

バングラデシュ人民共和国
電力エネルギー鉱物資源省（MPEMR）

バングラデシュ人民共和国

電力・エネルギーセクター
インフラ整備に係る
情報収集・確認調査

最終報告書

平成 30 年 11 月
(2018 年)

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

東京電力ホールディングス株式会社
株式会社三菱総合研究所

バン事
CR(3)
18-001

目次

1 章 序論	1-1
1.1 背景.....	1-1
1.2 目的.....	1-2
1.3 本調査の方法論.....	1-2
1.4 JICA 調査概要.....	1-3
2 章 バ国電力・エネルギーセクターのレビュー (PSMP2016 の更新)	2-1
2.1 電力セクター組織.....	2-1
2.1.1 発電.....	2-1
2.1.2 送電.....	2-2
2.1.3 配電.....	2-3
2.2 ビジョン 2021 とビジョン 2041.....	2-3
2.3 発電計画.....	2-4
2.3.1 過去 10 年間における電力セクターの進捗.....	2-4
2.3.2 2021 年までの追加発電容量.....	2-4
2.3.3 計画達成のための取り組み.....	2-4
2.3.4 エネルギー供給源の多様化.....	2-5
2.3.5 LNG 基地建設.....	2-5
2.3.6 インドからの電力輸入.....	2-5
2.3.7 石炭の大規模発電事業.....	2-5
2.3.8 原子力発電.....	2-6
2.4 送配電計画.....	2-6
2.4.1 送電システム.....	2-6
2.4.2 配電.....	2-13
2.5 PSMP2016 の見直し (PSMP の定期的な更新).....	2-15
2.5.1 背景.....	2-15
2.5.2 実施枠組み.....	2-15
2.5.3 委員会の役割.....	2-16
2.5.4 2041 年計画の見直し.....	2-16
2.6 一次エネルギーの需給.....	2-16
2.6.1 バ国の LNG 輸入の状況.....	2-16
2.6.2 ガスセクターマスタープラン 2017.....	2-17
2.6.3 セクターごとのガス供給計画.....	2-25
2.6.4 石油と LPG.....	2-25
3 章 開発援助機関からの支援	3-1
3.1 ファイナンシャルスキームの種類.....	3-1
3.1.1 インフラ開発のためのファイナンシャルスキームの概要.....	3-1

3.1.2 OECD ガイドライン	3-2
3.1.3 国際協力機構（JICA）による資金支援	3-3
3.1.4 国際協力銀行（JBIC）による資金支援	3-5
3.1.5 他のアジア諸国からのファイナンス	3-6
3.1.6 米国政策変更のファイナンス・インパクト（米国気候行動計画）	3-7
3.1.7 OECD における議論	3-8
3.2 国際開発金融機関からの支援	3-8
3.2.1 アジア開発銀行（ADB）	3-8
3.2.2 世界銀行（WB）	3-16
3.2.3 イスラム開発銀行（IDB）	3-18
3.2.4 アジアインフラ投資銀行（AIIB）	3-19
4 章 課題の抽出および ODA プロジェクトの選定	4-1
4.1 ステップ 1：プロブレムツリー分析	4-1
4.1.1 エネルギーセクターのプロブレムツリー分析	4-3
4.1.2 電力セクターのプロブレムツリー分析	4-3
4.1.3 課題と対応策の優先順位付け	4-4
4.2 ステップ 2：優先課題・対策の第二スクリーニング	4-5
4.2.1 評価手法	4-5
4.2.2 プロジェクト選定結果	4-5
4.2.3 プロジェクト候補の概要	4-6
4.3 ステップ 3：電力・エネルギーセクターのインフラ開発における ODA 借款の組成	4-24
4.3.1 通常の ODA 借款	4-24
4.3.2 プログラムローン	4-24
4.3.3 エクイティバックファイナンスとバイアビリティギャップファンディング	4-24
4.4 日本の ODA 資金を活用したバ国エネルギー・電力セクターのプロジェクト提案	4-26
4.4.1 LNG 輸入の法的枠組み強化（No.1）	4-27
4.4.2 プログラムローン付のガスセクター改革（No.5）	4-31
4.4.3 プログラムローン付の電源開発計画能力強化（No. 7）	4-33
4.4.4 バリューチェーンプロジェクト（No.2,6,8, 9,10,12,13）	4-36
5 章 結論および提言	5-1
5.1 結論	5-1
5.2 提言	5-1
5.3 総論	5-3
6 章 収集資料	6-1

