年
	8月	9月	10月	11月	12月	1月
<b>(1) 国内準備作業</b>						
1) 関連資料の収集・検討	□					
2) 調査方針の策定	□					
3) 質問書の作成・送付	□					
4) インセプションレポート(案)	□					
5) インセプションレポート完成		□				
<b>(2) 第一次現地調査</b>						
1) インセプションレポートの説明		■				
2) 情報収集・関係諸機関との協議		■				
<b>(3) 第一次国内作業</b>						
1) 情報収集作業の継続			□	□		
2) 最新情報に基づく分析・検討作業			□	□		
3) インテリムレポート(案)の作成			□			
4) インテリムレポートの作成				□		
<b>(4) 第二次現地調査</b>						
1) インテリムレポートの説明				■		
2) 追加情報収集				■		
3) 支援対象分野に関する協議					■	
4) ドラフトファイナルレポート骨子の作成・説明					■	
<b>(5) 第2次国内作業</b>						
1) ドラフトファイナルレポートの作成・説明					□	
2) ファイナルレポートの作成						□
3) ファイナルレポート概要報告						□
報告書提出		▼		▼	▼	▼
		IC/R		IT/R (案)	IT/R	DF/R
						F/R

凡例: ■ 現地作業期間

▼ 報告書提出

□ 国内作業期間

IC/R インセプションレポート

DF/R ドラフト・ファイナルレポート

IT/R インテリムレポート

F/R ファイナルレポート

## 1.4.2 現地調査記録

第1次および第2次現地調査において、表 1.4.2 および表 1.4.3 に示す日程にて関連諸機関との面談を実施した。尚、各面談での協議内容詳細は添付資料-1 に示すとおりである。

表 1.4.2 面談実施記録（第1次現地調査）

日付	面談開始時刻	面談先	面談内容	出席者					
				総括／天然ガスセクター	副総括／組織・制度分析	天然ガス開発計画（1a）	天然ガス開発計画（2）	経済・財務分析	
				岩元	河野	笹野	水島	松田	
9月3日	土	成田→シンガポール→ダッカ							
9月4日	日	11:40	EMRD	調査概要説明/協力体制の要請	○	○	○	○	○
		14:45	HCU	調査概要説明/質疑への回答及び資料提供要請	○	○	○	○	○
9月4日	日	16:00	GTCL	調査概要説明/質疑への回答及び資料提供要請	○	○	○	○	○
		9月5日	月	15:30	ADB	調査概要説明/質疑への回答要請/支援情勢ヒアリング	○	○	-
9月6日	火	9:00	BAPEX	調査概要説明/質疑への回答要請	○	○	○	○	○
		14:00	WB	調査概要説明/質疑への回答要請/支援情勢ヒアリング	○	○	-	-	-
9月6日	火	15:30	BERC	調査概要説明/質疑への回答要請	○	○	-	-	○
		12:20	BPDB	調査概要説明/質疑への回答要請	○	○	-	-	-
9月7日	水	13:10	NWPGCL	調査概要説明/関連資料の入手	○	○	-	-	-
		16:10	JICA	調査進捗説明/面談実施・回答入手における支援要請	○	○	○	○	○
9月8日	木	11:00	Petrobranga	調査概要説明/質疑への回答要請	○	○	○	○	○
		15:00	JGTDSL	調査概要説明/質疑への回答入手	○	○	-	○	○
9月9日	金	調査結果まとめ							
9月10日	土	"							
9月11日	日	10:00	Tullow	調査概要説明/質疑への回答要請/生産状況ヒアリング	-	-	○	-	○
		12:20	RPGCL	調査概要説明/質疑への回答入手	-	-	○	-	○
		15:00	Santos	調査概要説明/関連資料入手/活動状況ヒアリング	-	-	○	-	○
9月12日	月	10:00	Petrobranga	質疑内容確認及び回答（一部口頭にて）	○	○	○	○	○
		11:10	BGFCL	調査概要説明/質疑への回答要請	○	○	○	○	○
		11:50	SGCL	調査概要説明/質疑への回答入手	○	○	○	○	○
		14:30	GTCL	質疑内容確認及び回答要請/関連資料の入手	○	○	-	○	-
9月13日	火	11:00	ERD of MOF	調査概要説明	-	-	○	-	○
		11:25	GEDBPC	調査概要説明/関連資料入手	-	-	○	-	○
		12:45	SGFL	調査概要説明/質疑への回答要請/関連資料入手	-	-	○	-	○
9月14日	水	12:00	BAPEX	質疑への回答再要請/各ガス田現況確認	○	-	○	-	○
		13:30	TGTDCCL	責任者不在のためヒアリング実施不可	-	-	○	-	○
		14:30	GTCL	質疑への回答一部入手/追加質疑	-	○	-	○	-
9月15日	木	10:00	KAFCO	調査概要説明/関連資料の入手	○	○	-	-	-
		10:15	PGCL	調査概要説明/関連資料の入手	-	-	○	-	○
		15:00	BPC	調査概要説明/関連資料の入手	○	○	-	-	-
		15:00	HCU	質疑への回答再要請	-	-	○	-	○
9月16日	金	調査結果まとめ							
9月17日	土	"							
9月18日	日	10:10	IDB	調査概要説明/支援情勢ヒアリング	○	-	-	-	-
		11:25	GEDBPC	GDP成長率に関するヒアリング	-	-	-	-	○
		14:00	GIZ	調査概要説明/支援情勢ヒアリング	-	-	-	-	○
9月19日	月	10:30	EMRD	調査進捗説明/資料提供要請/資料入手（一部）	○	○	-	-	-
		14:00	USAID	調査概要説明/支援情勢ヒアリング	○	○	-	-	-
9月20日	火	10:20	BPDB	2018年までの発電所運転計画内容の確認	-	○	-	-	-
9月21日	水	10:30	JICA	調査進捗報告/関連資料提供の要請	○	○	-	-	-
9月22日	木	調査結果まとめ（※ハルタルにより外出不可）/ダッカー							
9月23日	金	→シンガポール→成田							

表 1.4.3 面談実施記録（第2次現地調査）

日付	面談開始時刻	面談先	面談内容	出席者							
				総括／天然ガスセクター	副総括／組織・制度分析	天然ガス開発計画（1a）	天然ガス開発計画（2）	経済・財務分析			
				岩元	河野	笹野	水島	松田			
11月14日	月	羽田→香港→ダッカ									
11月15日	火	9:00	JICA	調査概要説明/協力体制の要請	○	○	○	○	○		
		14:10	EMRD	調査概要説明/協力体制の要請/質疑への回答要請	○	○	○	○	○		
		16:00	HCU	調査概要説明/質疑への回答及び資料提供要請	○	○	○	○	○		
11月16日	水	11:30	EMRD	協力体制の要請/質疑内容確認及び回答要請	○	○	-	-	-		
		12:30	BPDB	質疑内容確認及び回答要請	○	○	-	-	-		
		15:00	Petrobangla	協力体制の要請/質疑内容確認	○	-	○	○	-		
		15:30	BPC	質疑内容確認及び回答要請	-	○	-	-	○		
11月17日	木	9:30	Planning Com.	口頭による質疑応答	-	○	-	-	○		
		11:30	Petrobangla	質疑内容確認及び回答要請	○	-	○	○	-		
		13:30	Chevron	質疑内容の確認/活動状況ヒアリング	○	○	○	○	○		
		16:00	GTCL	導管網解析/コンプレッサーProj現況	○	○	-	○	-		
11月18日	金	調査結果まとめ									
11月19日	土	"									
11月20日	日	9:20	BOI	経済・投資状況ヒアリング	○	○	-	-	○		
		11:30	World Bank	支援活動状況・予定ヒアリング	○	○	-	-	○		
		15:00	JICA	中間現況報告	○	○	-	-	-		
		16:35	丸紅	ガス供給状況ヒアリング	○	○	-	-	○		
11月21日	月	11:00	Tullow	活動状況ヒアリング	-	-	○	-	○		
		13:45	JETRO	投資状況・工業地帯でのエネルギー消費(ガス・電気)	-	-	-	-	○		
		16:30	Petrobangla	JICA支援の可能性	○	○	-	-	-		
11月22日	火	11:00	ADB	質疑応答及びガスセクター支援状況ヒアリング	○	-	-	-	-		
		11:20	Power Div.	質疑応答(再生可能エネルギー/省エネ政策)	-	○	-	-	-		
		11:30	BEPZA	経済状況・EPZ状況ヒアリング	-	-	-	-	○		
11月23日	水	10:45	Petrobangla	質疑応答(ガス価格・補助金)	○	○	-	-	○		
		11:30	BAPEX	質疑への回答要請/JICA支援の可能性	-	-	○	○	-		
		16:00	BERC	質疑応答/JICA支援の可能性	○	○	-	-	○		
11月24日	木	調査結果まとめ									
11月25日	金	"									
11月26日	土	"									
11月27日	日	"									
11月28日	月	10:30	BGFCL	ガス漏れサイト視察及び経緯・現況ヒアリング	○	○	○	○	-		
11月29日	火	10:00	GTCL	建設及び計画Proj現況確認/JICA支援の可能性	○	○	-	○	-		
11月30日	水	14:00	HCU	1次エネルギー供給状況	○	○	○	-	○		
		16:00	BAPEX	JICA支援の可能性	○	-	○	-	-		
		9:30	Petrobangla	IOC活動状況、PSCIに係るヒアリング	○	○	○	-	-		
12月1日	木	10:50	KGDCL	JICA支援の可能性	○	○	○	-	-		
		14:40	Petrobangla	TGTDCL面談手配依頼	○	○	-	-	-		
		15:25	TGTDCL	質疑内容確認及び回答要請	○	○	-	-	-		
		16:00	GTCL	JICA支援の可能性	○	○	-	-	-		
12月2日	金	調査結果まとめ									
12月3日	土	"									
12月4日	日	調査結果まとめ(※/ハルタルにより外出不可)									
12月5日	月	16:00	EMRD	DF/R骨子案の説明・コメント依頼	○	○	-	-	-		
12月6日	火	調査結果まとめ(現地休日)									
12月7日	水	10:30	Petrobangla	DF/R骨子案の説明・コメント依頼	○	○	-	-	-		
		11:30	TGTDCL	質疑への回答(口頭)及びDF/R骨子案の説明・コメント依頼	○	○	-	-	-		
		15:30	JICA	DF/R骨子案の説明・ガスセクターへの今後の支援方向性	○	○	-	-	-		
12月8日	木	調査結果まとめ/ダッカー									
12月9日	金	→香港→羽田									

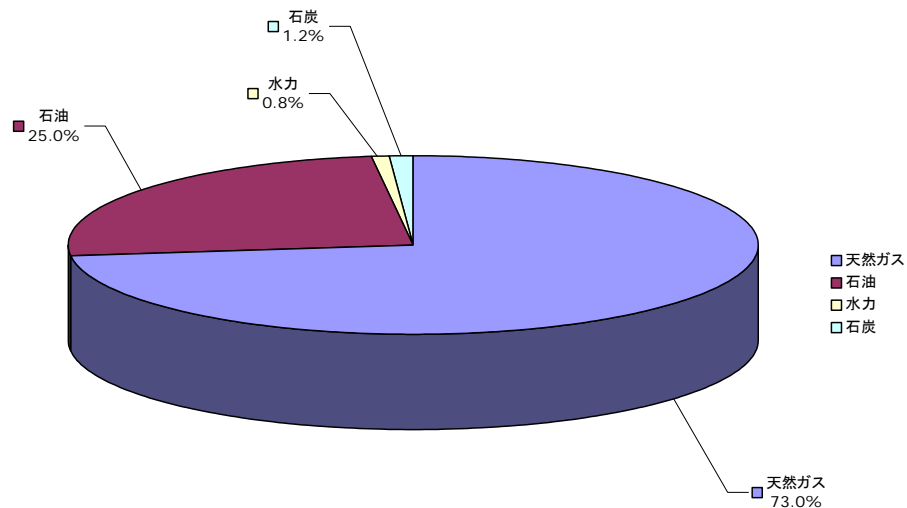
## 第2章 要約

---

### 2.1 天然ガスセクターの現状と課題

#### 2.1.1 「バ」国におけるエネルギー消費

図 2.1.1 は会計年度 2008-2009 における商業エネルギーの構成比率を示している。



出所：エネルギー鉱物資源局

図 2.1.1 商業エネルギー構成比率 2008-2009

全商業エネルギーにおける天然ガスのシェアは73%に至っており、自国に賦存し安価に設定された天然ガスへの依存度が非常に高いことがわかる。

「バ」国のエネルギーセクターにおいては、その継続的な経済発展を下支えするためのエネルギー供給量の増加、および貧困削減のためのエネルギー供給における地域間ギャップの解消が重要課題となっている。このような状況下において今後天然ガスセクターは、ガス生産量の増加および供給における地域間ギャップの解消を推し進めると共に、ガス価格の適正化により代替エネルギーへの移行をも促していく必要がある。

## 2.1.2 政策・制度

### (1) 上位開発政策

「バ」国政府は貧困削減のための国家開発計画である National Strategy for Accelerated Poverty Reduction II: NSAPR II を 2009 年 12 月に定め、これに基づいて中期計画 (Sixth Five Year Plan FY2010-2015) および長期計画 (Outline Perspective Plan of Bangladesh 2010-2021) を発行している。エネルギー政策も重要課題のひとつとして取り上げられており、天然ガスセクターにおいても、ガス生産量の増加による需給ギャップの解消、パイプラインネットワークの整備による地域間不均衡の解消、ガス価格の適正化、およびロス率の低減などが具体的な目標としてあげられている。

### (2) エネルギー開発政策

National Energy Policy 1995 が政府承認を受けている最新のエネルギー開発政策となっており、その見直し・更新作業が急がれているが、作業の具体的な時間枠は示されていない。

### (3) 天然ガスセクターにおける政策

ガスセクターのマスタープランとして Gas Sector Master Plan & Strategy 2006 が WB の協力により作成され、セクターにおける課題を検討し、その解決策を提言しているが、需給予測シナリオの変化やエネルギー価格の高騰などにより見直しが必要な部分も多くある。

またガスセクターの改革に係る政策活動指針として ADB の協力により Gas Sector Reform Road map (GSRR) が 2005 年に発行され、その活動状況をレビューしたものが 2008 年に発行されているが、課題解決が先送りとなっている項目が多く見受けられ、目立った成果を上げるには至っていないようである。

上述のとおり中長期の国家開発計画においては天然ガスセクターにおける課題解決目標が設定されている。一方でセクター内の具体的な政策・計画においては援助機関の協力によってマスタープラン等が制定されてはいるが、刻々と変化する国内外の状況に応じた迅速な見直し作業が行われていないようであり、改善が必要である。

## 2.1.3 組織・体制

「バ」国のエネルギーセクターは電力エネルギー鉱物資源省 (MoPEMR: Ministry of Power, Energy and Mineral Resources) が管轄し、同省は電力局 (PD: Power Division) とエ



エネルギー・鉱物資源局（EMRD: Energy and Mineral Resources Division）の2局に分かれている。天然ガスセクターは EMRD に管轄され、探鉱・生産部門 3 社・搬送部門 1 社・販売部門 6 社・CNG 部門 1 社、計 11 の国営企業を傘下に置き、IOC の活動を PSC 締結により監督・管理するペトロバンガラを中心とした組織によって構成されている。エネルギーおよびガスセクターの組織図を下図に示す。

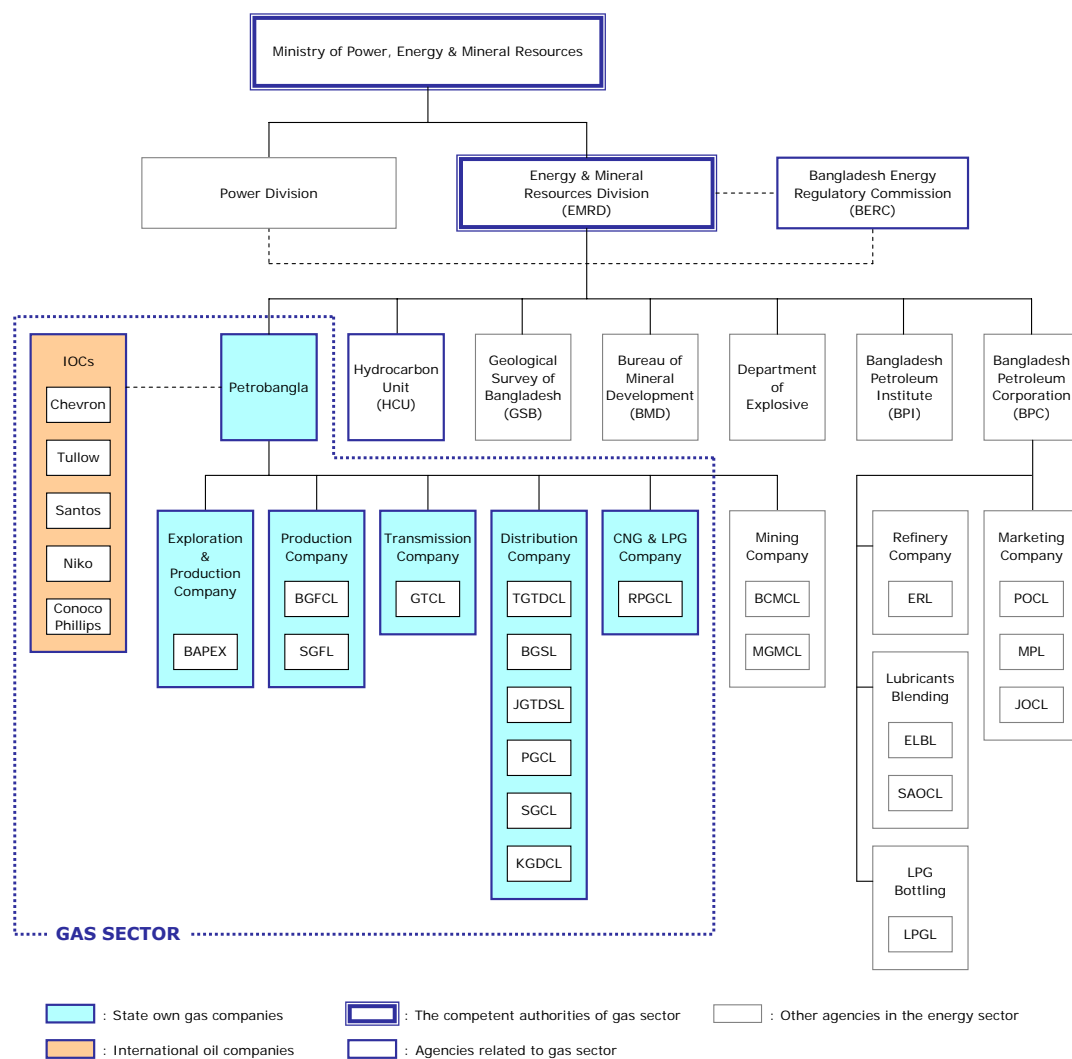


図 2.1.2 エネルギー・ガスセクター組織図

ペトロバンガラ傘下の各社は部門毎に分社化されてはいるが、ガスの販売で得た収益は定められた料率によって各社に分配されているのみで、各社が個々の商業活動により利益を独自に追求できるような組織構造とはなっていない。さらに各社に定率で分

配される収益金は、各社が将来に向けた投資活動や適切な設備の保守管理を行うには不足しているという状況下にある。

このような状況を打開するためには、機会費用よりも大幅に低く設定されたガス価格を引き上げ、セクター各社の財務状況を強化することにより、各社に契約的および財務的な独立性を与える必要がある。

## 2.1.4 天然ガスの需要

### (1) 需要実績

図 2.1.3 は 1980～2010 年の需要家セクター別の天然ガス販売実績を示すものである。近年においては、供給が需要を賄えない状況に陥っており、販売実績＝需要実績とはならないが、各セクターの占める割合とその推移は読み取ることができる。

急速に進む経済成長に伴い、電力・工業のガス需要が大きく伸びている一方で、需給ギャップのあおりを受け、肥料工場セクターへのガス供給が制限されている様子が見て取れる。また近年急速に普及が進んだ CNG の占める割合も無視できないものとなってきている事がわかる。

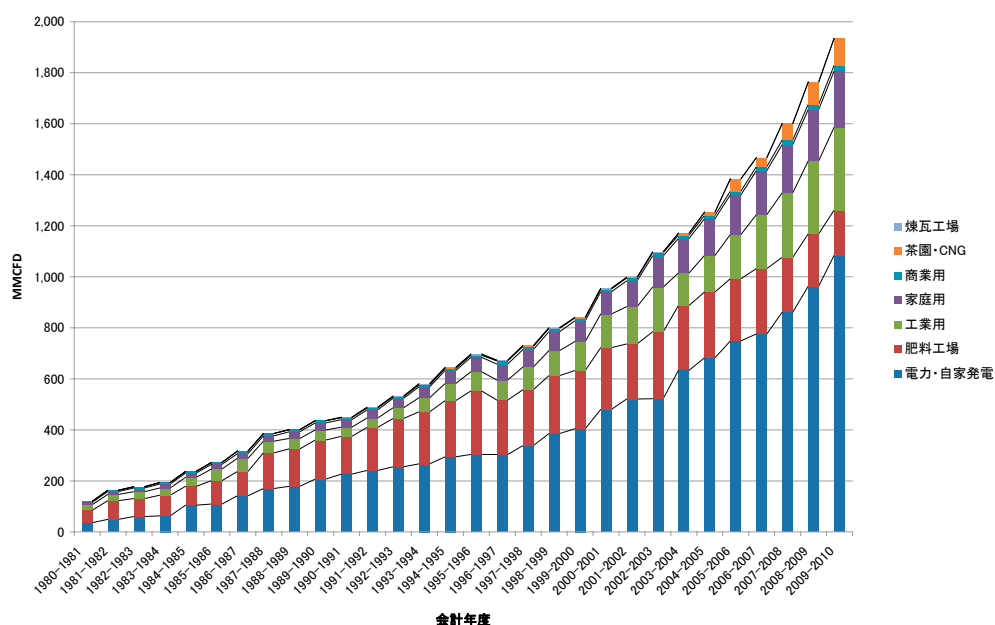


図 2.1.3 需要家セクター別天然ガス販売実績(1980～2010：年間平均値)

(2) 需要見通し

本調査では、表 2.1.1 に示すとおり、現地調査において得られた最新情報に基づき需要家セクター別に 2030 年までの需要予測を行った。

表 2.1.1 セクター別ガス需要予測値

(MMCFD)

年度	発電	自家発電	肥料工場	工業用	商業用	家庭用	CNG,茶園	合計
2010 - 2011	932	330	281	351	23	259	112	2,289
2011 - 2012	1,080	363	281	387	25	287	121	2,544
2012 - 2013	1,335	399	281	418	27	312	131	2,903
2013 - 2014	1,435	438	281	451	29	339	142	3,115
2014 - 2015	1,590	481	281	488	31	369	153	3,393
2015 - 2016	1,570	531	303	539	34	410	166	3,554
2016 - 2017	1,570	587	303	595	38	456	180	3,729
2017 - 2018	1,532	649	329	658	41	506	195	3,910
2018 - 2019	1,532	717	329	727	45	563	211	4,125
2019 - 2020	1,532	792	329	803	50	625	229	4,360
2020 - 2021	1,522	879	322	891	55	697	249	4,615
2021 - 2022	1,522	781	322	971	59	764	271	4,690
2022 - 2023	1,497	684	322	1,058	64	839	295	4,757
2023 - 2024	1,397	586	322	1,153	69	919	321	4,766
2024 - 2025	1,425	488	322	1,256	74	1,007	349	4,921
2025 - 2026	1,384	391	322	1,372	81	1,107	380	5,036
2026 - 2027	1,376	293	322	1,499	87	1,218	414	5,209
2027 - 2028	1,371	195	322	1,637	95	1,339	451	5,411
2028 - 2029	1,334	98	322	1,789	103	1,473	492	5,610
2029 - 2030	1,268	0	322	1,954	111	1,619	536	5,811

## 2.1.5 天然ガスの埋蔵量・開発・生産

(1) 天然ガス埋蔵量

最新の埋蔵量評価としては、2010 年に HCU (Hydrocarbon Unit of Energy and Mineral Resources Division) がコンサルタント Gustavson Associates に委託して実施した評価報告があるが、政府の承認が得られていないとの理由で埋蔵量データの一部しか入手できなかった。このため、2003 年に HCU がノルウェー石油局

(NPD) と共同で実施した埋蔵量評価報告と、入手できた 2010 年評価の一部の埋蔵量データに基づき、埋蔵量増減に関する考察を行った。

「バ」国ではこれまでに 23 ガス田が発見され、うち 16 ガス田が生産中、4 ガス田が生産休止中、3 ガス田が未開発となっている。2010 年評価の原始埋蔵量（確認＋推定）は 35.5 TCF (Trillion Cubic Feet)、究極可採埋蔵量（確認＋推定）は 28.2 TCF、2010 年 12 月時点の累計生産量は 9.6 TCF、残存可採埋蔵量は 18.6 TCF となっている。

2010 年評価で 1 TCF 以上究極可採埋蔵量が増加したガス田は、Titas、Bibiyana、Rashidpur、Kailash Tila の 4 ガス田であり、減少したガス田は Habiganj である。埋蔵量増減の理由としては、追加地震探査データの取得、処理・解釈技術の向上、生産井の追加掘削により構造把握の精度が高まったこと、圧力・生産データの蓄積により埋蔵量の解析精度が高まったこと、排油機構が明らかになり適正な回収率が使用されたことなどが主な理由と推察される。

## (2) 天然ガスの開発・生産

天然ガスの生産量についてはペトロバングラの会計年度 2009 年- 2010 年における、国営ガス生産会社 3 社 (BGFCL/SGFL/BAPEX) および IOC 4 社 (Chevron/Tullow/Santos/Niko) による天然ガス生産量は 1,926 MMCFD である。各ガス田の生産量を表 2.1.2 に示す。

表 2.1.2 各ガス田の生産量

ガス生産会社	ガス田名	総井戸数	生産井戸数	生産能力 (年平均 MMcfd)	生産量 (年平均 Bcf)
<b>Petrobangla ガス田:</b>					
BGFCL	Titas	16	14	404.3	147.6
	Habiganj	11	9	235.0	85.8
	Bakhrabad	8	4	35.2	12.9
	Narshingdi	2	2	33.0	12.1
	Meghna	1	1	0.0	0.0
	<b>Sub-Total</b>	<b>38</b>	<b>30</b>	<b>707.6</b>	<b>258.3</b>
SGFL	Sylhet	3	1	3.1	1.1
	Kailashtila	6	6	90.5	33.0
	Rashidpur	7	5	48.6	17.7
	Beanibazar	2	2	14.8	5.4
	<b>Sub-Total</b>	<b>18</b>	<b>14</b>	<b>156.9</b>	<b>57.3</b>
BAPEX	Saldanadi	2	2	8.4	3.1
	Fenchuganj	2	2	24.7	9.0
	Shahbazpur	2	1	5.6	2.1
	<b>Sub-Total</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>38.7</b>	<b>14.1</b>
<b>Petrobangla 総生産量</b>		<b>62</b>	<b>49</b>	<b>903.2</b>	<b>329.7</b>
<b>IOC ガス田 :</b>					
Santos	Sangu	7	6	36.7	13.4
Chevron	Jalalabad	4	4	162.9	59.5
	Moulavibazar	5	4	58.4	21.3
	Bibiyana	12	12	658.0	240.4
	<b>Sub-Total</b>	<b>21</b>	<b>20</b>	<b>879.3</b>	<b>320.9</b>
Niko	Feni	5	1	1.7	0.6
Tullow	Bangura	6	4	105.1	38.4
<b>IOC 総生産量</b>		<b>39</b>	<b>31</b>	<b>1,022.8</b>	<b>373.3</b>
<b>合計 (Petrobangla + IOC)</b>		<b>101</b>	<b>79</b>	<b>1,926.0</b>	<b>703.0</b>

出所：ペトロバングラ年報 2010

なお最新のペトロバングラ発表のデータ(2011年12月初旬の平均値)では2010年6月以降に新規に生産を開始した坑井、生産を増強した坑井を加え、約2,050 MMCFDの生産量となっている。

また「バ」国における天然ガスの今後の生産予測については、ペトロバングラにより作成された Gas Evacuation Plan (2010-2015)の生産予測値をベースに、現地調査によって得られた情報を加味し、2030年までの生産量および需要を予測した。天然ガスの2030年までの長期生産予測を表 2.1.3 に示す。

表 2.1.3 天然ガスの長期生産予測

生産年	需要予測	調査団生産予測			
		Petrobangla (MMcfd)	IOC (MMcfd)	合計	
2011	2,289	1,140		1,128	2,268
2012	2,544	1,390		1,498	2,888
2013	2,910	1,520	(LNG輸入)	1,798	3,318
2014	3,123	1,565	500	2,051	4,116
2015	3,389	1,615	500	2,248	4,363
2016	3,551	1,880	500	2,538	4,918
2017	3,726	1,922	500	2,362	4,784
2018	3,928	1,939	500	2,004	4,443
2019	4,142	1,884	500	1,688	4,072
2020	4,378	1,841	500	1,446	3,787
2021	4,632	1,768	500	1,177	3,445
2022	4,708	1,632	500	986	3,118
2023	4,775	1,514	500	833	2,847
2024	4,783	1,408	500	653	2,561
2025	4,939	1,227	500	557	2,284
2026	5,054	1,074	500	437	2,011
2027	5,227	957	500	281	1,738
2028	5,429	678	500	258	1,436
2029	5,628	609	500	254	1,363
2030	5,829	561	500	251	1,312

この長期予測によれば、2014年より開始されるLNG輸入量を含め、2018年までの生産量は需要を上回るものの、2019年以降生産量は大きく減退を始め、年を増すごとに需給ギャップは大きくなり、大幅なガス不足にならざるを得ない状況にある。

## 2.1.6 天然ガスの搬送

「バ」国の天然ガス産出地域は主に北東部にあるが、2011年現在、西部および南西部へのガスパイプラインは経路整備されていない。また現状存在しているパイプラインネットワークは経路の二重化が充分に行き届いておらず、さらに圧縮機が未設置であることなどから、ガス消費の最大負荷時におけるガス需要家に対するガスの供給圧力を一定に維持できないといった現象が現れている。

これらの問題を解決し今後のガス需要増加をまかなうべく”ガスセクターマスタープラン 2006 (GSMP2006) ”およびその後の”Gas Evacuation Plan”にてガスパイプラインネットワークシステムの改善、補強プロジェクトが計画され、現在実施されている。

本調査ではこれらのパイプライン補強計画とガスの需給予測をもとに、導管網解析を実施した。以下に解析結果から得られたベラマラ新発電所、ハリプール新発電所、カフコ肥料工場へのガス供給見通しについて記載する。

### (1) ベラマラ新発電所

2015年時点では、ガス導管網上において供給が需要を満たす状況が予測され、他のインフラ整備と共にエレンガに計画通りに圧縮機（吐出圧力 1000 psi）が設置されるとの前提でその下流のベラマラ新発電所において 791psi 以上の圧力が保持され需要量である 68 MMCFD のガスを配送できることが確認された。

2020年、2025年、2030年時点では、「バ」国のガス生産能力が減退してガス導管網から需要家に対するガス供給不足の状況が予測される。この場合の解析においては、ほとんどのガス田について供給圧力を一定に設定しガス田からの流入ガスがその設定圧力を保つべく（実際の需給バランスとは関係なく）流入してくるという条件を適用して、想定されるガス需要を満たすに十分な配送能力を導管網が持つかどうかの検証を行った。その結果ベラマラ新発電所への導管網は十分な圧力を維持して需要量を配送する能力を有していることが確認された。

### (2) ハリプール新発電所

2015年時点において、導管網モデル上のハリプール新発電所へのガス供給状況は、60 MMCFD の需要に対して 967 psi と十分な圧力で供給できることが確認された。2020年、2025年、2030年時点では、上記(1)ベラマラ新発電所で記載したようにほとんどのガス田の圧力を一定とし、ガス供給が想定とは無関係に流入してくるという条件において、ハリプール新発電所への導管網は十分な圧力を維持して需要量を配送する能力を有することが確認された。

### (3) カフコ肥料工場

導管網モデル上のカフコ肥料工場は、ガス田からのガス供給（Semtang ガス田および Sangu ガス田）のノードであると同時に、需要家として発電所（4 カ所）および肥料工場（2 カ所）を同時に扱うノードとしている。このようにガスの供給と需要を同時に扱うノードにおいては、需給バランスにおいて需要が多ければガスの消費ノード、供給がおおければガスの流入ノードとして取り扱い、カフコ肥料工場を含むノードは2015年、2020年、2025年及び2030年の各年度において需要量が多いためガスの消費ノードとして取り扱っている。なお一つのノードに需要家が複数ある場合、単一の需要家として扱わなければ計算できないため、この場合も発電所と肥料工場を一つにまとめたガスの消費家として取り扱っている。以上の前提において、2015年時点において導管網モデル上のカフコ肥料工場を含むノードへのガス供給状況は、需要量60 MMCFDを1351 psiで供給可能であることが確認された。2020年、2025年、2030年時点では、上記(1)、(2)と同様の条件において導管網は同ノードへ十分な圧力でガスを供給できる能力を有していることが確認された。

## 2.1.7 天然ガスの販売

需要家セクター別の過去のガス消費実績は2.1.4章の図2.1.3に示されたとおりである。

電力（Power）のガス消費量は継続的に伸びており、2000年度において480 MMCFDから2009年度で1,084 MMCFDと増加している。一方肥料工場（Fertilizer）の消費は1990年代からほぼ横ばいとなっているが、電力およびノンバルクの消費が拡大している影響を受けてその消費割合は減少傾向にある。

またノンバルクにおける工業用（Industrial）ならびに家庭用（Domestic）はその消費が増加傾向にあり、2009年度でそれぞれ325 MMCFD、220 MMCFDである。

CNGおよび茶園（CNG/Tea Estate）は全体における消費割合がわずかであるが、2004年度から消費が発生しているCNGは急速にその消費を伸ばしている。

また、ガス販売会社においては、システムロスおよび非効率なガス販売が問題視され、システムロス低減計画ならびに販売効率の向上計画が実施されている。

## 2.1.8 天然ガス価格と政府補助金

### (1) 天然ガス価格

「バ」国は、2003年にバングラデシュエネルギー規制委員会法（Bangladesh Energy Regulatory Commission Act, 2003）を制定し、バングラデシュエネルギー規制委



員会（BERC）を設立した。BERC の主な目的は、透明性を確保した料金体系の設定であり、下流の天然ガス料金は、BERC により設定・承認される。天然ガス料金は、業務用では mcf 当たりの使用料金、家庭用ではメーター方式による料金と利用調理器具等の設備により月極料金制が設定されている。

一般的な天然ガス料金の設定条件として、広く民生と食料政策に影響がある家庭用・生産用の電力セクターおよび農業用の電力・肥料セクターに対して優遇し、低価格で販売されている。一方、商業に対しては、比較的の高い天然ガス料金が設定されている。

料金徴収に当たっては、メーター従量制方式と定額支払方式を併用して適用されているが、公正な天然ガス料金を徴収する必要がある、早い段階での天然ガスメーターの設置による従量制を目指す必要がある。

## (2) 天然ガスの収益分配

ペトロバングラグループが生産した天然ガスの販売収益は、政府（55%）とペトロバングラグループ企業（45%）とで分配される。IOC が生産した天然ガスの販売収益の IOC 分は、生産分与契約（PSC：Production Sharing Construct）に基づき、ペトロバングラから IOC へ支払われる。

天然ガス販売収益の政府への配分（55%）は、以下の名目で支払われる。

- SD (Supplementary Duty)：国家資源の国庫利益
- VAT：付加価値税

天然ガス販売収益のペトロバングラグループ企業への配分（45%）は、以下の 7 つの名目で支払われる。

- Price Deficit Fund (PDF) Margin
- BAPEX Margin
- Deficit Wellhead Margin for BAPEX (DWMB)
- Wellhead Margin
- Transportation Margin
- Distribution Margin
- Gas Development Fund (GDF)

## (3) 政府補助金

「バ」国政府の 2011/12 年度の計画歳入は 11,838 億タカで、計画歳出は 16,358 億タカである。従って、財政に対する赤字総額は 4,520 億タカであり、財政赤字は年々増える傾向にある。政府の歳入は歳出の 72%であり、残りを 25%の国内・国外の銀行融資と 3%の外国支援に頼っている。

新聞情報によると、2011年7月以降の「バ」国各分野での政府補助金の利用は急増しており、11月中旬時点で政府の年間予算割当2,047億タカを超え、2011年度補助金合計は3,517億タカ(2011年度計画歳出16,358億タカの約21%)となる見込みである。政府補助金を大幅に利用しているのがエネルギーセクターのバングラデシュ石油公社(BPC)と電力開発庁(BPDB)であり、第1位と第3位に当たる。BPCとBPDBの補助金見込み合計(1,940億タカ)は、2011年度の「バ」国GDP予測値(89,730億タカ)の2.2%程度に相当する。

一方、天然ガスセクターは現時点において直接的な政府補助金を利用していない。外国からLNG等の天然ガス輸入が開始された場合、天然ガスの消費者価格を調整しない限り、ガスセクターにおいても政府補助金を利用せざるを得ない状況になると想定される。現在のガス販売単価、IOCからの買取単価とLNG国際単価および収益配分システムが不変と仮定して、2015年と2020年のガスの生産搬送販売費用とガスの販売収益を試算した場合、2015年度に229億タカ、2020年度に1,877億タカの直接的な政府補助金が必要になるとの結果を得た。

将来的なエネルギーセクターへの政府補助金は、前記のBPCとBPDBの補助金とこの天然ガスセクターへの補助金とを合わせたものになると予想され、「バ」国財政への影響は甚大である。政府の予算は現在でも逼迫しており、これ以上の補助金捻出は困難になっている。各産業分野におけるエネルギーの利用効率を引き上げ、エネルギーの多様化を目指すなど産業分野間におけるエネルギー利用に対する調整が必要である。天然ガスセクターにおいては、政府補助金を利用しない市場価格での取引と投資優遇策を利用したPPPプロジェクトの活用等が欠かせない。

### 2.1.9 天然ガスセクター関連組織の財務状況

ペトロバングラ傘下の13の企業群は、ペトロバングラと連結決算される。このため、傘下の企業は、親会社のペトロバングラの意向に沿った形で事業を実施しており、販売価格、設備投資予算、運営などに関しては、ペトロバングラの意向に従っている。以下にペトロバングラグループの損益計算書(IS)の概略を検討する。

ペトロバングラによると天然ガス販売総額の約52%がペトロバングラグループの天然ガス販売で、残り約48%はIOCの天然ガス販売に当たる。最終消費者への天然ガス販売総額883億タカの52%に当たる459億タカが政府とペトロバングラグループの販売利益である。459億タカの55%に当たる253億タカが「バ」国政府の取り分である。仮に、IOCが天然ガス売上げの48%である424億タカに対して、付加価値税(VAT)15%を支払ったと仮定すると、64億タカを政府へ納付したことになる。

ペトロバングラグループは、税前利益を出しており、法人税として平均約 24%に当たる 75 億タカの法人税を国庫に納めている。また、税引後の利益から 48 億タカの配当を政府に対し払っている。

従って、天然ガスセクターの 2010 年度の国庫への貢献は、政府への税納付、IOC の付加価値税、ペトロバングラグループの法人税および配当の計、約 401 億タカとなっており、天然ガスの最終消費者への売上げ（883 億タカ）の約 45%、総売上高（1616 億タカ）の約 25%を国庫に納付している。2010/11 年の名目 GDP は 69,432 億タカであり、天然ガスセクターの国庫への貢献は名目 GDP の約 0.6%にあたる。

### 2.1.10 天然ガスセクターへの民間企業参入状況

「バ」国の民間投資環境は、世界銀行（WB：World Bank）と国際金融公社（IFC：International Finance Corporation）による投資環境（Doing Business）での評価は、183 カ国中 122 位と評価は中位である。

「バ」国の国内・国外の民間投資は、投資庁（BOI）が取り扱う。2011 年末を持って、輸出加工区に対する投資奨励策は撤廃されるため、投資庁の投資奨励策のみが全国に適用される。天然ガスセクターでは、過去に投資奨励業種の産業基盤の項目にガスセクター関連の投資奨励業種が設定されていたが、現在ではネガティブリストの 5 項目を除き全ての業種が投資奨励対象である。

現在 BOI は天然ガスセクターに対する投資促進を担当しておらず、ペトロバングラがその担当機関となっている。しかし、他国では BOI のような首相府直轄中央機関が広域インフラや国家プロジェクトの誘致推進を実施するのが通常である。「バ」国天然ガスセクターにおいても、LNG 受入ターミナル・CNG ターミナル・ガスパイプライン等のプロジェクトのよりスムーズな進捗を図るため、その投資促進をペトロバングラだけに委ねるのではなく、BOI が参画・実施する必要がある。

## 2.2 当該セクターの課題に対する他援助機関の動向

表 2.2.1 はペトロバングラの 2010 年版年報に基づく情報であり、ADB が 2010-2011 年度に実施している天然ガス関連のプロジェクトは 12 件、その他 2 件が WB と JDCF によるものである。ADB は、天然ガスセクターに対して現在履行中の 2 つの貸付案件の後に具体的な支援案件を予定していない。WB も天然ガスセクターへは主要な貸付案件の予定はない。その他、イスラム開発銀行（IDB）が発電所案件、LPG ターミナル、再生可能エネルギー等への支援を、GIZ が地方の村落電化や個別家庭を調理用燃料の改善などを対象とした草の根支援を実施している。

表 2.2.1 ADB 等援助機関の支援により実施中のプロジェクト (2010-11)

[百万タカ]

No.	プロジェクト名	期間	実施機関	援助機関	予算 (支援額)
1	Muchai-Ashuganj Compressor Station Installation Project	Jan'06- Dec'11	GTCL	PSC	3,041 (2,093)
2	Construction of Monohordi-Dhanua, Elenga-East Bank of Jamuna Bridge 30" diax120km Gas Transmission Pipeline and Installation of Compressor Stations at Ashuganj and Elenga	Jan'06- Jun'11	GTCL	ADB	8,346 (5,183)
3	Appraisal of Gas Field (3D Seismic) (Titus, Bakhrabad, Sylhet, Kailashtila and Rashidpur) Project (Revised)	Jan'06- Dec'12	BGFCL	ADB	785 (420)
			SGFL		860 (390)
4	Construction of West Bank of Jamuna Bridge-Nalka, Hatikumrul-Iswardi-Bheramata 30"diaX98.10km Gas Transmission Pipeline	Jul'06- Jun'11	GTCL	ADB	6,287 (3,422)
5	Construction of Bonpara-Rajshahi Gas Transmission Pipeline	Jul'06- Jun'11	GTCL	ADB	1,615 (763)
6	Gas Distribution Network in Rajshahi City and Adjoining Area	Jul'06- Jun'11	PGCL	ADB	1,056 (463)
7	System Loss Reduction of Titus Gas Transmission and Distribution Company Ltd.	Jul'06- Jun'11	TGTDCL	ADB	226 (140)
8	Upgradation of Data Center of BAPEX	Jul'06- Jun'11	BAPEX	ADB	189 (153)
9	Construction of Bheramara-Khulna 20"diaX162.50km Gas Transmission Pipeline	Jul'07- Jun'12	GTCL	ADB	6,853 (3,259)
10	Gas Seepage Control and Appraisal & Development of Titus Gas Field	Jan'10- Jun'14	BGFCL	ADB	10,000 (8,100)
11	Supply Efficiency Improvement of Titus Gas Transmission and Distribution Company Ltd.	Jan'10- Oct'12	TGTDCL	ADB	555 (347)
12	Gas Distribution Network in South-West Zone	Jan'10- Dec'12	SGCL	ADB	5,305 (2,800)
13	Construction of Bakhrabad-Siddhirganj Gas Transmission Pipeline	Jul'07- Dec'12	GTCL	WB	6,855 (4,293)
14	Exploration and Production Company Building of BAPEX	Jul'08- Jun'11	BAPEX	JDCF	2,000 (0)
			BGSL		1,400 (0)
Total					55,372 (31,826)

出所：ペトロバングラ年報 2010

## 2.3 当該セクターの課題に対する我が国の今後の取組みに関わる提案

### 2.3.1 ボトルネックの整理

これまでの入手情報や分析結果を踏まえ、天然ガスセクター開発のボトルネックとなっている事項を以下に整理する。

- (1) SOGC の新規ガス田開発、既存ガス田生産能力増強の遅延によりガス生産が不足している。
- (2) IOC との天然ガス生産分与契約 (PSC) 締結の大幅遅延等によりガス生産 (探鉱) 開始が遅延している。
- (3) 既存ガスパイプライン網の整備 (二重化、昇圧施設設置、SCADA システムのリハビリ拡大他) が不十分なため、系統上の一部地域で供給不良 (ガス流量・圧力不足) が発生している。
- (4) 現在の国内ガス販売価格 (2011 年 4 月時点 : 平均 1.31US\$/MCF) は国際スポット価格 (17US\$/MCF) の約 8% と低く設定されて多額の間接補助金が支払われている形になっているため、将来的に「バ」国内産天然ガスの全エネルギー需要に占める割合が逡減する一方、海外からの天然ガス及びその他化石燃料への依存度が高まった場合、「バ」国財政への重大な影響が懸念される。
- (5) ガスセクターではこれまでに国際機関、他援助機関の支援を受けて Master Plan, Action Plan, Reform Roadmap 等に基づいて種々のセクター開発・改革事業が続けられてきたが、それによる抜本的な改善効果はあまり見えていない。

### 2.3.2 ボトルネックへの対応策

天然ガスセクターが近年の供給能力不足から早期に脱出して健全な事業運営の下で天然ガスの安定供給を確保できるようにするためには、「バ」国政府は上記のボトルネックを解消あるいは改善するために以下の対応策を今後講じていく必要がある。各施策を開発・生産、輸送、配給、全般の 4 つに大別し、その優先度と効果を表 2.3.1 に示す。



### 2.3.3 天然ガスセクターの課題に対する我が国の今後の取組みの優先順位付け

表 2.3.1 に示した「バ」国政府が実施すべき天然ガスセクターの課題への対応策において、我が国の今後の支援の方向性を検討し、その結果を表 2.3.2 に示す。

表 2.3.2 天然ガスセクターに対する我が国の今後の取組み

優先課題	優先地域	優先度	対応策
<b>A. 開発・生産分野</b> ▪ 探鉱と試掘による埋蔵量確認	全土 (BAPEX)	1	探鉱に関わる技術支援 ／機材供与等
<b>B. 搬送分野</b> ▪ パイプライン網の拡大改善	西部地域 (GTCL)	2	パイプライン整備(二重化)
▪ 統合的な SCADA システムによる効率的なガス輸送	全土 (GTCL)	1	GTCL の既存 SCADA システムのリハビリ拡大
<b>C. 販売分野</b> ▪ 新規の統合的な SCADA システムによる効率的なガス分配	大消費地	2	販売会社 SCADA システムの構築
▪ 従量制導入によるガス供給効率性の改善	大消費地	2	家庭・工場等へのガスメーター設置
<b>D. その他(全般)</b> ▪ 代替エネルギーの開発・供給(再生可能エネルギー)	全土	2	再生可能エネルギー開発の支援
▪ ガスセクターの運営に関わる政策・規制・計画の整備	—	2	天然ガス関連基準等の整備
▪ 教育・訓練による政策計画策定・組織管理・開発技術・施設維持管理などの能力向上整備	—	2	先進技術の指導 天然ガス試験施設整備

### 2.3.4 今後の円借款による重点支援対象分野における支援方針の提案

表 2.3.2 で検討した優先課題、優先地域、対応策を踏まえ、また、「バ」国側の要請も考慮して、調査団は天然ガスセクターにおける有望な円借款案件候補として以下の 4 つのプロジェクトを優先度の高い順に提案する。

(1) 天然ガス搬送パイプライン SCADA システムのリハビリと拡大プロジェクト

- (2) Dhanua-Elenga 天然ガス搬送パイプライン改善(二重化)プロジェクト
- (3) 消費者(家庭)へのプリペイドガスメーター設置(TGTDCL エリア)
- (4) 消費者(家庭)へのプリペイドガスメーター設置(KGDCL エリア)

### 2.3.5 我が国の知見を活用した技術協力の実施が可能な分野の検討

表 3.4.1 で検討した優先課題、優先地域、対応策を踏まえ、また、表 3.4.2 に示される「バ」国側の要請も考慮して、調査団は天然ガスセクターにおける有望な技術協力案件候補として以下のプロジェクトを提案する。