図リスト

図 1-1 本調査の4つの視点	1-3
図 2-1 バ国電セクターの概要	2-1
図 2-2 バ国の送電網	2-2
図 2-3 配電会社と管轄地域	2-3
図 2-4 バングラデシュ北部における国際連系線計画	2-12
図 2-5 各配電会社における配電損失の経年変化	2-13
図 2-6 各配電会社の SAIFI (左) と SAIDI (右) の経年変化	2-14
図 2-7 GSMP2017 ドラフトファイナルレポートにおける3つのガス需要予測シナリオ	2-17
図 2-8 GSMP2017 ファイナルレポートにおける3つのガス需要予測シナリオ	2-18
図 2-9 GSMP2017 ファイナルレポートにおける実質 GDP 成長率見通し	2-19
図 2-10 GSMP2017 ファイナルレポートにおけるピーク電力需要見通し	2-19
図 2-11 GSMP2017 ファイナルレポートにおける発電部門ガス需要見通し	2-20
図 2-12 PSMP2016 および GSMP2017 における産業部門エネルギー需要見通し	2-20
図 2-13 PSMP2016 および GSMP2017 における家庭部門エネルギー需要見通し	2-21
図 2-14 PSMP2016 および GSMP2017 における商業部門エネルギー需要見通し	2-21
図 2-15 PSMP2016 および GSMP2017 における輸送部門エネルギー需要見通し	2-22
図 2-16 GSMP2017 におけるガス供給シナリオ	2-23
図 2-17 PSMP2016 におけるガス供給シナリオ	2-23
図 2-18 ガス埋蔵量予測	2-23
図 3-1 ODA 借款 (円借款) のファイナンススキーム	3-1
図 3-2 輸出金融 (バイヤーズ・クレジット) のファイナンススキーム	3-1
図 3-3 輸出金融 (バンクローン) のファイナンススキーム	3-2
図 3-4 コーポレート・ファイナンスのファイナンススキーム	3-2
図 4-1 選定プロセス	4-1
図 4-2 エネルギー・電力セクターにおける優先課題特定のためのプロブレムツリー分析	4-2
図 4-3 公的ファイナンスの役割	4-5
図 4-4 高度なシステムの持続可能な管理に向けたロードマップ	4-9
図 4-5 一人当たり GDP (PPP ベース) とモータリゼーション率の歴史的推移	4-10
図 4-6 バ国および ASEAN 諸国における GDP と輸送部門エネルギー消費量	4-11
図 4-7 PSMP2016 における輸送部門のエネルギー消費量予測	4-11
図 4-8 バ国北部の国際連系計画	4-14
図 4-9 バ国・インドの国境地帯の地形図	4-16
図 4-10 事故点標定法	4-18
図 4-11 TEPCO が採用する事故点探査	4-18
図 4-12 地下配電による景観の改善 (東京の事例)	4-19
図 4-13 バ国における送電網のモニタリング・制御の現状	4-20
図 4-14 送電網モニタリング・制御の日本の事例	4-21
図 4-15 送電網モニタリング・制御のシミュレーション機能を備えた日本の訓練施設	4-21

図 4-16	エクイティ・バック・ファイナンス (EBF)	4-25
図 4-17	バイアビリティ・ギャップ・ファンディング (VGF)	4-25
図 4-18	プログラムローンの統合：LNG 関連法規制とガスセクター改革.....	4-32
図 4-19	供給コスト、大口供給料金、小売電力料金 (2014～2015 年度)	4-34
図 4-20	BPDB のバランスシート	4-34
図 4-21	電力セクター改革の流れ (例)	4-35
図 4-22	電力需要変化のイメージ.....	4-36
図 4-23	PSMP2016 の更新イメージ	4-37
図 5-1	エネルギー・電力セクターにおけるバリューチェーンの概念.....	5-1
図 5-2	人材育成の重要性	5-2

表リスト

表 2-1 2009年～2018年（8月）までの進捗.....	2-4
表 2-2 2021年までの追加発電容量.....	2-4
表 2-3 2009～2018年の新規発電所建設契約.....	2-5
表 2-4 PGCBの実施中および計画段階のプロジェクトリスト	2-7
表 2-5 PGCBの132kV変電所における最大電力需要予測	2-11
表 2-6 LNG輸入契約	2-16
表 2-7 FSRUプロジェクト	2-16
表 2-8 地上式LNG基地プロジェクト	2-17
表 2-9 ガス輸送パイプライン開発計画.....	2-24
表 2-10 セクターごとの需要予測（2017～202年）	2-25
表 2-11 過去5年間の石油製品の販売実績.....	2-26
表 3-1 各種ファイナンススキームの概要.....	3-1
表 3-2 日中韓の輸出金融	3-3
表 3-3 主要国所得階層別分類（2017年度）	3-3
表 3-4 低所得国の円借款融資条件.....	3-4
表 3-5 ADBのバ国エネルギー・電力セクターのプロジェクト.....	3-9
表 3-6 世界銀行のバ国エネルギー・電力セクターのプロジェクト	3-17
表 3-7 イスラム開発銀行のバ国エネルギー・電力セクターのプロジェクト.....	3-19
表 3-8 アジアインフラ投資銀行のバ国エネルギー・電力セクターのプロジェクト	3-20
表 4-1 エネルギー・電力セクターの優先課題（ショートリスト）	4-4
表 4-2 プロジェクト評価結果	4-6
表 4-3 ガスパイプラインネットワーク開発の概要.....	4-7
表 4-4 実施項目	4-8
表 4-5 輸送セクターのエネルギー供給戦略策定の概要.....	4-10
表 4-6 送電網開発強化の概要	4-13
表 4-7 国際連系送電線の概要	4-14
表 4-8 電源開発と電力取引の地域内調整の概要.....	4-16
表 4-9 配電システムの高度化の概要.....	4-17
表 4-10 送電網の運用改善の概要.....	4-20
表 4-11 分散型電力供給システムの概要.....	4-23
表 4-12 LNG輸入の法的枠組み強化の概要	4-27
表 4-13 プログラムローン付のガスセクター改革の概要.....	4-31
表 4-14 プログラムローン付の電源開発計画能力強化.....	4-33
表 4-15 発電コスト、供給コスト、大口供給料金.....	4-34
表 4-16 バリューチェーンプロジェクトの概要.....	4-36
表 4-17 電源構成の比較	4-37
表 6-1 収集資料リスト	6-1