- (1) BAPEX 技術者に対する地震探査技術のトレーニング
- (2) BAPEX の 3D 物理探査チームのための資機材調達

なお、上記の(1)、(2)のトレーニングおよび機材調達にとどまらず、BAPEX の探鉱業務(3D 物理探査と試掘を含む)の技術指導まで行いガス生産に直結するような支援の可能性はないかと貴現地事務所にてご意見を受けた。「バ」国側とは未協議であるが、調査団として「バ」国ジャマルプル地域マダルガンジ地区における 2D/3D 地震探査及び試掘計画の支援業務案を提案しその概要を添付資料-9 に示す。しかし、試掘となるとかなりのリスクを伴うので、「バ」国側の意向確認を含めて今後の検討が必要である。



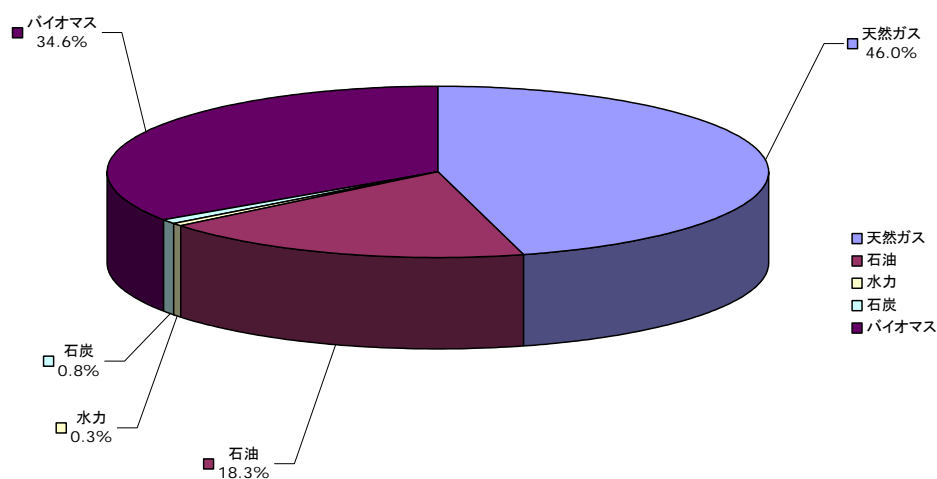
## 第3章 調査結果

### 3.1 天然ガスセクターの現状

#### 3.1.1 「バ」国におけるエネルギー消費

##### 3.1.1.1 一次エネルギー供給および商業エネルギーの構成比率

「バ」国における一次エネルギー供給の構成比率は図 3.1.1 に示すとおりである。



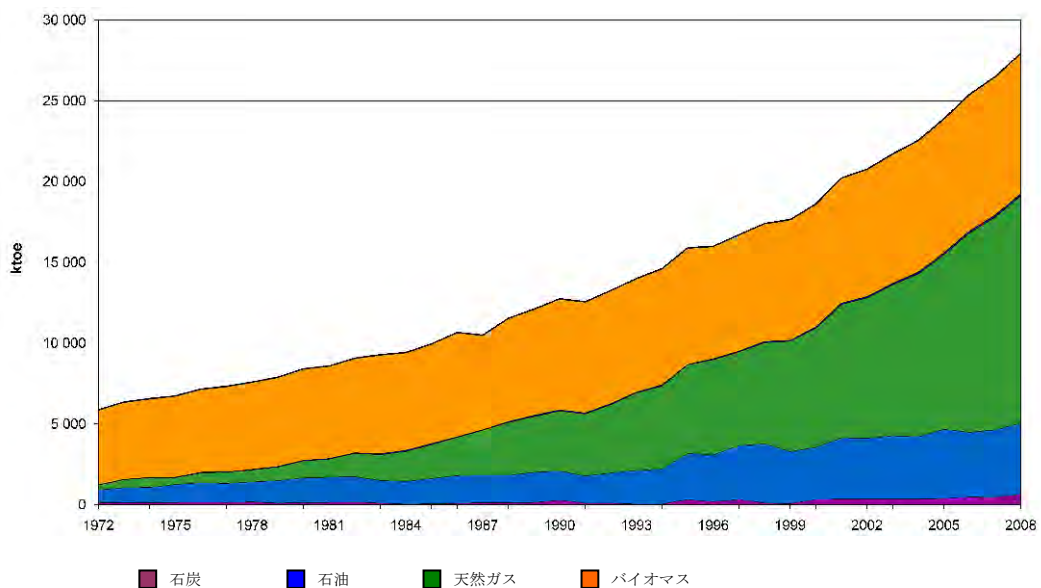
出所：エネルギー鉱物資源局

図 3.1.1 一次エネルギー供給構成比率（会計年度 2008～2009）

天然ガスが5割弱を占めている一方で、バイオマス（薪・家畜排泄物等）の占める割合も3割を超えている。天然ガスへの高い依存度と共に、貧困層にまで商業エネルギーが行き届いていない状況が窺える。

図 3.1.2 は「バ」国における過去の一次エネルギー供給状況の推移を示すものである。天然ガスの供給量は過去十年間でほぼ倍増している一方で、石油の供給はそれほどの

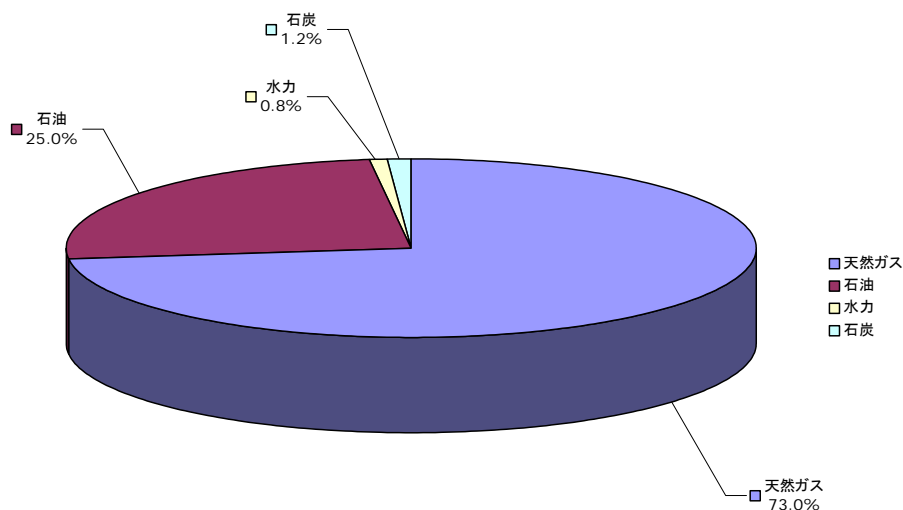
増加を示しておらず、またバイオマスの絶対量も過去30年間殆ど変化がないため、天然ガスへの依存度が年々高まってきている様子が見てとれる。



出所：IEA

図 3.1.2 「バ」国一次エネルギー供給の推移

一方、「バ」国における商業エネルギーの構成比率は図 3.1.3 に示すとおりである。



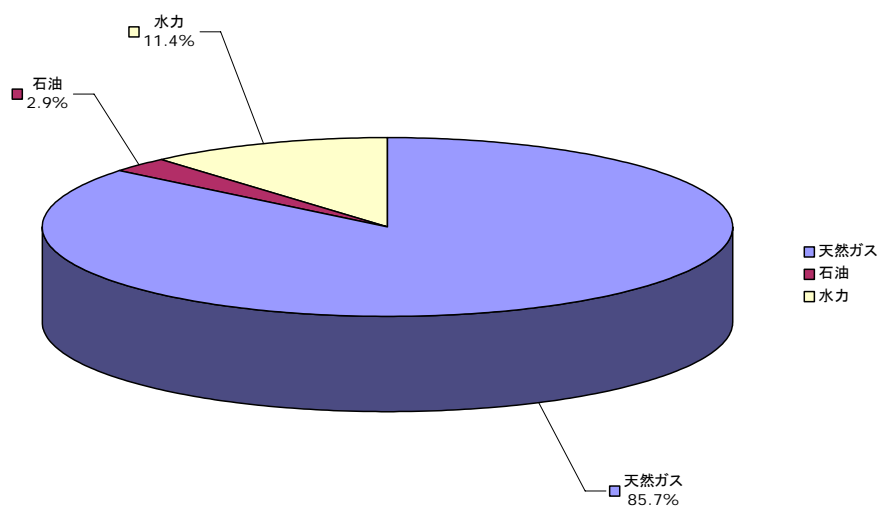
出所：エネルギー鉱物資源局

図 3.1.3 商業エネルギー構成比率 (会計年度 2008～2009)

商業エネルギー全体においては 7 割強の比率で自国に賦存する安価に設定された天然ガスに依存している現況を知ることができる。

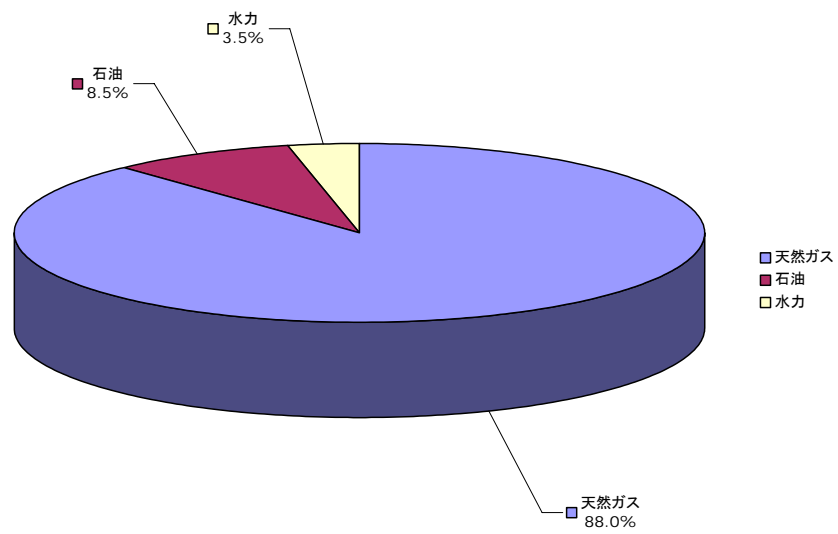
### 3.1.1.2 発電用エネルギー構成

図 3.1.4～図 3.1.8 に、過去 20 年間（1990～2010）の発電用エネルギー構成比率の推移を示す。



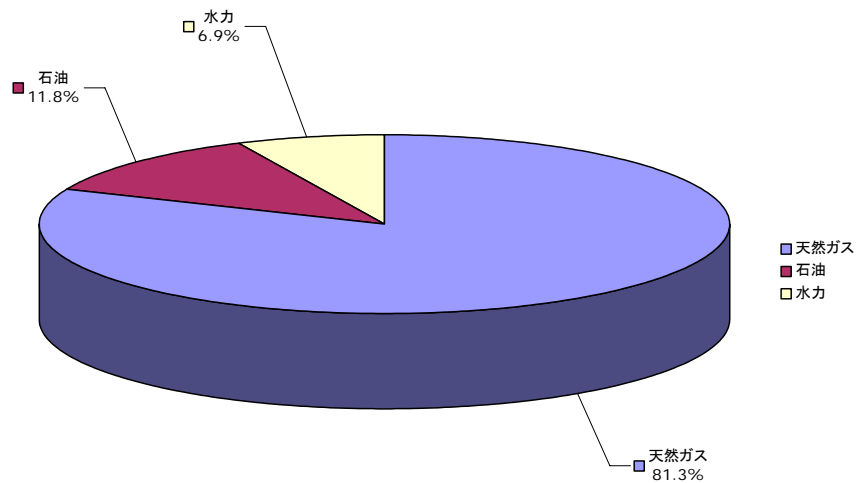
出所：Bangladesh Power Development Board (BPDB)

図 3.1.4 発電エネルギー構成比率 1990



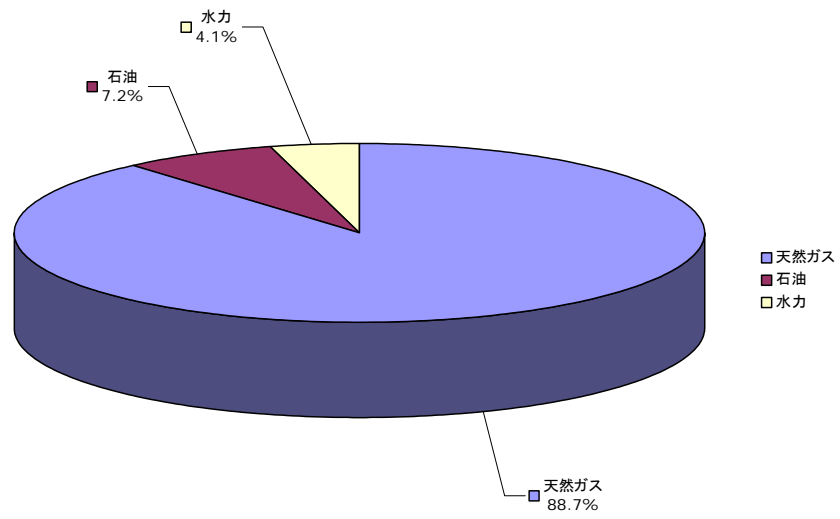
出所 : Bangladesh Power Development Board (BPDB)

図 3.1.5 発電エネルギー構成比率 1995



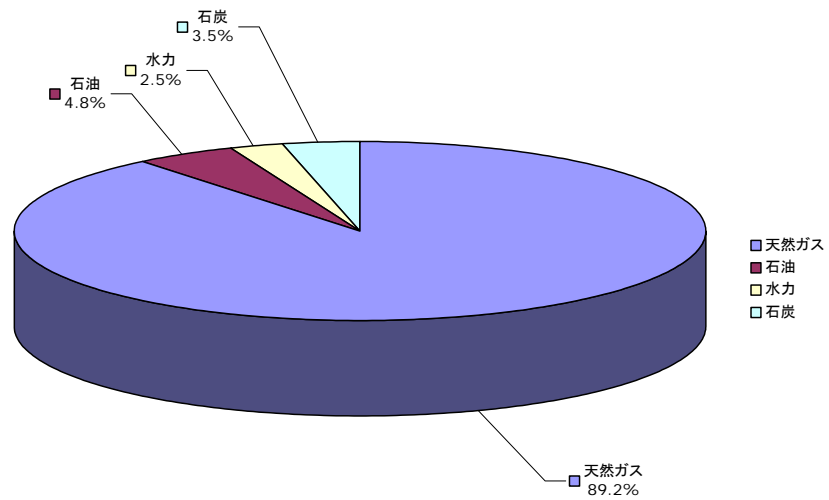
出所 : Bangladesh Power Development Board (BPDB)

図 3.1.6 発電エネルギー構成比率 2000



出所 : Bangladesh Power Development Board (BPDB)

図 3.1.7 発電エネルギー構成比率 2005



出所 : Bangladesh Power Development Board (BPDB)

図 3.1.8 発電エネルギー構成比率 2010

近年になり石炭火力発電の運用が開始されているものの、発電用エネルギーにおいては9割に近い比率で天然ガスに依存している状況がこの20年間続いていることがわかる。そう遠くない将来に直面するであろう天然ガスの枯渇に備え、適切なエネルギーミックスを早期に実現することが「バ」国にとって最重要課題のひとつである事が、この極端なエネルギー構成比率から明白であるにもかかわらず、代替エネルギーの導入が一向に進んでいない状況が窺える。

### 3.1.1.3 近隣諸国との比較

表 3.1.1 は 2008 年における一次エネルギー供給量および電力消費量における「バ」国と近隣諸国との比較である。

表 3.1.1 一次エネルギー供給量および電力消費量の他国との比較 (2008)

国名	人口 (百万)	GDP (billion 2000 USD)	エネルギー生産量 (Mtoe)	エネルギー輸入量 (Mtoe)	一次エネルギー供給量 (Mtoe)	電力消費量 (TWh)	一次エネルギー供給量/人口 (toe/capita)	一次エネルギー供給量/GDP (toe/thousand 2000 USD)	電力消費量/人口 (kWh/capita)
バングラデシュ	160.00	73.95	23.39	4.93	27.94	32.27	<b>0.17</b>	0.38	<b>208.00</b>
インド	1,139.97	825.77	468.31	157.89	620.97	645.25	0.54	0.75	566.00
パキスタン	166.04	112.53	63.33	20.21	82.84	72.44	0.50	0.74	436.00
スリランカ	20.16	24.17	5.07	4.24	8.93	8.23	0.44	0.37	409.00
ネパール	28.58	7.31	8.73	1.14	9.80	2.57	0.34	1.34	90.00

出所：IEA

国民一人あたりの一次エネルギー供給量が他国に比べて極端に低く、また国民一人当たりの電力消費量においても、ネパールを除く周辺三国に比べ低い値を示しており、一次エネルギーおよび電力の供給が「バ」国全土に行き届いていないこと、また一次エネルギーや電力の供給を受けられない貧困層が未だに多く存在していることを示している。

#### 3.1.1.4 エネルギー部門における天然ガスセクター

今後の「バ」国の継続的な経済発展を下支えするためのエネルギー供給の強化、および貧困削減に向けたエネルギー供給における地域間ギャップの解消は、「バ」国における最重要課題となっている。このような状況下において現在天然ガスへの依存度は、その安価に設定された価格を主要因として非常に高い状態が続いているが、一方で将来の枯渇が予想されている。今後天然ガスセクターにおいては、生産量の増加や供給における地域間ギャップの解消を推し進めると共に、ガス価格の適正化により代替エネルギーへの移行をも促していく必要がある。

#### 3.1.2 政策・制度

##### 3.1.2.1 上位開発政策

天然ガスセクターの上位開発政策として下記の政策があげられる。

###### (1) Vision 2021

2008年12月の総選挙に勝利した現政権のマニフェスト。独立から50周年にあたる2021年までに貧困を大幅に削減し中所得国となる事を命題とし、政治・経済・産業・教育・健康・エネルギー・住宅供給・環境等の各分野において達成すべき目標を指し示しており、後述する中・長期開発計画のベースとなっている。この中で天然ガスについてはエネルギー政策の一環として生産能力を増強すべく埋蔵量調査やガス田開発を進めると述べられている。

###### (2) National Strategy for Accelerated Poverty Reduction II (Revised) FY2009-11 (NSAPR II)

前政権が2005年に公表した貧困削減に向けての国家開発計画であるPRSP (Poverty Reduction Strategy Paper) を、Vision2021の実現を念頭に現政権下で改訂したもので、2009年12月にPlanning Commissionにより発行された。貧困削減のための経済成長策として以下の5つの戦略分野について政策上のロードマップが示されている。

- 社会的包容力の保証
- 良好な統治の促進
- 有効な公的サービスの保証
- 環境保護と気候変動への対応
- 科学技術による生産性の向上

この中で有効な公的サービスの保証を実現するためには主要インフラの整備が不可欠とされている。整備すべき主要インフラのひとつとして、電力・エネルギーに係る課題について述べられており、その中で天然ガスセクターの課題として：

- 需給ギャップの改善
- 探鉱・開発の強化による可採埋蔵量増
- 効率的なガスの利用
- 国営ガス各社の健全化
- ガス供給における地域間不均衡の改善

などがあげられている。

また LNG の輸入についても、受入設備の整備と 500MMCFD の輸入が明記されている。

(3) Outline Perspective Plan of Bangladesh 2010-2021 (Final Draft)

Vision 2021 の実現に向け、主要各分野における長期的なビジョンを示すべく 2010 年 6 月に Planning Commission より発行された「バ」国長期開発計画。貧困を削減し中所得国の仲間入りを果たすための「バ」国の発展に必要な主要各分野におけるより具体的な課題・目標を示している。この中で天然ガスセクターに係る目標として：

- 探鉱・開発・生産増強等によるガス埋蔵量および生産量の増加
- システムロスの低減
- ガスパイプラインの国土北西部・南西部への拡張
- LPG 利用促進によるガス需要抑制
- 近隣諸国間でのエネルギー相互利用実現への努力

などがあげられている。

(4) Sixth Five Year Plan FY2010-2015

Vision2021 および Outline Perspective Plan 2010-2021 によって定められた長期開発目標を達成するための中期計画で、2011 年 7 月に Planning Commission により発行された。主要各分野の目標を達成するために必要な戦略・政策等についてより具体的に述べられており、電力・エネルギーセクターも経済成長を下支えする重要な分野として位置づけられている。

現在ガスセクターが直面し解決すべき課題として：

- 国営ガス生産会社の生産量維持
- 新規ガス田、特に海上鉱区の探鉱・開発における IOC の参画促進
- 主要ガス田から主要消費地域へのガスパイプラインネットワークの整備
- 天然ガス依存からの脱却（エネルギーの多様化）
- ガス供給におけるロス率の低減



- ガス価格の適正化

などがあげられている。

また、これらの課題に対する政策として：

- 新規ガス田発掘における期限付アクションプランの採用
- BAPEX の強化
- 海上鉦区における入札・契約手続のスピードアップ
- 代替エネルギーを利用できるセクターへのガス供給抑制
- ガスセクター財務活動健全化のためのガス価格適正化

などがあげられており、さらに具体的なアクションプランとして、各ガス田の生産量増強プランや LNG の輸入計画などが完了期限を設けて示されている。

### 3.1.2.2 エネルギー政策

#### (1) National Energy Policy 1995

政府の承認を受けているエネルギー開発政策は 1995 年版のみである。承認後現在に至るまでに見直し作業が行われ、幾つかのドラフトバージョン（NEP2004/2008 等）が存在するようだが、どれも政府の承認を得るには至っていない。ウェブ上で入手することができた 2004 年版のドラフトバージョンでは、天然ガス、石油、電力および再生可能エネルギー等についてその現状や政策が述べられているが、2004 年版においても現在の「バ」国のエネルギー供給における危機的な状況は殆ど反映されておらず、早急な更新作業が必要である。後述する Gas Sector Reform Roadmap においても、2006 年中にその更新作業を完了するよう指針が示されているが、現在に至るまで実現に至っていない。EMRD によると現在も委員会が設置され見直し作業が進められてはいるが、作業完了の目処は立っていないという事である。

### 3.1.2.3 天然ガスセクターにおける政策

#### (1) Gas Sector Master Plan & Strategy 2006

2006 年にペトロバングラ/World Bank によって作成されたもので、「バ」国政府のガスセクターマスタープランとしては最新である。

機会コストを大きく下回る低廉なガス価格に起因するセクターの脆弱な財務状況および投資資金不足が昨今のガス供給不足を生み出し、場当たり的な対策に終始するのみで課題の根本的な解決に向けた長期計画やセクターの合理化を計画・実施できないという現状を指摘している。

GDP 成長率をベースに各セクターの将来の需要動向を検討し 2025 年までの長期ガス需要予測を行うと共に、「バ」国のガス埋蔵量、IOC を含む探鉱・生産各社の動向、各ガス田の状況などから同じく 2025 年までの長期ガス供給予測を行っており、「バ」国の天然ガス供給が需要を満たすことができるのは、確認埋蔵量ベースでは 2011 年まで、推定埋蔵量を考慮に入れても 2015 年までとしている。このような状況を改善するために、以下の課題を分析・検討し、その解決策を提言している。

- ガス価格の適正化  
2010 年までにガス価格を輸入代替エネルギーと同等の価格にまで段階的に引き上げることを提言している。
- 組織の合理化  
ペトロバングラ傘下の開発・生産・搬送・販売各社の自治性および財務上の独立性を強化することを提言している。
- 生産量の拡大  
10 年間で 16～33TCF のガスを新たに発見する必要があるとしている。提案されている主な施策は以下のとおりである。
  - ・ 主要ガス田の圧力データ取得
  - ・ IOC の活動促進と BAPEX 活動範囲の選定
  - ・ IOC 認可条件の見直しと手続きの透明化
  - ・ 既存ガス田の再評価
- 搬送網の強化  
搬送網の強化策として提案されている主な施策は以下のとおりである。
  - ・ ピギングの実施
  - ・ Muchai、Ashuganj 西&南へのコンプレッサーステーション設置。
  - ・ Muchai-Ashuganj 間へのループライン設置
  - ・ Monohordhi-Dhanua-Elenga 間へのループライン設置
- 販売システムの強化  
販売システムの強化策として提案されている主な施策は以下のとおりである。
  - ・ システムロスの削減
  - ・ ガス料金徴収率の改善

## (2) Gas Sector Reform Road map (GSRR)

「バ」国政府が ADB と協調し 2005 年に策定したガスセクター改革に係る政策活動指針。主に以下の 8 分野毎に重要課題を掲げ、各課題について解決に必要な時間枠・担当責任機関・モニタリング手段等を定めている。(添付資料-2：ADB が支援した

Gas Transmission and Development Project の理事会提案文書への添付資料として発行された。)

- 政策枠組  
National Energy Policy の更新やガス需要長期予測の作成等
- 規制  
BERC の権限強化、民間企業参入におけるルール・規制作成等
- セクタープランニング  
民間投資プログラム、マスタープランの定期的な改訂等
- 天然ガス供給強化  
探鉱活動戦略の策定、搬送パイプラインネットワークの拡張等
- 企業統治  
ガス関連各社の独立性強化・財務体質向上、ロス率の低減等
- セクター構造改革  
TGTDCI・BGSL の分社化等
- 民間企業参入  
制度改革による競争市場の創出・民間投資の促進等
- ガス価格改正  
価格制定の改革による経済価格の実現

エネルギー鉱物資源局は上記各課題に対する取組状況をレビューし、解決に必要な時間枠を見直したものを 2008 年 12 月に発行しているが (添付資料-3)、課題解決が先送りとなっている項目が多く見受けられ、ガスセクターの改革において目立った成果はあげるには至っていないようである。

### (3) Gas Evacuation Plan 2010-2015 (添付資料-4)

既に実施段階に入っているガスパイプラインおよびコンプレッサーステーション等の建設計画に加え、2015 年までに計画されている天然ガスの増産および LNG の輸入による天然ガスの供給増に対応するために、新たに建設が必要なガスパイプラインおよびその付帯施設を見極める事を目的として、ペトロバングラ、GTCL および TGTDCI の三社により 2010 年 6 月に作成され、現在政府の承認作業中である。本プランでは、各ガス田の増産計画、各社の探鉱活動計画および LNG の輸入計画をもとに 2015 年までのガス供給量を予測すると共に、電力・肥料・ノンバルクの各セクターの需要動向をもとに 2015 年までの天然ガスの需要を予測し、これらのデータをもとにガスパイプラインネットワークの解析作業を行っている。解析の結果、計 12 に及ぶ新たに建設が必要なパイプラインがあげられているが、その中でも特に、LNG の輸入に必要となる LNG 再ガス化施設が建設される Maheshkhali とチッタゴンの既存パイプラインネットワークを結ぶ Maheshkhali

—Anowara パイプライン、およびシェブロン<sup>1</sup>の運営するガス田の増産に対応するために必要なパイプライン（Bibiyana—Dhanua パイプライン等）が早急に必要だとしている。

### 3.1.3 組織・体制

#### 3.1.3.1 エネルギーセクター組織構成

「バ」国のエネルギーセクターを管轄するのは電力エネルギー鉱物資源省である。同省は電力局（PD: Power Division）とエネルギー鉱物資源局（EMRD: Energy and Mineral Resources Division）の2局に分かれている。

天然ガスセクターを担当する EMRD は、ノルウェー政府の支援により設立され技術部門として主にガス埋蔵資源量の評価等を担う Hydrocarbon Unit（HCU）、鉱物資源に係る地質調査を担う Geological Survey of Bangladesh（GSB）、鉱物採掘権を管理する Bureau of Mineral Development（BMD）、爆薬物を管理する Department of Explosive（DE）、セクターの人材育成・研究開発を担う Bangladesh Petroleum Institute（BPI）、さらに2つの国営企業としてペトロバングラ（Petrobangla: Bangladesh Oil, Gas & Mineral Corporation）およびバングラデシュ石油公社（BPC: Bangladesh Petroleum Corporation）から構成されている。

ペトロバングラは、次章にて詳述するとおり、「バ」国の石油、ガスおよび鉱物資源の探鉱・開発を担う機関として設立され、天然ガスセクターにおいては、探鉱・生産部門3社、搬送部門1社、販売部門6社およびCNG/LPG部門1社、計11社の関連会社を傘下に置き統括管理すると共に、IOC（国際石油企業）による天然ガスの探鉱・生産において、国際石油企業とPSC（Production Sharing Contract）を締結し、その運営を監督・管理している。

また天然ガスセクター以外では、石炭の開発・採掘・販売を担う BCMCL および鉱物の開発・採掘・販売を担う MGMCL を統括管理している。

一方、BPC（Bangladesh Petroleum Corporation）は、原油の輸入・精製、石油製品の輸入・販売を目的として1976年に設立され、精製会社1社、潤滑油調合会社2社、LPガスボトリング1社、および石油販売会社3社の計7社を傘下に置き、その活動を統括管理している。

また、BERC (Bangladesh Energy Regulatory Commission) は、エネルギーセクターに対して公正な規制を行う独立した委員会が必要であるとして 2003 年 3 月に設立され、公的な独立規制機関として「バ」国の天然ガス、電力および石油製品の価格制定を含む規制に係る権限を与えられており、天然ガスセクターにおいてもガス価格の制定を担っている。

上述のエネルギー・ガスセクターの組織・機構を図 3.1.9 に示す。

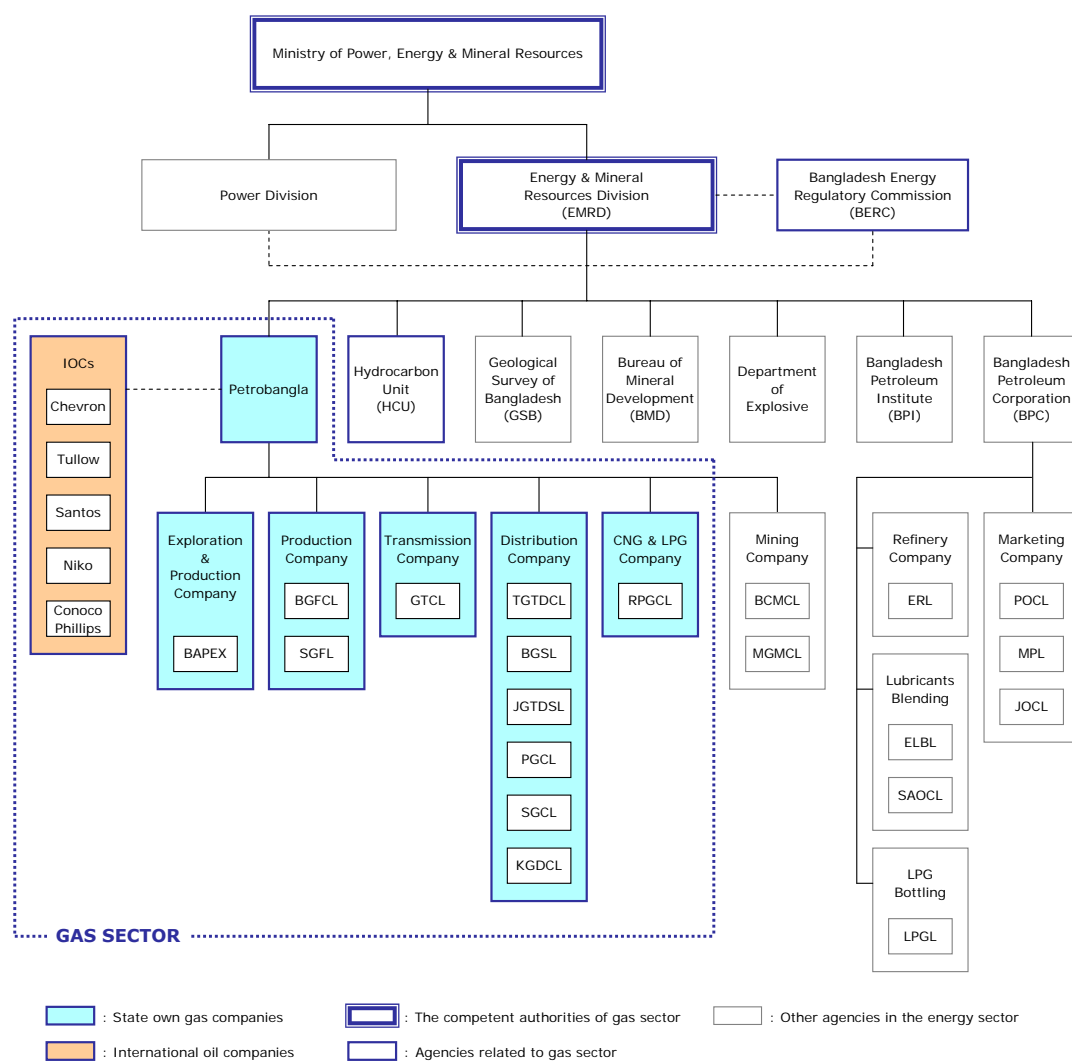


図 3.1.9 エネルギー・ガスセクター組織図

### 3.1.3.2 天然ガスセクター組織・構成

#### (1) 天然ガスセクター関連各社概要

##### 1) ペトロバングラ (Petrobangla)

###### ■ 沿革

ペトロバングラの前身、BMOGC (Bangladesh Minerals, Oil and Gas Corporation) は、「バ」国の石油、ガスおよび鉱物資源の探鉱・開発を担う機関として1972年3月に設立されたが、同年9月 BMOGC から鉱物資源を取り扱う BMEDC (Bangladesh Mineral Exploration and Development Corporation) と石油およびガスを取り扱う BOGC (Bangladesh Oil and Gas Corporation) に再編成され、BOGC は1974年に Petrobanlga と改称された。1976年には原油・石油製品の輸入・精製・販売を担う BPC (Bangladesh Petroleum Corporation) が設立され、その後1985年には、BOGC と BMEDC は BOGMC (Bangladesh Oil, Gas and Mineral Corporation) として再合併した。その後 BOGMC は1989年に再度 Petrobangla に改称となり、石油、ガスおよび鉱物資源の探鉱・開発を目的として設立される各社の株式および利益を保有する権限を与えられ、現在に至っている。

###### ■ 業務

ペトロバングラは次項にその詳細を述べる傘下各社によって実施される以下の主要業務を統括・管理している。

- ・ ガスおよび石油の探鉱・開発
- ・ ガス生産・搬送・販売
- ・ CNG の普及促進
- ・ NGL (天然ガス液) からの LPG、ガソリンおよびディーゼルの生産・販売
- ・ 石炭採掘
- ・ 花崗岩採掘

##### 2) 探鉱・生産部門

###### ■ BAPEX (Bangladesh Petroleum Exploration and Production Company)

BAPEX は1989年に石油およびガスの探鉱会社としてペトロバングラから分離する形で設立され、その後2000年には独立性を高める観点からガス生産も行う事となり、会計年度2009-2010においては、Saldanadi, Fenchuganj および Shahbazpur の3ガス田から14.14bcfの天然ガスを生産している。探鉱部門においては最新式のリグや地震探査装置を昨今調達し、試掘・探査活動を強化している。

- BGFCL (Bangladesh Gas Field Company Limited)
 

1965年に設立されたPakistan Shell Oil Company Limited (PSOC)を前身とし、60年代後半よりTitasおよびHabiganjガス田にて活動を開始していたが、その後PSOCは1975年に「バ」国政府により買収され、BGFCLと改称された。

会計年度2009-2010においては、Titas, Habiganj, Bakhrabad, Narsingdi および Meghna の 5 ガス田より「バ」国全生産量の約37%にあたる258.30bcf(707.59MMCFD)の天然ガスを生産している。

また、最新の埋蔵量を把握すべく、現在ADBの支援によりTitasおよびBakhrabadガス田における3D地震探査を実施中である。
- SGFL (Sylhet Gas Field Limited)
 

もとはPakistan Petroleum Ltd.が保有する会社であったが、「バ」国の独立に伴い「バ」国政府により接収され、1982年にSGFLとして法人組織化された。

会計年度2009-2010においては、Sylhet, Kailashtila, Rashidpur および Beanibazar の 4 ガス田より「バ」国全生産量の約8%にあたる57.27bcf(156.90MMCFD)の天然ガスを生産している。

### 3) 搬送部門

- GTCL (Gas Transmission Company Limited)
 

天然ガスグリッドの一元的な運営・管理、および「バ」国全土へのガス供給に必要なガスグリッドの拡張を目的として1993年に設立された。

現在GTCLは総延長875kmの高圧ガスパイプラインを保有・運営し、会計年度2009-2010においては、487bcfの天然ガスを搬送している。また、総延長193kmのコンデンセート用パイプラインも保有・運営している。

### 4) 販売部門

- TGTDC (Titas Gas Transmission and Distribution Company Limited)
 

1964年にパキスタン政府とPSOCの合弁で設立されダッカ市へ天然ガスを配送していた。「バ」国独立後の1975年、100%政府出資によりペトロバンングラ傘下の会社となった。

「バ」国最大の販売会社であり、ジャムナ川以東のダッカ管区をフランチャイズエリアとし、会計年度2009-2010においては、「バ」国の天然ガス全販売量の約74%にあたる528.58bcfの天然ガスを販売している。総顧客数は155万件にのぼり、この中には4件の肥料工場、34件の発電所が含まれる。

尚、民間セクター参入の一環としてTGTDCの株式のうち25%が既に民有化されており、更なる10%の民有化が今年度中に実施される予定となっている。

- BGS� (Bakhrabad Gas System Limited)

1980年に天然ガスの生産・搬送・販売会社として設立され、その後生産部門がBGFCLに、主要パイプラインがGTCLに移管され、現在に至っている。

現在は、後述するKGDCLのフランチャイズエリアを除くチッタゴン管区をフランチャイズエリアとし、会計年度2009-2010においては、「バ」国の天然ガス全販売量の約15%にあたる105.47bcfの天然ガスを販売している。
- JGTDSL (Jalalabad Gas Transmission and Distribution System Limited)

1977年よりペトロバングラによってシレット管区における天然ガスの生産・販売が進められてきたが、需要の高まりに伴い1986年に同管区をフランチャイズエリアとする販売会社として設立された。

シレット管区にはガス田が多数存在しているため、他の販売会社に比べ安定的に天然ガスを供給しており、会計年度2009-2010においては、「バ」国の天然ガス全販売量の約7%にあたる45.45bcfの天然ガスを販売している。
- PGCL (Pashchimanchal Gas Company Limited)

「バ」国北西部におけガス販売を目的として2000年に設立され、会計年度2009-2010においては、「バ」国の天然ガス全販売量の約4%にあたる25.60bcfの天然ガスを販売している。
- KGDCL (Karnaphuli Gas Distribution Company Limited)

合理的なサービス向上を目的として、元来BGS�のフランチャイズエリアであったチッタゴン地区およびチッタゴン丘陵地帯のガス販売・運営・管理をBGS�から引き継ぐ形で2010年2月に設立され、2010年7月より商業活動を開始している。
- SGCL (Sundarban Gas Company Limited)

「バ」国南西部におけるガス販売を目的として2009年に設立され、南西部へのパイプライン敷設が完了され次第、商業活動を開始する予定となっている。尚、民間セクター参入の一環としてSGCLの株式は49%が民有化される事となっている。

販売部門各社のフランチャイズエリアを図3.1.10に示す。



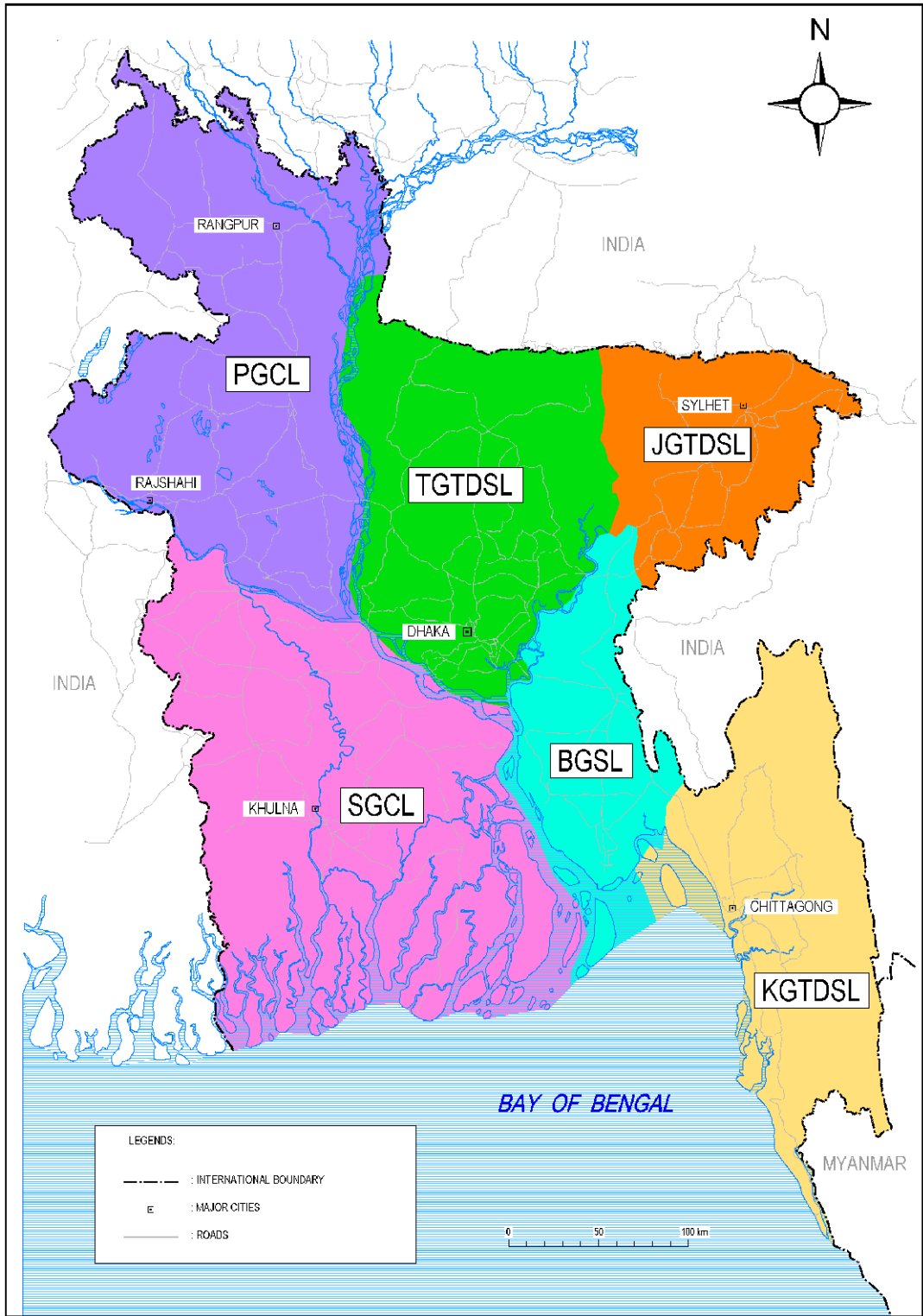


図 3.1.10 販売部門各社のフランチャイズエリア

5) CNG & LPG 部門

- RPGCL (Rupantarita Prakritik Gas Company Limited)

1987年に設立され、運輸セクターにおけるCNGの普及促進、およびNGLからのLPG、ガソリンおよびディーゼルの生産を行っている。

近年CNGは急速に普及しその使用量は全天然ガス使用量の数パーセントを占めるに至っており、現在では価格改定による需要抑制策が採られている。

(2) 天然ガスセクター関連各社の組織・構成

図 3.1.11 は天然ガスのフローを示す天然ガスセクター組織図である。

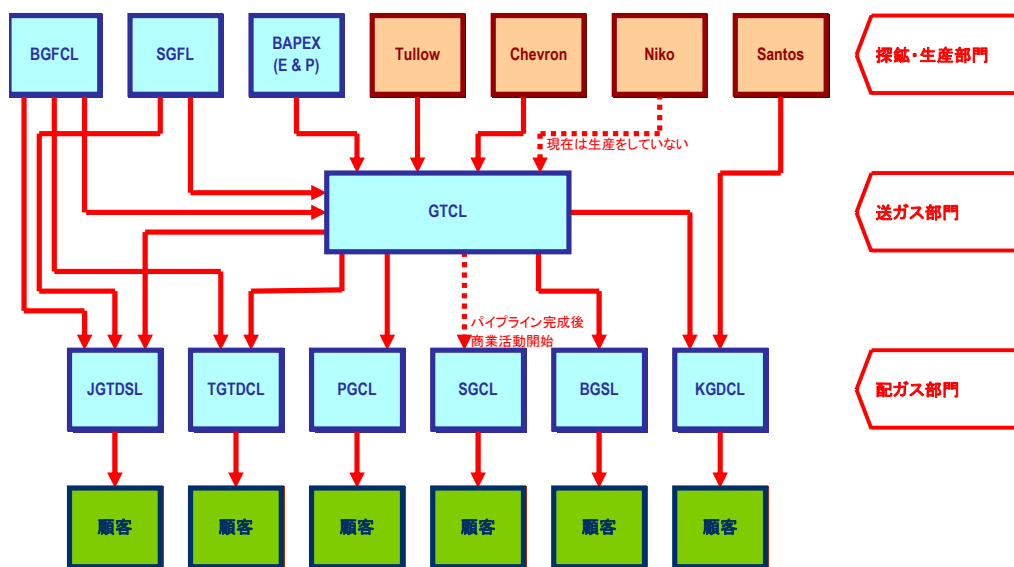


図 3.1.11 天然ガスセクター組織図 (ガスフロー)

IOC を含む生産各社より生産された天然ガスは、GTCL の搬送網を通じ (上図のとおり直接販売会社に供給されているケースも一部ある) 販売各社に送られ、販売各社が各需要家に天然ガスを販売している。

一方、図 3.1.12 はガス販売によって得られた収益の分配フローを示す天然ガスセクター組織図である。

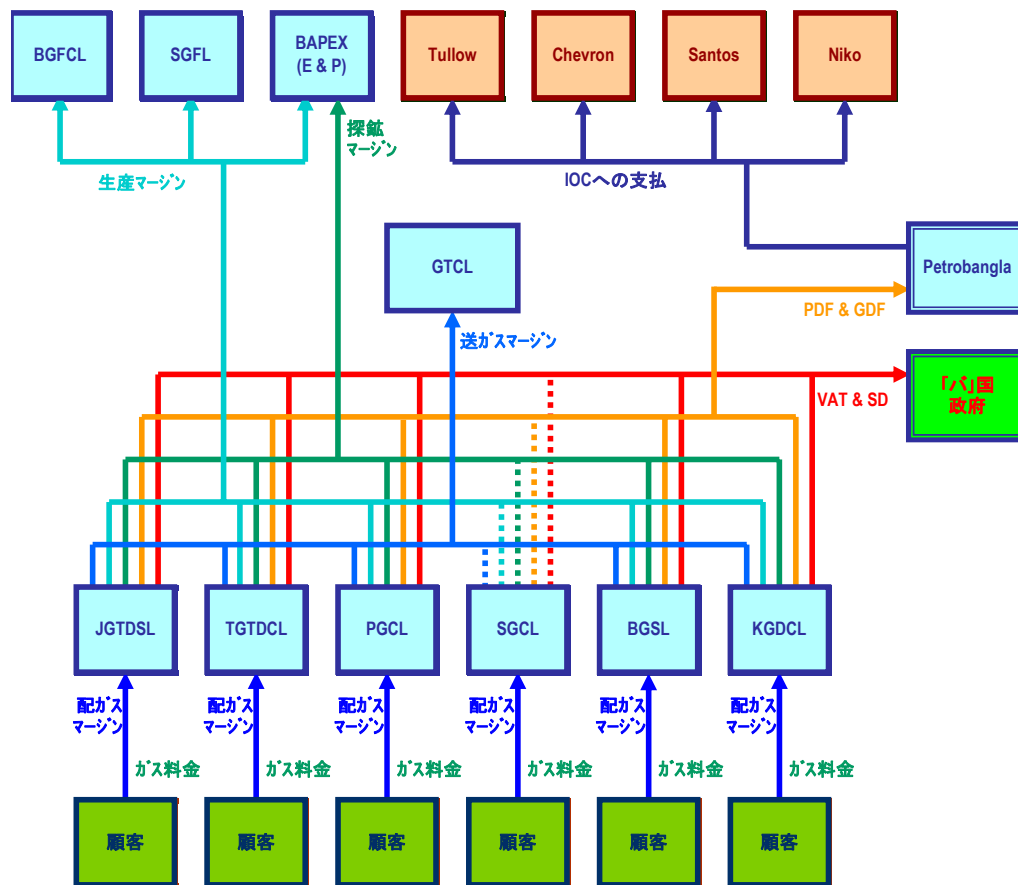


図 3.1.12 天然ガスセクター組織図（財務フロー）

ガス料金は先ず販売各社によって各顧客より徴収される。販売各社は3.1.8.2章の表 3.1.27 に示されている定められた配分率に従い、自社の割当分を除いた収益を、搬送会社、生産および探鉱各社（IOC 分はペトロバンングラを経由）に分配し、同じく定められた税率に従い中央政府に税金（VAT & SD）を支払っている。ここで生産・搬送・販売会社間のガスの受け渡しに関わる契約（ペトロバンングラと各販売会社との契約を含み）は存在していない。これらの契約は政府・関連機関のガイドラインに基づき今後結ばれる予定ではあるが、現時点では各社に営利を追求する企業体としての独立性は与えられていない。さらに配分される収益では将来に向けての投資および保守管理を充分に行うことができないという状況にある。

### 3.1.4 天然ガスの需要

「バ」国では、急速に伸びる経済成長に伴い、天然ガスの需要が近年急激に増加し、ガスの供給が需要を賄えない状況に陥っており、現時点では約2500MMCFDの需要に対し、

供給は約 2000MMCFD に留まっている。本章ではこれまでの需要実績を検証し、その結果を踏まえ今後の需要予測を行うと共に、代替エネルギーの導入や省エネルギー活動等の需要サイドマネジメントの現況についても考察を加えた。

### 3.1.4.1 需要家セクター別の需要

#### (1) 需要実績

まずは需要実績を検証するための参考資料として、1980 年から 2010 までの需要家セクター別の天然ガス販売実績を表 3.1.2、表 3.1.3 および図 3.1.13 に示す。

表 3.1.2 需要家セクター別天然ガス販売実績(1980～2010：年間平均値)

(単位:mmcfd)

会計年度	発電・自家発電	肥料工場	工業用	家庭用	商業用	茶園・CNG	煉瓦工場	合計
1980 - 81	36	49	22	9	4	0	0	121
1981 - 82	49	73	25	12	5	0	0	163
1982 - 83	60	71	27	14	5	0	0	177
1983 - 84	63	81	28	16	6	0	0	193
1984 - 85	105	75	35	17	6	0	0	237
1985 - 86	109	92	45	19	7	0	0	272
1986 - 87	142	96	51	19	9	0	0	317
1987 - 88	170	140	46	21	10	0	0	386
1988 - 89	179	146	41	25	9	0	0	401
1989 - 90	207	153	39	28	8	0	0	436
1990 - 91	226	148	36	29	8	2	0	450
1991 - 92	241	169	37	32	8	2	1	489
1992 - 93	256	190	42	37	7	2	1	533
1993 - 94	267	204	56	42	8	2	3	581
1994 - 95	294	221	66	52	8	2	3	645
1995 - 96	304	249	75	57	8	2	3	698
1996 - 97	304	213	78	63	12	2	1	673
1997 - 98	338	219	89	68	13	2	1	730
1998 - 99	386	227	98	74	13	2	1	800
1999 - 00	404	228	114	81	11	2	1	841
2000 - 01	480	242	131	87	11	2	1	955
2001 - 02	521	216	147	101	12	2	1	999
2002 - 03	522	263	175	123	12	2	1	1,098
2003 - 04	634	254	127	135	13	8	0	1,172
2004 - 05	683	257	143	144	13	12	0	1,254
2005 - 06	749	244	173	155	14	48	0	1,384
2006 - 07	776	256	212	173	15	35	0	1,468
2007 - 08	862	216	253	189	18	64	0	1,601
2008 - 09	964	205	287	201	20	87	0	1,764
2009 - 10	1,084	177	325	220	22	107	0	1,936

※出所:Petrobangla Annual Report 2010

表 3.1.3 需要家セクター別天然ガス販売実績前年比伸び率(年率)

会計年度	発電・自家発電	肥料工場	工業用	家庭用	商業用	茶園・CNG	煉瓦工場	合計
1980 - 81	-	-	-	-	-	-	-	-
1981 - 82	36%	49%	14%	33%	25%	-	-	35%
1982 - 83	22%	-3%	8%	17%	0%	-	-	9%
1983 - 84	5%	14%	4%	14%	20%	-	-	9%
1984 - 85	67%	-7%	25%	6%	0%	-	-	23%
1985 - 86	4%	23%	29%	12%	17%	-	-	15%
1986 - 87	30%	4%	13%	0%	29%	-	-	17%
1987 - 88	20%	46%	-10%	11%	11%	-	-	22%
1988 - 89	5%	4%	-11%	19%	-10%	-	-	4%
1989 - 90	16%	5%	-5%	12%	-11%	-	-	9%
1990 - 91	9%	-3%	-8%	4%	0%	-	-	3%
1991 - 92	7%	14%	3%	10%	0%	0%	-	9%
1992 - 93	6%	12%	14%	16%	-13%	0%	0%	9%
1993 - 94	4%	7%	33%	14%	14%	0%	200%	9%
1994 - 95	10%	8%	18%	24%	0%	0%	0%	11%
1995 - 96	3%	13%	14%	10%	0%	0%	0%	8%
1996 - 97	0%	-14%	4%	11%	50%	0%	-67%	-4%
1997 - 98	11%	3%	14%	8%	8%	0%	0%	8%
1998 - 99	14%	4%	10%	9%	0%	0%	0%	10%
1999 - 00	5%	0%	16%	9%	-15%	0%	0%	5%
2000 - 01	19%	6%	15%	7%	0%	0%	0%	14%
2001 - 02	9%	-11%	12%	16%	9%	0%	0%	5%
2002 - 03	0%	22%	19%	22%	0%	0%	0%	10%
2003 - 04	21%	-3%	-27%	10%	8%	300%	-100%	7%
2004 - 05	8%	1%	13%	7%	0%	50%	-	7%
2005 - 06	10%	-5%	21%	8%	8%	300%	-	10%
2006 - 07	4%	5%	23%	12%	7%	-27%	-	6%
2007 - 08	11%	-16%	19%	9%	20%	83%	-	9%
2008 - 09	12%	-5%	13%	6%	11%	36%	-	10%
2009 - 10	12%	-14%	13%	9%	10%	23%	-	10%

※出所:Petrobangla Annual Report 2010

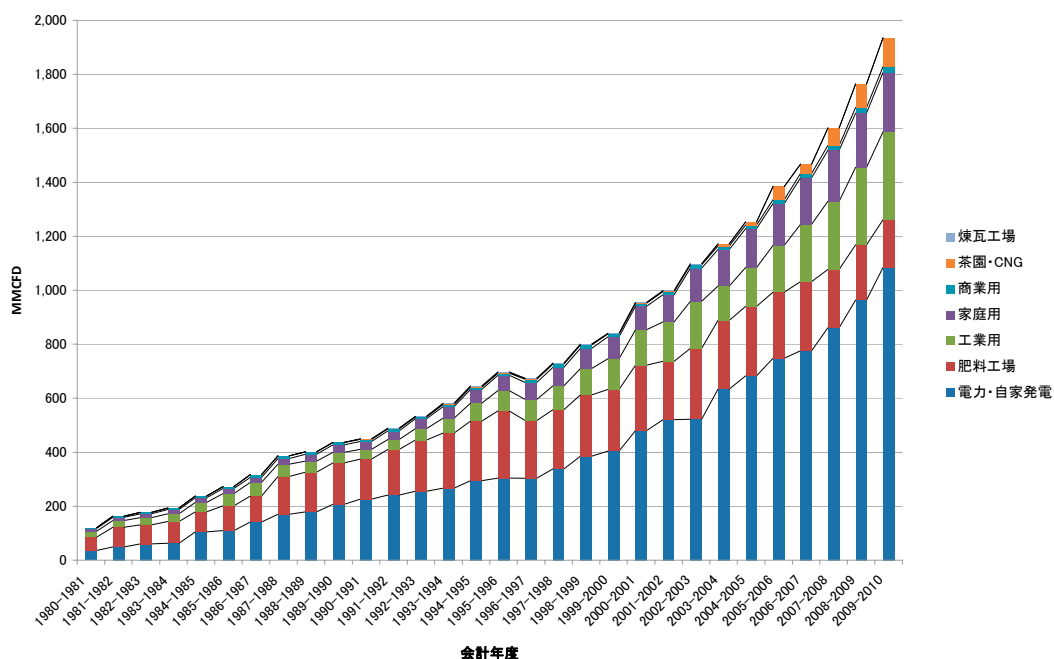


図 3.1.13 需要家セクター別天然ガス販売実績(1980～2010：年間平均値)

天然ガスの供給において需給のバランスが取れた状態であれば、この販売実績データ（＝供給実績データ）を純粋に需要実績データとして取り扱うことができるが、先述のとおり近年「バ」国では供給が需要に追いつかない状況『供給<需要』が続いており、不安定な電力供給、肥料工場稼働率の減少、新規ガス接続の規制等、諸問題の原因となっている。

(2) 今後の需要見通し

ここでは現地調査にて得られた情報をもとに、各需要家セクターの今後の需要見通しについて考察する。

1) 電力セクター

現地調査において、BPDB(Bangladesh Power Development Board)より、下記の情報を入手することができた。

- ・ 2010年から2018年までの間の各発電所のガス必要量  
ここで取り扱われている発電所は、現在稼働している発電所だけでなく、新規に建設が予定されている発電所も含まれ、さらに老朽化した発電所の退役も考慮されている。
- ・ 2016年までの新規発電所建設プロジェクトリスト  
これは2016年までに建設が計画されている発電所のリストで、発電能

力・燃料種別・建設完了予定時期・プロジェクトの現況などが示されている。

これらの情報を検証した結果、石炭火力発電マスタープラン調査での、電力セクターガス需要予測においては考慮されていなかった新規発電所の建設が新たに計画されており、その一部は既に具体的な準備作業段階に入っていることが判明した。よって本レポートでは、これらの最新情報をベースに、石炭火力発電マスタープラン調査における電力セクターのガス需要予測値を修正し、3.1.6.3章で述べるガス導管網解析に用いる事とした。

調査団による電力セクターのガス需要予測値を表 3.1.4 および表 3.1.5 に示す。

尚、この予測値には、Captive Power (自家発電) 用のガスは含まれておらず、Captive Power の需要予測は、後述の(3)Non-Bulk において検討されている。

また、第2次調査の結果、添付資料ー5 の需要予測表に微修正が加えられているが、その修正幅は解析結果に影響を与えない微小なものである。

表 3.1.4 電力セクターガス需要予測値 (既存発電所)

発電所名	出力 [MW]	運 転 前 始 年	運 転 終 了 年	[mmct/d]																		
				2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	2020 - 2021	2021 - 2022	2022 - 2023	2023 - 2024	2024 - 2025	2025 - 2026	2026 - 2027	2027 - 2028	2028 - 2029
<b>既存発電所</b>																						
Sylnet 1X20MW	20	1988	2014	6	6	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Kumarigaon 10MW (15 years rental)	10	2009	2024	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Kumarigaon (3 years rental)	48	2008	2011	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fenchugani C.C. #1	91	1994	2016	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Summit Power (Mahabadi)	35	2006	2024	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Fenchugani 3 yrs rental	51	2009	2012	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Shahbazar RPP 3yrs	50	2008	2011	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Shahbazar RPP 15yrs	86	2009	2024	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Hobiganj SIPP (REB)	11	2009	2024	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Ashugani 150MW #3	126	1984	2023	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Ashugani 150MW #4	126	1987	2023	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Ashugani 150MW #5	128	1988	2023	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Ashugani 2x24MW	128	1970	2015	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Ashugani (United Ashugani) 3yrs	53	2011	2014	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Ashugani GT #1	40	1984	2014	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Ashugani GT #2	40	1984	2014	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Ashugani 55MW Rental (3yrs)	55	2010	2013	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Ashugani Aggreko Rental (3yrs)	80	2011	2014	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Jangalia, Comilla	33	2009	2024	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Ashulia, Dhaka Summit SIPP, REB	45	2006	2024	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Chandina, Comilla Summit SIPP, REB	25	2006	2024	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Feni SIPP 22MW	22	2009	2024	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Mohibel, Feni SIPP	11	2009	2024	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Barabkunda	22	2009	2024	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Chitragong, Shiklaha 1X60MW	40	1984	2019	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Rauzan 210MW #1	180	1993	2026	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Rauzan 210MW #2	180	1997	2028	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Shiklaha 150MW	150	2011	-	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
GDC Meghnath	450	2002	2026	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68
GDC Haripur	360	2001	2026	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
Haripur 3X33MW	96	1987	2014	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
NEPC (Haripur, BMRP)	110	1999	2014	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Siddhirganj 210MW	150	2004	-	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Narshingdi SIPP	22	2008	2024	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Rupani, Narayanganj	33	2009	2024	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Ghorasal 55MW #1	42	1974	2017	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Ghorasal 55MW #2	42	1976	2017	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Ghorasal 210MW #3	190	1986	2029	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Ghorasal 210MW #4	190	1989	2029	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Ghorasal 210MW #5	190	1994	2029	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
Ghorasal 210MW #6	190	1999	2029	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44
Moung, Gazipur SIPP	33	2009	2024	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
RPCL Mymensing	175	1999	2025	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Tongi 100MW	105	2005	-	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Tangail SIPP	22	2008	2024	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Bachbari 100MW	100	2001	2022	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Bachbari 71MW	71	1991	2017	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
West Mont	70	1999	2014	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
Ullapara SIPP	11	2009	2024	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Boira-Rental (15 years)	21	2008	2022	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Siddhirganj 2X120MW (GT unit #2)	105	2010	-	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29





## 2) 肥料工場セクター

現地調査において、JICA が支援を行っているカフコ肥料工場を運営するカフコ社との面談を行うことにより、今後の肥料工場セクターの動向を伺い知ることができた。肥料工場に対するガス供給は現時点で既に制限を受けており、この状況が改善することは当面期待できないとされている。また建設後既に数十年を経過している老朽化の激しい低効率な肥料工場が未だに稼働中であることなどから、当セクターとしては今後これらの老朽化した肥料工場を、高効率の新規肥料工場に順次置き換えていくことにより、限られた燃料からより多くの生産物を得ようと画策しており、以下の具体的な計画も動き出している事が確認できた。

- ・ Shahjalal 肥料工場

既に運転開始後 50 年が経過しているシレット管区の既存肥料工場 Natural Gas Fertilizer Factory (NGFF) に代わる新たな肥料工場として、中国の支援を受け 2015 年の完工を目指して計画されている。尚、本件についてはシレット管区をフランチャイズエリアとする販売会社 JGTDCL からのヒアリング調査においても同様の情報が確認されている。

- ・ KAFCO II

チッタゴン地区で既に肥料工場を運営しているカフコ社は、Brahmanbaria 地区の Ashuganj に新たな肥料工場の建設を計画しており、最短で 2015 年の運転開始を目標とし、現在「バ」国政府の了承を得るべく協議中である。

本レポートでは、肥料工場セクターに対するガス供給の現状が劇的に改善される可能性が低いことから、これら新規建設が計画されている肥料工場が、老朽化の激しい旧式の肥料工場に順次置き換わっていくという想定のもと、石炭火力発電マスタープラン調査における肥料工場セクターのガス需要予測値を表 3.1.6 に示すとおり修正し、3.1.6.3 章で述べるガス導管網解析に用いる事とした。

表 3.1.6 肥料工場セクターガス需要予測値

肥料工場名	場所	運転年数	[mmscf]																																		
			2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	2020 - 2021	2021 - 2022	2022 - 2023	2023 - 2024	2024 - 2025	2025 - 2026	2026 - 2027	2027 - 2028	2028 - 2029	2029 - 2030																
Natural Gas Fertilizer Factory (NGFF)	Sylhet	50年	18	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Urea Fertilizer Factory Limited (UFFL)	Ghorashal	41年	45	45	45	45	45	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ashuganj Fertilizer Company Limited (AFCL)	Ashuganj	30年	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Polash Fertilizer Factory Limited (PUFF)	Narsingdi	26年	14	14	14	14	14	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chittagong Urea Fertilizer Limited (CUFL)	Chittagong	24年	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Jamuna Fertilizer Company Limited (JFCL)	Jamalpur	20年	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Karnaphuli Fertilizer Company Limited (KAFCO)	Chittagong	17年	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Shahjalal Fertilizer Company Limited (SFCL)	Sylhet	計画中	0	0	0	0	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	
KAFCO II	Ashuganj		0	0	0	0	0	0	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	
North-West Fertilizer Company Ltd	Sirajganj		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
ガス需要計			281	281	281	281	303	303	329	329	329	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322

3) Non-Bulk (産業・民生等)

Non-Bulk(産業用・家庭用等)の今後のガス需要予測については、ペトロバンダラから受領した Gas Evacuation Plan 2010-2015 に記載されている情報のみである。本報告書では、ガスセクターマスタープラン 2006 で採用された需要予測と同じ手法で、Non-Bulk の各セクター（工業、自家発電、住宅、商業、CNG）の需要予測を行う。

つまり、地域毎の各セクターのガス販売実績と GDP との相関関係をチェックし、GDP 相関度の高いセクターについては回帰分析による予測を行い、相関度の低いものあるいは新たに発生したセクターで統計的推計に相応しくないものはシナリオ予測を行うものとする。

以下に 2030 年までの GDP 成長率予測と、ノンバルクガス需要の GDP との相関度および需要予測方針を示す。

・ GDP 成長率の予測

「バ」国の 2008/09 年度および 2009/10 年度の GDP 実績値は、1995/06 年度の実質 GDP ベースでそれぞれ 6.0%および 5.9%である。2011/12 年度は、インドとの間に 46 の縫製品目が関税撤廃されることから ADB は 7.0%と推計している。一方 IMF は、2011/12 年は世界経済のリセッションから外国送金が減額し、付加価値は少ないが縫製業が GDP を牽引するものとして 6.7%と推計した。

調査団は、世界的な経済リセッションから「バ」国も多少なりとも影響

を受け、また輸出志向工業化もチッタゴン EPZ、ダッカ EPZ、およびモングラ EPZ 以外は内陸に位置し、内陸からインドへの縫製品輸出が始まったとしても当面は大きな輸出に結びつかないものと判断し、IMF の予測値の 6.7%を採用する。

調査団は、「バ」国の主張する高い成長率は、農業、縫製業、外国からの送金が主体となっていることから大きな成長率は困難であると考え。但し、「バ」国政府が主張する毎年 GDP が成長するとの仮定を尊重した。また、全体的には WB の 2004/05 時点で設定している将来の成長率の平均(ケース B)として 7%程度を想定するのが妥当と判断した。その結果、調査団は GDP 成長率を 2015 年までは 6.7%、2020 年までは 7%、2025 年までは 7.3%、および 2030 年までは 7.5%と設定する。

2030 年までの調査団の GDP 成長率予測値を表 3.1.7 に示す。

表 3.1.7 調査団 GDP 成長率予測値

(単位:%)

No.	年度	WB/IDAのGDP推計			「バ」国政府のGDP推計			JST による GDP 成長率 推計	実質GDP推計 1995年価格 10億タカ
		ケース-A	ケース-B	ケース-C	2021年 長期計画	第6次 5カ年 計画	「バ」国 政府 推計		
1	2004 - 05	5.5	6.0	6.5	-	-	-	6.0	2,669.739
2	2005 - 06	5.5	6.0	7.0	-	-	-	6.6	2,846.725
3	2006 - 07	5.5	6.0	7.0	-	-	-	6.4	3,029.708
4	2007 - 08	5.5	6.5	7.0	-	-	-	6.2	3,217.260
5	2008 - 09	5.5	6.5	7.5	(↓GDP実績)	-	-	6.0	3,401.968
6	2009 - 10	5.5	6.5	8.0	5.9	6.1	-	5.9	3,608.446
7	2010 - 11	5.5	7.0	8.0	-	6.7	-	6.5	3,842.995
8	2011 - 12	5.5	7.0	8.5	-	7.0	(IMF推計→)	6.7	4,100.476
9	2012 - 13	5.5	7.0	8.5	-	7.2	-	6.7	4,375.208
10	2013 - 14	5.5	7.5	8.5	-	7.6	-	6.7	4,668.346
11	2014 - 15	5.5	7.5	9.0	-	8.0	-	6.7	4,981.126
12	2015 - 16	5.5	8.0	9.0	8.0	-	8.0	7.0	5,329.804
13	2016 - 17	5.5	7.5	8.5	-	-	8.0	7.0	5,702.891
14	2017 - 18	5.5	7.5	8.5	-	-	8.0	7.0	6,102.093
15	2018 - 19	5.5	7.0	8.5	-	-	8.0	7.0	6,529.240
16	2019 - 20	5.5	7.0	8.0	-	-	8.0	7.0	6,986.286
17	2020 - 21	5.3	7.0	8.0	10.0	-	8.5	7.3	7,496.285
18	2021 - 22	5.3	6.5	8.0	-	-	8.5	7.3	8,043.514
19	2022 - 23	5.3	6.5	7.5	-	-	8.5	7.3	8,630.691
20	2023 - 24	5.3	6.5	7.5	-	-	8.5	7.3	9,260.731
21	2024 - 25	5.3	6.5	7.0	-	-	8.5	7.3	9,936.764
22	2025 - 26	-	-	-	-	-	9.0	7.5	10,682.022
23	2026 - 27	-	-	-	-	-	9.0	7.5	11,483.173
24	2027 - 28	-	-	-	-	-	9.0	7.5	12,344.411
25	2028 - 29	-	-	-	-	-	9.0	7.5	13,270.242
26	2029 - 30	-	-	-	-	-	9.0	7.5	14,265.510

注:WB/IDAのGDP推計値は、天然ガスセクターM/P(2006年)より参照

2021年長期計画のGDP成長率5.9%は、2009/10年度の実績値と同じ

IMFのGDP推計値である6.7%(2011/12年度)は、「バ」国デイリースター紙2011年9月より参照

JSTのGDP推計および実質GDP推計の2000/01-2009/10年間は実績値

GDP constant price between 2000/01-2009/10 by Bangladesh Bureau of Statistics.

- ・ ノンバルクのガス需要の GDP との相関度および需要予測方針  
販売会社のガス販売実績は各社の年報に掲載されており、TGTDCI、JGTDSL、PGCL、BGS、SGCL のそれぞれ 10 年、9 年、4 年、1 年、0 年分の実績情報が得られる。PGCL、BGS、SGCL の 3 社は情報量が不十分なため、TGTDCI と JGTDSL の 2 社のガス需要と GDP との相関度チェックの結果を参考にして需要予測を行う。

表 3.1.8 ノンバルクガス需要と GDP との相関度および需要予測方針

	セクター	GDP 相関	需要予測方針
TGTDCI	工業用	$y = 0.0043x^{1.6202}$ $R^2 = 0.7683$	相関関係が小さい。Gas Evacuation Plan の地域別“Non Bulk”需要の伸び率（2015 年まで）も考慮して需要予測を行う。
	自家発電	$y = 3E - 10x^{1.6202}$ $R^2 = 0.997$	GDP 相関は高い。しかし、国策に影響されやすく電力セクターとトレードオフの関係にあるとの見方もあることから、2020 年までは回帰式で需要予測を行い、2021 年以降は 2030 年までにグリッドからの電力供給に移行するとして需要予測を行う。
	家庭用	$y = 0.0029x^{1.6181}$ $R^2 = 0.9684$	GDP 相関が高く、回帰式で需要予測を行う。
	商業用	$y = 0.0025x^{1.3355}$ $R^2 = 0.9503$	GDP 相関が高く、回帰式で需要予測を行う。
	CNG	$y = 5E - 25x^{7.6712}$ $R^2 = 0.9818$	GDP 相関は高い。CNG 車の普及に伴い需要が一気に成長したが、今後の成長率は減衰傾向になるものの一定水準が保持されると思われる。直近の実績を踏まえた予測を行う。
JGTDSL	工業用	$y = 2E - 11x^{3.5864}$ $R^2 = 0.8692$	相関関係が小さい。Gas Evacuation Plan の地域別“Non Bulk”需要の伸び率（2015 年まで）も考慮して需要予測を行う。
	自家発電	$y = 9E - 10x^{3.0716}$ $R^2 = 0.9552$	GDP 相関は高い。しかし、国策に影響されやすく電力セクターとトレードオフの関係にあるとの見方もあることから、2020 年までは回帰式で需要予測を行い、2021 年以降は 2030 年までにグリッドからの電力供給に移行するとして需要予測を行う。
	家庭用	$y = 0.007x^{1.4874}$ $R^2 = 0.9919$	GDP 相関が高く、回帰式で需要予測を行う。
	商業用	$y = 0.1479x^{0.555}$	GDP 相関が低い、需要量が少ないことから TGTDCI を参考に需要予測を行う。

		$R^2 = 0.8672$	
	CNG	$y = 7E - 15x^{4.45352}$ $R^2 = 0.9288$	GDP 相関は高い。CNG 車の普及に伴い需要が一気に成長したが、今後の成長率は減衰傾向になるものの一定水準が保持されると思われる。直近の実績を踏まえた予測を行う。

注： y = 需要、x = GDP

また、天然ガスの慢性的な需給アンバランスに対応するため「バ」国政府が打ち出している政策・方針等によるノンバルクのガス需要に対する抑制効果を検討し、その結果を下記のように定量化して需要予測に反映する。

① ガス料金適正化の抑制効果

2011～2015 年を料金適正化期間と想定し、その間の需要増加率を 2% 低減する。(GSMP2006 の P-18 “Impact of Tariff Reform”の東欧事例を参照)

② エネルギー代替による抑制効果

2021 年以降の需要増加率を 2% 低減する。

また、PSMP2010 に即して、自家発電は 2021～2030 年において漸次廃止されてグリッドに移行されるものとする。

調査団による各セクター別のガス需要予測結果をに表 3.1.9 示すと共に、本需要予測の根拠となるバックデータを添付資料-5 に示す。

表 3.1.9 セクター別ガス需要予測値

(MMCFD)

年度	発電	自家発電	肥料工場	工業用	商業用	家庭用	CNG,茶園	合計
2010 - 2011	932	330	281	351	23	259	112	2,289
2011 - 2012	1,080	363	281	387	25	287	121	2,544
2012 - 2013	1,335	399	281	418	27	312	131	2,903
2013 - 2014	1,435	438	281	451	29	339	142	3,115
2014 - 2015	1,590	481	281	488	31	369	153	3,393
2015 - 2016	1,570	531	303	539	34	410	166	3,554
2016 - 2017	1,570	587	303	595	38	456	180	3,729
2017 - 2018	1,532	649	329	658	41	506	195	3,910
2018 - 2019	1,532	717	329	727	45	563	211	4,125
2019 - 2020	1,532	792	329	803	50	625	229	4,360
2020 - 2021	1,522	879	322	891	55	697	249	4,615
2021 - 2022	1,522	781	322	971	59	764	271	4,690
2022 - 2023	1,497	684	322	1,058	64	839	295	4,757
2023 - 2024	1,397	586	322	1,153	69	919	321	4,766
2024 - 2025	1,425	488	322	1,256	74	1,007	349	4,921
2025 - 2026	1,384	391	322	1,372	81	1,107	380	5,036
2026 - 2027	1,376	293	322	1,499	87	1,218	414	5,209
2027 - 2028	1,371	195	322	1,637	95	1,339	451	5,411
2028 - 2029	1,334	98	322	1,789	103	1,473	492	5,610
2029 - 2030	1,268	0	322	1,954	111	1,619	536	5,811

#### 3.1.4.2 天然ガス需要の季節変動

天然ガス需要における季節変動を調査するため、天然ガス販売実績における過去の月次データの提示をペトロバングラに依頼したが入手には至らなかった。一方で計画中のベラマラ新発電所への天然ガス供給について北西部発電会社（NWPGL）からヒアリング調査を行った際に、参考資料として2007年7月から2010年12月までの各月の天然ガス販売実績データを入手することができた。そのデータをグラフ化したものを図3.1.14に示す。

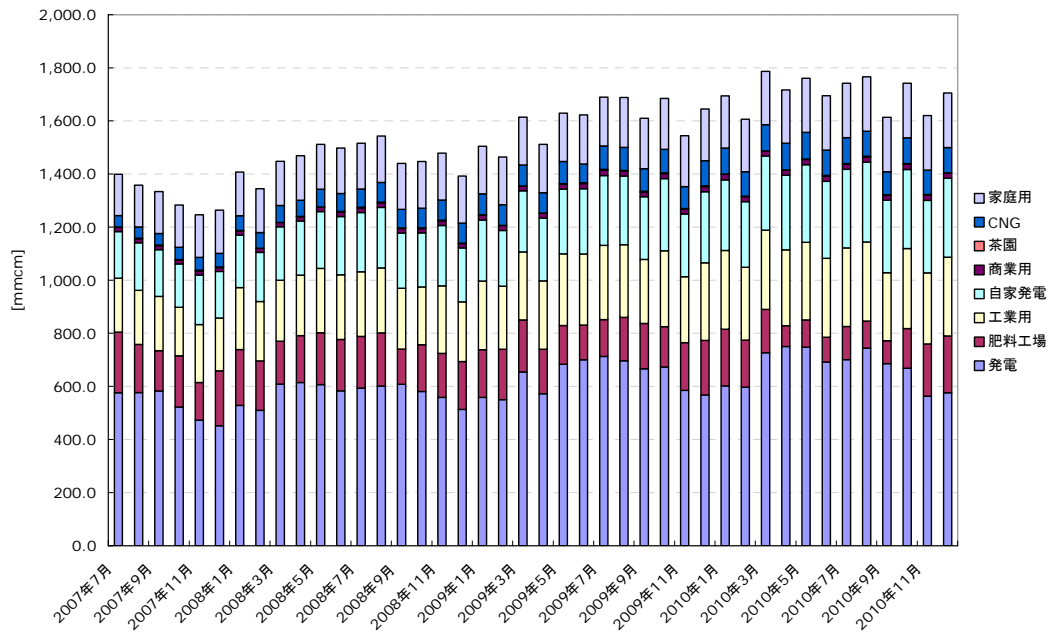


図 3.1.14 天然ガスセクター別月次販売実績（2007年7月～2010年12月）

このグラフによれば、発電に使われる天然ガスの消費量が「バ」国の乾季にあたる11月から2月にかけてやや減少する傾向が見てとれ、他のセクターにおいては顕著な季節変動が見られないため、全体としても乾季にガス消費量がやや減少する傾向となっている。

しかしながら「バ」国においては近年天然ガスの供給が需要を満たしていない状況が続いており、月次販売実績が必ずしもそのまま需要の季節変動を表しているとは限らず、現地でのヒアリング調査においては、逆に灌漑設備の稼働する乾季に天然ガスの需要が高まるという情報も得られている。

### 3.1.4.3 代替エネルギー源導入

代替エネルギー源の導入については、3.1.2.2章で述べた「バ」国のエネルギー政策である National Energy Plan (NEP) 1995 が現在アップデート作業中であり、その詳細については現段階では明らかになっていないが、将来の最適なエネルギーミックスの実現に向けた政策が盛り込まれることは必定である。

調査の結果、代替エネルギーの導入について下記の現況が明らかになった。

- LNGの輸入は既に既決事項であり受入ターミナルの建設や必要なパイプライン敷設の準備が進められており、特に受入ターミナルの建設においてはコンサルタント契約が締結され、2013年末のプロジェクト完了を目指している。しかしながら



プロジェクト完了までに残された期間は現時点で既に2年未満となっており、2013年末の完了を実現するのは非常に厳しい状況にあると言える。

- BPCにより石油燃料を輸入しており、天然ガスの代替エネルギーとして今後さらに輸入量を増やす計画をしているが、これには備蓄・搬送能力を強化する必要がある。ちなみに現在のBPCが保有する全備蓄設備の容量は898,990トンである。
- 再生可能エネルギーに関しては2008年末にRenewable Energy Policyが電力局より発行されており、2015年までに全電力の5%（800MW）、2020年までに全電力の10%（2000MW）を再生可能エネルギーで賄うという目標が掲げられている。これに伴い現在電力局では2015年の達成目標である800MWのうち500MWを太陽光で賄うべくプロジェクトの計画が進められている。
- 「バ」国政府の中・長期計画では、国内炭の増産、海外炭の輸入、LPGの普及、石油燃料輸入増に対応するための備蓄設備および搬送システムの増強などが検討課題としてあげられている。

#### 3.1.4.4 需要家レベルでの省エネルギー活動

需要サイドでの省エネルギー活動としては、サマータイム(Day Light Saving Time)が2009年に試験的に実施された他、3.1.2.1章で述べたNSAPR IIで提言されている休日輪番制、およびCFLバルブの普及などが既に実施され始めている。また2009年にはWBおよびGTZの共同作業により、“Bangladesh Roadmap for Energy Efficiency Improvements & Demand Side Management”が発行されており、エネルギーの効率的な利用および需要サイドマネジメントに有効な19の具体的なプロジェクトが提言されている。このうち天然ガスセクターに係るプロジェクトは以下のとおりである。

- 天然ガス供給システムにおけるガス圧力差を利用した発電設備の設置
- 高効率なガス調理器具の普及促進
- 一般家庭へのガスメーターの設置

このうちガスメーターの設置は既にパイロットプロジェクトが実施されているが、その他のプロジェクトについては今のところ具体的な実施計画はないようである。

これらの省エネルギー活動は未だエネルギー供給不足が続く状況に対して顕著な効果をあげるには至っていないが、国際的な動向から見ても、今後は「バ」国においても省エネルギー活動が徐々に普及していくものと思われる。しかし現時点では一般的には未だ省エネルギーに対する意識は非常に低く、省エネルギー活動の普及促進には、積極的な政策の立案・実施と啓蒙活動が必要であると思われる。

### 3.1.5 天然ガスの開発・生産

「バ」国における現在の天然ガス鉱区は下図のとおりである。

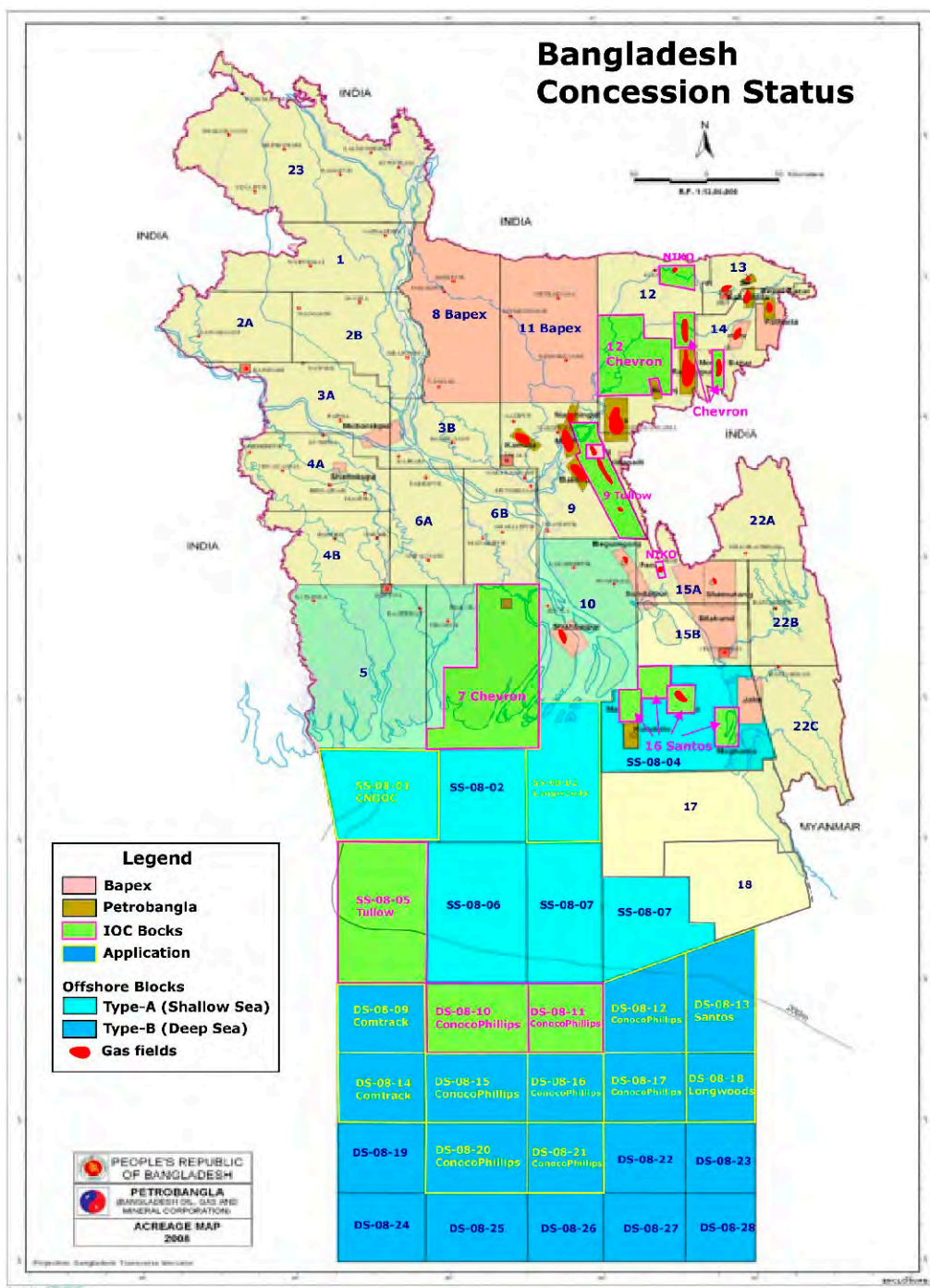


図 3.1.15 「バ」国天然ガス鉱区図

### 3.1.5.1 天然ガス資源量

#### (1) 埋蔵量

「バ」国における最新の埋蔵量評価は、2010年にHCUがコンサルタント Gustavson Associatesに委託して実施した評価報告であるが、埋蔵量データの一部を入手できたものの、まだ政府の承認が得られていないとの理由で原本コピーは入手できなかった。

一方、2003年にHCUがノルウェー石油局(NPD)と共同で実施した埋蔵量評価報告については、原本コピーを入手できた。本報告は最新のものではないが、各ガス田に関する情報、埋蔵量評価手法、どの手法の埋蔵量を採用したか、評価上の課題等が含まれている。

本報告書では、2010年評価の一部の埋蔵量データと2003年評価報告に基づき、原始埋蔵量・残存可採埋蔵量、埋蔵量比較、埋蔵量が大きく増減したガス田に関する考察等を行った。

入手した2010年埋蔵量評価を表3.1.10に、2003年評価との比較を図3.1.16および表3.1.11に示す。

表 3.1.10 HCU/GA による 2010 年埋蔵量評価

(BCF)								
No.	ガス田	オペレータ	原始埋蔵量 P1+P2	究極可採埋蔵量 P1+P2	回収率 %	累計生産量 12/2010	残存可採埋蔵量 12/2010	予想埋蔵量 P3
<b>A. Developed Reserve</b>								
<b>a. Producing</b>								
1	Bakhrabad	BGFCL	1,825	1,387	76.0	711	676	65
2	Bangola	Tullow	730	621	85.1	138	483	207
3	Beanibazar	SGFL	225	137	60.9	65	72	32
4	Bibiyana	Chevron	5,321	4,532	85.2	858	3,674	457
5	Fenchuganj	BAPEX	483	329	68.1	74	255	146
6	Habiganj	BGFCL	3,981	2,787	70.0	1,762	1,025	434
7	Jalalabad	Chevron	1,346	1,128	83.8	599	529	122
8	Kailashtila	SGFL	3,463	2,880	83.2	510	2,370	346
9	Moulavi Bazar	Chevron	630	494	78.3	172	322	108
10	Narsinghdi	BGFCL	405	345	85.1	117	228	27
11	Rashidpur	SGFL	3,887	3,134	80.6	475	2,659	856
12	Saldanadi	BAPEX	393	275	70.0	63	212	128
13	Sangu	Santos	976	771	78.9	480	291	93
14	Shahbazpur	BAPEX	415	261	63.0	4	257	54
15	Sylhet	SGFL	580	408	70.4	190	218	103
16	Titas	BGFCL	9,039	7,582	83.9	3,214	4,368	754
<b>b. Production Suspended</b>								
17	Chattak (West)	SGFL	677	474	70.0	26	448	253
18	Feni	BAPEX-NIKO	185	130	70.0	63	67	72
19	Kamta	BGFCL	72	50	70.1	21	29	-
20	Meghna	BGFCL	122	101	82.8	37	64	0
Total Developed Reserve			34,757	27,826	80.1%	9,577	18,249	4,258
<b>B. Undeveloped Reserve</b>								
21	Begumganj	BAPEX	47	33	70.0	0	33	76
22	Kutubdia	BAPEX	65	46	70.0	0	46	-
23	Semutang	BAPEX	654	318	48.6	0	318	51
Total Undeveloped Reserve			766	396	51.8%	0	396	127
Total Reserve in BCF			35,522	28,222	79.5%	9,577	18,645	4,385
Total Reserve in TCF			35.5	28.2	79.5%	9.6	18.6	4.4

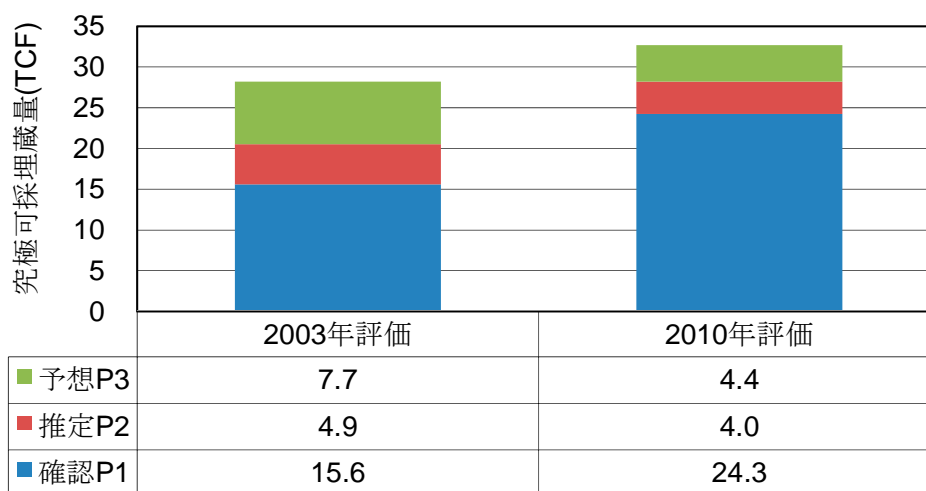
P1：確認埋蔵量 P2：推定埋蔵量 P3：予想埋蔵量

(Source : Gas Reserve Estimation 2010 by HCU/GA)

注) 原始埋蔵量 (GIIP:Gas Initially In Place) とは、生産開始以前に貯留層に存在していたガスの総量をいう。一方、今後技術的・経済的に採収可能なガスを可採埋蔵量 (Recoverable Reserves) または残存可採埋蔵量 (Remaining Reserves) といい、可採埋蔵量とある時点までの累計生産量 (Cumulative Production) を合わせて究極可採埋蔵量 (Ultimate Recoverable Reserves) という。

可採埋蔵量は、回収の確実性によって高い順に確認埋蔵量 (P1:proven reserves)、推定埋蔵量 (P2:probable reserves)、予想埋蔵量 (P3:possible reserves) に区分される。

回収率（RF:Recovery Factor）は、原始埋蔵量に対して究極的に回収される油ガスの割合をいう。回収率は、油・ガス層の排油機構によって左右されるとともに、採取方法によっても著しい影響を受ける。ガス層の回収率は、放棄圧力の程度にもよるが、一般に 60～80 %程度である。



P1/P2の記載がないガス田はP1+P2を1・2に割り振った。

図 3.1.16 ガス究極可採埋蔵量比較

2010年評価の原始埋蔵量（確認+推定）は 35.5 TCF (Trillion Cubic Feet)、究極可採埋蔵量(確認+推定)は 28.2 TCF、2010年12月時点の累計生産量は 9.6 TCF、残存可採埋蔵量が 18.6 TCF となっている。2003年評価に比べ、原始埋蔵量で 7.1 TCF、究極可採埋蔵量で 7.7 TCF、残存可採埋蔵量で 3.7 TCF 増加している。

2010年評価の究極可採埋蔵量の内訳について、確認埋蔵量が 8.7 TCF 増加しているが、これは予想・推定埋蔵量の多くが確認埋蔵量に格上げになったものであり、確度の高い埋蔵量が増加したことを示している。また、予想埋蔵量が計上されていなかった 13 ガス田について新たに予想埋蔵量が計上された。

主なガス田としては Titas、Bibiyana、Rashidpur、Kailash Tila の究極可採埋蔵量がそれぞれ 2.5 TCF、2.1 TCF、1.7 TCF、1.0 TCF 増加し、Habiganj が 1.1 TCF 減少している。また、Bangola の究極可採埋蔵量 0.6 TCF が新規に計上されている。埋蔵量増減の理由としては、追加地震探査データの取得、地震探査データ処理・解釈技術の向上および生産井の追加掘削により構造把握の精度が高まり、また圧力・生産データの蓄積により物質収支法や p/Z plot の解析精度が高まったことにより、推定埋蔵量・予想埋蔵量の一部が確認埋蔵量に格上げされたこと、圧力・

生産データの蓄積により排油機構が明らかになり適正な回収率が使用されたことなどが主な理由と推察される。

2010年 HCU/GA 埋蔵量評価と 2003年 HCU/NPD 埋蔵量評価の比較を表 3.1.11 に示す。

表 3.1.11 2010年 HCU/GA 埋蔵量評価と 2003年 HCU/NPD の埋蔵量評価の比較

ガス田	2010 HCU/GA評価			2003 HCU/NPD評価			増減	
	原始埋蔵量 P1+P2	回収率 %	究極可採埋蔵量 P1+P2	原始埋蔵量 P1+P2	回収率 %	究極可採埋蔵量 P1+P2	原始埋蔵量 P1+P2	究極可採埋蔵量 P1+P2
Bakhrabad	1,825	76%	1,387	1,499	70%	1,049	326	338
Bangola	730	85%	621				<b>730</b>	<b>621</b>
Beani Bazar	225	61%	137	243	70%	170	(18)	(33)
Bibiyana	5,321	85%	4,532	3,145	76%	2,401	<b>2,176</b>	<b>2,131</b>
Fenchuganj	483	68%	329	404	70%	283	79	46
Habiganj	3,981	70%	2,787	5,139	75%	3,852	<b>(1,158)</b>	<b>(1,065)</b>
Jalalabad	1,346	84%	1,128	1,195	70%	837	151	291
Kailash Tila	3,463	83%	2,880	2,720	70%	1,904	<b>743</b>	<b>976</b>
Moulvi Bazar	630	78%	494	449	80%	359	181	135
Narsinghdi	405	85%	345	307	70%	215	98	130
Rashidpur	3,887	81%	3,134	2,002	70%	1,401	<b>1,885</b>	<b>1,733</b>
Salda Nadi	393	70%	275	166	70%	116	227	159
Sangu	976	79%	771	1,031	82%	848	(55)	(77)
Shahbazpur	415	63%	261	665	70%	466	(250)	(205)
Sylhet	580	70%	408	684	70%	479	(104)	(71)
Titas	9,039	84%	7,582	7,325	70%	5,128	<b>1,714</b>	<b>2,454</b>
Chattak (West)	677	70%	474	677	70%	474	0	(0)
Feni	185	70%	130	185	70%	130	0	(0)
Kamta	72	70%	50	72	69%	50	(0)	0
Meghna	122	83%	101	171	70%	119	(49)	(18)
Begumganj	47	70%	33	47	70%	33	(0)	(0)
Kutubdia	65	70%	46	65	71%	46	0	(1)
Semutang	654	49%	318	227	66%	150	427	168
<b>Total</b>	<b>35,522</b>	<b>79%</b>	<b>28,222</b>	<b>28,417</b>	<b>72%</b>	<b>20,509</b>	<b>7,105</b>	<b>7,713</b>

赤字は減少、黒字は増加

(Source : Gas Reserve Estimation 2010 by HCU/GA  
Gas Reserve Estimation 2003 by HCU/NPD)

埋蔵量の増減が大きかったガス田について、埋蔵量の増減を推察した結果は以下の通りである。

▪ Titas :

2003 年評価において、主要貯留層である A Sand の原始埋蔵量は物質収支法 (MBAL)により 8.533TCF と評価されているが、水押しの影響が疑わしいため、新しい圧力データが得られるまでは従来の埋蔵量評価との差 2.433TCF は予想埋蔵量にカテゴリー区分すべきとされている。

2010 年評価では新しい圧力データが加えて再評価した結果、2003 年評価でカテゴリー区分されていた予想埋蔵量のほとんどが確認+推定埋蔵量に格上げされたこと、枯渇押し型 (Depletion Type) の排油機構 (drive mechanism) と解釈され、85%の高い回収率が採用されていることなどが埋蔵量増加の主な理由と推測される。

表 3.1.12 Titas Field - 2003 埋蔵量評価と 2010 埋蔵量評価の比較

	評価法	原始埋蔵量					回収率 %	究極可採埋蔵量 P1+P2
		P1	P2	P1+P2	P3	P1+P2+P3		
2003 評価	MBAL	6.100		6.100	2.433	9.758	70.0%	4.270
	MBAL	1.225		1.225			70.0%	0.858
		7.325		7.325	2.433			5.128
2010 評価		8.054		8.054	0.754	9.793	84.8%	6.830
		0.985		0.985			76.2%	0.751
		9.039		9.039	0.754			7.581

▪ Bibiyana :