略語集

Abbreviation	Full Title
ADB	Asian Development Bank
AF	Additional Financing
AiIB	Asian Infrastructure Investment Bank
APSCL	Ashuganj Power Station Company Limited
BAPEX	Bangladesh Petroleum Exploration & Production Company Limited
BDT	Bangladesh Taka
BEST	Brihanmumbai Electric Supply and Transport
BIMSTEC	Bay of Bengal Initiative for Multi-Sectoral Technical and Economic Cooperation
BPC	Bangladesh Petroleum Corporation
BPDB	Bangladesh Power Development Board
BREB	Bangladesh Rural Electrification Board
CB	Circuit Breaker
CCPP	Combined Cycle Power Plant
CIRR	Commercial Interest Reference Rate
CNG	Compressed Natural Gas
CPGCBL	Coal Power Generation Company of Bangladesh Limited
DER	Distributed Energy Resources
DESCO	Dhaka Electricity Supply Company Limited
DMC	Developing Member Country
EBF	Equity Back Finance
ECA	Export Credit Agencies
ECG	Export Credit Group
EECMP	National Energy Efficiency and Conservation Master Plan
EGCB	Electricity Generation Company of Bangladesh
EIBC	Export-Import Bank of China
EMS	Energy Management System
EPA	Environmental Protection Agency
EU	European Union
EV	Electric Vehicles
FOHS	Furnace Oil
FSRU	Floating Storage Regasification Unit
FY	Fiscal Year
GDP	Gross Domestic Product
GMS	Greater Mekong Sub region
GNI	Gross National Income
GOB	Government of Bangladesh
GSMP	Gas Sector Master Plan
GTCL	Gas Transmission Company Limited
HOBC	High Octane Blending Component
HSD	High Speed Diesel
HVDC	High Voltage Direct Current transmission line
IGCC	Coal Gasification Combined Cycle

Abbreviation	Full Title
IOC	International Oil Company
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
JBO	Jute Batching Oil
JICA	Japan International Cooperation Agency
KEXIM	Export-Import Bank of Korea
KSURE	Korea Trade Insurance Corporation
KV	Kilo Volt
LDO	Light Diesel Oil
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
LUBE	Lubricant
MECE	Mutually Exclusive and Collectively Exhaustive
MoPEMR	Ministry of Power, Energy and Mineral Resources
MS	Motor Spirit
MTT	Mineral Turpentine
MW	Mega Watt
NEXI	Nippon Export and Investment Insurance
NLDC	National Load Dispatching Center
NWPGCL	North West Power Generation Company
O&M	Operation and Maintenance
ODA	Official Development Assistance
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
PBS	Palli Bidyuit Samity
PD	Power Division
PGCB	Power Grid Company of Bangladesh Limited
PPP	Public Private Partnership
PSMP	Power System Master Plan
PSTP	Power Sector Training Policy
RCI	Regional Cooperation and Integration
RE	Renewable Energy
RERED	Rural Electrification and Renewable Energy Development
RLNG	Re-gasified LNG
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SASEC	South Asia Sub-regional Economic Cooperation
SBPL	Summit Barisal Power Plant
SBPS	Special Boiling Point Solvent
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SHS	Solar Home System
SKO	Superior Kerosene Oil
SPC	Special Purpose Company
SREDA	Sustainable and Renewable Energy Development Authority
STEP	Special Terms for Economic Partnership
TA	Technical Assistance

Abbreviation	Full Title
TOR	Terms of Reference
TRTA	Technical Assistance
USC	Ultra-Super Critical
USD	United States Dollar
V2G	Vehicle To the Grid
VGf	Viability Gap Funding
WZPDCL	West Zone Power Distribution Company Limited

1 章 序論

1.1 背景

バングラデシュ人民共和国（以下、バ国）はそのエネルギー供給の大半を自国の天然ガスに頼ってきた。日本の支援によりバ国政府が策定した電力システムマスタープラン 2010 (Power System Master Plan 2010, PSMP2010) は、天然ガス生産量の将来的な減少を見込み、一次エネルギーの多様化に焦点を絞った内容であった。