本ガス田は 1998 年に発見され、2007 年に生産を開始した新しいガス田である。2003 年評価は、Unocal が米国コンサルタント DeGolyer and MacNaughton に委託して 2000 年に実施した埋蔵量評価がベースになっている。本評価は 2 坑の坑井データ、1988-89 年に取得した 3D 地震探査データを使って実施したものである。坑井数は少ないが、3D データを使用していることから、構造の把握については信頼度が高いと考えられる。

一方、2010 年評価は 3D 震探データ、多くの坑井 (開発井 12 坑) から得られた油層・生産データを加えて検討した結果であり、より精度が高く信頼性が高い評価と考えられる。埋蔵量の増加は、2003 年評価でカテゴリー区分されていた予想埋蔵量のほとんどが確認埋蔵量に格上げされたこと、2010 年評価では 85%の高い回収率が用いられているが、これは枯渇押し型または膨張押し型 (Gas Expansion Type) の排油機構であることが明らかになったことによるもので、これらが埋蔵量増加の主な理由と推測される。

表 3.1.13 Bibiyana field - 2003 埋蔵量評価と 2010 埋蔵量評価の比較

	評価法	原始埋蔵量					回収率 %	究極可採埋蔵量 P1+P2
		P1	P2	P1+P2	P3	P1+P2+P3		
2003 評価	Volmetric	1.584	1.561	3.145	3.423	6.567	76.3%	2.400
2010 評価		5.036	0.285	5.321	0.286	5.608	85.2%	4.532

■ Rashidpur :

2003 年評価では、Upper Sand を 2 ユニットに区分した構造図と Lower Sand の構造図を用いて、確率分布を用いた容積法による埋蔵量評価が実施された。これ以外の層準については震探の測線間隔 (3-5km) が粗く、砂岩の分布が把握できないため、半径 1km の円を仮定して評価が行われた。また、p/Z plot による解析も行われたが、坑底圧力がなく坑口圧力を用いて解析が行われたため、信頼に足る結果は得られていない。精度の高い埋蔵量を得るには、震探、新しい坑井データ、坑底圧力の追加が必要とされている。

2010 年評価では、推定埋蔵量と予想埋蔵量はあまり変わらないが、確認埋蔵量が 2003 年評価の倍以上に増えている。これは 2003 年評価で取り上げられた課題の多くを解決できるようなデータが追加されたことにより精度の高い埋蔵量が得られたと考えられること、枯渇押し型かガス膨張押し型の排油機構と解釈され、81%の高い回収率が採用されていることが主な理由と推測される。

なお本ガス田では 2010-2011 年に ADB 資金を利用した 3D 地震探査データが取得され、より精度が高い埋蔵量評価の実施が期待できる。

表 3.1.14 Rashidpur field - 2003 埋蔵量評価と 2010 埋蔵量評価の比較

	評価法	原始埋蔵量					回収率 %	究極可採埋蔵量 P1+P2
		P1	P2	P1+P2	P3	P1+P2+P3		
2003 評価	Volmetric	1.398	0.604	2.002	1.000	3.002	70.0%	1.401
2010 評価		3.041	0.846	3.887	0.949	4.836	80.6%	3.134

■ KailashTila :

2003 年評価では、構造図・各種パラメーターの再検討が実施され、確率分布を用いた容積法による埋蔵量評価が実施されている。また、upper, lower, middle の各 Sand について MBAL、p/Z plot による解析が実施されているが、これらは容積法による埋蔵量の倍の評価値になっている。この違いは、帯水層の挙動によるものと考えられるが、結論付けることはできないので、排油機構を確認するための圧力データと質の良い生産データの追加が必要とされている。



2010年評価では新しい圧力データ・生産データが追加されて再評価した結果、2003年評価の予想埋蔵量の多くが確認埋蔵量に格上げされたこと、枯渇押し型かガス膨張押し型の排油機構と解釈され、83%の高い回収率が採用されていることが主な理由と推測される。

なお本ガス田でも2011年にADB資金を利用した3D地震探査データが取得され、より精度が高い埋蔵量評価の実施が期待できる。

表 3.1.15 Kailashtilla field - 2003 埋蔵量評価と 2010 埋蔵量評価の比較

	評価法	原始埋蔵量					回収率 %	究極可採埋蔵量 P1+P2
		P1	P2	P1+P2	P3	P1+P2+P3		
2003 評価	Volmetric	1.524	1.196	2.720	1.297	4.017	70.0%	1.904
2010 評価		3.180	0.283	3.463	0.305	3.768	83.2%	2.880

▪ Habiganj :

2003年評価において、主要貯留層である Upper Gas Sand の原始埋蔵量は MBAL (物質収支法) により 5.1TCF であり、強い水押しがあると評価されている。2010年評価の詳細は明らかではないが、新しい圧力データが加えて再評価したものと考えられ、Upper Gas Sand の原始埋蔵量は 3.8TCF で、約 1.3TCF 減少している。この原始埋蔵量は IKM study (1991) による評価値 3.63TCF に近い値である。また、回収率については強い水押し型であることを考慮して、2003年評価よりも低い値が使用されている。

表 3.1.16 Habiganj field - 2003 埋蔵量評価と 2010 埋蔵量評価の比較

	評価法	原始埋蔵量					回収率 %	究極可採埋蔵量 P1+P2
		P1	P2	P1+P2	P3	P1+P2+P3		
2003 評価	MBAL	5.100		5.100		5.100	75.0%	3.825
	*IKM		0.039	0.039		0.039	75.0%	0.027
2010 評価				3.756	0.600	4.356	70.0%	2.630
				0.225		0.225	70.0%	0.157

\*IKM : IKM study

(2) 未発見ガス資源量

2001年に米国地質調査所 (USGS) とペトロバングラの共同で「バ」国の未発見資源量の評価が実施された。未発見資源量は USGS が米国内および米国以外各地について地質学的に検討しており、信頼できる専門的評価である。

USGS/ペトロバングラ 評価チームは、地質条件を加味して「バ」国を 6 ユニットに区分し、世界各地の未発見ガス資源量評価で採用されている評価手法を用いてそれぞれのユニットについて確率論的に未発見資源量を評価している (図 3.1.17)。この手法では、根源岩、貯留岩、トラップ、ガスの移動時期について地質リスク

確率を求め、それぞれを掛けあわせることにより想定されるガス鉱床の地質リスクを計算する。これらのデータを用いたモンテカルロシミュレーションにより、確率論的に各ユニットの未発見資源量を求めている。

「バ」国における Mean (95%確率) の未発見ガス資源量は 32.1 TCF (8.4 TCF) であり、内訳は陸上が 23.3 TCF (6.0 TCF)、水深 200m 以浅の offshore が 8.8 TCF (2.4 TCF) となっている。ユニット別では、Moderately Folded Anticline における未発見ガス資源量が 19.0 TCF (6.1 TCF) で最も可能性が高く、次いで Surma Basin が 8.1 TCF (1.8 TCF) となっている。Easternmost Extremely Folded Belt・Western Shelf および Western Platform の各ユニットは低い評価になっている。本評価の資源量は、2001 年以降の 30 年間に探鉱が活発に行われた場合に発見が期待できることが前提となっているが、「バ」国では新規の試掘がほとんど行われておらず、特に 2000 年以降の試掘は沈滞化している (図 3.1.19)。今後、新規発見によるガス埋蔵量の増加を目指すのであれば、地震探査を含めた探鉱作業をもっと活発に実施する必要があると考えられる。

尚、下表に示すとおり、未発見総資源量 (Undiscovered Resources) とは、まだ発見されていない鉱床から将来採取できると推定される炭化水素の量であり、埋蔵量 (Reserves) とは、既に発見された鉱床から、ある時点以降に商業的に採取できると期待される炭化水素の量である。埋蔵量値にはある程度の不確実性が含まれており、この不確実性の度合いに従って確認 (Proved)、推定 (Probable)、予想 (Possible) 埋蔵量に分けられる。

表 3.1.17 Resources の分類

Resources (資源量)	Discovered Resource (発見資源量)	Commercial	Production			
			Reserves (埋蔵量)			
			Proved 1P	Probable 2P	Possible 3P	
		Sub-Commercial	Contingent Resources (条件付資源量)			
			1C	2C	3C	
	Undiscovered Resources (未発見資源量)	Unrecoverable				
		Prospective Resources (想定資源量)				
		Low estimate	Best estimate	High estimate		
		Unrecoverable				

← Range of Uncertainty →

(Source : SPE/WPC/AAPG/SPEE, 2007 を基に作成)

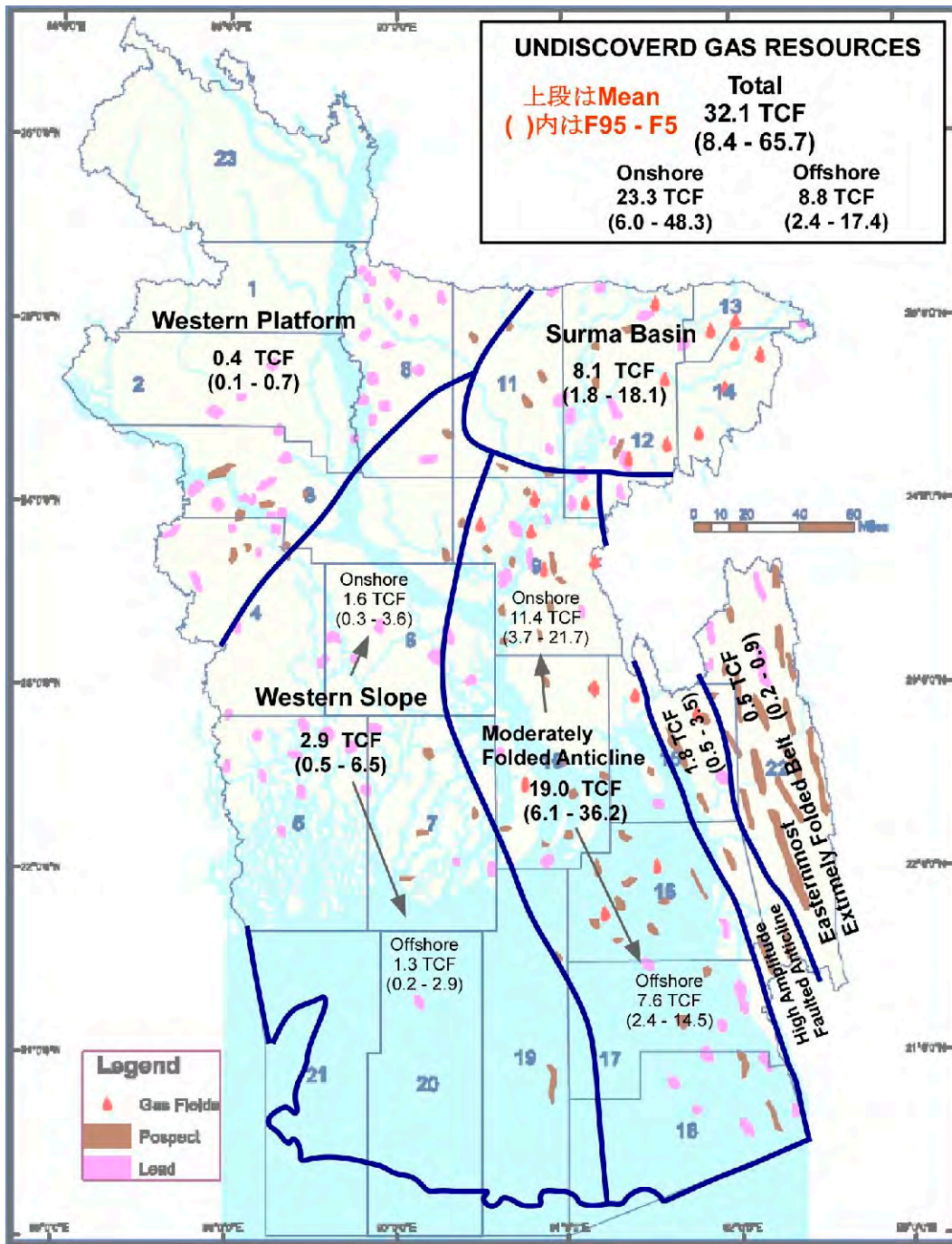


図 3.1.18 USGS/ペトロバングラ未発見ガス資源量評価

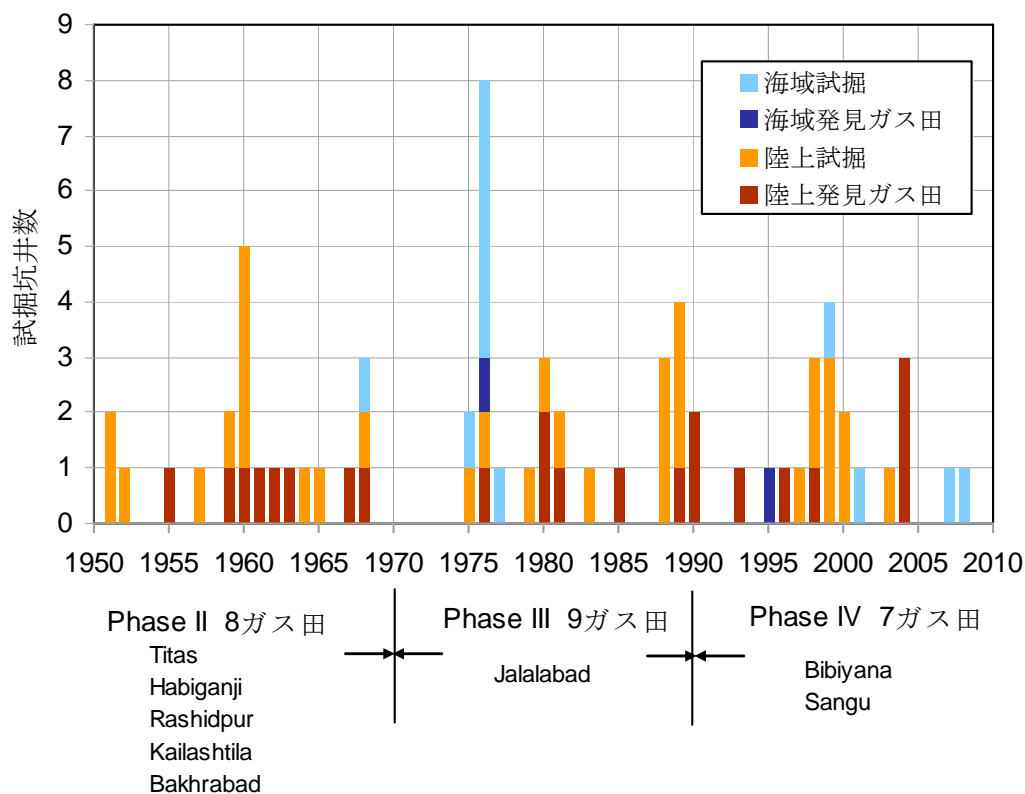


図 3.1.19 試掘坑井数推移 (1950～2008年)

注) 成功したが未開発あるいは休止状態になっている、発見したが暴噴により生産に至らなかった、海域での試掘は成功しても通常廃坑する等、生産に至ったか否かが不明な坑井があるため、生産に至った坑井数ではなく、試掘によりガス田が発見された坑井数を示した。

### 3.1.5.2 天然ガスの生産実績

ペトロバングラの Annual Report 2010 によると、会計年度 2009-2010 における、国営ガス生産会社 (BGFL/SGFL/BAPEX) および IOC (Chevron/Tullow/Santos/Niko) による天然ガス生産実績は表 3.1.18 のとおりである。

また、過去の天然ガス生産量の変遷については、3.1.4.1 章の表 3.1.2、表 3.1.3 および図 3.1.13 にて示した天然ガス販売実績 (1980～2010) によりその動向を窺い知ることができる。

表 3.1.18 天然ガス生産実績（会計年度 2009-2010）

ガス生産会社	ガス田名	総井戸数	生産井戸数	生産能力 (年平均 MMcfd)	生産量 (年平均 Bcf)
<b>Petrobangla ガス田:</b>					
<b>BGFCL</b>	Titas	16	14	404.3	147.6
	Habiganj	11	9	235.0	85.8
	Bakhrabad	8	4	35.2	12.9
	Narshingdi	2	2	33.0	12.1
	Meghna	1	1	0.0	0.0
	<b>Sub-Total</b>	<b>38</b>	<b>30</b>	<b>707.6</b>	<b>258.3</b>
<b>SGFL</b>	Sylhet	3	1	3.1	1.1
	Kailashtila	6	6	90.5	33.0
	Rashidpur	7	5	48.6	17.7
	Beanibazar	2	2	14.8	5.4
	<b>Sub-Total</b>	<b>18</b>	<b>14</b>	<b>156.9</b>	<b>57.3</b>
<b>BAPEX</b>	Saldanadi	2	2	8.4	3.1
	Fenchuganj	2	2	24.7	9.0
	Shahbazpur	2	1	5.6	2.1
	<b>Sub-Total</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>38.7</b>	<b>14.1</b>
<b>Petrobangla 総生産量</b>		<b>62</b>	<b>49</b>	<b>903.2</b>	<b>329.7</b>
<b>IOC ガス田 :</b>					
<b>Santos</b>	Sangu	7	6	36.7	13.4
<b>Chevron</b>	Jalalabad	4	4	162.9	59.5
	Moulavibazar	5	4	58.4	21.3
	Bibiyana	12	12	658.0	240.4
	<b>Sub-Total</b>	<b>21</b>	<b>20</b>	<b>879.3</b>	<b>320.9</b>
<b>Niko</b>	Feni	5	1	1.7	0.6
<b>Tullow</b>	Bangura	6	4	105.1	38.4
<b>IOC 総生産量</b>		<b>39</b>	<b>31</b>	<b>1,022.8</b>	<b>373.3</b>
<b>合計 (Petrobangla + IOC)</b>		<b>101</b>	<b>79</b>	<b>1,926.0</b>	<b>703.0</b>

出所：ペトロバンングラ年報 2010

### 3.1.5.3 天然ガスの今後の生産予測

「バ」国における天然ガスの今後の生産予測については、ペトロバンングラにより作成された Gas Evacuation Plan 2010-2015（添付資料-4）に示された生産予測値をベースに、2 回の現地調査にて得られた下記の情報を加味し、2030 年までの生産量を予測した。

- 国営ガス生産会社 BGFCL、SGFL および BAPEX からのヒアリング調査により得られた今後の掘削および改修計画による増産
- IOC 4 社の内、Tullow、Santos および Chevron からのヒアリング調査およびペトロバンングラ PSC 担当者より得られた今後の活動予定と生産予測
- BAPEX からのヒアリング調査にて確認された Gazprom による約 10 坑井の新規掘削計画および改修計画による増産

■ ペトロバングラにて確認された、2014年開始予定のLNGの輸入

また、下記のガス増産に係る情報も得られたが、現時点では不確実性が高いため、今回の生産量予測からは除外する事とした。

- ConocoPhillips 社が Offshore Bidding Round - 2008 において獲得した大水深海域 2 鉱区からの新規天然ガス生産
- CNPC(China National Petroleum Corporation)と BAPEX との事業協力による新規ガス開発計画
- 現在計画されている Offshore Bidding Round - 2011 のガス生産

表 3.1.19 に 2015 年まで各生産会社の生産井掘削および改修作業による増産計画を、表 3.1.20 に調査団による 2030 年までの天然ガス生産量予測結果を示す。

表 3.1.19 ガス生産各社の今後の生産計画

(Unit : MMcfd)

Sl. No	井戸名	作業終了予定	予想生産量 (MMcfd)	ガス生産会社名	作業内容	特記事項
<b>I. Mid Term Program - Up to Dec, 2013</b>						
<b>i) Under Implementation by National Gas Companies</b>						
1	Semutang # 1. 5	Jun-12	20	BAPEX	Workover	
2	Simdalpur # 1		15	BAPEX	Exploration	
3	Fenchuganj # 4		20	BAPEX	Appraisal/Development	
4	Shalda # 3		15	BAPEX	BAPEX	
5	Kapashia # 1	Apr-12	20	BAPEX	Exploration	
6	Shrikail # 2	Aug-12	20	BAPEX	Exploration	
7	Sunetra # 1	Mar-12	25	BAPEX	Exploration	
8	Mobarakpur # 1	Oct-12	15	BAPEX	Exploration	
9	Shalda# 4	Jun-12	15	BAPEX	Development	
10	Shahbazpur #3, 4	Dec-13	50	BAPEX	Development	
11	Titas # 17	Mar-12	25	BGFCL	Development	
12	Titas # 18	Aug-12	25	BGFCL	Development	
13	Backhradad # 9	Aug-12	20	BGFCL	Development	
<b>Total (i)</b>			<b>285</b>		<b>15 wells</b>	
<b>ii) Under Implementation by International Gas Companies</b>						
1	Moulavibazar	Dec-13	540	Chevron	Development 9 wells	
2	Bibiyana		360		Development 6 wells	
3	Jalalabad		100		Development 3 wells	
<b>Total (ii)</b>			<b>1000</b>		<b>18 wells</b>	
<b>iii) Under Implementation by National Gas Companies under Fast Track Program</b>						
1	Titas #19,20,21&22	Jun-12	100	BGFCL	Development	Fast Track (Drilled by Gazprom)
2	Rashidpue # 8	Jun-12	20	SGFL	Development	Fast Track (Drilled by Gazprom)
3	Rashidpue # 5	Jun-12	15	SGFL	Workover	
<b>Total (iii)</b>			<b>135</b>		<b>6 wells</b>	
<b>iv) LNG Import</b>						
1	LNG		500			
<b>Total (iv)</b>			<b>500</b>			
<b>Grand Total (i + ii+ iii+ iv)</b>			<b>1,920</b>			
<b>II. Long Term Program (2015)</b>						
1	Titas Well 23, 24, 25 & 26	Dec '15	100	BGFCL	Appraisal well	
2	Excavation of 5 Wells in Sylhet, Kailashilla and Rashidpur	Dec '15	80	SGFL	Appraisal well	
<b>Total (i)</b>			<b>180</b>		<b>9 wells</b>	
<b>ii) By International Gas Companies</b>						
1	Moulvibazar	Dec '15	500	Chevron		
2	Bibiyana	Dec '15				
3	Jalalabad	Dec '15				
<b>Total (ii)</b>			<b>500</b>		<b>11 Wells</b>	
<b>Grand Total (i + ii+ iii)</b>			<b>680</b>		<b>20 Wells</b>	

表 3.1.20 天然ガス生産予測 (2011-2030)

生産年	Gas Evacuation Report (2010-2015)				調査団生産予測			
	Petrobangla (MMcfd)		IOC (MMcfd)	合計	Petrobangla (MMcfd)		IOC (MMcfd)	合計
2010 (実績)	903		1,028	1,931				
2011	1,185	(LNG輸入)	1,308	2,493	1,140		1,128	2,268
2012	1,340	500	1,448	3,288	1,390		1,498	2,888
2013	1,340	500	1,548	3,388	1,520	(LNG輸入)	1,798	3,318
2014	1,350	500	1,848	3,698	1,565	500	2,051	4,116
2015	1,520	500	2,298	4,318	1,615	500	2,248	4,363
2016	Gas Evacuation Reportでは2016年以降の 予測データは無い				1,880	500	2,538	4,918
2017					1,922	500	2,362	4,784
2018					1,939	500	2,004	4,443
2019					1,884	500	1,688	4,072
2020					1,841	500	1,446	3,787
2021					1,768	500	1,177	3,445
2022					1,632	500	986	3,118
2023					1,514	500	833	2,847
2024					1,408	500	653	2,561
2025					1,227	500	557	2,284
2026					1,074	500	437	2,011
2027					957	500	281	1,738
2028					678	500	258	1,436
2029	609	500	254	1,363				
2030	561	500	251	1,312				

### 3.1.5.4 天然ガスの輸入に関する検討状況

#### (1) LNG (液化天然ガス) の輸入

- LNG 再ガス化施設

LNG の輸入に関しては 2013 年末に LNG 再ガス化施設が完成する計画となっており、2014 年より「バ」国のガスグリッドへ 500MMCFD のガス搬送が予定されている。またペトロバングラへの聞き取り調査でもこの事業は 2013 年末の完成を目指した BOOT (Built-Own-Operate-Transfer) あるいは BOT (Build-Operate- Transfer)ベースの 15 年契約との事である。また海上 LNG ターミナルの建設に対する PQ には 10 社の応募があったとの事である。また

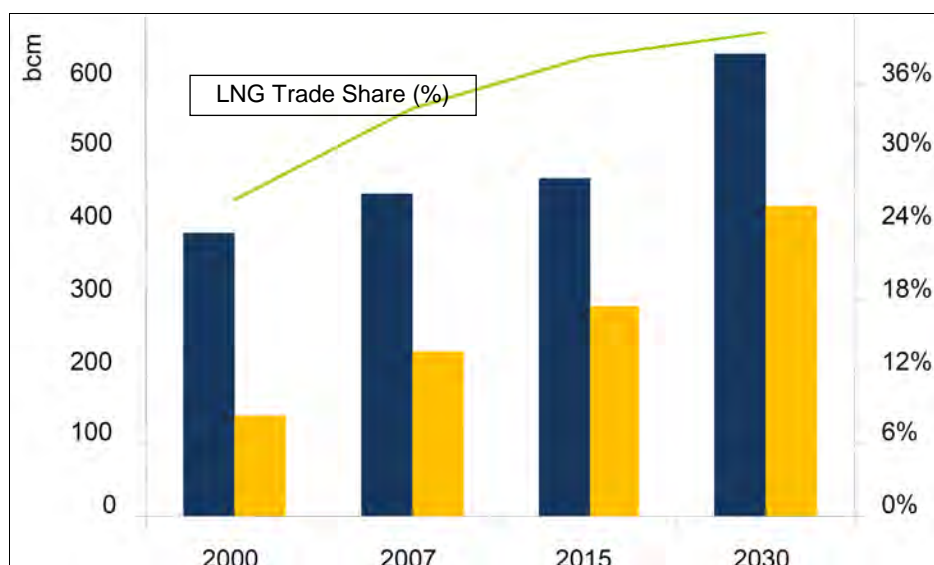
コンサルタントによる RFP (Request For Proposal) は 2011 年 12 月中旬に予定されている。

新聞等の報道では、LNG 再ガス化施設は、Moheshkhali の沖合 1.5km に設置され、この浮体式施設に積載容量 14~26 万 m<sup>3</sup> の LNG 輸送船が接舷し、パイプラインにより陸上基地まで送られ、貯蔵される計画である。またペトロバングラの 2015 年までのガス生産計画にもこの LNG の輸入は組み入れられており、LNG の確保については、すでにカタールとの間で 4 百万トン/年(≒500MMCFD) の LNG 輸入に関する MOU が取り交わされており、「バ」国政府が買い取る計画であるが、カタールとの MOU の内容は公表されておらず、取引価格等の情報入手は出来なかった。LNG 再ガス化施設の詳細設計がある程度進んだ時点で、取引価格を含めた契約交渉がなされるものと考ええる。

しかしながら現在の「バ」国の IOC からの買入れ価格 (IOC 平均 US\$ 2.66 /Mcf) に比べ、2011 年 12 月時点の米調査会社プラッツ社のアジア向け LNG スポット価格は約 US\$ 17~18/Mcf (≒US\$ 17~18/MMBTU) である現状から見て、この価格差を「バ」国政府がどのように処理するかが大きな問題と言える。一般に LNG プロジェクトは、多額な投資 (ガス田の開発・パイプライン敷設・液化プラント建設・LNG 船の建造等) が要求され、長期に亘る固定的な条件での取引を確約する必要がある、そのため、20 年以上の長期にわたる売買取引となるのが一般的である。LNG 売買契約の取引数量については、Take or Pay 条項が特徴的である。Take or Pay 条項とは引き取り保証の一種であり、買主がガスを引き取れない場合でも一定の金額を支払う義務を買主に課すものである。LNG プロジェクトでは投資額が莫大なため、一定数量の Take or Pay 条項付きの売買契約が存在することを前提として初めて売主側は金融機関からの資金調達が可能となる為であると言われている。

上記のように、「バ」国の再ガス化施設は一か所だけを海上に建設される予定であり、仮にサイクロン等により施設が損傷を受け LNG を引き取れない場合でも、契約金額を支払う義務が生じる。従って、「バ」国政府が LNG 買主として Take or Pay 条項付きの LNG 長期輸入契約を結ぶ事は容易でなく、スポット市場より調達せざるを得ないと考ええる。近年の先進主要国経済の低迷と米国のシェールガスの急速な普及により、現在は世界の LNG スポット市場に余裕があり、2010 年の LNG 取引市場におけるスポット取引に占める割合は 21% に上昇し、「バ」国のスポット市場よりの LNG 調達は当面は問題ないと考えられる。しかしながら、図 3.1.20 に示すように長期的に見て LNG の需要は拡大すると考えられ、スポット市場での買付けでは安定的輸入量の確保および調達価格とも不安定にならざるを得ない側面もある。



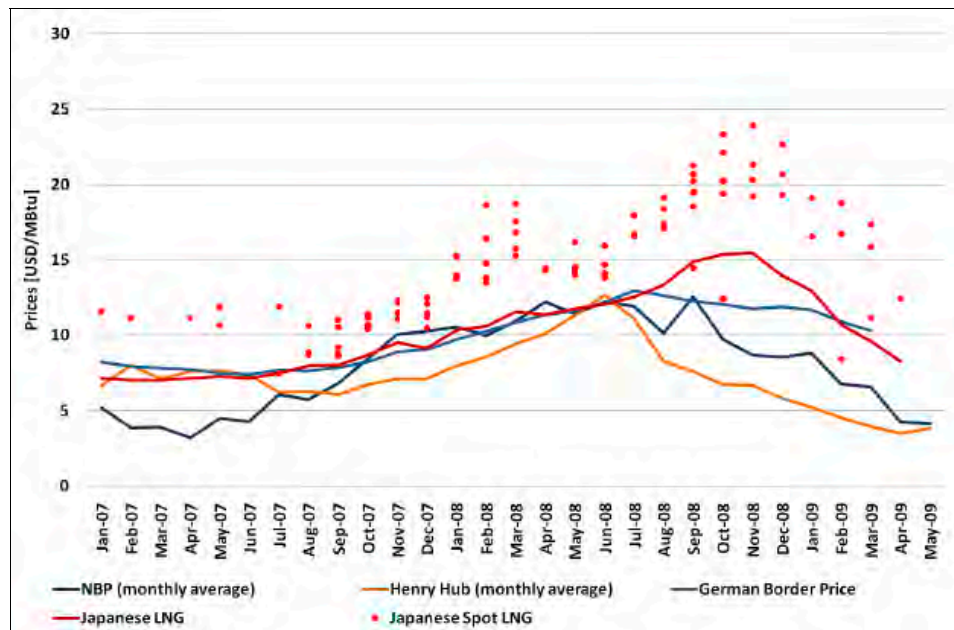


注 1): 黒縦線はパイプラインによる取引予測を示す。  
 2): 黄縦線は LNG による取引予測を示す。  
 3): 曲線は天然ガス全体の取引に対する LNG 取引の比率を示す。

出所: IEA World Energy Outlook 2009

図 3.1.20 2030 年までの世界の LNG 需要見通し

図 3.1.21 に 2007 年 1 月から 2009 年 5 月までの日、欧、米の LNG およびパイプラインのガス価格、および日本のスポット市場での買付け価格の推移を示す。スポット市場での価格は買付国、時期によって大きく変動しており、東アジア向けスポット LNG 指標価格でも同じような傾向を示している。また BP 社の Statistical Review of World Energy, June 2011 では 1984 年以降の LNG 価格は原油価格に連動した価格変動を示してきたと分析しており、将来の LNG 価格は長期契約取引やスポット市場取引を含め原油価格の推移から決まるものとする。



注 1):NBP は National Balancing Point, UK gas trading hub 価格  
 2):米国 Henry Hub はシェールガスの急増によりガス価格は低迷  
 出所: IEA World Energy Outlook 2011

図 3.1.21 日・欧・米の LNG 価格と日本向けスポット価格

■ LNG ガスパイプライン

Moheshkhali に建設される再ガス化施設と、既設ガスパイプラインネットワークとの接続点となる Anowara(チッタゴン地区)とを結ぶ高圧ガスパイプライン(30”、91.0 km、550 MMCFD)は現在「バ」国政府予算で建設中であり、2013 年末に完成予定であり、このラインの完成により、LNG ガスのチッタゴンへの供給が可能になる予定である。

(2) 国際パイプラインによる天然ガスの輸入

インド、ミャンマー等の近隣諸国からの国際パイプラインを通じての天然ガスの輸入は現時点では具体的な計画は無いが、最近になりミャンマーはこれまでの中国寄りの姿勢を改め、「民主化」を掲げる融和政策を見せている。2011 年 12 月初めの約半世紀ぶりの米國務長官のミャンマー訪問により、経済制裁を科すなど距離を置いてきたアメリカなどの欧米諸国に急速に歩み寄る姿勢を示している。両国の関係正常化に対する動きに続き、同月 6 日に「バ」国首相がミャンマー訪問した際、「バ」国首相およびミャンマー大統領は今後新たに発見されたガス田からの「バ」国へのガス輸出について合意に達したとの新聞報道があったことから、今後ミャンマーからのパイプラインによる天然ガスの輸入が期待できる。



- (4) 解析対象パイプラインの仕様(配管サイズ、肉厚、節点間の距離など)
- (5) 解析対象パイプラインに流入するガスの流量および圧力
- (6) 対象パイプラインから流出するガスの流量および圧力

以下に収集した情報について記載する。

#### 3.1.6.1 既設ガスパイプラインの現況

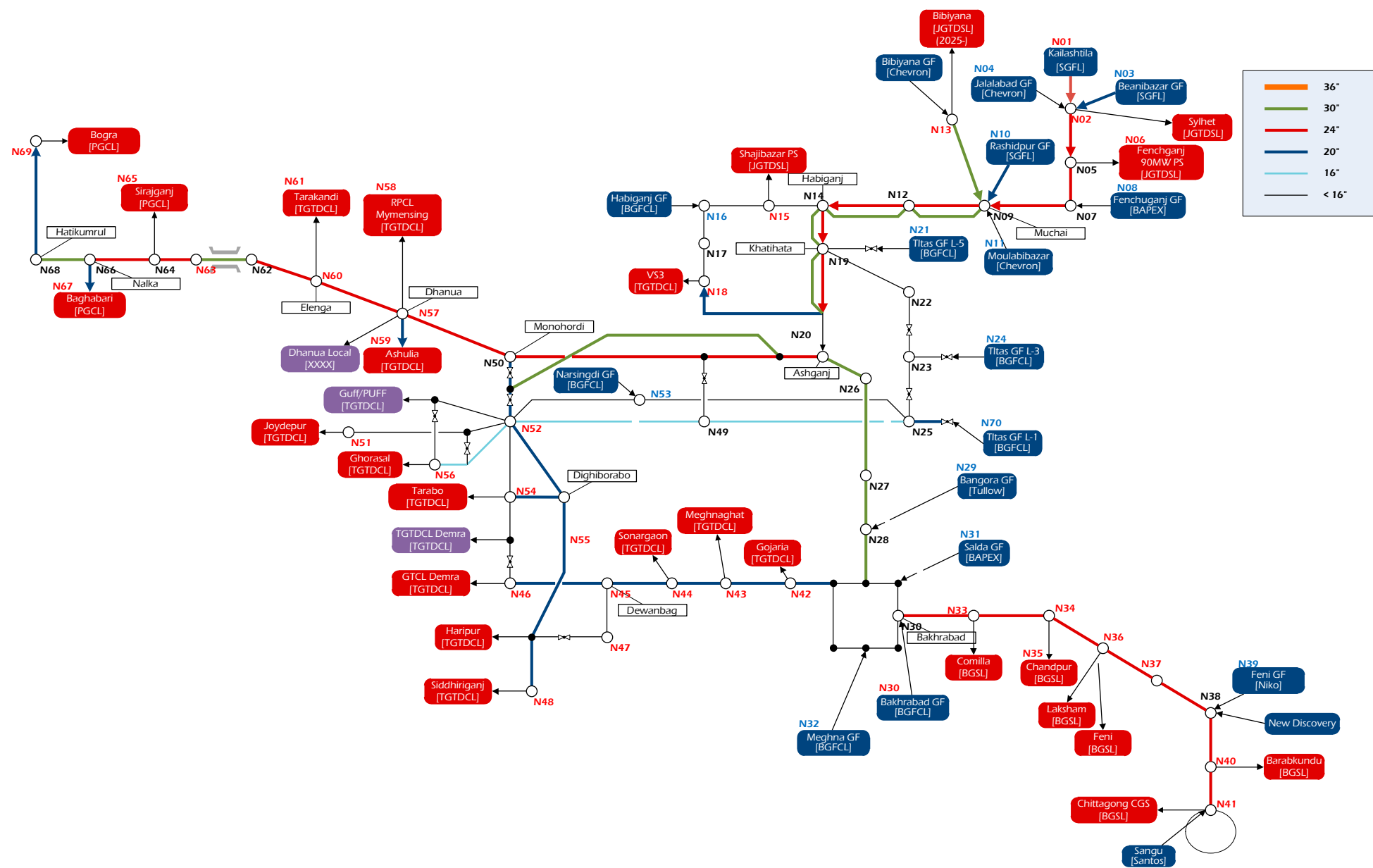
現在「バ」国の天然ガスを搬送しているパイプラインネットワークを図 3.1.23 に、またこれらの模式図を図 3.1.24 に示す。





出所：ペトロバングラ年報 2010

図 3.1.23 パイプラインネットワーク



**Pipeline Network Diagram**  
Present (at 2011)

図 3.1.24 パイプラインネットワーク模式図

これらの図によると、ガスの産出地域は主に北東部にあり、西部および南西部へのガスの搬送経路が整備されていないことが判る。また現状のパイプラインネットワークシステムは経路の二重化が十分に行き届いておらず、さらに圧縮機が未設置であることなどから、ガス消費の最大負荷時におけるガス需要家に対するガスの供給圧力を一定に維持できないといった現象が現れている。

また、パイプラインの操業に利用される SCADA システムは、英国国際開発省（DFID）の支援により 1997～2003 年に設置工事（設計施工一括請負契約）が実施され、その後 2 年間の運転保守期間を経て、2005 年に GTCL へ引き渡されたものであるが、以下の問題により現在は機能不全に陥っている。

- (1) 2005 年以後拡張されているパイプラインネットワークの設備に対し、SCADA 設備の整備が間に合っておらず、SCADA で監視することができない設備が存在している。
- (2) 設計からすでに 10 年以上経過しており、SCADA に使用されている機器および部品は最新のものよりも一世代ほど古いタイプになっていることから、保守のための予備品などの調達が困難となっている。

このため、今後も計画されているパイプライン網の拡張ならびに天然ガス需給の逼迫を計画的に管理するためにも、パイプライン網全体を監視するための SCADA システムの整備が急務である。

### 3.1.6.2 建設中および計画中のガスパイプライン

前述した問題点の解決や、今後のガス需要の増加に合わせるべく、ガスパイプラインネットワークシステムの改善、補強プロジェクトが計画されている。

GTCL より得られたこれらの計画について以下にまとめた。表 3.1.21 には現在建設中のシステム補強プロジェクトを、表 3.1.22 には今後計画されているプロジェクトを示す。

またそれぞれのプロジェクトの場所は、後述するパイプラインモデル（図 3.1.25～図 3.1.28）に示した。

表 3.1.21 現在建設中のパイプラインシステム補強プロジェクト

	List of Projects	Description	Start	End	Fund
U1	Monohordi - Dhanua Pipeline, Elenga - East Bank of Jamuna Bridge Pipeline	37 km (Monohordi - Dhanua), 14 km (Elenga - East Bank of Jamuna Bridge), 30 inch.	2006	2012	ADB
U2	Compressor at Ashuganj and Elenga		2011	2014	ADB
U3	Compressor Stations at Muchai		2006	2012	PSC Fund
U4	Hatikumrul-Ishwardi-Bheramara Pipeline	87 km, 30 inch	2006	2012	ADB
U5	Bonpara-Rajshahi Pipeline	53 km, 12 inch	2006	2012	ADB
U6	Bheremara-Khulna Pipeline	165 km, 20 inch	2007	2013	ADB
U7	Bakhrabad-Siddhirganj Pipeline	60 km, 30 inch	2007	2013	IDA
U8	Ashuganj - Bakrabad Pipeline	60 km, 30 inch	2011	2013	GoB/ GTCL
U9	Titas Gas Field to A-B Pipeline	8 km, 24 inch	2010	2012	GTCL
U10	Bibiyana - Dhanua Pipeline	138 km, 36 inch	2011	2013	GoB/ GTCL
U11	Maheshkali - Anowara Pipeline	91 km, 30 inch	2011	2012	GoB/ GTCL

出所 : GTCL



表 3.1.22 今後計画されているプロジェクト

	List of Projects	Description	Start	End	Fund
P1	Langalband (Narayanganj) - Mawa pipeline.	40 km, 30 inch	2011	2014	-
P2	Pipeline along Padma Bridge	20km, 30 inch	2010	2013	-
P3	Bakhrabad - Feni pipeline.	91 km, 30 inch	2013	2017	-
P4	Zajira - Khulna pipeline.	110km, 30 inch	2013	2017	-
P5	Bogra - Rangpur pipeline.	100 km, 20 inch	2013	2016	-
P6	Feni- Chittagong *1	Planned in Gas Sector Master Plan 2006 (estimated for gas pipeline network analysis)		2025	-
P7	Dhanua – Elenga	Planned in Gas Sector Master Plan 2006 (estimated for gas pipeline network analysis)		2025	-
P8	West Bank of Jamuna Bridge – Nalka	Planned in Gas Sector Master Plan 2006 (estimated for gas pipeline network analysis)		2025	-
P9	Sunetra – Kishorganj *2	Accrodning to new discovery gas reserve of Sunetra 80km, 20"			

\*1：導管解析実施にあたり本パイプラインは実施される見込みであったため、導管解析には本パイプラインを組み込んで実施しているが、第二次現地調査において本パイプラインはLNG輸入により不要になるとの情報をGTCLより得た。

\*2：本パイプラインは上記U10に接続される計画であるが導管解析時に本パイプラインの計画についての情報が得られなかったため、導管解析の実施に本パイプラインは組み込まれていない。ただしSunetraからの天然ガス生産見込み量については、近傍ガス田であるBibiyanaに加算する形で導管解析に反映済みである。

表 3.1.21 におけるプロジェクトのうち、U1 および U3 については建設作業が進んでおり、GTCL によると Muchai のコンプレッサーについてはほぼ工事が終了段階にあるとのことであった。

U2 に関しては 10 月 21 日に韓国のヒュンダイ社と契約し、工事期間は前払金受領後 24 ヶ月であるが、第二次現地調査（11 月 14 日～12 月 9 日）時点で支払いは済んでいない。U10 の Bibiyana-Dhanua パイプラインは、天然ガスを多く産出する Bibiyana からのガスを「バ」国西部地区に供給する上で重要なパイプラインであり、早急に工事を実施する計画であるとの回答があった。

また U11 の Maheshkali-Anowara パイプラインは、天然ガス供給の逼迫に対応するべく計画している LNG の輸入において、チッタゴン地域に建設が予定されている LNG 受入基地から GTCL の既存パイプラインまでを結ぶものであり、LNG 輸入計画に合わせて工事が計画されている。

表 3.1.22 に示した今後計画されているプロジェクトはその必要性を認識しつつも、資金面でのめどがつかず、当面実施している建設中のプロジェクトに注力していくとのことであった。

### 3.1.6.3 ガス導管網解析

「バ」国における天然ガスの需給予測およびパイプラインネットワークシステムの補強工事、補強計画に基づき、2015 年、2020 年、2025 年、2030 年におけるパイプラインネットワークの輸送能力を評価する目的で、ガス導管網解析を実施した。

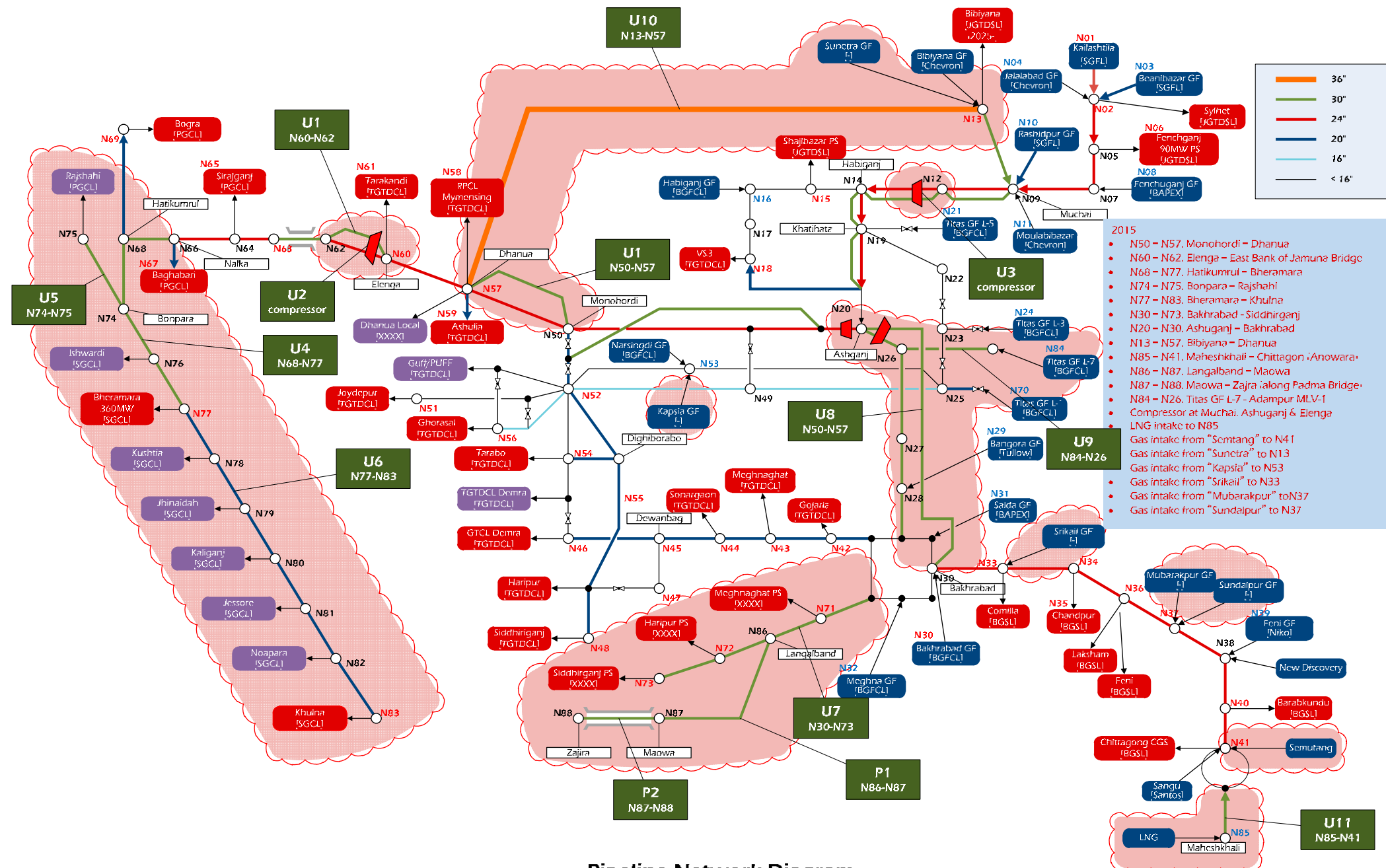
導管網解析の結果を受け、計画中のハリプール発電所、ベラマラ発電所ならびに既存のカフコ肥料工場へのガス供給見通しについて、インテリムレポートでの報告（10 月中旬）を貴機構より求められており、第一次現地調査による情報収集（2011 年 9 月 3 日～23 日）から短期間に解析を実施する必要がある。従って本導管網解析では「バングラデシュ人民共和国 石炭火力発電マスタープラン調査 2010」で実施された解析モデルおよび大阪ガスエンジニアリング株式会社が独自に開発・所有し同調査に利用した専用アプリケーションを利用して短期間で解析を行った。

#### (1) 導管網解析への入力データ

大阪ガスエンジニアリングに対しては以下のデータを提供した。

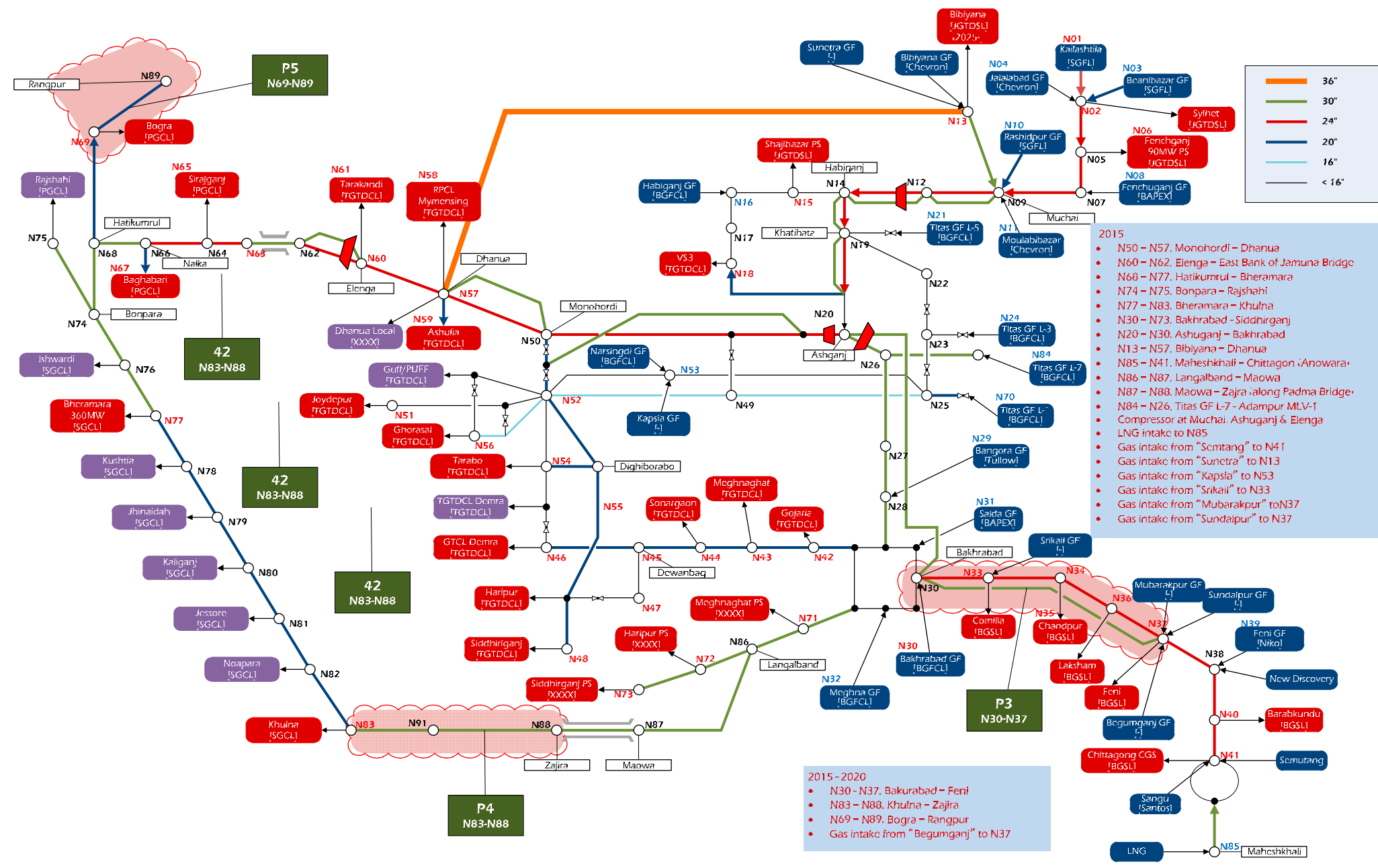
##### 1) ガスパイプラインネットワークモデル

現地調査で得られた情報を反映したモデルを図 3.1.25～図 3.1.28 に示す。



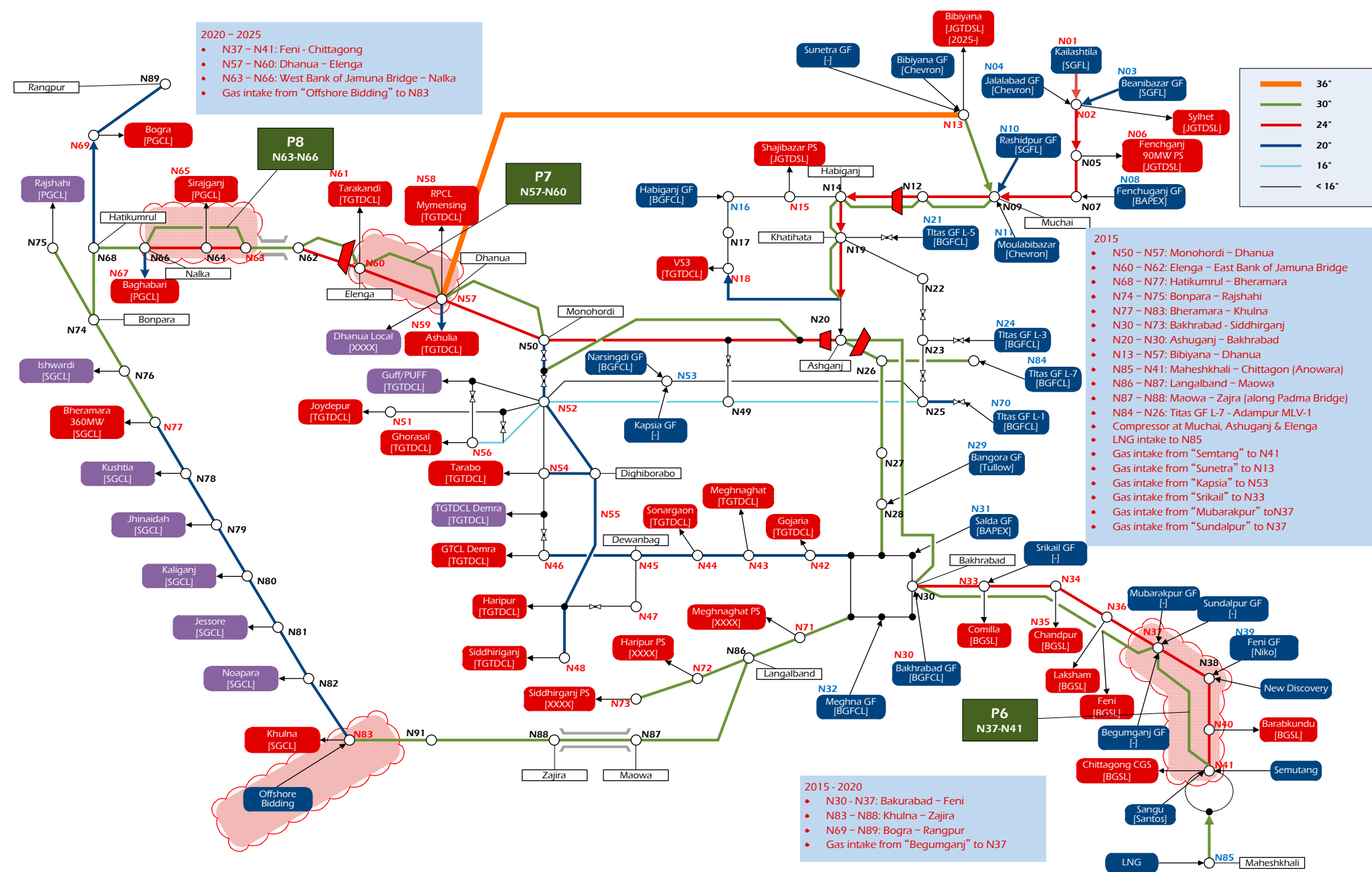
**Pipeline Network Diagram**  
Planned at 2015

图 3.1.25 – 2015 年



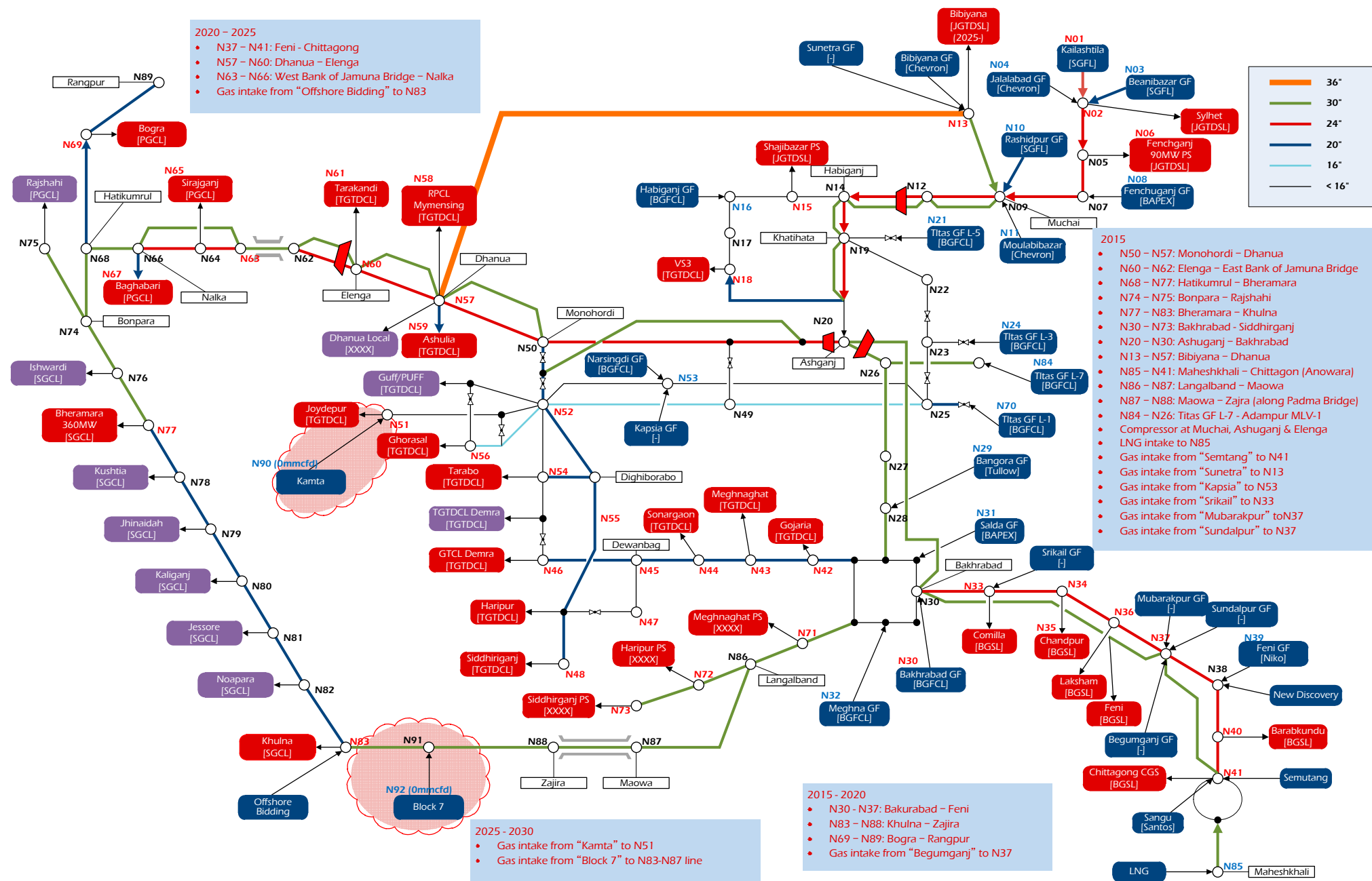
**Pipeline Network Diagram**  
Planned at 2020

图 3.1.26 - 2020 年



**Pipeline Network Diagram**  
Planned at 2025

图 3.1.27 - 2025 年



**Pipeline Network Diagram**  
Planned at 2030

图 3.1.28 - 2030 年

## 2) ガス需給予測

導管網解析に利用した天然ガスの需給予測量は以下の条件に基づき算定した。

### ① Off-grid gas の調整

全生産量から Off-grid gas 分を差引いたものを Grid への流入ガスとして扱う。2015 年までの Off-grid gas 分は Gas Evacuation Plan 2010-15 の数値をそのまま使用、2016 年以降の Off-grid gas 分は全生産量の 8% (当該 Plan に即して) とする。この差引き調整は全てのガス田にて一定割合で行う。

### ② 2012～2018 年の供給過多の調整

2012～2018 年の生産能力が需要を上回る状況に対して、2019 年以降の供給量の急激な減少を避けるため、2018 年までは IOC を除く「バ」国側のガス田において全需要に合致するように供給調整を行い、その供給過多分は 2019～2023 年の各年に割り振る。

### ③ 需要上限値の設定

潜在需要は 2030 年 5829MMCFD まで伸びる、また現状の埋蔵量等情報に基づき供給量が低減していくという状況下、需給ギャップが拡大し始めた段階(2019 年以降)から「バ」国政府として何らかの更なる供給制限を行うという前提で、解析用インプットとして 2019 年以降は 4,500MMCFD を需要上限値とする。また、潜在需要が前記需要上限を超過する場合は、Non-Bulk において需要低減の調整を行う。

上記の調整前後の需給予測を図 3.1.29 に示す。

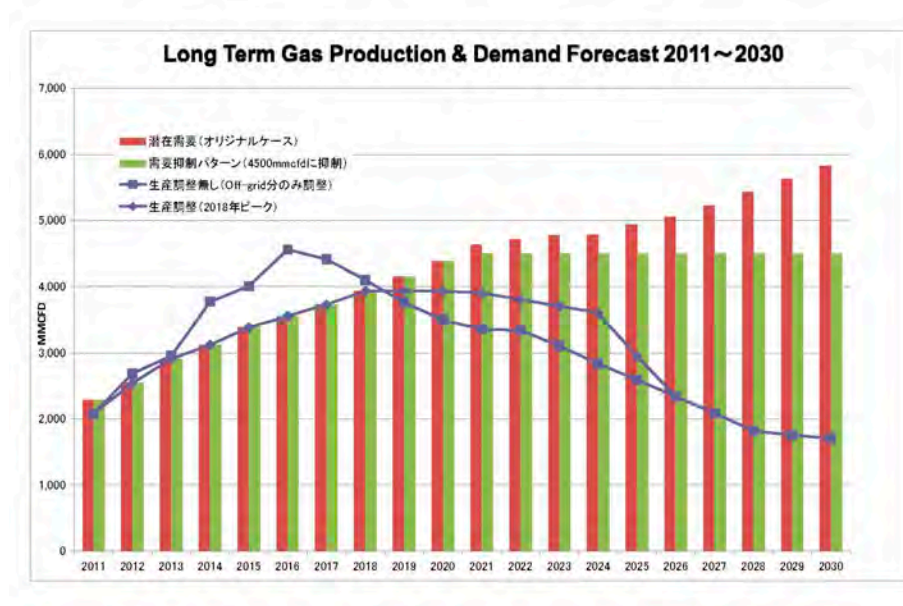


図 3.1.29 長期需給予測 (2011～2030)



導管網解析に利用したガスの需給予測データを表 3.1.23 に示す。

表 3.1.23 ガス需給予測データ

(MMCFD)

Node	IN/ OUT	Name	Company Area	2015	2020	2025	2030
1	IN	Kailashtila Gas Field	SGFL	39.22	239.78	154.74	34.06
2	OUT	Sylhet	JGTDSL	50.80	72.80	71.20	71.20
3	IN	Beanibazar Gas Field	SGFL	16.00	16.00	0.00	0.00
4	IN	Jalalabad Gas Field	-	280.00	155.65	51.00	0.00
5	-	VS-E Fenchuganj	-				
6	OUT	Fenchganj PS	JGTDSL	86.48	88.52	91.20	99.60
7	OUT	Uttarbag	JGTDSL	5.32	8.56	10.33	11.83
8	IN	Fenchganj Gas Field	BAPEX	85.00	30.00	0.00	0.00
9	-	-	-				
10	IN	Rashidpur Gas Field	SGFL	46.29	483.26	463.67	101.77
11	IN	Moulabibazar Gas Field	Chevron	360.00	207.46	0.00	0.00
12	-	Muchai	-				
13	IN	Bibiyana Gas Field	-	1,124.07	931.30	456.86	289.93
13	OUT	Bibiyana	JGTDSL	160.80	160.80	225.40	211.80
14	-	Hobiganj	GTCL				
15	OUT	Shahjibazar PS	JGTDSL	116.80	135.77	105.35	114.19
16	IN	Hobiganj Gas Field	BGFCL	83.57	206.73	72.70	15.00
17	-	-	-				
18	OUT	VS3	TGTDCL	351.16	468.19	349.65	509.74
19	-	Khatihata	-				
20	-	Ashuganj	-				
21	IN	Titas Gas Field Location 5	BGFCL	185.79	552.65	350.24	83.94
22	-	-	-				
23	-	-	-				
24	IN	Titas Gas Field	BGFCL	0.00	0.00	0.00	0.00



Node	IN/ OUT	Name	Company Area	2015	2020	2025	2030
		Location 3					
25	-	Ghatura	TGTDCL				
26	-	Adampur MLV-1	-				
27	-	-	-				
28	-	-	-				
29	IN	Bangora Gas Field	Tullow	120.00	64.00	20.97	6.87
30	IN	Bakhrabad Gas Field	BGFCL	56.00	100.00	100.00	0.00
31	IN	Salda Gas Field	BAPEX	53.00	30.00	5.00	0.00
32	IN	Meghna Gas Field	BGFCL	10.00	10.00	3.28	0.00
33	IN	Srikail	-	15.00	15.00	4.92	1.61
33	OUT	Comilla	BGSL	19.20	19.20	0.00	0.00
34	OUT	Bijra	BGSL	18.40	18.40	18.40	18.40
35	OUT	Chandpur	BGSL	0.00	0.00	0.00	0.00
36	OUT	Laksham	BGSL	0.00	0.00	0.00	0.00
37	IN	Feni	-	30.00	40.00	19.83	13.22
37	OUT	Feni	BGSL	20.81	29.83	27.14	30.05
38	-	-	-				
39	IN	Feni Gas Field	Niko	2.00	2.00	0.00	0.00
40	OUT	Barabkundu	BGSL	208.36	336.32	384.93	426.23
41	IN	Chittagon City Gate Station	-	185.00	185.00	158.62	108.95
41	OUT	Chittagon City Gate Station	BGSL	239.80	239.80	229.40	143.00
42	OUT	Gojaria	TGTDCL	0.00	0.00	0.00	0.00
43	OUT	Meghnaghat	TGTDCL	147.49	199.20	259.02	248.90
44	OUT	Sonargaon	TGTDCL	0.00	0.00	0.00	0.00
45	OUT	Dewanbag	TGTDCL	50.40	50.40	50.40	0.00
46	OUT	GTCL Demra	TGTDCL	171.98	283.87	305.13	317.84
47	OUT	Haripur	TGTDCL	298.50	492.69	529.58	551.64
48	OUT	Siddhiriganj	TGTDCL	31.20	31.20	31.20	35.00
49	-	Doulatkandi	TGTDCL				

Node	IN/ OUT	Name	Company Area	2015	2020	2025	2030
50	OUT	Monohordi	TGTDCL	4.80	4.80	0.00	0.00
51	OUT	Joydepur	TGTDCL	0.00	0.00	0.00	0.00
52	OUT	-	TGTDCL	15.02	24.80	26.65	27.76
53	IN	Narsingdi Gas Field	-	48.00	41.73	20.70	10.93
54	OUT	Tarabo	TGTDCL	8.29	9.52	3.36	3.50
55	OUT	Dighiborabo	TGTDCL	0.00	0.00	0.00	0.00
56	OUT	Ghorasal	TGTDCL	356.64	405.78	417.77	252.94
57	OUT	Dhanua	TGTDCL	51.40	6.40	0.00	0.00
58	OUT	RPCL Mymensing	TGTDCL	26.40	26.40	26.40	0.00
59	OUT	Ashulia	TGTDCL	486.37	773.13	827.61	860.18
60	OUT	Elenga	TGTDCL	4.00	4.00	0.00	0.00
61	OUT	Tarakandi	TGTDCL	45.00	45.00	45.00	45.00
62	-	East Bank of Jamuna Bridge	-				
63	OUT	West Bank of Jamuna Bridge	PGCL	36.43	83.55	85.34	137.87
64	-	Kodda	PGCL				
65	OUT	Sirajganj	PGCL	5.23	8.35	55.14	56.67
66	-	Nalka	-				
67	OUT	Baghabari	PGCL	66.83	35.55	10.14	11.67
68	-	Hatikumrul	-				
69	OUT	Bogra	PGCL	10.03	13.15	10.14	11.67
70	IN	Titas Gas Field Location 1	BGFCL	0.00	0.00	0.00	0.00
71	OUT	Meghnaghat (future)	TGTDCL	45.60	45.60	45.60	45.60
72	OUT	Haripur (future)	TGTDCL	54.40	54.40	54.40	54.40
73	OUT	Siddhiriganj (future)	TGTDCL	125.60	125.60	125.60	125.60
74	-	Bonpara	SGCL				
75	OUT	Rajshahi	SGCL				
76	OUT	Ishwardi	SGCL				

Node	IN/ OUT	Name	Company Area	2015	2020	2025	2030
77	OUT	Bheramara	SGCL	61.90	65.40	66.46	66.05
78	OUT	Kushtia	SGCL				
79	OUT	Jhinaidah	SGCL				
80	OUT	Kaliganj	SGCL				
81	OUT	Jessore	SGCL				
82	OUT	Noapara	SGCL				
83	OUT	Khulna	SGCL	7.50	11.00	12.06	11.65
83	IN	Khulna	-	0.00	0.00	0.00	0.00
84	IN	Titas Gas Field Location 7	BGFCL	150.00	117.45	69.35	40.95
85	IN	Maheshkhali	BGFCL	500.00	500.00	500.00	500.00
86	-	Langalband	TGTDCL				
87	-	Maowa	-				
88	-	Zajira	-				
89	-	Rangpur	-				
90	IN	Kamta	BGFCL	0.00	0.00	0.00	0.00
91	-		-				
92	IN	Block 7	-	0.00	0.00	0.00	0.00
		TOTAL	IN	<b>3,389</b>	<b>3,928</b>	<b>2,452</b>	<b>1,207</b>
			OUT	<b>3,389</b>	<b>4,378</b>	<b>4,500</b>	<b>4,500</b>

## (2) 導管網解析結果

導管網解析の結果を添付資料-6 に示す。

本項では、この解析結果における特記事項を記載する。

### 1) 前提条件

前述の各種データを解析作業への入力としている。

なお、パイプラインモデルにおけるガスの流量および圧力分布を実測値に合わせるためにモデルのキャリブレーションをする必要があるが、今次調査においてこれに必要なデータを「バ」国側から十分に入手できなかったため、次のような理由で「バングラデシュ人民共和国 石炭火力発電マスタープラン 調査 2010」にて利用した実測値(2009年10月24日午前8時における実測値)を利用している。

- ・ 今回利用したモデルと「バングラデシュ人民共和国 石炭火力発電マスタープラン調査 2010」で利用したモデルがほぼ同一である
- ・ 2009 年時点での導管網内ガスの流れと 2011 年におけるガスの流れを比較しても大きな変化がない（大口需要家やガス生産量が大きく増減したガスフィールドはない）
- ・ 2009 年から 2011 年の間にピギングを実施していないため、導管内の状態が大きく変化していない。

ガスの日あたりの変動については、GTCL より以下のような回答を得ることができた。

導管網を流れるガスの最大流量は午後 10 時がピークであり、この値は最小流量を示す午前 7 時台の数値の約 1.25 倍程度である。

こういう状況を考慮し、解析にあたって入力するガスの需給量については、提供したデータ（日あたりのガス量を示しているため日あたりの最小流量を示すものではない）を 1.1 倍して、日あたりにおける最大需要、最大供給量と考えた。

また 2020 年以降ガスの供給は需要を満たしていないため、計算に際しほとんどのガス田について供給圧力一定に設定し、ガス田から流入するガスの量は設定した圧力を保つべく流入してくるという条件を適用している。これにより実際の需給バランスに関係なく、想定されるガスの需要を満たすに十分な配送能力を導管網が持つかどうかの検証は可能である。

## 2) 結果

解析結果は以下の通り。

解析は以下のように解析モデルを地域毎に分割して実施した。

Region 1 : N60 の下流（エレンガより西および南）

Region 2 : N20 と N60 の間（アシュガンジとエレンガの間、チッタゴン周辺区域も含まれる）

Region 3 : N12 と N20 の間（ムチャイとアシュガンジの間）

Region 4 : N12 の上流（ムチャイより上流、北東部）

① 2015 年

・ Region 1

N60 に設置される圧縮機の吐出圧力 1000 psi から下流に向けて緩やかに圧力が低下するが、すべてのノードにおいて 780 psi 以上を保っていることからこの地域の導管網は想定した需要を処理できることが確認された。

・ Region 2

一回目の計算では、N30 (Bakhrabad ガス田) においてガスの逆流現象が見受けられた。原因は、近傍のノード (N29、N30 および N31) を圧力設定ノードとして計算しており、計算された導管網の圧力がこれらのノードよりも高くなったためである。そのためこれらのノードを流量設定ノード (設定した流量を常に供給できるノードとして設定) として再計算したところ N59 を除いた地域全域に渡って導管網の能力が十分であることが確認された。なお実際にはこれらのノード (N29、N30 および N31) のガス供給圧力は導管網が必要とする圧力より低いため、圧縮機の設置が必要である。

・ Region 3

N12 に設置される圧縮機の吐出圧力 1000 psi から下流にむかって圧力が漸減し、N20 において 619 psi と計算された。

・ Region 4

N06 を除いてすべてのノードで 1000 psi 以上であった。なお N12 における圧力は 1012 psi となり計算上は圧縮機不要であることが確認された。

② 2020 年

・ Region 1 および 2

N88 および N83 が接続されることから Region 1 と 2 は一つの地域と見なして計算した。

解析の結果、Bakhrabad から Dewanbag および Monohoridi を結ぶラインにおいて、N42～N48 および N51～N56 の各ノードにて十分な圧力でガスを供給できない結果となった。この年度からあらたに供給が予定される新規ガス田を流量設定ノードとしているのに対し、北東部に偏在する既存ガス田は圧力設定ノードとしている。2020 年以降はガス需要総量がガス供給総量を超えているが計算上は供給量が自動的に需要量に一致される。実際の供給不足のガス量は圧力設定ノードとした北東部ガス田から供給されることになり、北東部からのガス流入が過大となり北東部からは遠方に存在する Bakhrabad から Dewanbag および Monogordi 地域で

の圧力降下が大きく計算されることになる。

一方 N64 から下流の南西部においてはガスの供給圧力は十分高い結果となった。

チッタゴン周辺のノードでは実際の操業圧力よりも高い圧力が計算されており、既存パイプラインの設計圧力に関して計算された圧力での運用が可能かどうか懸念がある。しかしチッタゴン周辺のパイプラインは今後 LNG の受入も考慮しており、チッタゴン周辺のパイプラインが他の地域のパイプライン設計圧力と同等であると考えられるため、特に問題はないと考えられる。

・ Region 3 および 4

下流域においてガスの供給不可能地域が発生したことにより、当該地域の解析は実施できない。ただしこの地域には多くのガス田があり供給圧力も高いようなので、とくに大きな問題はおきないと考えられる。

③ 2025 年

・ Region 1 および 2

2020 年同様の結果となった。

・ Region 3 および 4

2020 年同様計算は実施していない。

④ 2030 年

・ Region 1 および 2

2020 年同様の結果となった。

・ Region 3 および 4

2020 年同様計算は実施していない。

3) 以上の結果をまとめると以下のようなになる。

- ・ 2015 年において、Bangora ガス田 (N29)、Salda ガス田 (N31)、Bakhrabat ガス田 (N30) において圧縮機を設置することで、導管網は N59 を除いて需要に必要なガスを流せる能力を持つ。
- ・ 2020 年以降は Bakhrabat-Dewanbag-Monohordi のラインにおいて需要家へのガス供給に問題が発生する。(新ハリプール発電所への供給はガス田からの十分なガス供給を条件として可能)
- ・ 計算上チッタゴン周辺の導管圧力が高くなっている。

- ・ ベラマラ新発電所を含む南西部の導管は、ガス田からの十分なガス供給を条件として必要とされる圧力が維持されている。

導管網解析の結果、ベラマラ、ハリプール両新発電所とカフコ肥料工場へのガス供給の見込みについて言及できることは、2015年、2020年、2025年、2030年の各ケースにおいて十分なガスの生産量が確保されるならば、解析で想定した導管網は需要量をそれぞれへ配送する能力を有しているということである。

#### 3.1.6.4 地域間の需給

「バ」国における天然ガスは北東部に偏在しており、天然ガス生産の大部分は北東部で行われている。一方ガスの需要は各地域にわたり存在しており、需要と供給の地域間のギャップが存在している。

これに対し、表 3.1.21 および表 3.1.22 に示したようなパイプラインの補強プロジェクトが実施および計画されている。これらプロジェクトの2015年、2020年、2025年、2030年時点ではそれぞれ図 3.1.25、図 3.1.26、図 3.1.27、図 3.1.28 に示すようなパイプラインおよび関連設備が完成される予定である。

以上のようなパイプラインの補強が実施されることで、主に北東部で生産されるガスは南西部を含めた「バ」国全土に配送することが可能となる。さらに南東部におけるLNGの受入が実施されることで十分なガス供給量が確保されるならば、南東部でのガスの需要をまかなうことが出来、地域間における需給ギャップが解消されると考えられる。

#### 3.1.6.5 地域別天然ガス供給見通し

##### (1) ベラマラ新発電所

ベラマラ新発電所の導管網モデル上のノード (N77) に関わる解析結果は、以下のとおりである。

2015年時点では、ガスグリッド上において供給が需要を満たす状況が予測され、他のインフラ整備と共にエレンガ (N60) に計画通りに圧縮機 (吐出圧力 1000 psi) が設置されるとの前提でその下流のベラマラ新発電所 (N77) において 791psi 以上の圧力が保持され需要量である 68 MMCFD のガスを配送できることが確認された。2020年、2025年、2030年時点では、「バ」国のガス生産能力が減退してガス導管網から需要家に対するガス供給不足の状況が予測される。この場合の解析におい

ては、ほとんどのガス田について供給圧力を一定に設定しガス田からの流入ガスがその設定圧力を保つべく（実際の需給バランスとは関係なく）流入してくるという条件を適用して、想定されるガス需要を満たすに十分な配送能力を導管網が持つかどうかの検証を行った。その結果、ベラマラ新発電所への導管網は十分な圧力を維持して需要量を配送する能力を有していることが確認された。

(2) ハリプール新発電所

2015 年時点において、導管網モデル上のハリプール新発電所（N72）へのガスの供給状況は、60 MMCFD の需要に対して 967 psi と十分な圧力で供給できることが確認された。

2020 年、2025 年、2030 年時点では、上記(1)ベラマラ新発電所で記載したようにほとんどのガス田の圧力を一定とし、ガス供給が想定とは無関係に流入してくるという条件において、ハリプール新発電所への導管網は十分な圧力を維持して需要量を配送する能力を有することが確認された。

(3) カフコ肥料工場

導管網モデル上のカフコ肥料工場（N41）は、ガス田からのガス供給（Semtang ガス田および Sangu ガス田）のノードであると同時に、需要家として発電所（4 カ所）および肥料工場（2 カ所）を同時に扱うノードとしている。このようにガスの供給と需要を同時に扱うノードにおいては、需給バランスにおいて需要が多ければガスの消費ノード、供給がおおければガスの流入ノードとして取り扱い、N41 においては 2015 年、2020 年、2025 年及び 2030 年の各年度において需要量が多いためにガスの消費ノードとして取り扱っている。なお一つのノードに需要家が複数ある場合、単一の需要家として扱わなければ計算できないため、この場合も発電所と肥料工場を一つにまとめたガスの消費家として取り扱っている。

以上の前提において、2015 年時点において導管網モデル上のカフコ肥料工場を含むノード（N41）へのガス供給状況は、需要量 60 MMCFD を 1351 psi で供給可能であることが確認された。

2020 年、2025 年、2030 年時点では、上記（1）、（2）と同様の条件において導管網は N41 へ十分な圧力でガスを供給できる能力を有していることが確認された。

しかし、実際の需給バランスは図 3.1.12 に示すように、「バ」国政府の今後の政策・方針等による抑制効果を考慮しても潜在需要は 2030 年に 5829 MMCFD まで伸び、一方、埋蔵・生産量情報に基づく供給量は 2019 年以降漸減して 2030 年には 1812MMCFD まで低減する状況が予測されている。



こうした状況下で、北東部の既存ガス田、開発が予定されるオフショアガス田や LNG 受入基地からも遠隔に位置するベラマラ新発電所に対して、その需要に見合う供給を可能にするには JICA, WB, ADB 他の既存報告書等でも繰り返し提案されている下表に示す対策を「バ」国政府が計画的に実施するより他に策はないと考える。(ハリプール新発電所およびカフコ肥料工場についても同様)

以下の対策は、その実施にあたり、国民の同意と協力、資金、継続的な活動を必要とするが、その出発点であるガス価格適正化に対する国民の同意が容易に得られないこと、またペトロバングラを中心とする既存体制の改革が遅々として進んでいないため、それらの対策を実施するための種々の計画（プロジェクト）がこれまで不首尾に終わり現在に至っている。

ガス供給源から遠隔地にある個別発電所（ベラマラ新発電所）へのガスの優先供給のためには次に挙げるような政策・施策が実施される必要がある。もし「バ」国政府が実施しなければ優先供給は困難となるリスクがある。

課題への対策	実績（今後の動向）
① 需要抑制 1) ガス価格適正化 2) 代替エネルギーの開発・供給 (石炭、石油、再生可能エネルギー) 3) 従量制導入（特に工場、家庭） 4) 省エネ、エネルギー保全に対する教育と 民意の向上 ②' 供給制限 1) 既存顧客に対する計画供給（時間／地域） 2) 既存顧客に対する計画供給（量／地域） 3) 新規顧客に対する接続契約の制限	これまで十分な対策が取られてきたとは言えない。  SCADA を駆使した効率的な供給制限
③ 供給増加 1) 探鉱、試掘による P3 →P1, P2  2) 既存ガス田の生産能力増強 3) 新規ガス田の開発 4) LNG 輸入 5) 天然ガス輸入	教育・訓練による能力向上 開発資金の付与 海外の資本・技術の導入

### 3.1.7 天然ガスの販売

#### 3.1.7.1 セクター別ガス販売

天然ガスの大口需要家について、セクター別のガスの供給実績（ガス消費実績）については3.1.4.1章の表 3.1.2 および図 3.1.13 に示す通りである。またセクター別のガス消費割合の年度による変化を図 3.1.30 に示す。

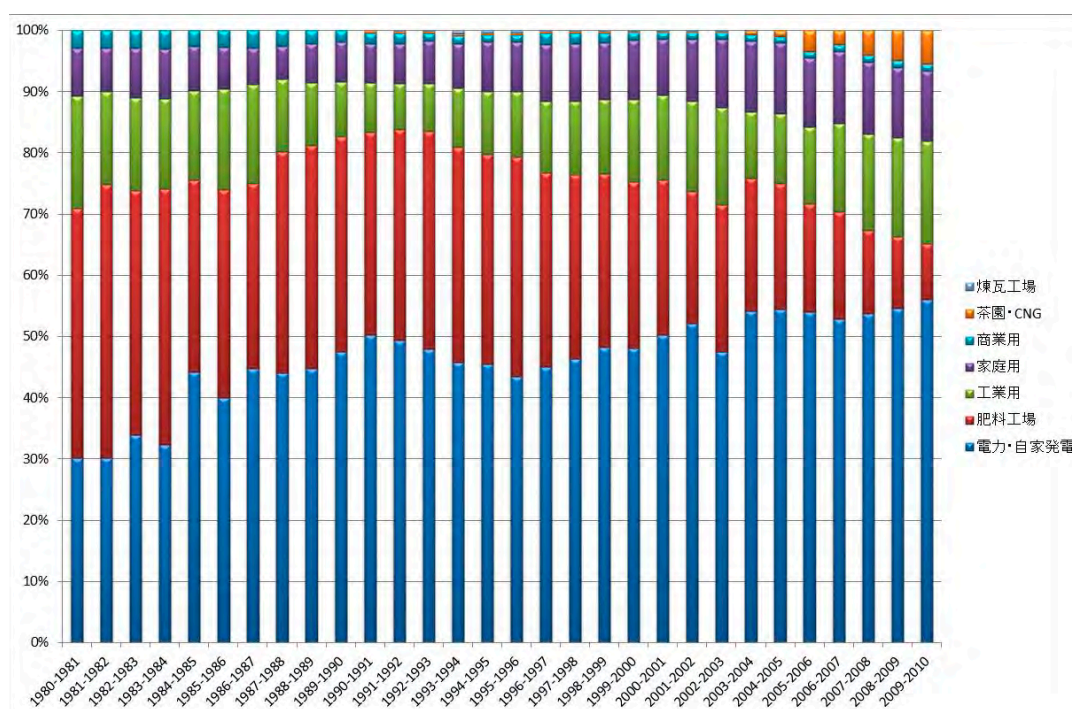


図 3.1.30 セクター別のガス消費割合

#### (1) 電力 (Power) および肥料工場 (Fertilizer)

電力用 (Power) のガス消費量は継続的に伸びており、2000 年度において 480 MMCFD (50%) から 2009 年度で 1,084 MMCFD (56%) と増加している。一方肥料工場 (Fertilizer) の消費は 1990 年代からほぼ横ばいとなっているが、電力およびノンバルクの消費が拡大している影響を受けて、その消費割合は減少傾向にあり、2009 年度において 9%であった。

#### (2) ノンバルク (Industry, Domestic, Commercial, Tea/CNG, Brick Field)

工業用 (Industry) ならびに家庭用 (Domestic) はその消費が増加傾向にあり、2009 年度でそれぞれ 325 MMCFD (17%)、220 MMCFD (11%) である。

CNG および茶園 (CNG/Tea Estate) は全体における消費割合がわずかであるが、2004 年度から消費が発生している CNG は急速にその消費を伸ばしている。

### 3.1.7.2 地域別ガス販売

2011 年現在、「バ」国のガス販売はガス販売会社 6 社が実施している。

このうち SGCL および KGDCL の 2 社は、以下に述べる理由により販売実績データがないため本調査における各社の販売実績は残りの 4 社 (TGTDC、BGSL、JGTDSL、PGCL) について記載した。

■ SGCL

2011 年時点で SGCL の販売地域におけるパイプライン網は存在していないためガスの販売活動が行われていない。

■ KGDCL

2010 年 7 月から企業の活動を開始しており、2011 年 12 月現在販売実績データが未集計である。

以下、販売会社毎の販売実績を表 3.1.24 に、2010 年度の各社の販売量を図 3.1.31 に、さらに各社の過去の販売実績をそれぞれ図 3.1.32～図 3.1.35 に示す。

表 3.1.24 販売会社毎の販売実績

[MMCFD]

	会計年度	発電	肥料工場	自家発電	工業用	商業用	家庭用	CNG	茶園	ノンバルク	合計
TGTDCI	2004	399.9	135.4	73.2	103.0	8.4	95.0	4.8	0.0	285	820
	2005	416.8	140.5	88.1	119.0	8.3	100.8	8.6	0.0	325	882
	2006	460.0	133.4	111.3	146.1	9.1	108.5	15.0	0.0	390	983
	2007	469.1	138.5	145.5	175.5	9.8	121.0	24.6	0.0	476	1,084
	2008	495.1	107.2	185.7	210.9	11.6	130.4	43.5	0.0	582	1,184
	2009	537.1	97.3	219.1	234.3	13.1	141.8	58.0	0.0	666	1,301
BGSL	2004	63.9	103.3	11.6	19.5	3.6	31.3	0.5	0.0	66	234
	2005	71.4	100.7	14.0	19.7	3.7	33.9	1.5	0.0	73	245
	2006	77.0	94.8	15.3	26.4	3.9	36.8	3.5	0.0	86	258
	2007	67.6	101.7	18.8	31.1	4.4	40.4	6.7	0.0	101	271
	2008	56.3	93.5	27.8	32.4	5.2	44.9	13.5	0.0	124	273
	2009	42.3	92.3	32.8	36.4	5.6	48.0	21.3	0.0	144	279
JGTDSL	2004	32.4	15.5	0.0	3.9	1.1	8.1	2.2	2.2	17	65
	2005	16.4	31.8	3.0	3.8	1.1	8.7	2.2	2.2	21	69
	2006	31.9	15.8	3.1	3.5	1.2	9.5	2.5	2.1	22	70
	2007	26.3	15.9	4.1	7.3	1.2	10.2	3.3	2.1	28	70
	2008	39.8	14.9	4.9	8.3	1.2	11.1	5.4	2.2	33	88
	2009	62.0	15.4	6.7	14.0	1.3	12.1	7.8	2.1	44	121
PGCL	2004	52.7	0.0	0.0	0.7	0.0	0.5	0.0	0.0	1	54
	2005	58.1	0.0	0.1	0.8	0.1	0.7	0.0	0.0	2	60
	2006	45.8	0.0	0.5	0.9	0.2	1.3	0.0	0.0	3	49
	2007	42.9	0.0	0.9	1.1	0.3	2.6	0.5	0.0	5	48
	2008	50.5	0.0	1.3	1.2	0.4	3.6	2.4	0.0	9	59
	2009	62.2	0.0	2.1	1.7	0.5	4.7	4.7	0.0	14	76
SGCL *1	2004										
	2005										
	2006										
	2007										
	2008										
	2009										
KGDCL *2	2004										
	2005										
	2006										
	2007										
	2008										
	2009										
合計	2004	549	254	85	127	13	135	8	2	370	1,173
	2005	563	273	105	143	13	144	12	2	420	1,256
	2006	615	244	130	177	14	156	21	2	501	1,359
	2007	606	256	169	215	16	174	35	2	611	1,473
	2008	642	216	220	253	18	190	65	2	748	1,605
	2009	704	205	261	286	20	207	92	2	868	1,777
	2010	777	177	307	326	22	227	110	2	994	1,949

\*1：パイプライン未建設により販売実績は無い。

\*2：BGSLから分社し、2010年7月から活動開始のため、現地調査時点で販売実績について未集計である。

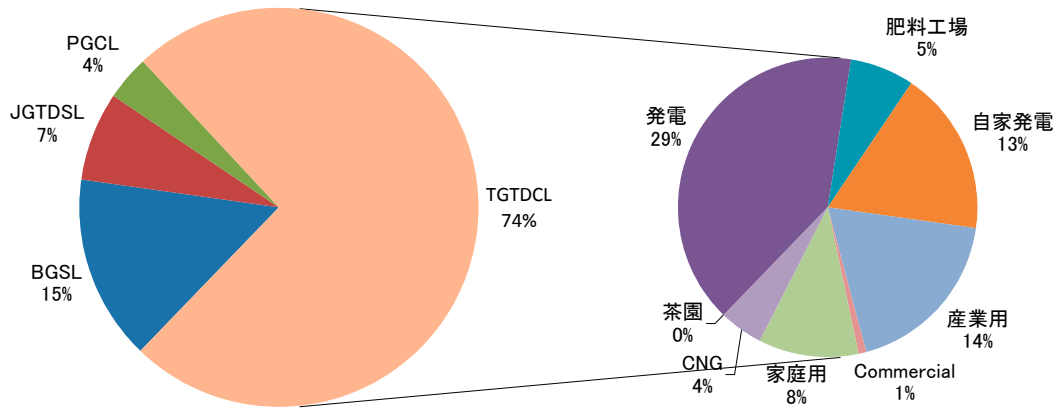


図 3.1.31 左：2010年度の各社の販売実績構成、右：TGTDCIの販売実績構成

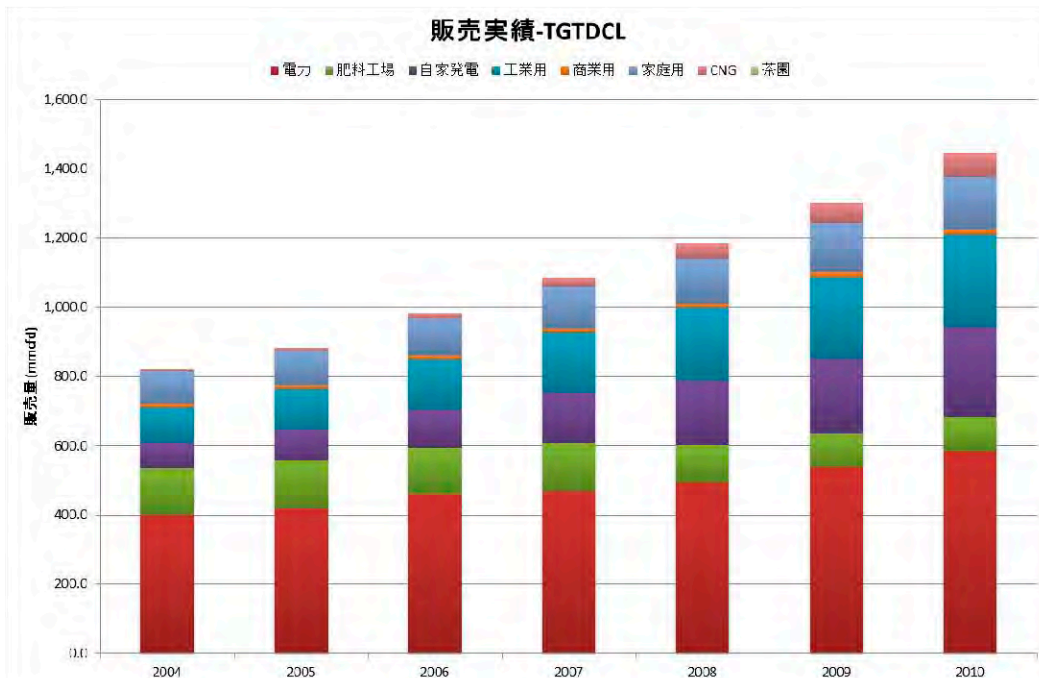


図 3.1.32 TGTDCIの販売

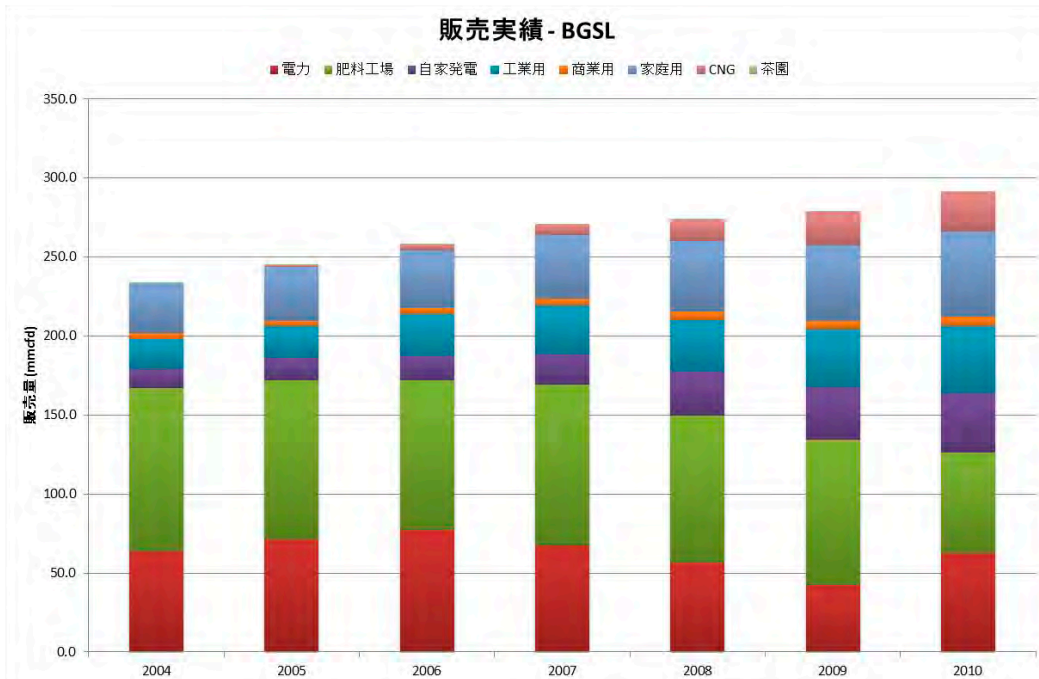


図 3. 1. 33 BGSL の販売

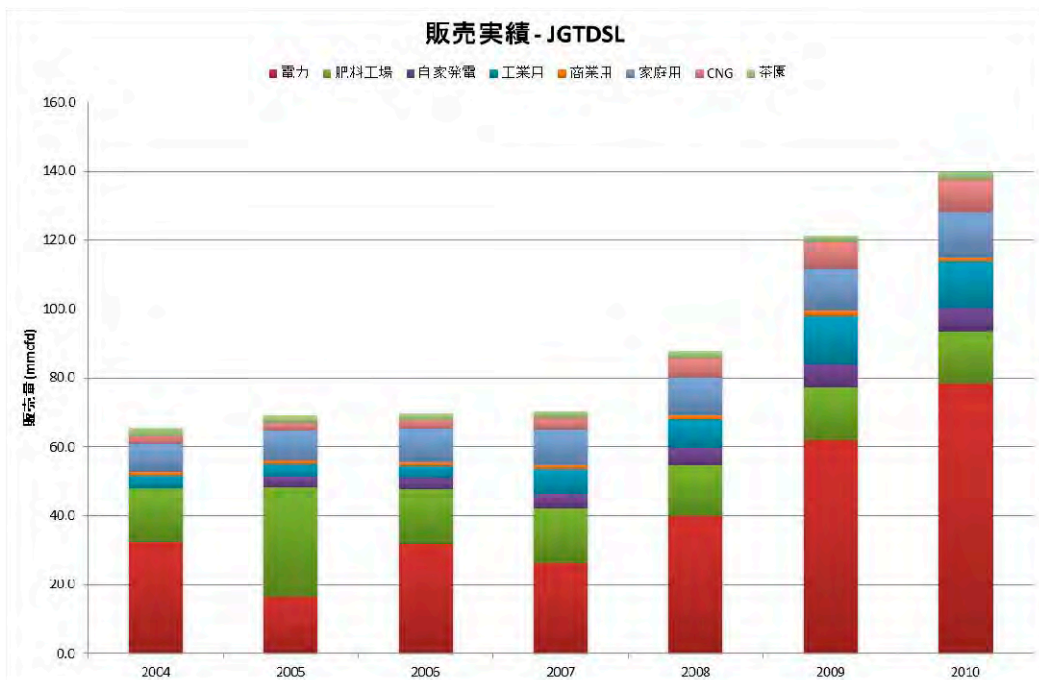


図 3. 1. 34 JGTDSL の販売

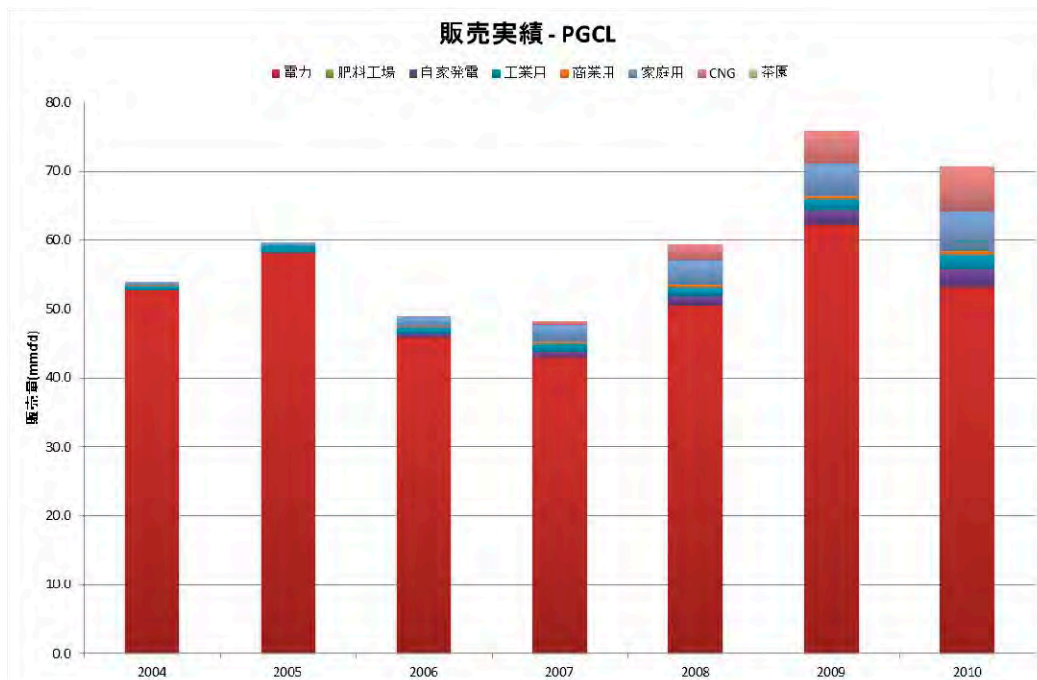


図 3.1.35 PGCL の販売

これらの図によると 2010 年度の TGTDCCL の販売実績は、各社合計 74%を占め他社に比べ非常に多いことがわかる。

またいずれの地域も電力 (Power) の需要が高い傾向にあり、販売実績最多の TGTDCCL では 2010 年度で 30%を占めている。

### 3.1.8 天然ガス価格と政府補助金

#### 3.1.8.1 天然ガス価格

「バ」国は、2003 年にバングラデシュエネルギー規制委員会法 (Bangladesh Energy Regulatory Commission Act, 2003) を制定し、バングラデシュエネルギー規制委員会 (BERC) を設立した。BERC の主な目的は以下のとおりである。