しかし、その後のエネルギーインフラの開発は、PSMP2010 の予想に沿ったものではなかった。原因の一つは、PSMP2010 のときに利用可能と想定していたエネルギー源が使えなくなったことによる。特にバ国国内の石炭開発は、社会的な住民移転の問題や技術的な問題から制約を受けるようになった。大規模発電所開発の遅れを補う形で、石油を燃料とする小型のレンタル発電所が国内の旺盛なエネルギー需要の伸びに应运してきたが、このようなエネルギー需給をめぐる状況の変化は PSMP2010 策定時には予期され得ぬことであった。

また、PSMP2010 の改定を促した別の要因には、2011 年以降続いてきた年 6%以上の経済成長がある。バ国政府は 2041 年までに先進国入りするとの野心的な目標を掲げる「Vision 2041」を策定した。このような急速な経済発展を支えるために、電力・エネルギーセクターのインフラ開発計画の見直しが求められたのである。

ここでエネルギー需要の伸びは、必ずしも GDP の伸びと直線的に比例しないことに留意すべきである。これは、経済発展の段階に応じて GDP のエネルギー原単位が変化するためである。バ国のような新興途上国においては、軽工業からエネルギー消費型の重工業へ、そしてハイテク産業へと産業展開していくことが考えられる。このためエネルギー需要予測においては、GDP 成長率のみならず、経済成長のパターンや産業構造の変化について考慮する必要がある。

加速的なエネルギー需要の伸びは省エネマスタープラン (the National Energy Efficiency and Conservation Master Plan, EECMP) の中で設定された 2030 年までに GDP あたりの一次エネルギー消費原単位を 2013 年比 20%削減するという野心的な政策目標を考えると、少し抑えられる可能性はある。しかし、生産コストもまかなえないほど低く抑えられたエネルギー価格を鑑みると、これらの省エネ目標の達成は容易ではない。電力・エネルギーセクターの持続可能な発展のためにも、エネルギー料金体系の分析や改革に向けた検討に取り組むべきである。

エネルギー多消費型の産業への転換により、供給される電力の質も問われるようになる。安定的に高品質の電力を供給する必要が生じるのである。

これらの問題に 대응するために、PSMP2016 では下記のような分析を包括的に行った。

- ・ 経済発展戦略
- ・ 一次エネルギー需要予測と供給計画
- ・ 発電と電力系統計画
- ・ 供給される電力の質の改善
- ・ 火力発電所の運用・保守改善のための制度改革
- ・ 地域一帯での水力発電開発
- ・ 料金改革が経済に与える影響の分析

PSMP2016 の重要な点は、電力供給のマスタープランであるばかりでなく、国のエネルギー全体の需給を包括的にカバーするマスタープランであるという点である。これは、電力エネルギー鉱物資源省の電力局とエネルギー局がそれぞれ管轄している電力セクターとエネルギーセクターを統合的に捉えた全体像を提示しているものである。この結果、PSMP2016 は両局合同の成果物として提示された。

1.2 目的

PSMP2016 が策定されて以降今日に至るまで、バ国の電力・エネルギーインフラに関連した新たな動きが出てきている。これらの多くが、日本とバ国との政府間協力の枠組みに基づく事業と関連したもの、もしくは本邦企業が何らかの形で事業参加することを目指しているものであり、エネルギー分野において官民両面で、我が国とバ国との間で緊密な関係が構築されつつあることの証左とも言える。

- ・ 浮体式 LNG 貯蔵・再ガス化設備（floating storage and regasification unit, FSRU）一号機の建設完了、LNG 輸入の開始
- ・ 地上式 LNG 基地一号機の入札（日系 3 つを含む 5 つの企業・コンソーシアムのショートリスト選定完了）
- ・ 国際連系線に係るインド・バ国政府との公式協議チャンネル開設
- ・ ダッカ-チッタゴン基幹送電線強化事業（ODA 借款事業）
- ・ ダッカ地下変電所建設事業（ODA 借款事業）
- ・ 電力供給信頼度改善支援プロジェクト（世銀ファンド）
- ・ SCADA/EMS 導入（METI 予算を用いた FS）