- 電気・ガス・石油製品のエネルギー生産・搬送・販売にかかる民間投資のための環境整備
- エネルギーセクターの経営と運営に係る透明性の確保
- 消費者の利益保護
- 透明性を確保した料金体系の設定

従って、BERC は、バングラデシュ全国のガス、電気および石油製品の規制を行う権限を持つ。近年では、石油製品の料金規則(案)と石油製品の仕様規則に係る 2 件の公開協議を 2011 年 11 月末に実施し、規則策定プロセスの透明性の確保に努めている。

天然ガスセクターでは、天然ガス搬送 (transmission) 料金規則 (2010) と天然ガス販売 (distribution) 料金規則 (2010) の 2 件を策定した。これらの規則は、新規民間企業の参入をも考慮して作成されており、天然ガス搬送と販売のそれぞれに対する料金の承認申請に関して、免許承認業者による申請書提出のプロセス、委員会による申請書のレビュー手法、と承認料金の発行手続きを網羅している。

両規則とも料金の一部となっている種々の単価計算の標準的な方法を詳細に定義している。図 3.1.36 に、天然ガス料金の決定プロセスの概要を示す。

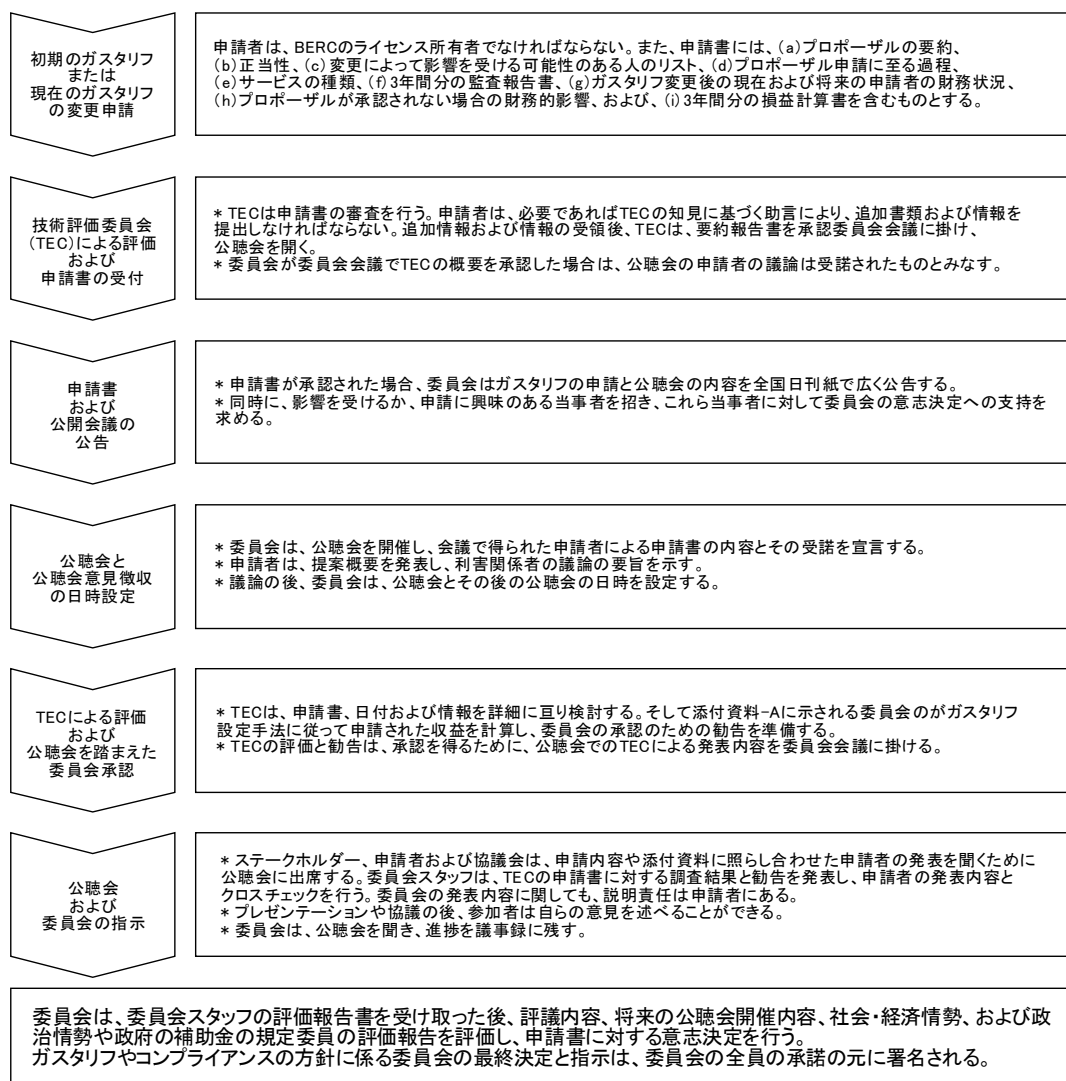


図 3.1.36 天然ガス料金の決定プロセス



天然ガス販売料金は、下記のカテゴリー毎に分かれており、業務用では mcf（1000 立方フィート）当たりの使用料金、家庭用ではメーター方式による料金と利用調理器具等の設備により月極料金制が設定されている。

- 発電事業者
- 肥料関連事業者
- 製造業
- 商業
- 茶園
- 自家発電施設/小規模発電事業者
- 圧縮天然ガス供給業者
- 季節事業者（煉瓦製造など）
- 一般家庭（メーターによる従量制）
- 一般家庭（利用設備による定額制）

ペトロバングラおよび傘下の TGTDCCL より入手した過去および現行の従量制による天然ガス料金を表 3.1.25 に、一般家庭用の利用設備による定額天然ガス料金を表 3.1.26 に示す。天然ガスの販売料金には、VAT が含まれる。

現在の天然ガス料金は、広く民生と食料政策に影響がある家庭用・生産用の電力セクターおよび農業用の電力・肥料セクターに対して優遇して低価格を設定し、商業に対しては比較的に高い料金が設定されている。

一般家庭に対する天然ガス料金について TGTDCCL が利用設備別の詳細をまとめているが、料金徴収にあたり利用設備や数量のチェックは行き届いておらず、天然ガス販売会社による抜き打ち検査で不正なガス設備利用を指摘されペナルティーを課せられるケースもある。また、一口あるいは二口バーナーによる定額支払い契約が一般的な契約形態である為、新規設備を購入する際に無断配管して利用するケースが多く、正当な支払いが行われていないのが実状である。

一般家庭用メーターは、以前の ADB 支援プロジェクトにより 30000 個が設置された。これは 2010 年時点の一般家庭顧客数（約 154 万）の約 1.9% に相当するが、メーターにバイパスがつけられたり勝手に開封されたりでうまく機能していない模様である。また、3.2.1.6 章 (2) に記述するように、TGTDCCL は公平な料金徴収のため、4500 個のプリペイド式メーター取付け（終了予定 2011 年 11 月）の自己資金によるパイロットプロジェクトと 8600 個のプリペイド式メーター他取付けの ADB 支援プロジェクトを実施中である。

また、TGTDCI の 2005 年の売掛金は 116 億タカ（売上の 5.3 ヶ月分に相当）に急増し、深刻な問題となっている。BPDB のような政府系顧客の売掛金は 6.3 ヶ月分になり、BPDB は支払いが難しいと主張している。一方、民間大口顧客である IPP は 2 ヶ月後には支払いを行っている。Titas の支払い遅延は 2 ヶ月後（ペトロバングラと PDF）から 6 ヶ月以上後（ガス生産会社）の範囲となっている。勘定の出入りの差（2004 年は 4 億タカ）がある場合は TGTDCI がカバーしなければならない。

販売会社から生産会社への支払い額を決定するための会議がペトロバングラの資金取締役により四半期毎に開かれている。

なお、ガス販売の規則によれば、1 年間に 1 回の料金改定が可能で、実施までに 90 日間の公告が必要とのヒアリング結果であった。しかしながら、CNG のスタンドでの販売価格に関し、2011 年に 3 回の値上げが BERC ではなく中央政府により実施され、また中央政府は発表直後に新料金体制を実行に移している。これらのことから、BERC に権限があるものの、中央政府の意向が強く、急遽規則が変更されている。BERC の存在意義を高める上において、規則の明確な権利主体と実施体制の徹底が必要である。

表 3.1.25 従量制による天然ガス料金

(単位:タカ/mcf)

No.	適用開始年月日	発電	肥料	製造業	商業	製茶業	独立型発電	CNGスタンド	季節的産業(煉瓦)	家庭用(メーター)
1	29.07.68	1.20	1.20	2.52	6.00	-	-	-	-	6.00
2	28.06.69	1.60	1.60	2.92	6.40	-	-	-	-	6.40
3	19.06.74	3.72	3.72	7.20	12.00	-	-	-	-	8.40
4	01.07.74	-	-	-	-	-	-	-	-	12.00
5	01.12.77	5.00	5.00	9.00	13.00	-	-	-	-	13.00
6	02.06.79	6.25	6.25	16.00	17.00	-	-	-	-	16.00
7	07.06.80	7.75	7.75	18.00	19.00	-	-	-	-	18.00
8	07.06.81	9.30	9.30	27.75	28.00	-	-	-	-	20.00
9	01.07.82	10.50	10.50	31.00	31.00	-	-	-	-	27.00
10	30.06.83	11.50	11.50	36.00	36.00	-	-	-	-	34.00
11	27.06.84	13.05	13.05	36.00	45.20	-	-	-	51.00	34.00
12	30.06.85	15.66	15.66	43.20	54.24	-	-	-	61.20	40.80
13	28.06.86	19.09	19.09	52.14	65.39	-	-	-	78.30	44.88
14	18.06.87	24.82	24.82	52.14	85.00	72.30	-	-	78.30	56.10
15	01.07.88	28.54	28.54	59.96	97.75	83.15	-	-	90.05	56.10
16	01.07.89	33.00	28.54	70.00	110.00	83.15	-	-	-	65.13
17	01.07.90	37.95	32.82	80.42	126.50	95.62	-	-	-	74.76
18	01.07.91	39.08	33.98	85.23	134.22	100.62	-	-	106.19	74.76
19	01.05.92	43.05	37.39	93.74	134.22	110.16	-	43.05	116.67	82.12
20	01.03.94	47.57	41.34	103.07	147.53	113.26	-	-	128.28	82.12
21	01.12.98	54.70	47.54	118.53	169.05	130.56	86.37	-	147.52	94.87
22	01.09.00	62.90	54.67	136.31	194.40	149.80	99.11	-	169.65	109.02
23	01.01.02	65.98	57.48	143.57	205.30	157.16	104.21	-	143.57	114.40
24	01.09.02	70.00	60.00	140.00	220.00	140.00	100.00	-	220.00	120.07
25	15.02.03	-	-	-	-	-	-	70.00	-	-
26	01.07.04	72.45	62.15	145.20	228.50	145.20	-	-	228.50	126.02
27	01.09.04	-	-	-	-	-	103.50	-	-	-
28	01.01.05	73.91	63.41	148.13	233.12	148.13	105.59	-	233.00	129.98
29	25.04.08	-	-	-	-	-	-	282.30	-	-
30	01.08.09	79.82	72.92	165.91	268.09	165.91	118.26	-	-	146.12
31	12.05.11	-	-	-	-	-	-	509.70	-	-
32	19.09.11	-	-	-	-	-	-	651.29	-	-

出所:ペトロバングラおよびTGTDCCL会社

表 3.1.26 一般家庭用の利用設備毎の定額方式による天然ガス料金

(単位:タカ/月)

No.	適用開始年月日	家庭用(メーター)(タカ/mcf)	ガスコンロ(1口)	ガスコンロ(2口)	ガスコンロ(追加分)	オープン&グリル	オープン&グリル(追加分)	グリル(1台)	グリル(追加分)	温水器 20ガロン以下	温水器 20ガロン超	乾燥機	冷蔵庫	ガス照明(雇用)	ガス照明(都屋用)
1	29.07.68	6.00	6.00	10.00	3.00	10.00	5.00	10.00	5.00	20.00	25.00	30.00	-	-	-
2	28.06.69	6.40	6.30	10.50	3.15	10.50	5.25	10.50	5.25	21.00	26.25	31.50	-	-	-
3	19.06.74	8.40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	01.07.74	12.00	15.00	28.00	8.00	28.00	14.00	28.00	14.00	56.00	70.00	84.00	-	-	-
5	01.12.77	13.00	16.00	30.00	9.00	30.00	15.00	30.00	15.00	60.00	75.00	90.00	75.00	-	-
6	02.06.79	16.00	20.00	36.00	12.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	07.06.80	18.00	22.00	40.00	14.00	34.00	17.00	34.00	17.00	68.00	84.00	101.00	84.00	10.00	9.00
8	07.06.81	20.00	25.00	45.00	16.00	38.00	19.00	38.00	19.00	76.00	93.00	112.00	93.00	20.00	10.00
9	01.07.82	27.00	35.00	65.00	27.00	58.00	29.00	58.00	29.00	117.00	146.00	175.00	117.00	27.00	14.00
10	30.06.83	34.00	45.00	80.00	34.00	74.00	37.00	74.00	37.00	147.00	184.00	220.00	147.00	34.00	17.00
11	27.06.84	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	30.06.85	40.80	60.00	100.00	41.00	89.00	45.00	89.00	45.00	177.00	211.00	265.00	177.00	41.00	21.00
13	28.06.86	44.88	66.00	110.00	45.00	97.00	49.00	97.00	49.00	194.00	242.00	291.00	194.00	45.00	23.00
14	18.06.87	56.10	80.00	130.00	56.00	121.00	61.00	121.00	61.00	242.00	303.00	364.00	242.00	56.00	28.00
15	01.07.88	-	92.00	150.00	64.00	139.00	70.00	139.00	70.00	278.00	348.00	419.00	278.00	64.00	32.00
16	01.07.89	65.13	100.00	170.00	74.00	161.00	81.00	161.00	81.00	322.00	403.00	485.00	322.00	74.00	37.00
17	01.07.90	74.76	115.00	195.00	85.00	185.00	93.00	185.00	93.00	370.00	463.00	558.00	370.00	85.00	43.00
18	01.07.91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	01.05.92	82.12	126.00	215.00	90.00	203.00	100.00	203.00	100.00	407.00	509.00	614.00	407.00	93.00	47.00
20	01.03.94	-	160.00	250.00	93.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	01.12.98	94.87	185.00	290.00	-	-	102.00	-	102.00	-	-	-	-	-	-
22	01.09.00	109.02	210.00	330.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	01.01.02	114.40	275.00	350.00	98.00	215.00	108.00	215.00	108.00	428.00	535.00	645.00	428.00	98.00	50.00
24	01.09.02	120.07	325.00	375.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	15.02.03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	01.07.04	126.02	340.00	390.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	01.09.04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	01.01.05	129.98	350.00	400.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	25.04.08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	01.08.09	146.12	400.00	450.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

出所: TGTDCI 会社

### 3.1.8.2 天然ガスの収益分配

ペトロバングラグループが生産した天然ガスの販売収益は、政府 (55%) とペトロバングラグループ企業 (45%) とで分配される。IOC が生産した天然ガスの販売収益の IOC 分は、生産分与契約 (PSC : Production Sharing Construct) に基づき、ペトロバングラから IOC へ支払われる。

表 3.1.27 政府およびペトロバングラグループ企業内の天然ガス販売収益の配分

(単位:タカ/cm)

No.	消費者分類	バングラデシュ政府マージン(55%)			ペトロバングラマージン(45%)								末端消費者価格
		付加価値税 (VAT)	国庫資源 国庫歳入 (SD)	小計	PSC支払 不足金 資金 (PDF)	BAPEX マージン	BAPEX ガス井 不足金 マージン	ガス井 マージン	送ガス マージン	ガス供給 マージン	ガス開発 基金 (GDF)	小計	
1	Power	0.3678	1.1832	1.5510	0.3170	0.0480	0.0400	0.2250	0.3200	0.2250	0.0940	1.2690	2.82
2	Fertilizer	0.3365	1.0825	1.4190	0.2680	-	0.0400	0.2250	0.3200	0.1550	0.1530	1.1610	2.58
3	Feed Gas for CNG	3.0000	9.6500	12.6500	6.1000	0.1100	0.2000	0.3000	0.3200	0.1560	3.1640	10.3500	23.00
4	Captive Power	0.5452	1.7538	2.2990	0.4560	0.0480	0.0400	0.2250	0.3200	0.5910	0.2010	1.8810	4.18
5	Industry	0.7643	2.4587	3.2230	0.7660	0.0480	0.0400	0.2250	0.3200	0.9550	0.2830	2.6370	5.86
6	Tea-estate	0.7643	2.4587	3.2230	0.7660	0.0480	0.0400	0.2250	0.3200	0.9550	0.2830	2.6370	5.86
7	Commercial	1.2352	3.9733	5.2085	1.3355	0.0480	0.0400	0.2250	0.3200	1.7350	0.5580	4.2615	9.47
8	Domestic	0.6730	2.1650	2.8380	0.7090	0.0480	0.0400	0.2250	0.3200	0.7250	0.2550	2.3220	5.16

注: VAT = 付加価値税, SD = 国庫資源の国庫歳入, PDF = 支払い不足金基金, DWMB = BAPEXガス井不足マージン, deficit wellhead margin for BAPEX, GDF = gas development fund.

出所: ペトロバングラ年報2010

天然ガス販売収益の政府への配分(55%)は、以下の名目で支払われる。

- SD (Supplementary Duty) : 国家資源の国庫利益
- VAT (Value Added Tax) : 付加価値税

天然ガス販売収益のペトロバングラグループ企業への配分(45%)は、以下の7つの名目で支払われる。

- Price Deficit Fund (PDF) Margin :  
PDF Margin は、PSC に基づきペトロバングラが支払う天然ガス買取費用の不足を補うために、ペトロバングラが各販売会社から徴収して IOC へ支払う。
- BAPEX Margin :  
BAPEX Margin は、BAPEX の探査・開発に対する収益である。
- Deficit Wellhead Margin for BAPEX (DWMB) :  
DWMB は、BAPEX のガス生産井に対する収益である。
- Wellhead Margin :  
ガス生産会社 (SGE あるいは IOC) の生産井に対する収益である。
- Transportation Margin :  
唯一の搬送会社である GTCL の搬送収益として支払われる。
- Distribution Margin :  
販売会社の販売収益として支払われる。
- Gas Development Fund (GDF) :  
天然ガス開発に掛かる、生産会社の将来の投資分を内部留保する目的で 2009 年 8 月に創設された。2011 年度時点で約 150 億タカが貯蓄されている。GDF policy 2011 に従えば、BAPEX、BGFCL および SGFL が所管する天然ガス生産井と新規ガス田の開発のために利用可能である。現在 GDF を利用した天然ガスの開発・生産・増産の為に、GDF の利用に係る手続きが進められている。

### 3.1.8.3 政府補助金

「バ」国政府の財政状況は表 3.1.28 に示す通りである。2011/12 年度の計画歳入は 11,838 億タカで、計画歳出は 16,358 億タカである。従って、財政に対する赤字総額は 4,520 億タカであり、財政赤字は年々増える傾向にある。

政府の歳入は歳出の 72%であり、残りを 25%の国内・国外の銀行融資と 3%の外国支援に頼っている。

表 3.1.28 「バ」国政府の財政状況

(単位:百万タカ)

No.	項目	実績 2009/10	予算 2010/11	予算 2011/12	支出予算 に対する割合 2011/12
1	歳入	759,050	928,470	1,183,850	72.37
2	税歳入	624,850	760,420	957,850	58.55
3	非税金歳入	134,200	168,050	226,000	13.82
4	歳出	1,016,070	1,321,700	1,635,890	100.00
5	開発歳出	281,150	427,700	506,420	30.96
6	非開発歳出	731,670	857,860	1,029,030	62.90
7	食料関連純支出	-8,490	2,410	6,310	0.39
8	融資および前払支出	9,300	32,230	94,130	5.75
9	構造調整支出	2,440	1,500	0	0.00
10	歳入歳出差額	-257,020	-393,230	-452,040	-27.63
11	融資	250,740	393,230	452,040	27.63
12	国内融資	158,200	236,800	272,080	16.63
13	外国融資	60,360	108,340	130,580	7.98
14	外国無償資金	32,180	48,090	49,380	3.02
15	差額	-6,280	0	0	0.00

出所:財務省

政府補助金の考察のため、政府予算資料(MOF WebSite: BUDGET AT A GLANCE, Economic Analysis of Non-Development & Development Expenditure)に計上される補助金項目のみを抽出して表 3.1.29 に示す。燃料・エネルギーに対する政府補助金は当該資料に明示されていないため、本表にも記載していない。農業分野は本表の補助金予算合計 930 億タカの 48%に当たる 450 億タカを利用する計画である。

表 3.1.29 「バ」国政府予算における想定補助金

(単位:百万タカ)

No.	項目	実績 2009/10	予算 2010/11	予算 2011/12
1	公共サービス	15,990	25,590	31,090
2	国防サービス	2,710	2,940	3,180
3	治安と安全	4,040	4,730	5,060
4	社会保障と副詞	3,090	3,300	8,540
5	燃料とエネルギー	-	-	-
6	農業	49,220	40,060	45,000
7	小計	75,050	76,620	92,870
8	他表の補助金予算合計値	75,060	76,680	93,010

出所:財務省

一方、新聞情報による 2011/2012 年度の政府補助金見込み額は表 3.1.30 に示すとおりである。2011 年 7 月以降の「バ」国各分野での政府補助金の利用は急増しており、11 月中旬時点で政府の年間予算割当 2,047 億タカを超え、最終的に 3,517 億タカ(計画歳出 16,358 億タカの約 21%)になると見込まれている。

表 3.1.30 2011/2012 年度の政府補助金見込み額

(単位:百万タカ)

No.	項目	予算手当	政府補助金 要求額	予想割当
1	バングラデシュ石油公社(BPC)	35,000	167,000	120,000
2	農業	45,000	116,000	80,000
3	電力開発庁(BPDB)	52,000	100,000	74,000
4	バングラデシュジュート工業公社(BJMC)	29,000	29,000	29,000
5	輸出	22,000	27,000	27,000
6	食品	16,770	16,770	16,770
7	その他	5,000	5,000	5,000
8	合計	204,770	460,770	351,770

出所: デイリースター紙(2011年11月21日)

上記の表 3.1.29 と表 3.1.30 を比較し、2011/2012 年度の農業分野の補助金額が同じであること、表 3.1.29 の BPC の 350 億タカと BPDB の 520 億タカを燃料・エネルギー分として表 3.1.29 に付加した場合の合計は 1,900 億タカとなり表 3.1.30 の合計(2,048 億タカ)に近似してくることから、表 3.1.30 の情報は一定の信頼がおけると考えて、以下の考察をおこなう。

政府補助金を大幅に利用しているのがエネルギーセクターのバングラデシュ石油公社(BPC)と電力開発庁(BPDB)であり、第1位と第3位に当たる。BPCの補助金見込みは特に多く政府予算の3倍以上の1,200億タカであり、BPDBの補助金見込みは1.5倍の740億タカである。補助金の利用用途は、石油火力発電所への燃料供給やレンタル発電所への補助金利用が大きな項目となっている。第2番目は、農業であり、ジュート製造業、輸出、食料の順で政府補助金を多く利用している。

なお、BPCとBPDBの補助金見込み合計(1,940億タカ)は、「バ」国GDP予測値(2011/2012年度:89,730億タカ)の2.2%に相当する。

因みに、BPCのWEB情報によると2011年4月までの累計損失が618億タカであり、単純計算すると2010/2011年度の年間損失は742億タカになったと考えられる。また、BPDBの年報によると2009/2010年度の年間損失は64億タカと公表されている。

ここで、世界銀行が2010年に実施した「バ」国におけるセクター別の公共支出管理レビュー(Bangladesh Public Expenditure and Institutional Review, Volume II: Sectoral Analysis)の中で実施した間接補助金(Implicit Subsidy)の観点からの検討手法に倣って、天然ガスセクターへの間接補助金(2011/2012年度)の状況を試算する。

上記のWBの検討では、「バ」国で生産される全ての天然ガスの限界(収益)費用としてIOCからのガス購入価格を採用しており、同じ手法で最近のガス購入価格、販売価

格と販売量に基づいて計算した結果、表 3.1.31 に示すように約 774 億タカの間接補助金（歳入損）が発生することになる。この数値は 2011/2012 年度の「バ」国 GDP 予測値（89,730 億タカ）の 0.9%に相当する。

表 3.1.31 2011/2012 年度のガスセクター間接補助金の試算

Sector	IOCよりの 購入単価 (US\$/MCF)	販売単価 (US\$/MCF)	差額 (US\$/MCF)	2011/2012年 販売量 (BCF)	間接補助金 (億タカ)
発電	2.66	1.31	-1.35	394.2	-38.32
自家発電	2.66	1.31	-1.35	132.5	-
肥料工場	2.66	1.31	-1.35	102.6	-9.97
工業用	2.66	1.31	-1.35	141.3	-13.73
商業用	2.66	1.31	-1.35	9.1	-0.89
家庭用	2.66	1.31	-1.35	104.8	-10.18
CNG, 茶園	2.66	1.31	-1.35	44.2	-4.29
合計				928.6	-77.38

データ出所: ガス単価 (Petrobangla)、ガス量 (調査団)

現時点において、天然ガスセクターは直接的な政府補助金を利用していない。天然ガスの消費者価格は国際価格より低価格で設定されているものの、国産天然ガスの開発、生産、搬送、販売をペトロバングラグループ企業で管轄し、政府に対する利益主体となっている。

しかし、低価格に抑えられている「バ」国内天然ガスの全エネルギー需要に占める割合が将来的に逡減する一方、海外から LNG 等の天然ガス輸入が開始された場合、天然ガスの消費者価格を調整しない限り、ガスセクターにおいても政府補助金を利用せざるを得ない状況になると容易に想定される。

現在のガス販売単価（加重平均 1.31US\$/MCF）、IOC からの買取単価（2.66US\$/MCF）と LNG 国際スポット単価（17US\$/MCF）および収益配分システムが不変と仮定して、2015 年と 2020 年のガスの生産搬送販売費用とガスの販売収益を試算し、表 3.1.32 に示す。2015/2016 年度に 229 億タカ、2020/2021 年度に 1,877 億タカの損失が発生し、直接的な政府補助金が必要になるとの結果を得た。（詳細は添付資料-7 を参照）

表 3.1.32 ガスセクターへの補助金の予測 (Unit: Million Taka)

	2015/2016	2020/2021
ガス生産販売量	1,296 BCF (3,551MMCFD)	1,382 BCF (3,787MMCFD)
ガス生産搬送販売費用	196,960	389,800
天然ガス販売収益	174,040	202,100
損失額(補助金)	22,920	187,700



将来のエネルギーセクターへの政府補助金は、現在の BPC と BPDB への多大な補助金に上記のガスセクターへの補助金を追加したものになると予想され、「バ」国財政への影響は甚大である。

政府の予算は逼迫しており、政府補助金の利用は、発電、農業、工業などの国全体の経済政策から決定して行く必要がある。また、経済を引っ張る産業が農業、縫製業輸出、および外国労働者からの送金に頼っている「バ」国では、これ以上の補助金捻出は困難になっている。各産業分野におけるエネルギーの利用効率を引き上げ、エネルギーの多様化を目指すなど業際間におけるエネルギー利用に対する調整が必要である。天然ガスセクターにおいては、政府補助金を利用しない市場価格での取引と投資優遇策を利用した PPP プロジェクトの活用等が欠かせない。

### 3.1.9 ガスセクター関連組織の財務状況

#### (1) ペトロバングラグループの国家に対する貢献

ペトロバングラ (Petrobangla) およびペトロバングラグループ各社は国営企業 (State-owned Gas Companies) であり、単純に利益を追求する営利企業ではない。この為、国営企業の財務評価に当たっては、「バ」国の財政を評価し、加えてペトロバングラグループ全体を評価する必要がある。

カントリーリスクや国際企業などの評価は格付け機関が評価している。「バ」国のスタンダード&プアーズによる 2011 年 6 月 30 日時点でのソブリン格付けは、自国通貨長期・外貨建て、および長期共に BB- であり、モンゴル、エルサルバドル、ガボン、およびベネズエラと共に比較的安定的であるとの評価をしている。一方、BB- 評価は、「バ」国の政府信用格付けを投機的な格付け国であるとも評価している。

OECD の 1999-2010 年のカントリーリスク輸出信用ランクでは、1999 年時点では評点 (Index) 5 であったものが 2010 年時点では評点 6 を獲得しており、ランクを上げ安定しているとの評価を得ている。評点 6 は、カンボジア、スリランカ、ホンジュラス、およびケニア等と並んだ評価である。

ペトロバングラは 13 の傘下企業を統括し、ペトロバングラグループとして財務的に連結決算される。

ペトロバングラグループの連結決算である損益計算書 (表 3.1.33) および貸借対照表 (表 3.1.34) によれば、ペトロバングラ傘下企業の 2009/10 年度の税引後ネットプロフィットは、花崗岩採掘会社の MGMCL (Maddhapara Granite Mining

Company Limited) のみがマイナスであった。MGMCL はペトロバングラ傘下の企業ではあるが花崗岩の生産を行っており、天然ガス生産企業とは異なる。一方前年度からの利益移転は、BAPEX、MGMCL、BCMCL、およびペトロバングラ本体が欠損を生じていたために全体としては、27 億タカの利益に留まった。ここで欠損を出している石炭採掘会社の BCMCL (Barapukuria Coal Mining Company Limited) は、石炭の生産会社であり MGMCL 同様に直接の天然ガス事業と異なる。ペトロバングラ本体は、372 億タカの損失を計上しているが、ペトロバングラグループ企業のサービス会社であり、ガス事業企業グループとしての事業採算性は高いと云える。

表 3.1.33 ペトロバンングラ連結損益計算書

No.	項目	BGSL	JGTDSSL	TITAS	PGCL	BGFCL	SGFL	BAPEX	RPGCL	GTCL	MSMCL	BCMCL	PB	Total
1	売上:													
2	天然ガス販売-グループ内部	-	-	-	-	17,872.08	4,227.30	403.87	-	-	-	-	17,712.13	40,215.37
3	天然ガス販売-最終消費者	16,000.66	5,470.63	63,794.89	2,833.68	-	-	-	206.75	-	-	-	-	88,306.61
4	石油・コンデンゼートその他石油製品売上	-	-	-	-	1,404.52	6,437.49	80.03	2,344.64	-	264.87	4,674.34	3,433.53	18,639.42
5	天然ガス生産のペトロバンングラ配分	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24,249.49	24,249.49
6	石油製品のペトロバンングラ配分	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,828.25	4,828.25
7	補助課税 (SD) と付加価値税 (VAT)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	送ガス料金 (送ガスライン賃料を含む)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	買断金 (採掘に係るグループ企業貢献)	-	-	-	-	-	-	400.43	-	4,525.67	-	-	-	4,525.67
10	稼働ガス井と域内ガス配給料 (グループ企業間)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	400.43
11	参加企業の運営支援料金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
12	その他の運営収入	197.07	136.51	762.19	28.52	-	-	533.04	31.68	-	91.89	-	220.49	220.49
13	送収益 (2-12)	16,197.73	5,607.14	64,557.07	2,862.20	2,956.48	5,992.68	1,417.38	2,287.32	4,525.67	337.77	4,440.90	50,453.50	161,635.83
14	販売費用:													0.00
15	天然ガス購入-グループ内部	8,599.24	3,442.79	44,316.10	1,715.92	23.90	-	-	1,434.00	-	-	-	-	59,531.95
16	天然ガス購入-IOC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36,415.19
17	採掘に係るBAPEX支援金 (GDF)	677.12	292.35	2,709.08	138.69	-	-	584.26	-	-	-	-	-	4,401.51
18	不採算ガス井費用	-	-	-	-	380.38	1,648.73	-	-	111.42	129.65	3,216.20	-	5,486.38
19	生産費用 (減価償却を含む)	797.45	114.95	3,068.50	224.25	-	-	-	-	-	-	-	-	12,836.65
20	送ガス費用-グループ内部	20.33	114.87	34.38	-	-	-	-	-	1,407.04	-	-	-	1,576.63
21	送ガス費用 (減価償却費を含む)	345.00	-	838.76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,183.76
22	ガス配給費用 (減価償却費を含む)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	コンデンゼートその他石油製品の配送費用	1,869.58	803.76	3,006.88	500.38	-	-	-	4.95	-	-	-	-	48.34
24	販売費用 (PDF)	403.92	12.14	1,121.16	2.85	20.47	50.60	11.27	7.18	70.25	-	19.76	-	6,180.60
25	グループ間サービス費用	823.09	416.86	1,684.96	170.89	823.89	428.64	89.69	101.06	-	160.41	415.44	339.41	5,454.34
26	管理費用/HCU基金	13,172.74	5,197.74	55,770.81	2,752.98	1,248.64	2,171.36	685.23	1,658.61	1,477.29	290.07	3,651.41	45,386.10	133,462.95
27	総販売費用 (15-26)	3,024.99	409.40	8,786.26	109.22	1,707.84	3,821.32	732.15	628.72	3,048.38	47.70	789.49	5,067.40	28,172.88
28	営業利益 (13-27)	108.02	35.93	363.93	14.60	5.96	6.29	6.02	3.24	79.76	6.58	140.92	0.00	771.25
29	その他利益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	金融費用:													0.00
31	利子費用	7.47	11.32	92.65	25.43	86.05	20.39	13.30	75.56	298.00	293.82	0.00	0.00	923.98
32	(マイナス) 利息収入	506.82	143.60	1,295.59	52.85	283.04	783.53	195.05	140.44	548.98	6.23	0.00	92.03	4,048.15
33	純利子 (31-32)	-499.35	-132.28	-1,202.94	-27.42	-196.99	-763.15	-181.74	-64.88	-250.98	287.58	0.00	-92.03	-3,124.17
34	借入外資交換	-	-	-	-	-	-	-	-	0.15	-	-	-	0.15
35	前年度無形準備増減	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	支拂前純利益 (28+29-33-34-35)	3,632.36	577.61	10,353.13	151.25	1,910.79	4,590.75	919.91	696.84	3,378.97	-233.31	930.41	5,159.44	32,068.16
37	(マイナス) 労働者参加利益	172.97	28.71	493.01	7.20	95.54	229.54	43.81	34.84	160.90	0.00	46.52	0.00	1,313.03
38	課税前純利益 (36-37)	3,459.39	548.90	9,860.13	144.05	1,815.25	4,361.22	876.10	661.99	3,218.07	-233.31	883.89	5,159.44	30,755.12
39	(マイナス) 課税準備金	1,297.27	175.80	2,527.07	54.02	680.72	1,635.46	328.54	248.25	235.78	0.00	290.36	0.00	7,473.25
40	税引後純利益 (38-39)	2,162.12	373.11	7,333.06	90.03	1,134.53	2,725.76	547.57	413.75	2,982.29	-233.31	593.54	5,159.44	23,281.88
41	前年度からの利益繰越金	4,899.40	2,245.17	7,317.60	301.07	8,845.89	8,513.66	-1,355.20	1,068.84	8,870.31	-697.98	-109.61	-37,176.96	2,722.18
42	前年度PSC利益繰越金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
43	前年度調整額	-1,000.89	-3.45	18.55	-6.36	-11.50	283.07	-2.25	-1.35	23.32	-	-	-	-700.00
44	配分可能利益 (40-43)	6,060.63	2,614.83	14,669.21	384.74	9,968.92	11,522.49	-809.89	1,481.23	11,875.93	-931.29	483.92	-32,016.66	25,304.06
45	(マイナス) 配当支払	382.38	80.14	2,997.64	6.93	225.72	559.95	-	82.68	432.64	-	-	-	4,768.05
46	貸借対照表へのバランス移転 (44-45)	5,678.25	2,534.72	11,671.57	377.81	9,743.20	10,962.54	-809.89	1,398.55	11,443.29	-931.29	483.92	-32,016.66	20,536.01
47	前年度2008/09年度合計額	4,899.41	2,245.17	7,317.60	301.07	8,845.89	8,513.66	-1,355.20	1,068.84	8,870.31	-697.98	-109.61	-37,176.96	2,722.18

出所: ペトロバンングラ年報2009/10年

表 3.1.34 ペトロバンングラ連結貸借対照表

No.	項目	BGSL	JGTDLSL	TITAS	PGCL	BGFCL	SGFL	BAPEX	RPQCL	GTCL	MGMCL	BCMCL	PB	Total
1	資本と準備金	3,706.87	449.19	8,571.55	525.53	2,624.76	884.32	0.50	785.67	1.10	17.50	3,156.30	1.50	20,724.80
2	資本金	683.95	254.62	754.69	393.00	1,589.83	3,527.13	12,357.48	13,488.29	3,147.08	3,147.08	11,365.40	11,365.40	47,118.48
3	資本準備金	5,676.23	2,624.57	11,671.57	918.53	10,962.54	10,962.54	-1,140.37	1,988.55	-931.29	483.93	24,656.60	24,656.60	77,138.31
4	収益準備金	10,069.07	3,528.39	20,997.82	918.53	14,062.26	15,373.99	1,217.61	2,184.22	24,932.69	2,233.30	3,640.23	36,023.50	144,181.60
5	資本準備金(2-4)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	長期借入金等	21.67	131.59	0.06	502.21	106.95	147.58	1,290.46	747.42	3,936.41	3,201.48	4,915.37	128.40	15,129.59
7	無担保借入金	99.17	192.59	0.00	2,099.96	673.99	0.00	1,100.12	9,411.45	9.07	2,550.32	18,285.31	18,285.31	33,414.91
8	無担保借入金(7-8)	120.84	324.18	2,148.72	502.21	2,026.91	821.57	1,290.46	1,847.54	13,347.86	3,210.55	7,465.69	128.40	33,414.91
9	その他の長期借入金負債	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	総負債	-	-	499.63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	499.63
11	総負債	-	-	499.63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	499.63
12	賠償・休眠支出準備金	-	46.76	176.84	-	-	11.09	145.95	22.51	-	-	-	75.67	478.81
13	準備金	3,775.02	674.61	6,870.60	-	-	-	-	1.94	-	-	-	-	418.01
14	消費者債権	35.35	-	-	199.51	9,540.99	-	-134.05	792.58	-	4,688.96	-	38.00	11,322.18
15	その他の長期負債	3,810.37	721.37	7,965.09	199.51	9,540.99	11.09	11.90	817.03	0.00	4,688.96	0.00	113.67	27,879.95
16	その他の長期負債(11-15)	14,000.27	4,373.93	31,111.62	1,620.24	25,810.16	16,206.64	12,519.97	4,848.79	38,280.55	10,132.80	11,105.92	36,265.56	206,276.45
17	総貸下資本(9+16)	14,000.27	4,373.93	31,111.62	1,620.24	25,810.16	16,206.64	12,519.97	4,848.79	38,280.55	10,132.80	11,105.92	36,265.56	206,276.45
18	代表項目	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	固定資産	2,617.58	1,580.91	11,275.35	1,305.35	4,714.34	1,335.69	337.09	2,397.55	18,718.24	9,369.78	8,117.89	317.30	62,087.06
20	減価償却累計額を控除した固定資産(コスト/利益)	-	-	-	-	8,649.46	3,582.84	2,380.58	-	-	-	-	-	14,612.87
21	減価償却を除いた固定資産	166.56	37.74	132.52	-	1,816.50	748.22	1,480.29	213.01	10,393.50	662.45	-	-	15,664.02
22	投下資本	2,784.14	1,618.65	11,407.87	1,305.35	15,180.29	5,666.75	4,198.36	2,610.55	29,111.74	10,032.23	8,117.89	330.13	92,363.95
23	総固定資産(22-23)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	29.70	0.00	1.33	0.00	0.00	31.03
24	年賦を除いた無形資産	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
25	その他の資産	5,295.89	1,669.82	15,180.24	458.41	2,103.51	8,869.12	-	1,386.67	7,244.73	-	2,522.58	4,576.47	49,277.45
26	銀行預金	1,911.02	364.30	699.88	20.08	132.87	29.78	-	16.49	-	-	2.14	134.52	1,399.06
27	契約者保証	34.68	30.69	30.69	478.50	3,758.82	28.73	-	227.98	-	-	518.55	18.48	4,617.92
28	雇用者借入金	7,490.30	2,179.39	15,850.12	0.00	5,995.20	8,927.63	0.00	1,403.16	7,472.71	0.00	3,043.28	4,729.47	57,569.75
29	その他の資産(HCU基金)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	その他の資産合計(26-29)	5,353.35	2,153.37	18,192.26	89.45	196.50	1,294.94	3,631.46	284.18	322.66	359.34	869.19	-	9,617.84
31	流動資産	1,951.15	1,081.87	345.88	74.54	64.88	76.40	351.57	737.10	962.44	822.13	298.40	117.88	6,884.22
32	在庫品	2,773.65	1,434.87	14,110.57	358.08	1,071.10	1,990.06	1,046.47	526.37	6.00	49.82	-	28,568.91	51,935.91
33	貸出金・保庫金・前払金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	売却資産	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	内部プロジェクト動定	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	法人救助基金	3,679.21	634.38	6,172.20	269.77	1,457.43	34.18	1,285.37	514.65	1,010.44	63.76	429.44	15,380.32	30,931.15
37	現金および銀行預金	254.75	-	802.95	-	2,582.38	1,633.22	2,728.08	-	-	-4.18	365.89	-	8,363.09
38	その他の流動資産	9,194.11	3,366.64	23,250.86	791.84	5,372.28	5,028.80	9,042.95	2,062.30	2,301.54	1,290.87	1,963.24	44,067.13	107,732.54
39	流動負債合計(32-38)	-2,601.61	-901.68	-10,213.60	-588.97	4,423.36	1,140.66	-	-	-	-	-	-	-7,005.59
40	グループ企業会計	-179.83	-312.74	-1,700.45	-202.34	-	-	-	-	-	-	-	-	-2,395.36
41	天然ガス購入と送ガス	-253.10	-54.79	-255.26	26.85	124.80	82.90	-12.88	-0.28	60.76	-	-	-	-68.06
42	BAPEXとHCUの買収移転	-3,034.61	-1,269.20	-12,169.32	-764.46	4,548.16	1,223.56	-12.88	-0.28	-	-	-	-1,480.33	-1,761.34
43	普通株式	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
44	その他の流動資産	879.92	617.76	6,297.39	40.81	4,212.63	2,419.14	383.11	406.67	486.19	-	0.01	8,133.98	23,877.61
45	グループ企業会計(41-44)	172.97	28.71	494.25	78.95	95.54	229.54	-	34.84	160.90	-	46.52	-	1,270.48
46	流動負債	73.10	58.74	436.27	88.95	294.91	264.85	-3.20	-	869.48	-	-	-	2,083.10
47	買戻債権と利息(グループ動定を除く)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
48	労働者参加基金	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
49	長期借入金等の流動分	1,308.18	816.34	-	54.02	680.72	1,635.46	328.54	815.13	648.29	-	290.36	-	6,577.03
50	利益準備	2,433.67	1,521.88	7,227.91	190.97	5,285.77	4,640.09	708.45	1,256.64	2,402.51	1,119.37	1,681.60	3,251.05	6,143.14
51	その他流動負債	3,725.83	575.88	3,853.63	-163.60	4,634.66	1,612.27	8,321.61	805.38	1,696.09	99.24	-55.25	31,205.97	56,311.72
52	総流動負債(47-52)	14,000.27	4,373.93	31,111.62	1,620.24	25,810.16	16,206.64	12,519.97	4,848.79	38,280.55	10,132.80	11,105.92	36,265.56	206,276.45
53	総流動負債(39+45-53)	12,430.15	4,023.22	26,650.95	1,603.58	24,271.28	13,851.01	8,720.00	2,632.26	28,201.57	9,714.49	11,321.02	22,679.93	166,099.44
54	総流動負債(23+24+30+54)	12,430.15	4,023.22	26,650.95	1,603.58	24,271.28	13,851.01	8,720.00	2,632.26	28,201.57	9,714.49	11,321.02	22,679.93	166,099.44
55	総流動負債(23+24+30+54)	12,430.15	4,023.22	26,650.95	1,603.58	24,271.28	13,851.01	8,720.00	2,632.26	28,201.57	9,714.49	11,321.02	22,679.93	166,099.44
56	昨年2008/09年度6月30日合計	12,430.15	4,023.22	26,650.95	1,603.58	24,271.28	13,851.01	8,720.00	2,632.26	28,201.57	9,714.49	11,321.02	22,679.93	166,099.44

出所:ペトロバンングラ年報2009/10年

以下にペトロバングラグループの損益計算書（IS）の概略を検討する。

最終消費者に対する天然ガス販売収益（883 億タカ）は、「バ」国側の収益が約 52% で、IOC 分の収益が約 48%とのペトロバングラ財務担当の説明であった。IOC への支払い分は、IOC の Gas Purchase（364 億タカ）と Price Deficit Fund（62 億タカ）の合計（426 億タカ）であり、ほぼ 48%で同じ比率である。従って、「バ」国側の取り分は、天然ガス販売収益の 52%の 459 億タカである。「バ」国側取り分の 55%が GOB に配分され、45%がペトロバングラグループに配分される。GOB への配分は、SD & VAT の合計であり、IS によれば 212 億タカであり、計算結果の 253 億タカ（459 億タカの 55%）とほぼ同じ数値である。

IOC との契約は PSC の内容に従うが、付加価値税 15%の支払い、あるいは法人税 27.5%の税率が適応される。仮に、IOC が天然ガス売上げの 48%である 424 億タカに対して、付加価値税（VAT）15%を支払ったと仮定すると、64 億タカを政府へ納付したことになる。

ペトロバングラグループは、税前利益を出しており、法人税として平均約 24%に当たる 75 億タカの法人税を国庫に納めている。また、税引後の利益から 48 億タカの配当を政府に対し払っている。

従って、天然ガスセクターの 2010 年度の国庫への貢献は、GOB への配分 215 億タカ、IOC の付加価値税 64 億タカ、PB グループの法人税 75 億タカおよび配当 48 億タカの合計約 401 億タカである。これは天然ガスの最終消費者への売上げ（883 億タカ）の約 45%、総売上高（1616 億タカ）の約 25%を国庫に納付している。2009/10 年の名目 GDP は 69,432 億タカである。従って、天然ガスセクターの国庫への貢献は、名目 GDP の約 0.6%である。この様にペトロバングラグループは、国への貢献度が高い。

表 3.1.35 「バ」国の名目 GDP

（単位：百万タカ）

年度	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	GDP 平均成長率 (%)
GDP	4,157,279	4,724,769	5,458,223	6,147,952	6,943,243	13.68

出所：第6次5カ年計画（2011-2015）

一方、ペトロバングラは全てを政府により統制されている。天然ガスの消費者価格は、BERC の決定事項と BERC 法に明文化されているが、現状では国家が決定権を持ち実施している。また、天然ガスセクターの利益配分、法人税支払いおよび配当など全ての決定権は政府が持っているのが現状である。

(2) ペトロバングラグループ各社の財務状況

グループ各社の収益は、グループ企業間のマージン率を調整しながら配分を見直し、新たなガス開発基金（GDF）や BAPEX ガス井欠損マージン（DWMB）を設定し、改善されつつある。しかしながら、親会社であるペトロバングラの 2009/10 年度の財務状況は、グループ企業へのサービス提供のために 320 億タカの巨額の赤字を抱えている。全てのグループ企業の財務体質を改善するには、更なる配分の見直しを必要としている。以下に、ペトロバングラグループ企業の財務状況を検討する（添付資料-8：ガスセクター各社財務諸表参照）。

1) 探鉱・生産部門：

BAPEX は、ペトロバングラグループ内の唯一の天然ガス探鉱会社であり、またガス生産会社でもある。天然ガスセクターは近年、増大する需要を満たす十分なガス供給が果たせない状況にあり、新たな天然ガス井の開発が必要となっている。この為、BAPEX は新たに上記の DWMB の配分を受けると共に GDF 利用のための申請を行っている。BAPEX は、年々売上高／固定資産比率を改善し、2009/10 年では、33%と良好である。BAPEX の財務体質は 2009/10 年までは長期借入金に依存しているが、GDF を利用できれば財務体質が改善される。

BGFCL および SGFL はガス生産会社である。SGFL は、生産規模が小さく設備投資が少ないために売上高／固定資産比率が大きく現れている。一方、BGFCL は、生産規模が大きく内部留保が大きい。財務対状況は両者共に良好である。

2) 搬送部門：

GTCL はペトロバングラグループの唯一の搬送会社で、ガス売上げから搬送収益の配分を受けている。売上高／固定資産比率は平均 18%と安定しており、全国の天然ガスパイプライン網を資産として保有しているために自己資本力が大きく内部留保も大きい。ペトロバングラグループ各社の天然ガスの受取と受渡を担っており、財務体質も良好である。

3) 販売部門：

TGTDCL、BGSL、JGTDSL および PGCL は、販売会社である。TGTDCL は、政治経済都市のダッカを市場としており、産業、商業、家庭等の巨大な市場を持つ。TGTDCL は、大型企業、多くの商業、所得の高い家庭が多く、収入は安定しており、売上高／固定資産比率は非常に大きい。域内の天然ガスの安定供給のための設備投資を行っており、長期借入金を多く利用している。

JGTDSL の市場は安定しており、販売会社の中では比較的長期借入金の利用が少ない。BGSL は、チッタゴン地区を販売地域としており、2 番目に大きい「バ」国の 15% の市場を持つ。BGSL の市場地域では、新たな販売会社が設立され、市場を 2 分し、ガス配給網を整備したために長期借入金の借り入れが多い。PGCL はガス搬送パイプラインが引かれることを想定して、ガス配給ラインに投資したために長期借入金が多い。各社の 2009/10 年の財務状況は、良好である。

4) CNG 部門

RPGCL は、ペトロバンガラグループの唯一の CNG 製造・販売会社である。CNG の価格は、ガソリンに比較して低く設定されたことから、CNG の市場は大きく成長した。一方、「バ」国政府は、CNG の需要を抑制するために 2008 年から CNG 販売価格を徐々に引き上げている。この為、RPGCL の 2009/10 年の売上高／固定資産比率は、前年度に比較して CNG 供給量調整のために低くなった。また、RPGCL は、CNG 販売を積極的に推し進めていたため固定資産に対する長期借入金の割合は高いものとなっているが、財務状況は良好である。

なお、ADB の基準に従えば、全てのペトロバンガラグループ企業が剰余金／総資本比率 30%以上を満たしている。また、負債比率（DSR）を満たしている企業は、SGFL、TGTDCL、BGSL および JGTDSL の 4 社であった。ペトロバンガラグループ全体としては、国家に対する貢献度は大きく優良企業グループであり、ガス販売の利益分配率を適正化することにより ADB 基準を満たすことは可能である。

今後、ペトロバンガラグループは、需要と供給のバランスを確保するために、新規ガス田の開発に更に集中的に投資を行う必要がある。また、搬送および配給ガスパイプライン網の整備のための投資も必要な状況であり、ペトロバンガラグループの利益配分は今後も調整が必要である。

### 3.1.10 天然ガスセクターへの民間企業参入の動向

#### 3.1.10.1 一般投資環境と投資動向

「バ」国の民間投資環境は、世界銀行（WB：World Bank）と国際金融公社（IFC：International Finance Corporation）による投資環境（Doing Business）で、183カ国中 122 位と中位である。周辺諸国と比較してみても投資環境順位は順当なものと思われる。

表 3.1.36 投資環境比較(2012 年)

(単位:順位/183カ国中)

No.	項目	バングラデシュ	インド	パキスタン	スリランカ	ネパール
	国別ビジネス環境順位	122	132	105	89	107
1	ビジネスの着手	86	166	90	38	100
2	建設許可取得	82	181	20	111	140
3	電力の引込	182	98	166	95	99
4	資産の登録	173	97	125	161	24
5	債権の許認可	78	40	67	78	67
6	投資家の保護	24	46	29	46	79
7	課税の支払	100	147	158	173	86
8	国境貿易	115	109	75	53	162
9	契約の履行	180	182	154	136	137
10	破産の手続	107	128	74	42	112

出所:Doing Business 2012、世銀・国際金融公社

一方、項目別の(6)投資家保護の項目では、183カ国中 24 位と高位に位置付けられ、(9)契約履行面では、インドと並び 180 位とほぼ最低順位となっている。また、電力供給に関しては 182 位と最低ランクであり、2011 年順位の 168 位から順位を大きく落としており、世界最低水準である。「バ」国の昨今の電力事情の厳しさが投資家の投資意欲を減退させる結果となっている。

「バ」国の国内・国外の民間投資は、投資庁（BOI）が取り扱う。輸出加工区（EPZ）内の投資に当たっては、バングラデシュ輸出加工区庁（BEPZA）が管轄する。投資庁および輸出加工区庁ともに過去に投資奨励業種を設定し、多くの投資奨励策を与え、投資誘致を図っていた。天然ガスセクターでは、過去に産業基盤の項目にガスセクター関連の投資奨励業種が設定されていた。

現在の投資奨励業種は、武器などのネガティブリスト 5 品目を除いて、全ての産業分野で投資奨励の対象となっている。現在は、投資庁の優遇策に加え、輸出加工区に対する投資優遇が適応されているが、2011 年末を持って、輸出加工区に対する投資奨励策は撤廃され、投資庁の投資奨励策のみが全国に適用される。



「バ」国政府は、輸出加工区の設定に加え、経済区（EZ）の設定を推進するために、2010年にバングラデシュ経済区法を策定し、バングラデシュ経済区庁（BEZA : Bangladesh Economic Zone Authority）を設立した。BEZA は、法制度および組織を設立した段階であり、具体的な経済区の設定内容の制定には至っていない。

投資形態は、100%外資、外資と内資の共同事業体、および100%内資での投資の3つの形態があり、いずれの投資形態でも投資可能である。輸出加工区や経済区などの地域を区切った開発投資では、いずれの投資形態も適応可能である。また、ADB の勧める官民連携（PPP : Public- Private Partnership）による BOT スキーム等での投資が可能であり、特に広域に亘る天然ガス搬送パイプライン網への投資や LNG 受入ターミナルなどの大型投資に適用可能である。

LNG 再ガス化施設に関しては、現在ペトロバングラを実施主体として FEED（Front End Engineering Design）が実施中であるが、これを機に今後投資促進が開始され、投資内容に応じて新規参入の民間企業が現れる可能性がある。また、経済区に対する天然ガス搬送パイプラインの敷設および運営維持管理などへの投資も期待できる。

現在 BOI は天然ガスセクターに対する投資促進を担当しておらずペトロバングラがその担当機関となっている。しかし、他国では BOI のような首相府直轄中央機関が広域インフラや国家プロジェクトの誘致推進を実施するのが通常である。「バ」国天然ガスセクターにおいても、LNG 受入ターミナル・CNG ターミナル・ガスパイプライン等のプロジェクトのよりスムーズな進捗を図るため、その投資促進をペトロバングラだけに委ねるのではなく、BOI が参画・実施する必要がある。

### 3.1.10.2 ADB による民間投資モデル

ADB 報告書（Report and Recommendation of the President to the Board of Directors, Feb. 2010, No. 38164）によれば、バングラデシュにおける1人当たりの年間エネルギー消費は、約250kgoeと世界の中では最下位である。電力セクターでは、電化率は32%であるが、天然ガスセクターでは、配ガスパイプラインを利用している家庭は2.2%だけである。

国家エネルギー政策に従って改善したい意向であるが「バ」国政府は資本が不足し、無計画で非効率な燃料利用のため、エネルギー企業は非効率な運営を続けている。この様な状況下、政府の政策に従った民間企業の役割が期待されており、ADB は PPP（Public-private-partnership）に基づくプロジェクトの進捗を図りたい意向である。

PPPを活用した天然ガス供給およびLPG供給に関して以下の3つの民間投資モデルが提案されている。

モデル-1は、都市ガス供給モデル（City Gas Distribution Model）として、既存のガス販売地域で、25年程度のコンセッションを与え、料金徴収や利益の配分支払いのサービスを提供する。モデル-2は、販売およびサービス契約モデルとして、5～10年をサービス期間として、ノンバルクとノンメーターの家庭を対象として、メーターによるガス使用量チェックおよび料金徴収サービスを提案している。

また、モデル-3として、LPG配送と販売モデル（LPG Distribution & Retailing Model）を提案し、パイプラインによる天然ガスが無い地域を対象として、LPGのボトリング、LPGのターミナル設置および販売を提案している。LPG販売は、CNGの販売方式に類似のシステムとして考慮されている。

### 3.1.10.3 国際石油企業（IOC）の参入状況

現在「バ」国天然ガスセクターに参入している各IOCの活動状況や今後の活動計画等について以下に述べる。

#### ■ Tullow

Tullow社は陸上第9鉱区で、2006年よりBangora/Laimaiガス田から天然ガスの生産を開始し、現在は4坑の生産井から105MMCFDで生産中である。2009年12月までの累計生産量は99Bscfで、残存可採埋蔵量は522Bscfの19%に相当する。計画では120MMCFDまでの増産が可能としているが、この生産計画ではこのガス田からの生産は2015年頃をピークに減産が避けられないと考えられる。また生産中の坑井に地層水の産出が始まり、将来的には、生産水の処理のために生産中の坑井を生産水圧入井に変更することも考えているとの事である。

将来計画については、Bangura South構造の3次元地震探鉱をすでに行い、現在はデータの解析中である。

またTullow社は海洋浅海部の第5鉱区(SS-08-05)をOffshore Bidding Round-2008で獲得したが、インドとの国境問題(Maritime Border Dispute)<sup>\*注記</sup>よりこの鉱区のおよそ半分の部分が問題地域に当たるためPSC契約の調印は中止されている。

#### ■ Santos

Santos社は2007年にCairn Energy社の利権の一部を買い取り、「バ」国に進出したが、2010年末にCairn Energy社の保有する海洋浅海部の第16鉱区の利権の全てを買い取り、オペレーターとなった。現在水深約10mにあるSanguガス田海上プラットフォームより6坑の生産井から37MMCFDで生産中である。1996年に発見されたSanguガス田の2009年12月までの累計生産量は466Bscfで、残存可採

埋蔵量は 304 Bscf であり、可採埋蔵量の約 60%を取り尽くした状態であり、2020 年まで 40 MMCFD の生産量を維持できたとしても、それ以降の減産は避けられない。このため Santos 社は 2011 年 9 月末よりジャッキアップリグによる試・探掘作業を開始した。一本目の試掘井は Sangu プラットフォームから 5 km 南の Sangu South (Sangu-4) の試掘であったが、目的層に到達直前に高圧層に遭遇し、試掘を中止した。その後 Sangu プラットフォームから高傾斜の試掘井 Sangu-11 の掘削を開始した。また Sangu-11 の後 North-East Sangu (Sangu-1) の試掘を行う計画である。

Sangu ガス田の開発ではチッタゴンの陸上ガス処理施設は 500 MMCFD で建設されており、またプラットフォームからの 52 km のパイプラインは 20 インチで、最大 700 MMCFD の搬送能力を有しており、Sangu-11 の他 Sangu South、N-E Sangu さらには 3 年から 5 年後に計画されている Magnama、Hatia、Manpura および Kutubdia の構造への探鉱が成功したとしても十分な処理能力を有している。

また Santos 社のガスはペトロバンガラ以外の消費者への販売と価格の設定が認められており、この様な販売価格のインセンティブは IOC にとって大いに開発意欲を掻き立てるものと思われ、この今後の成功が期待される。

#### ■ Chevron

Chevron 社は陸上部第 12, 13, 14 鉱区および第 7 鉱区を保有し、現在 3 ガス田から「バ」国ガス生産量の約 47%の 965 MMCFD の生産を行っている。この内最も生産量の多い Bibiyana ガス田は Occidental 社によって 1998 年に発見され、その後 Unocal 社を経て、引き継いだ Chevron 社は、2007 年に生産を開始した。その中で最大の Bibiyana ガス田では、現在 12 坑の生産井から 750 MMCFD の生産を行っている「バ」国最大の生産量を誇るガス田である。今後 6 坑井の生産井掘削により 300 MMCFD の増産を、また Moulavibazar ガス田では 3 坑井の生産井掘削により 100 MMCFD の増産を計画している。したがって Chevron 社の増産計画は、2013 年までに 1,300 MMCFD、2015 年までに 1,900 MMCFD と現在の約 2 倍の増産となる計画である。またこれらの増産計画に加え、既存のガス田からの新たなガス層への探鉱計画も発表されており、さらなる増産も可能になると考えられる。

#### ■ Niko

Annual Report 2010 での Niko 社の生産ガス田である Feni ガス田の生産量はわずか 1.7 MMCFD であったが現在は生産は行っていない様である。またペトロバンガラとの間で賠償問題を抱え、今後の増産の計画は無い。

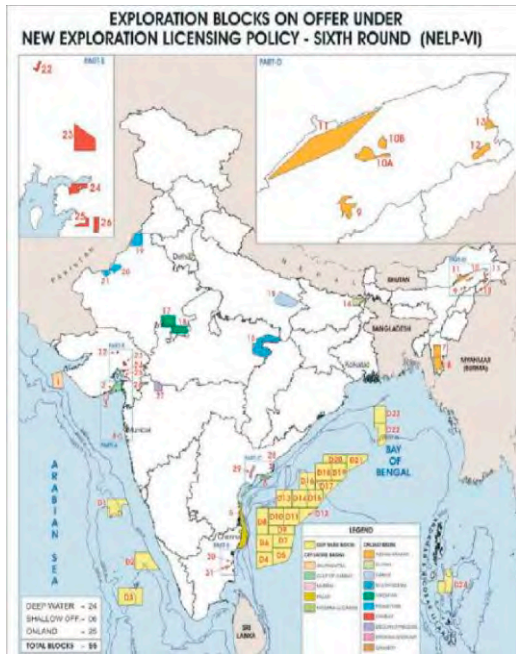
## ■ ConocoPhillips

Offshore Bidding Round-2008 によって ConocoPhillips の取得した鉦区 DS-08-10 および DS-08-11 については 2010 年 6 月に PSC 契約が調印されたが、獲得した鉦区面積 5,158 km<sup>2</sup> の内、インド、ミャンマーとの Maritime Boundary Dispute<sup>\*注記</sup> のため鉦区取得面積の内、DS-08-10 では 70%、DS-08-11 では 85%しか探鉦・試掘活動は出来ない状態である。この鉦区の概要は、水深 1,000~1,500 メートルの海域にあり、チッタゴンから 200~250km の距離であり、この海域での探鉦活動は現在まで全く行われておらず、天然ガス・原油の存在は未知数である。ConocoPhillips は 2012 年 2 月より地震探鉦を開始する予定であり、地震探鉦作業は中国 CNPC 傘下の BGP 社が行うとの報道である。ConocoPhillips の PSC 契約の作業義務は、3 年間の 1st Phase で 1,200km の 2 次元物理探鉦、2 年間延長の 2nd Phase で 500 km<sup>2</sup> の 3 次元地震探鉦、および最低 1 抗井の掘削、さらに 2 年間延長の 3rd Phase で最低 1 抗井の掘削との事である。この事から、ConocoPhillips の探鉦作業が成功したとしても、開発に移行するのは、9 年後以降になると思われる。またペトロバングラ PSC 担当者の聞き取り調査でも、この契約の主目的は大水深海域での堆積盆地評価および資源調査(G & G : Geological & Geophysical Study)が目的との事であった。

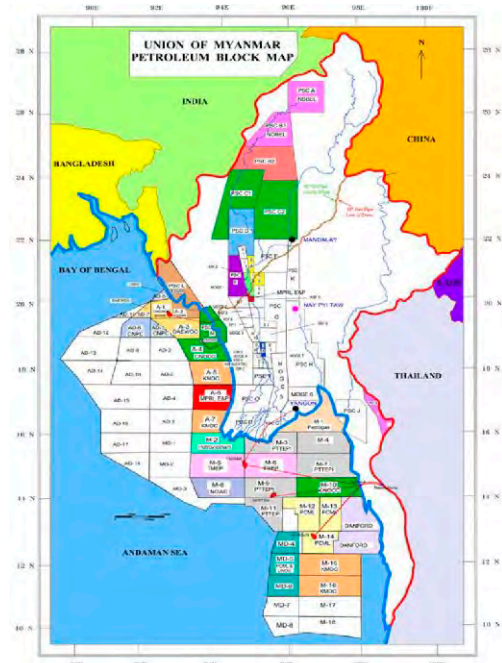
### <注記> インド、ミャンマーとの領海問題について

Offshore Bidding Round-2008 において、Tullow 社の海洋浅海部の第 5 鉦区 (SS-08-05) および ConocoPhillips 社の第 10 および 11 鉦区がミャンマーおよびインドとの国境問題 (Maritime Border Dispute) により PSC 契約の調印が延期または部分契約になっており、現在、国際連合 (United Nations Convention on the Law of the Sea (UNCLOS)) で、当事国間協議が行われている。2011 年 9 月インドの首相が「バ」国を公式訪問した際、この領海問題も話し合いに応じるのではないかと期待されたが、進展はなかった模様である。また 2011 年 12 月の「バ」国首相のミャンマーへの公式訪問した際にも領海問題に関しては話し合は行われなかった模様であるが、2008 年ミャンマーが「バ」国の主張する領海に外国石油会社に探鉦利権を与え、「バ」国がこの海域へ軍艦を派遣したような対立は今後は無いものと期待される。インド、ミャンマー両国間で問題となっている海域では既にいくつかのガス田の発見がなされており、また開発が進行中のガス田もあり、今後の両国間の領海問題の解決ないしは、紛争海域での共同開発の合意などの進展が期待される。

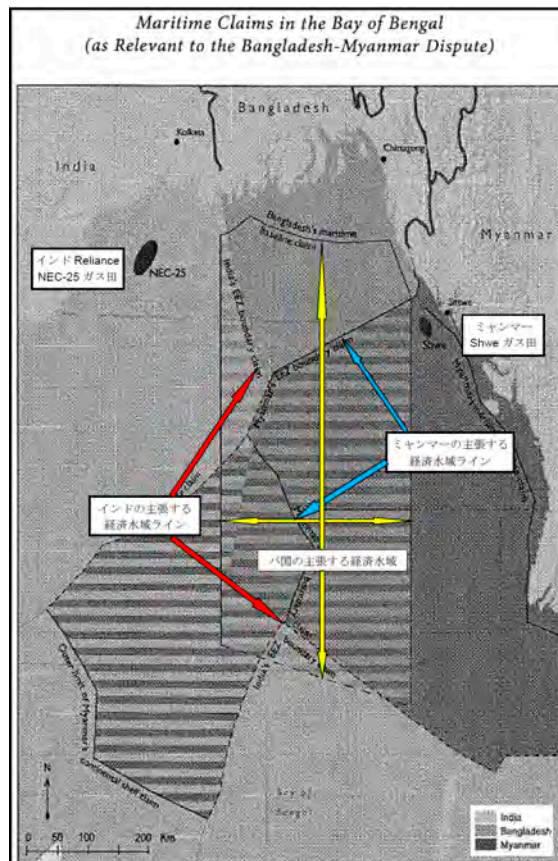
図 3.1.37 に各国の主張する排他的経済水域 (Exclusive Economic Zone : EEZ) と紛争領海付近のガス田位置を示す。



インドの設定鉦区図



ミャンマーの設定鉦区図



参考文献: The Maritime Boundary Dispute between Bangladesh and Myanmar.

The National Bureau of Asian Research, Seattle, Washington July 2010

図 3.1.37 各国の主張する排他的経済水域

■ Gazprom の「バ」国での掘削計画

天然ガスの生産において世界最大の企業であるロシアの Gazprom はロシア大統領のメドベージェフ氏が務めている半国営企業であるが、ペトロバングラ関係者の話では「バ」国政府との間で生産井および試掘井の掘削契約(Turn Key Project)が進行しており、現在「バ」国政府の承認待ちとの事である。掘削契約は約 10 坑井の掘削が検討されているとの事で、BGFCL の Titas ガス田に 4 坑井の生産井、Bapex の Shahbazpur ガス田に 1 坑井、最近生産を開始した Semutang ガス田に 2 坑井、Sandalpur の未開発鉱区に 1 坑井の試掘井、SGFL の Rashidpur ガス田に 1 坑井、および未探鉱の Begumganj 鉱区に 1 坑井の試掘井の計画であり、このために Gazprom は 2 基のリグを持ち込むとの新聞等の報道である。またこの計画予算は US\$ 193.52 Million (1 坑井あたり US\$ 19 Million) との新聞報道もなされている。

■ China National Petroleum Corporation (CNPC) と Bapex の J/V 計画

CNPC は原油・天然ガスの生産と供給、および石油化学工業製品の生産・販売において中国最大の規模を誇る会社であるが、Bapex 関係者の話では CNPC との間で Block 22 のチッタゴン丘陵地域での探鉱(地震探鉱、試掘井掘削)に関する契約が Bapex との間で進行中とのことであり、現在「バ」国政府の承認待ちとの事である。なお Block 22 では Bapex により Semutang ガス田が 2011 年 12 月に生産を開始している。

■ 新規鉱区国際入札(Offshore Bidding Round 2011)

次の新規鉱区国際入札 Offshore Bidding Round 2011 については 2011 年 6 月に入札が公示されるとの予測であったが、ペトロバングラ PSC 担当者の話では、PSC 契約内容、入札鉱区数、入札時期とも未定で、現在「バ」国政府の承認待ちの状態である。図 3.1.38 に現在の陸上、海上の PSC 鉱区図を示す。



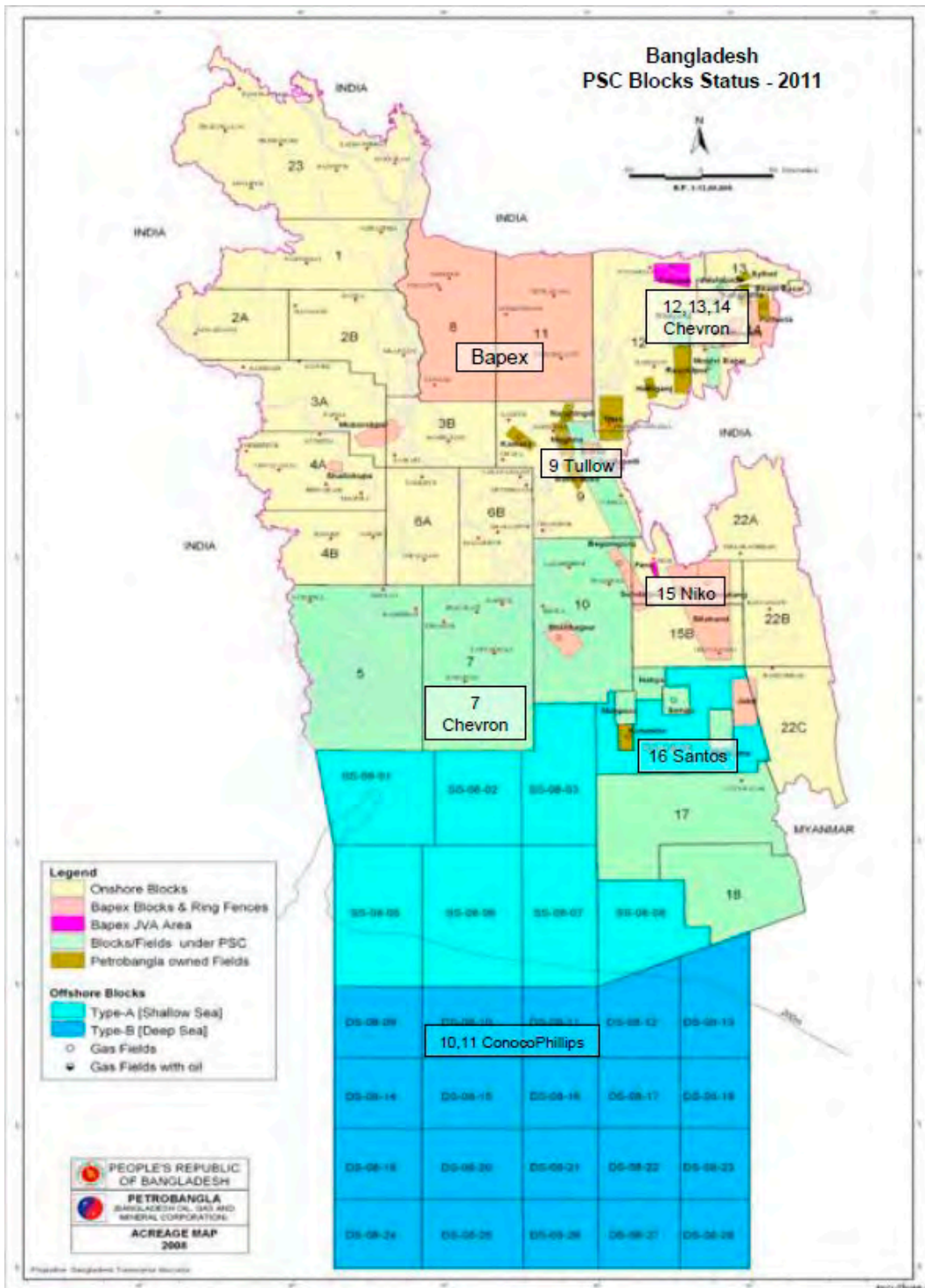


图 3.1.38 PSC 鉞区图

## 3.2 天然ガスセクター開発目標に対する達成状況および阻害要因の分析

### 3.2.1 天然ガスセクター開発実施状況

#### 3.2.1.1 組織およびガス価格

天然ガスセクターにおいて組織の改革とガス価格の適正化は密接な相関関係にある。

3.1.3.2 章で述べたとおり、ペトロバングラ傘下各社には定められた率に従って収益が配分されているのみで、企業体としての独立性が与えておらず、また配分される収益では将来の発展に向けての投資はおろか、適切な保守管理も十分に行えていないという状況下にある。この閉塞した状況を打開するには GSMP にも述べられているとおり、ガス価格を適正なレベルに引き上げ、関連各社が契約的および財務的に独立して採算がとれるような状況をつくり出さなくてはならないが、国民の反発が強く天然ガスの販売価格は低廉な設定が続いている。

2006 年に発行された GSMP では、2010 年までの 5 年間で「バ」国の天然ガス販売価格を輸入代替燃料と同等の価格まで引き上げるよう提言しているが、表 3.2.1 に示すとおり CNG の販売価格を除き、ガス価格は 2009 年 8 月に 8%~15%幅で一度値上げが行われたのみである。

表 3.2.1 天然ガス価格の最近の値上げ幅

価格改定日	発電	肥料工場	工業用	商業用	茶園	自家発電	CNG	煉瓦工場	家庭用		
									従量制	シングルバーナー	ダブルバーナー
2002年9月1日	70.00	60.00	140.00	220.00	140.00	100.00	-	220.00	120.00	325.00	375.00
2003年2月15日	-	-	-	-	-	-	70.00	-	-	-	-
2004年7月1日	72.45	62.15	145.20	228.50	145.20	-	-	228.50	126.10	340.00	390.00
2004年9月1日	-	-	-	-	-	103.50	-	-	-	-	-
2005年1月1日	73.91	63.41	148.13	233.12	148.13	105.59	-	233.00	130.00	350.00	400.00
GSMP2006 → 2008年4月25日	-	-	-	-	-	-	282.30	-	-	-	-
2009年8月1日	79.82	72.92	165.91	268.09	165.91	118.26	-	-	146.25	400.00	450.00
2011年5月12日	-	-	-	-	-	-	509.70	-	-	-	-
2011年9月19日	-	-	-	-	-	-	651.29	-	-	-	-
2006年以降の値上げ幅	8.0%	15.0%	12.0%	15.0%	12.0%	12.0%	830.4%	0.0%	12.5%	14.3%	12.5%

現在、「バ」国内の天然ガス販売価格の平均値はペトロバングラによると 2011 年 4 月時点で US\$1.31/mmbtu であるが、これに対し 2011 年 12 月時点で、LNG をスポット輸入す



る際の国際 FOB 価格はおよそ US\$17~18/mmbtu、また原油価格は約 US\$19/mmbtu (US\$108.5/バレル) で推移しており、「バ」国のガス価格が国際的なエネルギー価格に比べ依然として著しく低く設定されている事がわかる。

### 3.2.1.2 需要サイドマネジメント

#### (1) 代替エネルギーの導入

3.1.1 章で述べたとおり、「バ」国では依然として天然ガスへの依存度は極めて高く代替エネルギーの導入は一向に進んでいない。政策的に見ても3.1.4.3 章で述べたとおり、代替エネルギーの導入に関しては、具体的な数値目標やその実現に必要な時間枠などが明確に打ち出されておらず、500MMCFD 相当の LNG を輸入すべく再ガス化施設建設プロジェクトが 2013 年の完工を目指して動き出している以外に、具体的かつ即効性のある計画は今のところないようである。

唯一再生可能エネルギーの導入においては具体的な数値目標が掲げられ、太陽光発電プロジェクトが電力局により計画されているようであるが、発電量全体に占める割合は極めて小さく即効性は低い。

#### (2) 省エネルギー活動

近年来問題視されている「バ」国におけるエネルギー供給不足を背景に、一般家庭へのガスメーターの導入による需要抑制や、高効率な照明器具の導入等の省エネルギー政策が進められつつあるが、未だ全体的に見ると大きな効果を上げるまでには至っていないようである。

#### (3) ガス価格との相関性

天然ガスに代わる他のエネルギー源の導入および天然ガスの効率的な消費においても、ガス価格の適正化が大きな役割を果たすことになる。

ガス価格が輸入代替エネルギーと同等のレベルに設定されることにより代替エネルギーの導入を抵抗なく進めることも可能となる。また適正なガス価格は消費者の省エネルギー意識を高め、非効率な消費を抑制することは明らかである。しかしながら前述のとおり天然ガスの国内販売価格の適正化は一向に進んでおらず、需要サイドマネジメント促進の妨げとなっている。

### 3.2.1.3 天然ガス埋蔵量

ガスセクターマスタープランにおける 2006~2008 年の短期目標では、2P 埋蔵量 (確認 + 推定) ケースで今後 10 年間に 16~33 TCF の追加埋蔵量の発見が必要とされている。

これには約 80 億 US\$ の投資が必要であり、課題として BAPEX の保有鉱区としてどこを残すか、契約条件の見直し、オープンで透明性の高い新規鉱区国際競争入札の準備、探鉱作業の承認手続きの見直しが挙げられている。

しかしながら、以下のように目標達成には程遠い状況にあると言わざるを得ない。「バ」国における探鉱状況は、3.1.5.1 章で述べたように新規の試掘が少なく、探鉱活動は沈滞化している。最近（2011 年 8 月）BAPEX によりダッカ南方の Noakhali 地域にて試掘が実施され、Sundalpur ガス田が発見されたとの情報があるが、埋蔵量は 0.5 TCF 程度であり（ペトロバングラ非公式情報）、あまり大きなものではない。入札・契約手続きについても透明性とスピードアップが必要とされているものの、遅々として進まない状況が続いている。

「バ」国における天然ガスの生産予測については 3.1.5.3 章に述べられているが、2011～2030 年の予測生産量は 19.2 TCF、2031 年以降に見込まれる予測生産量はおよそ 2.2 TCF であり、合計 21.4 TCF となる（表 3.2.2）。一方、HCU/GA の 2010 年埋蔵量評価による 2010 年 12 月時点の残存可採埋蔵量（確認＋推定）は 18.6 TCF となっている。その差はおよそ 2.8 TCF であり、ガスセクターマスタープランの短期目標に比べ、十分達成可能な可採埋蔵量であり、またこれ以上の埋蔵量の追加も期待できる。

確実に可採埋蔵量を追加するためには、既存ガス田およびその周辺でのフィールドグロウス（ガス田成長）による探鉱・開発および新規地域を対象にした新規探鉱が必要である。フィールドグロウスでは埋蔵量はそれほど大きくないものの、生産設備・パイプライン等のインフラが存在し、ガス田も成立しているため、開発コストが安くリスクも少ない。新規探鉱は、インフラが整備されていないためコストが高く、探鉱リスクも高いが、大きな埋蔵量を追加できる可能性がある。

今後は精度の高い探鉱・開発を行うために 2D 地震探査、3D 地震探査を実施し、これらの結果を踏まえて、試・探掘、開発井の掘削を行うとともに、これらフィールドグロウスによる探鉱・開発と新規探鉱をバランス良く組み合わせる可採埋蔵量の追加に努めることが必要と考えられる。

表 3.2.2 天然ガス生産予測と残存可採埋蔵量

調査団予測				
年	Petrobangla (MMcfd)	IOC (MMcfd)	Total Production (MMcfd)	Annual Production (TCF)
2011	1,140	1,128	2,268	0.83
2012	1,390	1,498	2,888	1.05
2013	1,520	1,798	3,318	1.21
2014	1,565	2,051	3,616	1.32
2015	1,615	2,248	3,863	1.41
2016	1,880	2,538	4,418	1.61
2017	1,922	2,362	4,284	1.56
2018	1,939	2,004	3,943	1.44
2019	1,884	1,688	3,572	1.30
2020	1,841	1,446	3,287	1.20
2021	1,768	1,177	2,945	1.07
2022	1,632	986	2,618	0.96
2023	1,514	833	2,347	0.86
2024	1,408	653	2,061	0.75
2025	1,227	557	1,784	0.65
2026	1,074	437	1,511	0.55
2027	957	281	1,238	0.45
2028	678	258	936	0.34
2029	609	254	863	0.31
2030	561	251	812	0.30
2011～2030年予測生産量 TCF				19.2
2031年以降予測生産量 TCF				2.2
残存可採埋蔵量(P1+P2) TCF@12/2010				18.6

#### 3.2.1.4 天然ガス開発・生産

天然ガス開発・生産について、特に解決すべき課題として以下があげられる。

- 国営ガス生産会社による現状生産量の維持
- 国営ガス生産会社の探鉱・開発・生産増強等によるガス埋蔵量および生産量の増加
- 探鉱・掘削・開発を唯一実施できる BAPEX の強化（リグ数増加、人材教育強化）
- 現在生産中の IOC 3 社に対し増産意欲を掻き立てる販売先・買い取り価格等のインセンティブを与える
- 新規ガス田（特に海上鉱区）の探鉱・開発における IOC の参画促進
- 今後の鉱区入札における入札・契約手続の透明性とスピードアップ

- (1) この内、国営ガス生産会社による現状生産量の維持に関して、主要ガス田である Titas, Bakhrabad, Habiganj, Kailashtila, Rashidpur の 5 ガス田の掘削時期、その後のガス生産維持のためのワークオーバー作業等の記録をしてみる；

( Petrobangla Web Site : CHRONOLOGICAL LIST OF EXPLORATION WELLS, CHRONOLOGICAL LIST OF APPRAISAL/DEVELOPMENT WELLS および "Introducing Petrobangla" より作成)

■ Titas ガス田の生産・作業記録

Titas Well No.	Completion Date	Present Status	Workover Record
1	1 <sup>st</sup> Nov.-1962	Flowing	No major W/O
2	6 <sup>th</sup> Jan.-1963	Flowing	No major W/O
3	8 <sup>th</sup> Sep.-1969	Plugged & Abandoned due to gas leak	Abandoned
4	30 <sup>th</sup> Oct.-1969 Workover 2009/10	Flowing	Once W/O
5	6 <sup>th</sup> Jan.-1981	Flowing	No major W/O
6	11 <sup>th</sup> Oct.-1983	Flowing	No major W/O
7	17 <sup>th</sup> Mar.-1985	Flowing	No major W/O
8	28 <sup>th</sup> Sep.-1985	Flowing	No major W/O
9	20 <sup>th</sup> Jan.-1988	Flowing	No major W/O
10	29 <sup>th</sup> May-1988	Flowing	No major W/O
11	27 <sup>th</sup> April-1990	Flowing	No major W/O
12	22 <sup>nd</sup> Aug.-1999 Workover	Flowing	No major W/O
13	2 <sup>nd</sup> Dec.-1999 Workover June 2010	Flowing	Once W/O
14	11 <sup>th</sup> mar.-2000 Re-completion date : 11 <sup>th</sup> Sept.- 2000	Flowing	Once W/O
15	14-May-06	Flowing	No major W/O
16	17-Dec-05	Flowing	No major W/O

Titas ガス田は現在 15 坑井から 438.3MMCFD を生産している「バ」国営最大のガス田であるが、2008 年の 3 号井のガス漏れによる廃坑、2000 年の 14 号井、2009/10 年の 4、12、13 号井の Workover 以外大きな改修作業は行われておらず、50 年近く大きな維持管理作業も行われていない坑井もある。また 2000 年から 2005 年までおよび 2006 年以降新規の生産井掘削は全く行われていない。

■ Bakhrabad ガス田の生産・作業記録

BKB Well No.	Completion Date	Present Status	Workover Record
1	9 <sup>th</sup> June-1969	Flowing	No major W/O
2	13 <sup>th</sup> Oct.-1981 Workover : July- 2000, 2009/10	Flowing	Twice W/O
3	16 <sup>th</sup> April-1982	Flowing	No major W/O
4	23 <sup>rd</sup> June-1982	Closed due to water cut	No major W/O
5	27 <sup>th</sup> Sep.-1982	Closed due to water cut	No major W/O
6	4 <sup>th</sup> Mar.-1989	Closed due to water cut	No major W/O
7	9 <sup>th</sup> July-1989	Flowing	No major W/O
8	22 <sup>nd</sup> Sep.-1989	Flowing	No major W/O

Bakhrabad ガス田では5坑井から 33.1 MMCFD を生産しているが、4, 5, 6 号井は生産水増加の為生産は行われておらず、生産再開のための改修作業も行われていない。また1号井は40年以上経っているが維持管理のための大改修作業は行われておらず、1989年の8号井以降に新規の生産井掘削は行われていない。

■ Habiganj ガス田の生産・作業記録

HBG Well No.	Completion Date	Present Status	Workover Record
1	24 <sup>th</sup> June-1963	Flowing	No major W/O
2	21 <sup>st</sup> Nov.-1967	Flowing	No major W/O
3	23 <sup>rd</sup> may-1985	Flowing	No major W/O
4	26 <sup>th</sup> Jan.-1985	Flowing	No major W/O
5	31 <sup>st</sup> Jan.-1989	Flowing	No major W/O
6	17 <sup>th</sup> Jan.-1990	Flowing	No major W/O
7	23 <sup>rd</sup> April-1999	Flowing	No major W/O
8	15 <sup>th</sup> Jan.-1999	Closed due to water cut	Once W/O
9	16 <sup>th</sup> July-1998	Closed due to water cut	Once W/O
10	15 <sup>th</sup> Aug.-1999 Workover June 2010	Flowing	Once W/O
11	05 <sup>th</sup> Jan-2008 Workover 2010	Flowing	Once W/O

Habiganj ガス田は9坑井から 257.9 MMCFD を生産している「バ」国営で2番目に生産量の多いガス田であるが、8, 9 号井は生産水増加の為生産が行われておらず生産再開のための改修作業も行われていない。1号井は維持管理のための大がかりな改修作業が40年以上行われていない。また、1999年以降2008年まで新規の生産井掘削は行われなかった。

■ Kailashtila ガス田の作業記録

KTL Well No.	Completion Date	Present Status	Workover Record
1	Jun-83	Flowing	No major W/O
2	1988	Flowing	No major W/O
3	1988 Workover 2006	Flowing	Once W/O
4	1996 Workover 2006	Flowing	Once W/O
5	2007	Closed due to water cut	No major W/O
6	2007	Flowing	No major W/O

Kailashtila ガス田は6坑井から77.5 MMCFDを生産している「バ」国営で3番目に生産量の多いガス田である。2006年の3、4号井以降大がかりな改修作業は行われていない。5号井は生産水の為生産が行われていないが、生産再開のための改修作業が2012年に計画されている。また1996年以降2007年まで、新規の生産井掘削は行われなかった。

■ Rashidpur ガス田の作業記録

RP Well No.	Completion Date	Present Status	Workover Record
1	1960	Flowing	No major W/O
2		Closed due to water cut	No major W/O
3	1989	Flowing	No major W/O
4	1989	Flowing	No major W/O
5	1997 Workover Sept- 2010	Flowing	
6	1997	Flowing	No major W/O
7	1997	Closed due to water cut	No major W/O

Rashidpu ガス田は5坑井から48.1 MMCFDを生産している。1号井以降は50年以上大がかりな維持管理のための改修作業は行われていない。2、7号井は生産水増加の為生産は行われていないが、生産再開のための改修作業が2012年に計画されている。また1979年以降新規の生産井掘削は行われていない。

以上のように、国営ガス生産会社では坑井の新規掘削および維持・管理が十分行われているとは言えず、「バ」国営の全ガス田において2001年から2010年の間にわずか13坑井の改修作業が行われたただけであった。また上記の5ガス田において

新規の生産井掘削がほとんど行われていないのが現状である。この理由は、「バ」国では BAPEX のみが地震探鉱機器・クルー、掘削リグおよび改修作業リグを所有しており、他の 2 生産会社は生産のみを担当し開発作業については BAPEX に依頼し、BAPEX の保有するリグの性能、作業員の技量・能力に依存せざるを得ないためである。

BAPEX が保有する掘削および改修作業リグは以下の 5 基である。

- ① P-80 Workover Rig (Mechanical) Rumanian Made (32 years old)
- ② IDECO H-1700, drilling Rig (28 Years old)
- ③ Gardner Denver E-1100 (22 years old)
- ④ Drilling Rig, 2000 HP AC-AC, 5000 M (2010 年購入、中国製)
- ⑤ Trailer mounted Workover Rig, 1000 HP (2011 年購入、中国製)

傾斜井を含む掘削効率の良い新規掘削リグは 1 基、Workover リグも 1 基のみである。また 2010 年に購入した中国製の大型掘削リグの場合は 2003 年に政府予算が認められて以降、6 回も入札をやり直し納入まで 7 年の年月を要するなど、購入実勢価格の事前調査、入札・契約手続の透明性とスピードアップが必要である。

また「バ」国北部のシレットや南部のチッタゴン丘陵地域を除いて、ほとんどのガス田はモンスーン期に水没するため作業不可能となる。これも効率の良い掘削計画が立てられない大きな理由となっている。

地震探査に於いても、前記のように BAPEX のみが資材・人材を保有しており、ADB の資金援助により 2010 年に 3 次元 (3D) 地震探査機器が購入され、現在 5 ガス田の 3D 探査と人材のトレーニングが行われている。これもモンスーン期の作業が制限され、作業効率の向上が図れない原因となっている。また 3D 地震探査は現在 1 チームのみが技術的に可能であり、今後さらに機材の購入と共に探査クルーの育成が必要である。

- (2) 現在生産中の IOC 3 社に対し、増産意欲を掻き立てる様な販売先・買い取り価格等のインセンティブを与えることに関して；

IOC 3 社の内、自由に価格設定が可能な Santos を除き、Chevron と Tullow のペトロバングラ に対するガス販売価格は約 US\$ 2.7/Mcf 程度である。これは 2006 年以降のシェールガスの増産でガス価格が低迷している米国の US\$ 3~5/Mcf や欧州の US\$ 15.5/Mcf に対しても大幅に安すぎる価格設定である。IOC の増産意欲を掻き立てるためには販売先・買い取り価格等の自由な設定が可能な PSC 契約に変更するなどの政策の検討と実施が必要である。

またこの様な改革によって、新規ガス田、特に海上鉱区の探鉱・開発における IOC の参画促進を図る事が必要である。

(3) Model Production Sharing Contract 2008 の問題点に関して；

Offshore Bidding Round-2008 に示された Model Production Sharing Contract 2008 は主契約条項 Article-1~35 および付加条項 Annex-A~E より成っており、IOC の海洋探鉱活動を活発化させる事を目的とした内容では無い項目も多く含まれる。IOC にとって契約上で重要なのは締結する契約の形態というより、探鉱リスク、政治リスク、投資上のあらゆるリスクを想定して石油会社の投資に見合う契約条件や交渉内容になっている事である。従って、各国、各鉱区ごとに多種多様な石油契約が存在しているのが実状である。バ「国」のケースでも個別の契約ごとの条件は IOC と「バ」国当事者間でモデル契約から変更され、その重要部分は公表されないことが多い。実際に ConocoPhillips との間で交わされた PS 契約の内容も開示されていないため不明であり、契約内容の比較・検討は難しい。一般的に、契約金額に係わる条項は障害となるが、バ「国」のモデル契約の中でも以下の項目は IOC にとって障害となると思われる。

Article-15 Natural Gas : 15.7(i) (d) 海洋ガス田でのガス買い取り価格

Article-20 Fees and Bonuses :

20.1 IOC はペトロバングラに対し商業生産計画の発表から 30 日以内に US\$ 3,000,000 を支払う。

20.3 IOC はペトロバングラに対し生産開始から 30 日以内に生産量に応じ以下の Production Bonus を支払う。

- a) 75 MMCF/day, the sum of amount 500,000 Dollars (\$)
- b) 150 MMCF/day, the sum of amount 1,000,000 Dollars (\$)
- c) 225 MMCF/day, the sum of amount 2,000,000 Dollars (\$)
- d) 300 MMCF/day, the sum of amount 2,500,000 Dollars (\$)
- e) 375 MMCF/day, the sum of amount 3,000,000 Dollars (\$)
- f) 600 MMCF/day, the sum of amount 4,000,000 Dollars (\$)