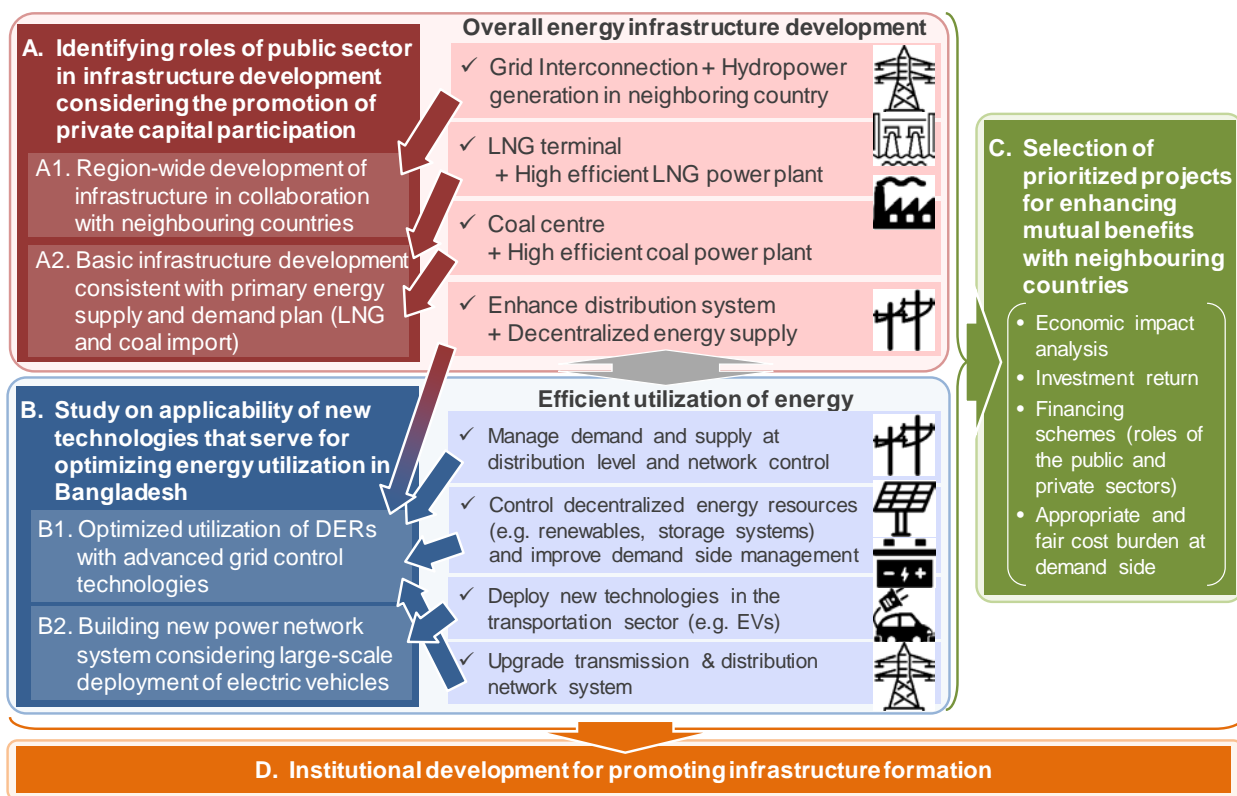
こうした最近の動きも踏まえ、本調査では、今後のバ国電力・エネルギーセクターでの長期的かつ健全なインフラ構築に向けて優先的に着手すべきプロジェクトを特定するとともに、またこれらを実現させるための基盤整備について検討する。

1.3 本調査の方法論

本調査を実施するための重要な観点は、以下の 4 点であった。うち、A.および B.は、バ国電力・エネルギーセクター開発の重点領域を特定するもの、C.はインフラ開発において優先度の高いもの、および D.は制度的な観点からこれらの事業を実施するうえで実効性を持たせるための手段について考察するものである。

- | |
|---|
| <p>A. 総合的なインフラ開発に向け、民間資本導入促進を前提に公的セクターが果たすべき役割の特定</p> <p>B. バ国への適用可能性を踏まえた、エネルギー利用効率化に係る新技術の導入に関する考察</p> <p>C. 費用対便益の最大化実現に貢献し、また近隣諸国との相互便益をもたらすような優先インフラ開発プロジェクトの選定</p> <p>D. インフラ整備促進のための制度改善</p> |
|---|

これら4つの視点と、我が国からの協力・支援が高い効果を発揮すると予想されるインフラ関連プロジェクトとの関連につき、下図に示す。



Source: JICA Survey Team

図 1-1 本調査の4つの視点

1.4 JICA 調査概要

下記の調査団が本調査を実施した。

■ 調査団の構成

担当	氏名
総括／電力セクター	小林 俊幸
副総括／一次エネルギー	岩田 まり
LNG／石炭輸入戦略	飯田 康
有償資金計画	畑中 邦夫
法制度環境整備	吉田 敏之
国際連系／系統/配電	関 昇

■ プロジェクト時期

2018年8月22日～11月30日

■ 関係機関との協議

現地関係機関との活動は以下のとおりである。

第一次現地調査

Date	Time	Place to visit	Agenda
Monday, 3 rd Sep. 2018	14:30 ~15:15	Planning Commission - Chief (Industry& Energy Division)	Planning Commission's views on the current status of power and energy industry in Bangladesh and areas to be strengthened;
	16:00 ~17:30	Rupantarita Praktitik Gas Company Limited (RPGCL) - Managing Director, General Manager (LNG Division)	Current status of LNG import plans (FSRU and on-shore terminal); Necessity to strengthen the institutional capacity related to LNG import;
Tuesday, 4 th Sep. 2018	10:00 ~11:00	Power Division, Ministry of Power, Energy and Mineral Resources (MPEMR) - Additional Secretary	Bangladesh government's works on updating PSMP2016 (PSMP revisited); Overall status of the power sector Power division's roles in LNG import;
	11:30 ~12:30	Power Grid Company of Bangladesh (PGCB) - Managing Director, Chief Engineer (P&D)	PGCB's plan of expanding power transmission network and expectation of assistance from Japan;
	14:00 ~15:00	Bangladesh Energy Regulatory Commission (BERC) - Chairman, Member	BERD's view on the current status of power and energy sector and the necessity of strengthening infrastructure; Tariff regulation;
	15:30 ~16:30	Dhaka Power Distribution Company Limited (DPDC) - Managing Director, Executive Director (Engineering)	DPDC's plan of upgrading power distribution network and expectation of assistance from Japan;
Wednesday, 5 th Sep. 2018	10:30 ~11:30	Gas Transmission Company Limited (GTCL) - Managing Director, General Manager (Planning)	Ongoing projects to expand GTCL's gas pipeline network;
	13:00 ~14:00	Dhaka Electric Supply Company Limited (DESCO) - Chief Engineer (P&D), Sub-division Engineer (System planning)	DESCO's plan of upgrading power distribution network and expectation of assistance from Japan;
	13:30 ~15:00	Bangladesh Minerals, Oil and Gas Corporation (Petrobangla) - Director (Operation & Mines), Deputy General Manager, LNG Cell, Senior GM, LNG Cell	Petrobangla's prospects of LNG import plans and expectation of assistance from Japan;
	16:00 ~16:40	Bangladesh Power Development Board (BPDB) - Member (P&D)	BPDB's view on the optimized energy mix to be considered in power development planning;

第二次現地調査

Date	Time	Place to visit	Agenda
Sunday, 30 th Sep. 2018	14:00 ~15:30	Asian Development Bank – Bangladesh Resident Mission	ADB’s policy on assistance in Bangladesh energy and power sector;
Monday, 1 st Oct. 2018	10:00 ~11:00	Bangladesh Economic Zone Authority (BEZA)	Current status of energy supply to SEZ in Bangladesh and prospects;
	15:00 ~16:00	Sustainable And Renewable Energy Development Authority (SREDA)	Promotion of renewables, energy storage, and EV in Bangladesh;
	17:30 ~18:00	Yachiyo Engineering	Feasibility of waste-to-power in Bangladesh;
Tuesday, 2 nd Oct. 2018	10:00 ~12:00	Bangladesh Minerals, Oil and Gas Corporation (Petrobangla)	Petrobangla’s prospects on gas supply and demand based on the Gas Sector Masterplan 2017;
	14:30 ~16:00	Titas Gas Transmission and Distribution Company Limited (TGTDC)	Energy demand projection and sector-wise policy of gas supply, infrastructure development plan;
Wednesday, 3 rd Oct. 2018	13:00 ~14:00	Bangladesh Power Development Board (BPDB) – System Planning	Current status of update works of PSMP by GoB;
	14:30 ~15:00	BPDB - Commercial Operation	Statistics of distribution system, infrastructure development plan;
	15:00 ~15:30	Power Cell	Power Cell’s role in the Gas Sector Masterplan 2017;
	16:00 ~17:30	Coal Power Generation Company Bangladesh Limited (CPGCBL)	Current status of Matabari area development and CPGCBL’s expectation of Japan’s assistance in future;
Thursday, 4 th Oct. 2018	10:00 ~11:00	Dhaka Electric Supply Company Limited (DESCO)	Feasibility of distribution undergrounding in Dhaka area Discussion on system reliability statistic data;
	14:00 ~15:00	Dhaka Power Distribution Company Limited (DPDC)	Feasibility of distribution undergrounding in Dhaka area Discussion on system reliability statistic data;

第三次現地調査

Date	Time	Place to visit	Agenda
Wednesday, 17 th Oct. 2018	10:30 ~11:30	Rupantarita Prakritik Gas Company Limited (RPGCL) - Managing Director	Workshop planned on 30 th October; LPG supply and the role of RPGCL;
	12:30 ~13:30	Bangladesh Minerals, Oil and Gas Corporation (Petrobangla) - GM (Production and Marketing)	GSMP2017; Gas distribution, gas tariff; Areas for the further collaboration; Smart meter/pre-paid meter; Gas price elasticity study, gas distribution priority policy development;
	14:30 ~15:30	Bangladesh Energy Regulatory Committee (BERC) - Member	Gas tariff structure and gas market reform; (Lack of) safety standard, operation and maintenance regulations of imported LPG;
Thursday, 18 th Oct. 2018	12:00 ~13:00	Bangladesh Power Development Board (BPDB), - Chairman, Director- System Planning	Revisiting PSMP2016 / coal as essential fuel source; BPDB Power Hub development in Moheshkali area; Areas for the further collaboration;

Date	Time	Place to visit	Agenda
			Replacing Haripur power plants; Matabari #3 and #4;
Wednesday, 24 th Oct. 2018	11:00 ~12:00	EMRD - Additional Secretary	Problems identified in the gas sector; Possible collaboration in the future;
	14:00 ~16:00	BPDB - System Planning	Revisiting PSMP2016; Power sector planning;