今回予定される大水深を含む未探鉱のフロンティア海域鉱区では、従来の陸上等の探鉱対象地域に比べて非常にコストがかかるため、大幅なインセンティブ措置が必要であると考えられる。また、小規模なガスの発見があっても、IOC は事業化に必要な埋蔵量を確保するため探鉱活動を継続したり、ある程度の探鉱準備期間を必要とすることが多い。こうしたフロンティア地域の探鉱に対し、緩和した契約条件を適用する国が増えているのが現状である。また、「バ」国の海域は依然として探鉱密度の低い石油・ガス開発の未成熟地域であり、インセンティブ措置をとって未探鉱海域の探鉱活動を活発化させる必要がある。



(4) 今後の鉦区入札における入札・契約手続のスピードアップに関して；

Offshore Biding Round-2008 は海洋鉦区の 28 鉦区が 2008 年 2 月に公示され、深海の 20 鉦区および浅海の 8 鉦区の入札内容であった。入札締め切りおよび開札は 2008 年 6 月 7 日に行われ、当初 25 社が入札参加を表明していたが応札したのはわずか 6 社であった。この 6 社は 16 鉦区に応札し、応札された鉦区は以下の通りであった。

- 1) ConocoPhillips - 10, 11, 12, 15, 16, 17, 20 および 21 鉦区
- 2) Santos-Cairn-Longwoods (Chinese-US)-SZP (Chinese) 連合 - 10, 11, 12, 13, 15 および 16 鉦区
- 3) Longwoods (Chinese-US) - 13, 18 鉦区
- 4) Comtrack (Cypriot oil company) - 9, 14 鉦区
- 5) Tullow - 5 鉦区
- 6) CNOOC (Chinese) - 1 鉦区

またこの鉦区入札の時期、「バ」国内の政治情勢は混乱しており、2007 年 1 月予定の総選挙は延期となり、ようやく 2008 年 12 月に実施された総選挙の結果 2009 年 1 月に現政権が誕生した。この間およびその後の政治的混乱が鉦区入札選定作業の遅延にも影響したとのペトロバングラ関係者の説明であった。ペトロバングラは 2009 年 8 月に ConocoPhillips 社の第 10 と 11 鉦区および Tullow 社の第 5 鉦区に鉦区付与を決定したが、これらの鉦区に対し、インドより第 5 鉦区のほとんどの部分、第 10 および 11 鉦区はその一部がインド領海内である事、またミャンマーからも 11 鉦区はミャンマー領海内の一部であるとの声明がなされた。

ConocoPhillips 社は領海問題により探鉦区域が削減されるため、さらなる鉦区の獲得交渉を行ったが「バ」国の承認が得られず、入札から調印まで 3 年余りを要して 2011 年 6 月に「バ」国政府と ConocoPhillips 社は第 10 および 11 鉦区に関する調印を行った。しかし、Tullow 社の第 5 鉦区に関しては領海問題から PSC 調印は取り止めとなり、Offshore Biding Round-2008 は 1 社のみが契約に至るといった低調に終わった。これらの契約に至る過程で時間が掛かりすぎた事由は領海問題と「バ」国の政治情勢に影響された事が最大の原因であると考えられるが、PSC の内容については当事者間の秘密事項であることから、その内容が遅れの一因であると指摘することは出来ない。

次の Offshore Biding Round-2011 では大幅な遅延が発生しないよう、領海問題に関しても十分な配慮がなされた入札内容であることが期待される。

また、他国の PSC に関して、東南アジア地域においては、マレーシア、タイ、インドネシアおよびベトナムにまたがるタイ湾、南シナ海等のように領海問題を解決し、石油・ガス開発に限り共同開発による PSC が遅延なく履行されている地域

もあれば、タイとカンボジアの OCA (Overlapping Claims Area) の 27,000km<sup>2</sup> におよぶ領海問題海域のように 1970 年代より話し合いは続けられているものの問題が解決せず、両国は独自に IOC との PSC を締結したが未だ履行に至らない地域もあるのが現状である。

#### 3.2.1.5 ガス搬送

ガスセクターマスタープラン 2006 (GSMP2006) にて計画されていたパイプラインシステムの増強プロジェクトと今回の現地調査で聞き取りをした建設中および実行予定のプロジェクトを表 3.2.3 にまとめた。

これによると全体的な進捗状況は GSMP2006 の予定よりも遅れていることがわかる。

また GSMP2006 の発行後、Gas Evacuation Plan が作成されており、この中でパイプラインシステムの補強計画の見直しや新たな提案などが提示されており、2011 年現在の補強プロジェクト実施状況はこれらを反映したものとなっている。

表 3.2.3 ガスセクター開発計画とその実施状況

プロジェクト		GSMP *1	GEP *2	Observation 2011			
No	計画	諸元	終了	終了	2011年9月現在の状況	資金源	完工予定
1	Dhanua - Aminbazar	50km, 20"	2006		終了済み		
2	Ashganj - Monohordi	36km, 30"	2006		終了済み		
3	Monohordi - Dhanua	37km, 30"	2008		実行中	ADB	2012
4	Elanga - Jamuna Brdg.	14km, 30"	2008		実行中	ADB	2012
5	Hatikumrui - Bheramara	87km, 24/30"	2009		実行中	ADB	2012
6	Bonpara - Rajshahi	53km, 12"	2009		実行中	ADB	2012
7	Bheramara - Khulna	165km, 20"	2010		実行中	ADB	2013
8	Compressor at Ashganj west	2 X 15000hp	2008		実行中	ADB	2014
9	Compressor at Ashganj south	1 X 15000hp	2008		実行中	ADB	2014
10	Compressor at Muchai	1 X 15000hp	2008		実行中	PCS	2012
11	Compressor at Elenga	1 X 15000hp	2009		実行中	ADB	2014
12	Piggin program				未実行		
13	Muchai to Ashganj (2nd line)	82km, 30"	2011		終了済み		
14	Bakhrabad to S/SW	224 km, 24"	2013	2013	一部実行中 Bakhrabad - Siddhirganj (60 km, 30") 一部計画中 Langalband - Maowa (40 km, 30") 一部計画中 along Padma Bridge 一部計画中 Zajira - Khulna (110 km, 30")	IDA -	2013 2014 2013 2017
15	Bakhrabad to Chittagong	178km, 30"	2012		一部計画中 Bakhrabad - Feni (91 km, 30") 解析用に一部計画中とした Feni - Chittagong	- -	2017 2025
16	Compressor at Muchai	2 X 15000hp	2014		2011年9月現在計画無し		
17	Ashagani - Elenga (2nd line)	125km, 30"	2015		2011年9月現在計画無し		
18	Elanga west (2nd line)	91km, 30"	2017		解析用に一部計画中とした		2025
19	Compressor at Bakhrabad to S/SW	2 X 15000hp	2019		2011年9月現在計画無し		
20	Muchai to Ashganj (3rd line)	82km, 30"	2020		2011年9月現在計画無し		
21	Ashagani - Elenga (3rd line)	125km, 30"	2021		2011年9月現在計画無し		
22	Compressor at Bakhrabad to Chittagong	2 X 15000hp	2023		2011年9月現在計画無し		
23	Khatihata - Bhadugar	12km, 24"		2012	2011年9月現在計画無し		
24	Maheshkali - Anowara	91km, 30"		2012	LNG輸入ラインとして実行中	GOB/ GTCL	2013
25	Dhanua - Elenga	52km, 30"		2013	解析用として2025年完工として計		2025
26	Bangarbandhu Bridge West - Nalka	14km, 30"		2013	計画はあるが資金無し		
27	Jalalabad Gas Field - Kailashtila	18km, 14"		2014	2011年9月現在計画無し		
28	Bibiyana - Dhanua	150km, 30"		2013	実行中 (サイズ30"に変更)	GOB/ GTCL	2013
29	Mubarakpur - Baghabari	30km, 12"		2011	2011年9月現在計画無し		
30	Kapasai - Amraid	4km, 12"		2011	2011年9月現在計画無し		
31	Sundarpur - Feni	30km, 12"		2010	2011年9月現在計画無し		
32	Monohordi - Joydevpur	52km, 20"		2015	2011年9月現在計画無し		
33	Moulvibazar - Muchai	22km, 14"		2015	2011年9月現在計画無し		
34	Ashganj - Bakhrabad	60 km, 30"			実行中	GOB/ GTCL	2013

### 3.2.1.6 ガス販売

ガスの販売においては 1. システムロスの低減および 2. 販売効率の向上が計画され、実施されている。

#### (1) システムロス

天然ガスのシステムロスについては、2003年に終了した第三次天然ガス開発計画 (Third Natural Gas Development Project: TNGDP、ADB 支援) にて、BGS L および JGTDSL のシステムロスは 2%以下の維持が確認された。一方 TGTDSL については

システムロスが6～9%で推移していた。このためGSMP2006においてADBの支援によりTGTDCCLに対するシステムロス低減計画（SLRP: System Loss Reduction Plan）の実施が計画された。

GSMP2006を受けて発足したGas Transmission and Development Project（GTDP）ではTGTDCCLを対象に以下に記載するシステムロス低減計画を実施してシステムロスを2007年までに4%、2010年までに2%とすることが記載されている。

表 3.2.4 システムロス低減計画

	計画内容	実施状況
期間：	2006年7月～2010年6月	2011年6月まで延長し終了
対象地域：	ロケーション1（Narayanganj, Fatulla, Munshiganj）およびロケーション2（Sonargaon）	
実施項目：	補正演算機能付きのタービンメーターまたはロータリーメーター604個の購入、据付	シンガポールActaris社と契約しメーターの購入およびメーター据付完了
	現場でのメーター校正支援のためのモバイルキャリブレーション5個の購入	購入し関連部署に配置
	システムロス低減実施のためのコンサルタントの起用	ドイツFichtner GmbH & Co. KG.と契約

また以下に各社のシステムロスの経年変化を示す。

表 3.2.5 ガス販売会社のシステムロス（%）

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
TGTDCCL *1	N/A	N/A	6.47	5.26	3.39	0.81	-2.14
BGSL *1			2.51	2.12	0.84	0.06	-0.62
JGTDSL *1	-0.29	-0.6	1.15	0.52	1.08	0.41	1
PGCL *1	N/A	N/A	N/A	0	0	0	0
SGCL *2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
KGDCCL *2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Total loss *2	5.58	5.97	5.2	4.79	2.73	1.47	1.00

\*1：各社年報より

\*2：2010年に設立された会社のため販売実績無し

\*3：ペトロバングラ年報より算出

TGTDCCL以外の各社はシステムロスが低く抑えられているが、TGTDCCLにおいては2006年度は6.47%であるものの、その後ロスは減少しており2010年度には-2.14%（すなわちロスではなくゲイン）が示されている。

なおゲインについてTGTDCCLへ確認したところ以下の要因であることが判明した。料金徴収に利用する圧力条件と実際のガス販売時の圧力条件の差によるもの

最低徴収金額で設定しているガス消費量以下でのガス消費

## (2) 販売効率

TGTDCL の年報によると、Domestic での天然ガス消費者にはガスメーターでの従量制による料金徴収システムがなく、消費量に関係なく定額でガスを消費できる状態にある。またガスの抜き取りによる料金未払いでの消費も観察されている。このようなガスの利用は非効率であり少なからずシステムロスへの影響も懸念される。

そのため、TGTDCL は ADB および「バ」国政府の支援により” Supply Efficiency Improvement Project” が現在実行中である（2011 年 6 月 30 日に借入契約調印済み）。以下にその内容を示す。

期間：	～2012 年 10 月
実施項目：	プリペイド式のガスメーター8600 個の設計・購入・据付
	補正演算機能付タービンメーター680 個の設計・購入・据付
	本プロジェクト全体のコンサルタント起用

また 2009 年 8 月 3 日、家庭におけるガス消費に対するプリペイド式ガスメーター取り付けのパイロットプロジェクト実施が TGTDCL 取締役会で承認された。

本プロジェクトは TGTDCL の自前の経費で実施され、5000 個のメーターを購入し 4500 個を取り付ける予定であった。

2011 年 6 月 30 日現在まで合計 339 個のメーターが取り付けられ、システムは問題なく稼働している。

なおメーターのサプライヤーが契約通りに納品出来なかったため、プロジェクト実施期間が延長し、4500 個の取り付け終了予定は 2011 年 11 月となっている。

## 3.2.2 天然ガスセクター開発におけるボトルネック

### 3.2.2.1 ボトルネックの整理

これまでの入手情報や分析結果を踏まえ、天然ガスセクター開発のボトルネックとなっている事項とその起因事由を以下に整理する。

- (1) SOGC の新規ガス田開発、既存ガス田生産能力増強の遅延によりガス生産が不足している。
  - 開発投資資金が不足し、必要な資機材、要員を確保できない。

- 開発計画の作成・履行能力が不足し、開発関連技術も最新のものから遅れている。
- (2) IOC との天然ガス生産分与契約 (PSC) 締結の大幅遅延等によりガス生産 (探鉱) 開始が遅延している。
- 海上鉱区の隣国との領土権問題の解決が遅れている。
  - PSC 条件が IOC の投資意欲を十分に促進するものでない。
- (3) 既存ガスパイプライン網の整備 (二重化、昇圧施設設置、SCADA システムのリハビリ拡大他) が不十分なため、系統上の一部地域で供給不良 (ガス流量・圧力不足) が発生している。
- 整備資金が不足している。
  - 既存ガスパイプライン網のメンテナンス (ピッキング等) が不十分。
- (4) 現在の国内ガス販売価格 (2011 年 4 月時点: 平均 1.31US\$/MCF) は国際スポット価格 (17US\$/MCF) の約 8% と低く設定されて多額の間接補助金が支払われている形になっているため、将来的に「バ」国内産天然ガスの全エネルギー需要に占める割合が逡減する一方、海外からの天然ガス及びその他化石燃料への依存度が高まった場合、「バ」国財政への重大な影響が懸念される。
- 政治的な事由等によりガス料金値上げが容易にできない。
  - ガスセクター全般 (主に上流) の既存ガス料金制度 (料金決定) が不透明。
  - ガスセクター内及び政府機関等とのガスの授受に関わる契約が未だ完全に確立されていない。
- (5) 天然ガスが非効率的に使用あるいは浪費されている。
- ガス料金が低い。
  - 旧式の低効率の機器類 (発電所、肥料工場、自家発電、ガス器具、他) が使用されている
  - 省エネ、資源の有効利用に対する消費家の意識が不足している。
  - システムロス (計量など) の管理が不十分
- (6) ガスセクターではこれまでに国際機関、他援助機関の支援を受けて Master Plan, Action Plan, Reform Roadmap 等に基づいて種々のセクター開発・改革事業が続けられてきたが、それによる抜本的な改善効果はあまり見えず、以下のような状況にある。

- ・ セクターの運営に重要な National Energy Policy, Master Plan のアップデートも完了していないまま。
- ・ GSMP2006 で提案されたガス料金の国際価格への段階的調整(2006-2010)は未だ実現できず、最近の GSRR(2009-2012)では今後の方針も明確に示されていない。
- ・ GSRR(2009-2012)に示される施策にも遅れている事項が多く、ガスセクター改革が進んでいない。
- 種々の開発・改革事業の効果を発現できない理由は、セクター自身は当然のことそれを取り巻く環境（組織・体制）に問題がある。
- ガスセクターのビジョンを実現するための施策は GSMP2006(Strategy)に明示されているが、その実施を関係機関に迫る政府の強力なリーダーシップが不足している。

### 3.2.2.2 ボトルネックへの対応策

天然ガスセクターが近年の供給能力不足から早期に脱出して健全な事業運営の下で天然ガスの安定供給を確保できるようにするためには、「バ」国政府は上記のボトルネックを解消あるいは改善するために以下の対応策を今後講じていく必要がある。各施策を開発・生産、輸送、配給、全般の4つに大別し、その優先度と効果を表 3.2.6 に示す。

なお、表 3.2.6 の「D. 全般」に含まれる以下の2項目に関する ADB の技術支援案件 (TA Number 7758) : 「天然ガスの価格改定とセクター間ガス配分 (Tariff Reform and Inter-sectoral Allocation of Natural Gas)」が実施されているとの情報があり、現在の進捗状況を EMRD に確認したが、未だ動いていないとの事であった。

D-2) ガスセクターの運営に関わる政策・規制・計画の整備

D-3) 段階的なガス価格の適正化

この案件のアウトプットとして、ガス価格改定とセクター間ガス配分に関わるロードマップの策定が予定され、天然ガス資源の有効利用の改善効果が期待されている。このような案件が直ちに履行されるために、「バ」国政府の強力なリーダーシップが必要である。





### 3.3 当該セクターの課題に対する他援助機関の動向

#### (1) ADB の支援状況

ADB (ADB Working Paper Series No. 248) によれば、アジアのインフラ需要は大きく、政策制度に対する中長期的な支援を強化すると共に PPP を形成してこれを取り込む必要があるとしている。今後、2010 年から 2020 年のアジア (ADB 開発メンバー 32 カ国) のインフラ需要は 8 兆 2,225 億米ドルと推計し、送配電、空港、港湾などのインフラが含まれる。この内中国が 54%、インドが 26% を占めている。「バ」国については、1,450 億米ドル (約 2% 弱) を見込まれている。

ADB は、プロジェクト実施に当たっては (官民連携) PPP で実施したい意向であり、財政赤字の削減と公共サービスの効率化を通じて、貧困削減さらに経済発展を加速する効果があると期待している。一方 PPP は官民間のリスク分担のあり方や複雑な手続きがネックとなっておりプロジェクトが期待通りには進まない問題があり、「バ」国における PPP 政策・制度の更なる充実が求められる。

バングラデシュの天然ガスセクターに対する ADB の支援状況を以下に示す。

なお、以下の記述は ADB のエネルギーセクターへの支援プログラム評価報告書 (SAP: BAN 2009-36) の情報を参考に行っている。(注記: ADB 関係者によると、当該報告書は本調査時点での最新版であることを確認した。)

1993～2008 年におけるエネルギーセクターへの ADB 支援プログラムは以下の 7 分野を対象に実施された。

- 1) 電力セクター機関の商業志向の促進
- 2) 発電分野への投資促進
- 3) 送電制約の除去
- 4) 電気へのアクセスの改善
- 5) 天然ガス生産能力増進と天然ガス生産への投資の結集
- 6) 天然ガス輸送・販売網の改善
- 7) エネルギーセクターの管理・規制体制の改善

ADB は、上記期間にエネルギーセクターに対して 1,756 百万ドル (「バ」国への貸付総額の約 30%) の財政支援を承認し、そのうち電力セクターへ 1,291 百万ドル、ガスセクターへ 415 百万ドルの支援を実施した。

上記 7 分野のうち、天然ガスセクターに関わる分野 (5), (6), (7)) でのこれまでの成果と効果の概要を表 3.3.1 に示す。

表 3.3.1 天然ガスセクターに対する ADB 支援の成果と効果

ADB インプット	成果	効果
<b>V. 天然ガス生産能力増進と天然ガス生産への投資の結集</b>		
<b>A. 技術協力</b> TA 2024-BAN: ガス開発マスタープランの策定と石油ガスセクターの組織・規制体制強化	バ国政府は国際石油企業の参画により新規ガス田開発と自己資金及びAGB資金によるガス輸送網開発を実施した。 Loan1293による既存ガス田改善の結果、Titasガス田とHabiganjガス田でのガス生産が251 MMCFD (国内ガス生産の13%)増加した。	バ国の天然ガス生産総量は1994年の223BCFから2008年の596BCFに増加した。天然ガスは発電の80%以上に貢献する支配的な商業エネルギー源であり、その増産はバ国のエネルギー安定と経済成長の維持に役立った。
<b>B. 借入</b> Loan 1293-BAN: 第3次天然ガス開発 Loans 2188/2189(SF)- BAN: ガス輸送開発	Loan1293で実施された既存ガス田探鉱により、確認残余ガス埋蔵量の30%以上の4.6 TCFの埋蔵量追加が確認された。 Loan2188によるガス田探鉱は実施中であり、その結果は判明していない。	
<b>VI. 天然ガス輸送・販売網の改善</b>		
<b>A. 技術協力</b> TA 2025-BAN: ガスセクターの安全と効率の改善	Loan1293の下でのAshuganj-Elenga パイプラインのダッカガス供給システムへの接続により、ダッカ市へのガス輸送能力が拡大した。これはダッカの増加するガス需要へのTGTDCの対応を可能にした。ダッカ市へのガス供給はLoan1942により更に約150 MMCFD高められた。ダッカ市へのガス供給は、Loan2188でのMonohardi- DhanuaパイプラインおよびAshuganjのコンプレッサーステーションの完成の後で更に改善される。	ガス輸送網の範囲と容量が高められた。これは需要中心地と増大しつつある消費者数(1994年の0.6百万から2008年の1.8百万へ)へガスの増加する容積の供給を可能にした。
<b>B. 借入</b> Loan 1293-BAN: 第3次天然ガス開発 Loans 1942(SF)/1943-BAN: ダッカクリーン燃料1 Loans 2188/2189(SF)-BAN: ガス輸送開発	ダッカ地域、シレット地域およびBakhrabadの所管地域のガス販売網は、Loan1293の下で拡大された。ガス輸送網の操作性は計測・調整所とテレメーターの設置により改善された。 Loan1942は、CNGステーションへの高圧ガス供給を可能にするようにダッカ市内のガス販売網を更に改善した。Loan1942と関連の技術協力は、特にTGTDCがガス販売(分配)ロス(1994-2000年の8%から2008年の3.5%に削減するのを含み、効率性の改善に貢献した。Loan1942は輸送燃料としてのCNGの導入の手段となった。 Loan2188は現在実施中であり、Jamuna橋西部へのガス輸送拡大のためのパイプラインとRajshahiの販売(分配)網プロジェクトが実施されている。	ガス利用の向上および輸送のような新規アプリケーションへのガス使用は、外貨の節約、産業競争力の改善、ガス供給による屋内空気の改善・生活環境の向上、および輸送へのCNG使用による屋外空気の改善の起因となった。
<b>VII. エネルギーセクターの管理・規制体制の改善</b>		
<b>A. 技術協力</b> TA 2024-BAN: ガスシステム開発計画策定と石油ガスセクターの組織・規制体制強化 TA 2800-BAN: ガス規制機関支援プロジェクト TA 3129-BAN: エネルギー規制支援プロジェクト TA 4379-BAN: 電力セクター開発プログラム II TA 4528-BAN: エネルギーセクターへの民間セクター参画促進	政府はガスセクターおよび電力セクター両方のための結合された規制機関を確立することにした。技術協力2800、および3129がBERCの準備に必要な最初の仕事を実施したがBERCへの能力構築支援のほとんどはUSAIDによって提供された。ADBと世銀の両方はBERCが意図されたように確立されることを保障するための適切な貸付け保証および計画貸付け条件を通して政策対話を維持した。 ADBプログラムLoan2038は最終的に2008年にBERCを機能させる手段となった。2008年に完全に機能するようになって以来、BERCは電力セクターの大口顧客供給料金を調整するための規定を作った。	BERCは最終的に2008年に完全に機能するようになったが、独立した規制機関としてエネルギーセクターの管理に強い影響を未だ及ぼしていない。但し、それは料金設定の責任を効果的に政府から引き継いだ。それが独立性と完全性を維持できるかどうか注目する必要がある。
<b>B. 借入</b> Loan 2038-BAN: 電力セクター開発プログラム Loan 2334-BAN: 持続的な電力セクター開発プログラム		

出所: ADB 支援プログラム評価報告書(SAP: BAN 2009-36)

また、エネルギーセクターへの支援を通じて得られた教訓として、以下の事項が示されている。

1) 改革ロードマップと関連つけた計画的な貸出

ADB は 1994-2008 年のバングラデシュへの支援において電力セクター改革ロードマップと関連つけて計画的に貸出をおこなうことにより一定の開発効果を達成した。ADB は実施時における改革実施能力および政治経済問題を考慮に入れ、電力セクター改革において一定のマイルストーンを達成することを条件にして改革実施のための技術協力補助金や投資貸付けを提供した。

2) 組織管理

PGCB と DESCO の商業化と組織化により改善された運営・経営上の実績は完全な民営化だけが実績改善のための必要条件ではないこと、適切なインセンティブが経営に提供されなければならないことを示している。

3) 国内民間セクターの新規産業への投資

国内民間セクターは適切なインセンティブや政策制度が確立されれば、CNG 供給のような比較的資本集約的な新しい産業に投資することが可能である。

表 3.3.2 はペトロバングラの 2010 年版年報に基づく情報であるが、ADB が 2010-2011 年度に実施している天然ガス関連のプロジェクトは 12 件であり、その他 2 件が WB と JDCF によるものである。プロジェクトは、GTCL に対するものが多く、基本的な天然ガスパイプライン網の強化を目指している。

エネルギーセクターへの今後の取組みについて、ADB 「バ」国援助戦略(Country Partnership Strategy 2011-2015: Sector Assessment: Energy)に下表に示す内容が掲載されている。しかし、Dhanu-Elengak 間天然ガスパイプラインについては ADB の現地担当者からその予定はないとの説明を受けている。

ADB援助計画(エネルギーセクター:2011-2015)

援助予定項目	主要な成果
エネルギーセクター改革継続 東国境送電連繫実施(Implementation of eastern border power transmission interconnection)	250 / 500 MW 送電線・変電所建設
火力発電の効率改善	複合発電所への転換 (2箇所の120 MW peaking plants)
主要国内送ガス・送電連繫建設	Dhanu-Elenga間天然ガスパイプライン建設、400kV送電線(500km)建設
太陽光・風力パイロットプロジェクト	
ガス田の安全・供給力改善	Titasガス田の問題がある生産井の修理

表 3.3.2 ADB 等援助機関の支援により実施中のプロジェクト (2010-11)

[百万タカ]

No.	プロジェクト名	期間	実施機関	援助機関	予算 (支援額)
1	Muchai-Ashuganj Compressor Station Installation Project	Jan'06- Dec'11	GTCL	PSC	3,041 (2,093)
2	Construction of Monohordi-Dhanua, Elenga-East Bank of Jamuna Bridge 30" diax120km Gas Transmission Pipeline and Installation of Compressor Stations at Ashuganj and Elenga	Jan'06- Jun'11	GTCL	ADB	8,346 (5,183)
3	Appraisal of Gas Field (3D Seismic) (Titus, Bakhrabad, Sylhet, Kailashtila and Rashidpur) Project (Revised)	Jan'06- Dec'12	BGFCL	ADB	785 (420)
			SGFL		860 (390)
4	Construction of West Bank of Jamuna Bridge-Nalka, Hatikumrul-Iswardi-Bheramata 30" diaX98.10km Gas Transmission Pipeline	Jul'06- Jun'11	GTCL	ADB	6,287 (3,422)
5	Construction of Bonpara-Rajshahi Gas Transmission Pipeline	Jul'06- Jun'11	GTCL	ADB	1,615 (763)
6	Gas Distribution Network in Rajshahi City and Adjoining Area	Jul'06- Jun'11	PGCL	ADB	1,056 (463)
7	System Loss Reduction of Titus Gas Transmission and Distribution Company Ltd.	Jul'06- Jun'11	TGTDCL	ADB	226 (140)
8	Upgradation of Data Center of BAPEX	Jul'06- Jun'11	BAPEX	ADB	189 (153)
9	Construction of Bheramara-Khulna 20" diax162.50km Gas Transmission Pipeline	Jul'07- Jun'12	GTCL	ADB	6,853 (3,259)
10	Gas Seepage Control and Appraisal & Development of Titus Gas Field	Jan'10- Jun'14	BGFCL	ADB	10,000 (8,100)
11	Supply Efficiency Improvement of Titus Gas Transmission and Distribution Company Ltd.	Jan'10- Oct'12	TGTDCL	ADB	555 (347)
12	Gas Distribution Network in South-West Zone	Jan'10- Dec'12	SGCL	ADB	5,305 (2,800)
13	Construction of Bakhrabad-Siddhirganj Gas Transmission Pipeline	Jul'07- Dec'12	GTCL	WB	6,855 (4,293)
14	Exploration and Production Company Building of BAPEX	Jul'08- Jun'11	BAPEX	JDCF	2,000 (0)
			BGSL		1,400 (0)
Total					55,372 (31,826)

出所：ペトロバングラ年報 2010

(2) 世界銀行 (WB) の支援状況

WB のウェブサイト情報によると、現在履行中のエネルギーセクター関連案件は表 3.3.3 に示すとおりである。

表 3.3.3 WB 支援により履行中のエネルギーセクター関連案件

No.	プロジェクト名	番号	支援金額 (Mil. US\$)	状況	承認日
1	Additional Financing II For Rural Electrification and Renewable Energy Development Project	P126724	172	Active	4-Oct-2010
2	Efficient Lighting Initiative for Bangladesh	P118605	15	Active	28-Jun-2010
3	GPOBA: Rural Electrification & Renewable Energy	P119547	1.1	Active	13-May-2010
4	Investment Promotion and Financing Facility	P117542	257	Active	4-May-2010
5	GPOBA: Bangladesh Solar Home Systems	P119549	7.2	Active	26-Mar-2010
6	Additional Financing For Rural Electrification and Renewable Energy Development Project	P112963	130	Active	4-Aug-2009
7	Siddhirganj Peaking Power Project	P095965	350	Active	30-Oct-2008
8	Grameen Shakti Solar Homes Project	P106135	9	Active	17-Dec-2007
9	Investment Promotion and Financing Facility	P089382	50	Active	2-May-2006
10	Power Sector Development Technical Assistance Project	P078707	15.5	Active	3-Jun-2004
11	Rural Electrification and Renewable Energy Development	P071794	190.98	Active	25-Jun-2002
12	Haripur Power Project	P065131	60.9	Active	1-Jun-2000
13	EGY SEC ADJ CREDIT SUPPLEMENT	P009551	2.3	Active	12-Oct-1989

特に、No. 7 と No. 10 は電力セクター案件であるが、一部天然ガス関連プロジェクトを含むのでその概要を以下に示す。

- 1) Siddhirganj Peaking 発電所プロジェクト (Credit No. 45080-BD; P095965)  
以下を含む
  - ・ 60km natural gas pipeline from Bakhrabad to Siddhirganj
  - ・ 335MW gas fired power plant
  - ・ 11km, 230kV transmission line to grid substation
  - ・ O&M 技術支援
- 2) 電力セクター開発技術支援プロジェクト (Credit No. 3913-BD, Grant No. H092-BD, P078707) :
  - ・ LNG 輸入に関わるコンサルタントサービス (24 ヶ月)
  - ・ BPDB の発電所性能改善に関わるコンサルタントサービス

WB は電力セクターに援助を続けるが、天然ガスセクターへは主要な貸付案件の予定はない。但し、キャパシティビルディングプロジェクトなどでガスセクターを支援する可能性はあるとの事であった。

WB の「バ」国援助戦略文書(CAS:Country Assistance Strategy 2011-2014)に掲載される過去の支援で得られた教訓を以下に示す。

① CAS 完了報告書(CAS Completion Report)からの教訓

- ・ 進捗を適切に評価するためにできるだけ少数の明確に関連付けられた物差しで、CAS による成果を処理しやすくまとめて定義する。
- ・ よりよい結果を達成するため計画の実施中に進捗をモニターし調整をおこなう。
- ・ 次の CAS をうまく実施するために、特にインフラや気候変動のようなより大きな重点が置かれる分野において、十分に適切なスタッフと技術混合を確実にする
- ・ 統制(Governance)および制度上の改革には望ましい成果を達成するため多大な時間が必要である。たとえ、実績が脆弱で進捗が遅くても主要なセクターでは関わり続けることが重要である。
- ・ 開発への障壁として弱い統制に取り組むことは適切だったが、バングラデシュや南アジアの他の国においてこの明らかに扱いにくく蔓延した問題(弱い統制)をもっと効果的に処理すべきであった。

② 援助評価(Country Assistance Evaluation)からの教訓

- ・ マクロ経済の管理はある程度改善したが、公共セクター改革はあまり進まなかった。特に、行政事務を率先して改善しようとする政治的な意思が不十分であった。
- ・ CAS のモニターと評価が増強されるべきである。
- ・ WB の調整は多くのセクターで強力であったが、エネルギーと給水の分野での調整は弱くその成果は不十分であった
- ・ エネルギーや農業のような対話が困難なセクターにおいても、一定の結果を得るためには長期に関係を維持し続けることが大事である。
- ・ 設計や分析諮問作業の実施には、政府、市民社会および開発パートナーなどの全ての関係者を含むべきである。

「バ」国援助戦略文書(CAS:Country Assistance Strategy 2011-2014)に提案される WB の今後の取組みは、図 3.3.1 の 4 つの戦略目的に基づいて構成される。この戦略目的を達成するため、それぞれに 4 つの成果が設定され、援助

実施中にその進捗状況を測定し評価できるように具体的な基準（物差し）を定めている。

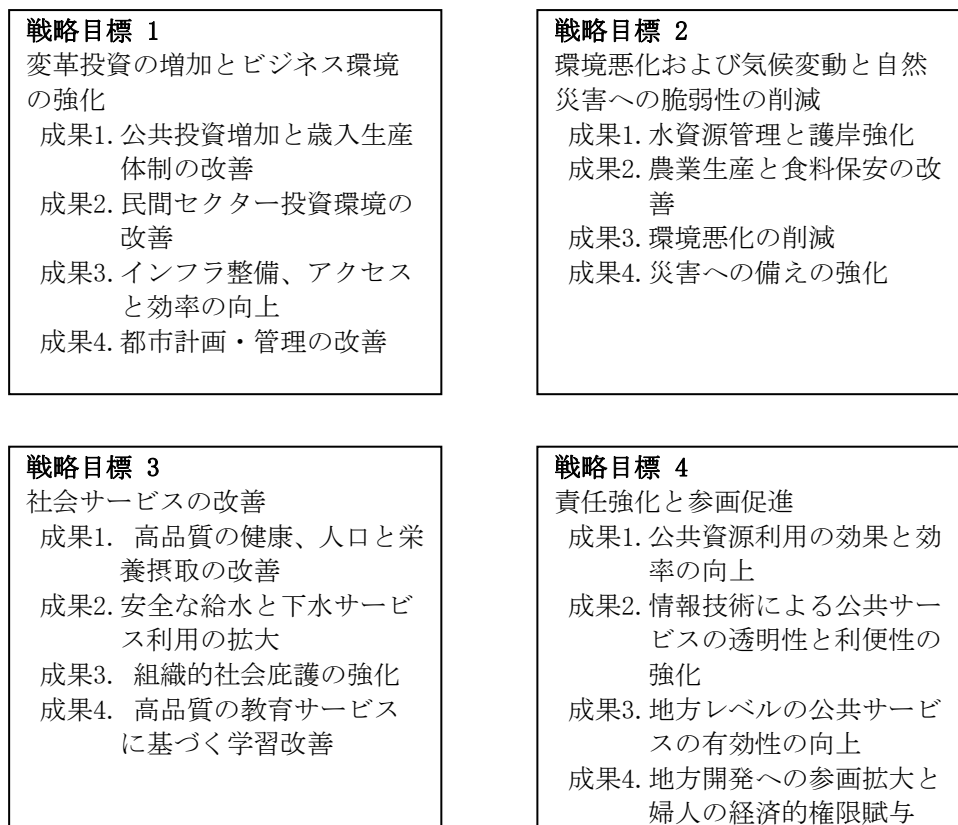


図 3.3.1 「バ」国支援における WB の戦略目標

(3) イスラム開発銀行（IDB）の支援状況

IDB の現在の「バ」国エネルギーセクターに関わる支援案件は以下のとおり。

■ 電力セクター

- 1) Bola PS 225MW  
 融資契約済、天然ガス（72mmscfd）供給 GOB 確認、2014 年 12 月完成予定
- 2) Ashganji C/C PS 400MW  
 融資契約近日予定、建設地がガス田の近く、2014 年 12 月完成予定
- 3) Shikrababad（チッタゴン地区）PS 150MW  
 現在建設中
- 4) PS for private sector 50 - 200MW  
 現在建設中

- 石油セクター（BPC）
  - 5) Shinglemorng LPG Terminal (Fuel refinery)  
現在履行中（7月頃にコンサルタント選定済）
- 再生可能エネルギー
  - 6) IDCOL (Infrastructure Development Company Limited)のソーラーエネルギープロジェクトを支援。今後も再生可能エネルギー開発プロジェクトを支援予定

#### (4) UNDP の支援状況

UNDP はこれまで天然ガスセクターに対して主に技術支援とキャパシティビルディング分野で支援を行ってきたが、現在動いている案件はなし。

#### (5) GIZ の支援状況

ドイツの公的支援機関として、GIZ と Kfw があり、GIZ が技術支援に特化し、Kfw が有償資金協力を実施する。GIZ と Kfw が共同でプロジェクトを実施することもある。エネルギーセクターへの支援では、過去に発電所などの大型案件も実施していた。

GIZ は、地方の村落電化や個別家庭を調理用燃料の改善などを対象とした草の根支援を実施しており、地域のエネルギーの効率的な活用と普及に関して協力している。籾殻を用いた発電設備の導入により、村落電化を実施し、煙突のある炉の開発と普及により環境・健康面の協力を行っている、また電気のない家庭へは小規模太陽光発電システムを導入し、夜間の家事、労働や勉学のための照明の改善により民生の向上を図っている。GIZ では今後も地場に根ざした協力を実施して行く計画である。

### 3.4 当該セクターの課題に対する我が国の今後の取組み

#### 3.4.1 天然ガスセクターの課題に対する我が国の今後の取組みの優先順位付け

「バ」国政府が実施すべき天然ガスセクターの課題への対応策を表 3.2.1 に示したが、その中で我が国の中長期的な支援の方向性を検討した。その検討にあたり、事業の持続性、経済性、我が国が比較優位を持つエネルギー関連技術、省エネルギー制度・政策等の適用、エネルギーセクター（電力分野を含む）において JICA が支援を実施中である既往案件の事業効果の更なる向上も念頭に置いた。検討の結果を表 3.4.1 に示す。



表 3.4.1 天然ガスセクターに対する我が国の中長期的な支援枠組み

優先課題	優先地域	優先度	対応策
<b>A. 開発・生産分野</b> ▪ 探鉱と試掘による埋蔵量確認	全土 (BAPEX)	1	探鉱に関わる技術支援 ／機材供与等
<b>B. 搬送分野</b> ▪ パイプライン網の拡大改善	西部地域 (GTCL)	2	パイプライン整備（二重化）
▪ 統合的な SCADA システムによる効率的なガス輸送	全土 (GTCL)	1	GTCL の既存 SCADA システムのリハビリ拡大
<b>C. 販売分野</b> ▪ 新規の統合的な SCADA システムによる効率的なガス分配	TGTDCL エリア	2	販売会社 SCADA システムの構築
▪ 従量制導入によるガス供給効率性の改善	TGTDCL/KG DCL エリア	2	家庭・工場等へのガスメーター設置
<b>D. その他（全般）</b> ▪ 代替エネルギーの開発・供給（再生可能エネルギー）	全土	2	再生可能エネルギー開発の支援
▪ ガスセクターの運営に関わる政策・規制・計画の整備	—	2	天然ガス関連基準等の整備
▪ 教育・訓練による政策計画策定・組織管理・開発技術・施設維持管理などの能力向上整備	—	2	先進技術の指導 天然ガス試験施設整備

### 3.4.2 今後の円借款による重点支援対象分野における支援方針の提案

現地調査において、「バ」国ガスセクター関係機関から本調査団に支援ニーズが挙げられた案件リストを表 3.4.2 に示す。

表 3.4.2 日本政府への支援要請案件リスト

要請案件	対象機関	概要
<b>A. 開発・生産分野</b> ① BAPEX 技術者のトレーニング	BAPEX	日本の先進技術である 2D/3D 地震探査データ取得技術と衛星利用リモート・センシング技術に関わるト

		レーニング
② BAPEX の第 2 の 3D 物理探査チームのための機材調達	BAPEX	上記トレーニングに加え、BAPEX は第 2 の 3D 物理探査チームを組織するための機材調達を必要としている。(添付資料-9 を参照)
<b>B. 輸送分野</b>		
③ Dhanua-Elenga ガス輸送パイプライン改善(二重化)	GTCL	30” 52km パイプラインの二重化 Bibyana-Dhanua 間パイプラインを通じた Bibyana ガス田からの増大するガス輸送量に対応する必要あり。
④ West bank - Nalka ガスパイプライン改善(二重化)	GTCL	24” , 17km, パイプラインの二重化 西部地域への増大するガス輸送に対応する必要あり。
⑤ 天然ガス輸送パイプライン SCADA システムのリハビリと拡大	GTCL	既存 SCADA システムが機能不全に陥っているため、全国への効率的持続可能なガス供給を実現するため新規の統合的な SCADA システムの構築が緊急に必要である。
<b>C. 販売分野</b>		
⑥ プリペイドガスメーター設置 (他にも追加支援要請あり。添付資料-9 を参照)	TGTDCL	TGTDCL は、「試作品のプリペイドガスメーター設置」と名付けられた自己資金のパイロットプロジェクトに続き、更に 60 万個以上のプリペイドガスメーター設置を計画している。半分は TGTDCL の自己資金を予定、残りの資金調達は未定。
⑦ プリペイドガスメーター設置	KGDCI	TGTDCL のパイロットプロジェクトの効果を目の当たりにして、KGDCI もチッタゴン地区での 30 万個以上のプリペイドガスメーター設置(グラントベースを希望)を計画している。
<b>D. その他 (全般)</b>		
⑧ 天然ガスセクターの基準等の策定・整備	BERC	天然ガス輸送、販売(分配)、及びガスパイプライン網の運転保守に関わる基準等の策定
⑨ 試験・品質管理研究所	BERC	石油製品に関わる標準的な試験・品質管理研究所の構築
⑩ エネルギー監視システムの整備	BERC	BERC が電力、エネルギー (天然ガス、石油など) のリアルタイムの情報を把握できる様に、集中的なエネルギー監視システムの構築

表 3.4.1 で検討した優先課題、優先地域、対応策を踏まえ、また、表 3.4.2 に示す「バ」国側の要請も考慮して、調査団は天然ガスセクターにおける有望な円借款案件候補として以下の 4 つのプロジェクトを優先度の高い順に提案する。

(1) 天然ガス搬送パイプライン SCADA システムのリハビリと拡大プロジェクト

実施機関：GTCL

既存 SCADA システムが機能不全に陥っているため、全国へのガス供給を効率的に継続的に実現するため統合的な SCADA システムが緊急に構築される必要がある。提案された SCADA システムは、現在入札審査中の ADB 支援による「ガス搬送開発プロジェクト (GTDP)」の一構成要素である西部地域 SCADA システムともインターフェイスされる。

本案件はこれまでに JICA による基本設計調査を実施し、「バ」国側も早急な支援の実施を希望している案件である。

概算費用： 約 26 億円 (37,400,000 USD)

(2) Dhanua-Elenga 天然ガス搬送パイプライン改善(二重化)プロジェクト

実施機関：GTCL

Dhanua-Elenga (D-E) パイプライン改善当該パイプラインは当初は ADB 支援による Monohordi-Jamuna プロジェクトの一部に含まれていたが資金不足のためにキャンセルされ、その後は何の処置もとられなかった。しかし、D-E 間パイプラインのキャンセル後に Bibiyana ガス田からの追加生産ガスを輸送するための Bibiyana-Dhanua 間パイプラインプロジェクトが計画され、当該パイプラインと Ashuganj のコンプレッサーステーションが完成することにより、西部地域への増産されたガス流量に対応するため D-E 間パイプラインの必要性が高くなっている。ADB と WB は、当該パイプラインプロジェクトへの支援計画を有していない模様。GTCL は、当該パイプラインプロジェクトの F/S を自身で作成できると話していた。

概算費用： 約 48 億円 (62,400,000 USD)

(3) 消費者（家庭）へのプリペイドガスメーター設置

実施機関：TGTDC

TGTDC は天然ガス配分システムの供給効率の改善を意図し、以下のプロジェクトを実施している。

- 「試作品のプリペイドガスメーター設置」と名付けられた自己資金によるパイロットプロジェクト：4,500 個のメーター設置を 2011 年 11 月末に完了。

- 「TGTDCCL の供給効率改善」と名付けられた ADB と「バ」国政府の資金援助によるプロジェクト：家庭／商業向けプリペイドガスメーター8,600 個、遠隔計量システム 680 個を設置予定。業者契約のための入札書類作成中。

また、TGTDCCL は 600,000 個以上のプリペイドガスメーター設置を計画しており、300,000 個分は自己資金を当てる予定であるが、残り半分の資金手当はまだ確認されていない。上記 TGTDCCL 自己資本のパイロットプロジェクトの結果として、ガス節約が大幅（30～40%）に達成されたケースもあると言われており、効率的なエネルギー消費と需要抑制の観点から、このプロジェクトの必要性は高い。

概算費用： 約 38 億円（36 億タカ）

#### (4) 消費者（家庭）へのプリペイドガスメーター設置

実施機関：KGDCL

その所管地域（Franchise Area）にカフコ肥料工場がある KGDCL は、TGTDCCL のパイロットプロジェクトの効果を踏まえ、チッタゴン地区での約 326,000 個のプリペイドガスメーター設置（グラントベースを希望）を計画している。上記（3）に記したように、このプロジェクトの必要性も高い。

概算費用： 約 41 億円（39 億タカ）

なお、West bank-Nalka 天然ガス搬送パイプライン改善（二重化）計画は、既存パイプライン管径が 24 インチであるのに対して現在建設中の Nalka 以西のパイプライン管径が 30 インチであることから GTCL からこの支援要請が出てきた。導管網解析結果に基づいて当該部（West bank-Nalka 間）のガス流量を確認したところ 2020 年で約 100 MMCFD、2025 年で約 200 MMCFD であり、エレンガのコンプレッサーステーションでの昇圧効果も考慮すれば本件の緊急性は低く、西部地域の需給を将来的に（数年後）見極めた上で対応しても遅くないと判断して優先プロジェクト候補から除外した。

### 3.4.3 我が国の知見を活用した技術協力の実施が可能な分野の検討

表 3.4.1 で検討した優先課題、優先地域、対応策を踏まえ、また、表 3.4.2 に示される「バ」国側の要請も考慮して、調査団は天然ガスセクターにおける有望な技術協力案件候補として以下のプロジェクトを提案する。

#### (1) BAPEX 技術者に対する地震探査技術のトレーニング

実施機関：BAPEX

日本では、石油またはガス探査、地震災害の軽減他を含む多くの目的のために地震調査が積極的に実施され、最先端システムが開発・利用されている。従って、

BAPEX の技術者の能力を高め探鉱活動を加速するため、日本における地球物理学の訓練コースを提案する。訓練期間には、本物の機器と現場で得られるデータを使用してデータ収集・処理の研修会を実施する計画である。研修会は経験豊富な教官が管理する実地訓練方式で実施する。その後、日本での訓練に採用された最新装置や技術を使用し、実際の BAPEX の地震探査要員と日本人教官によるバングラデシュでの OJT を実施する。

添付資料-9 に示すように BAPEX より詳細な要求が提示されているが、それらは日バ双方で後日見直して最終化される必要がある。

概算費用： 約 75,000,000 円 (970,000 USD)

## (2) BAPEX の 3D 物理探査チームのための資機材調達

実施機関：BAPEX

上記のトレーニングと関連して、BAPEX は添付資料-9 に示すような第 2 の 3D 物理探査チームを組織するための資機材（ハードウェア及びソフトウェア）を必要としている。しかし、日本側として最低限何をすれば BAPEX が自分たちで出来るようになるか、という観点から研修も指導者を育成するという考えで検討し、資機材も第 2 の 3D 物理探査チームというより、河川域で調査が出来るようにするための機材に重点を置いたものを提案する。

概算費用： 約 310,000,000 円 (4,000,000 USD)

なお、上記の(1)、(2)のトレーニングおよび機材調達にとどまらず、BAPEX の探鉱業務(3D 物理探査と試掘を含む)の技術指導まで行いガス生産に直結するような支援の可能性はないかと貴現地事務所にてご意見を受けた。「バ」国側とは未協議であるが、調査団として「バ」国ジャマルプル地域マダルガンジ地区における 2D/3D 地震探査及び試掘計画の支援業務案を提案しその概要を添付資料-10 に示す。しかし、試掘となるとかなりのリスクを伴うので、「バ」国側の意向確認を含めて今後の検討が必要である。

概算費用： 約 1,700,000,000 円 (21,730,000 USD)

また、添付資料-9 に示す BERC から要請が出されている 3 案件については、以下の理由により優先技術協力案件の候補から除外した。

### 1) 天然ガスセクターの基準等の策定・整備

BERC の提示資料を確認したところ電力セクターに関わるものであったため、ガスセクターに関する資料を準備するように BERC へ要求中。

### 2) 試験・品質管理研究所

BERC は専用のラボ施設設置を計画しているが、ダッカでは Bangladesh Council of Scientific and Industrial Research (BCSIR) のような既存ラボ

の利用が十分可能であり、設置後の運営他も考えれば現実的でないとは判断される。

3) 集中的なエネルギー監視システムの構築

BERC は、「GTCL の SCADA プロジェクトにおいて Operating Company に設置するモニターターミナル (OCT) と同じものを設置してもらえればそれでも良い。」と話しており、当該システムの必要性和緊急性が明確でない。