第四次現地調査

Date	Time	Place to visit	Person to meet
Monday, 29 th Oct. 2018	15:00 ~16:30	Workshop at Bangladesh Energy Regulatory Commission (BERC) - Chairman, etc.	Presentation on legal framework of gas supply business in Japan and US; (Participants: about 15 people);
Tuesday, 30 th Oct. 2018	10:00 ~11:00	Asian Development Bank (ADB), - Country Director	Exchanged views on international financing in power and energy sector in Bangladesh;
	10:30 ~12:30	Workshop at Rupantarita Prakritik Gas Company Limited (RPGCL) - Managing Director, etc.	Presentation on the necessity of contractual arrangement for LNG import (Participants: about 20 people);
	14:00 ~14:45	Power Division, Ministry of Power, Energy and Mineral Resources (MPEMR) - Additional Secretary	Discussion on topics related to the JICA study, especially on the necessity of strengthening human capacity for power engineering and costing (Bangladesh Power Management Institute: BPMI);
	15:00 ~16:00	Energy and Mineral Resources Division, MPEMR - Secretary	Presentation on the outcome of the JICA study and discussion, legal framework to address LNG import, financing scheme etc.;

LNG の法律に関するワークショップ


 Bangladesh Energy Regulatory
Commission (BERC)

 Rupantarita Prakritik Gas
Company Limited (RPGCL)

エネルギー局におけるハイレベルディスカッション



電力局におけるハイレベルディスカッション



Power Division, MPEMR:
Meeting with Additional Secretary (Planning & RE)

Power Division, MPEMR:
Meeting with Additional Secretary (Development)

国際ドナー機関



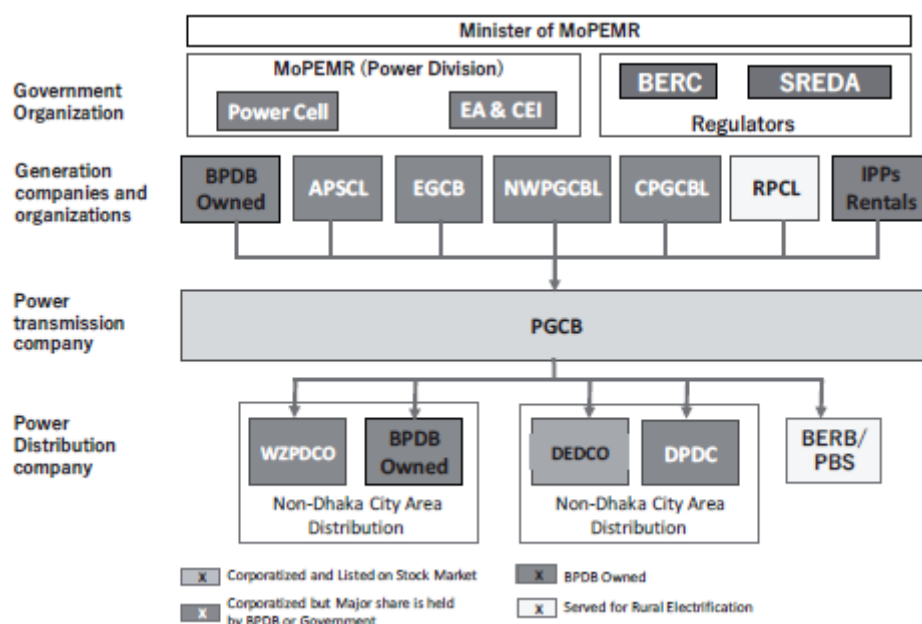
Asian Development Bank (ADB):
Meeting with Country Director

2章 バ国電力・エネルギーセクターのレビュー (PSMP2016の更新)

2.1 電力セクター組織

電力エネルギー鉱物資源省 (MPEMR) の電力局が、バ国電力セクターの政策所管省庁である。バングラデシュエネルギー規制委員会 (BERC) が規制当局として、電力会社と最終消費者間の取引の透明性確保のためのルールや規則を定めている。

電力供給事業は発電、送電、配電に分けることができ、各段階でそれぞれ異なる事業が展開されている。発電段階では、バングラデシュ電源開発公社 (BPDB) およびその関係会社が発電事業の大半を担っているが、IPP のような民間の発電事業者も存在している。送電段階では、バングラデシュ送電会社 (PGCB) が独占的に国全体の送電網を所有し、運用している。配電・小売段階では、5つの配電会社が存在しそれぞれ担当地域において独占的に事業を行っている。ダッカ電力供給会社 (DESCO) とダッカ配電会社 (DPDC) がダッカに電力を供給しており、BPDB と西部配電会社 (WZPDCL) は他の都市や都市近郊地域に電力を供給している。農村電気庁 (REB) は農村地域の電化を担当している。



Source: PSMP2016

図 2-1 バ国電セクターの概要

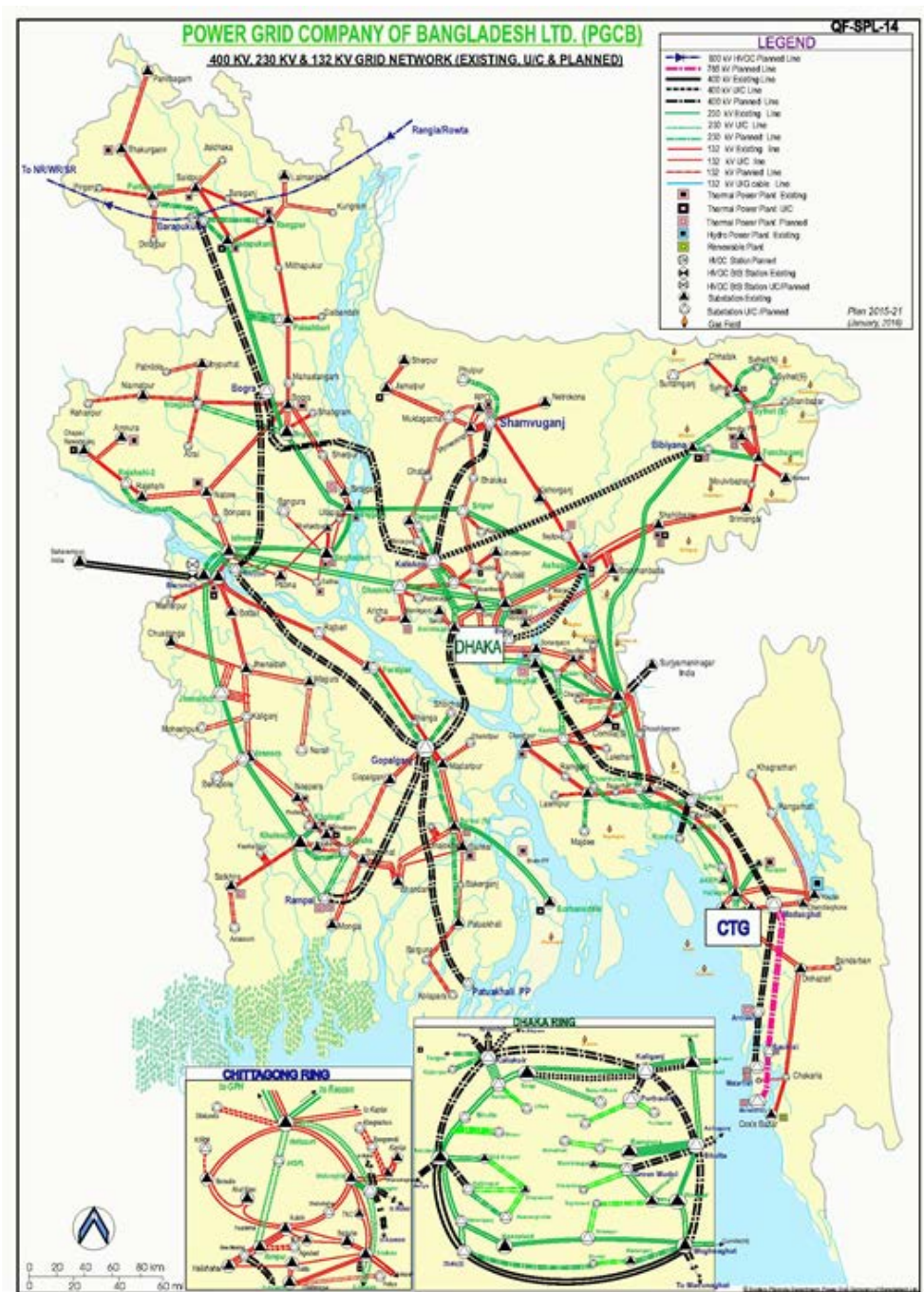
2.1.1 発電

BPDB は東パキスタン政権下で Water and Power Development Board として設立された。バ国独立後の 1972 年に Power Development Board となったが、当時の発電容量は 200MW であった。1990 年代に電力セクターが改革を遂げるまでは、BPDB は垂直的に統合された電力会社であった。現在でも BPDB は発電量と配電容量の 30~40% を担っている。BPDB の他に、下記のような発電会社がある。

- Ashganji Power Station Company Limited (APSCL):
- Electricity Generation Company of Bangladesh (EGCB)
- North West Power Generation Company Limited (NWPGCL)
- Coal Power Generation Company of Bangladesh Limited (CPGCBL)

2.1.2 送電

Power Grid Company of Bangladesh (PGCB)は、1995年に電力セクター改革の結果、設立されたバ国唯一の配電会社である。その傘下には中央給電指令所（National Load Dispatch Center, NLDC）を収める。後述するようにPGCBからNLDCを独立させることはバ国の送電システム運用上重要な組織改編である。PGCBは半間半民の組織であり、その株式の25%は株式市場に上場されており、残る75%を政府が保有している。PGCBが所有する主たる資産は、400kVおよび132kVの送電網であり、送電料金が唯一の収入源である。PGCBでは、JICAや世界銀行等の国際ドナーの支援を受けた事業を多数実施している。

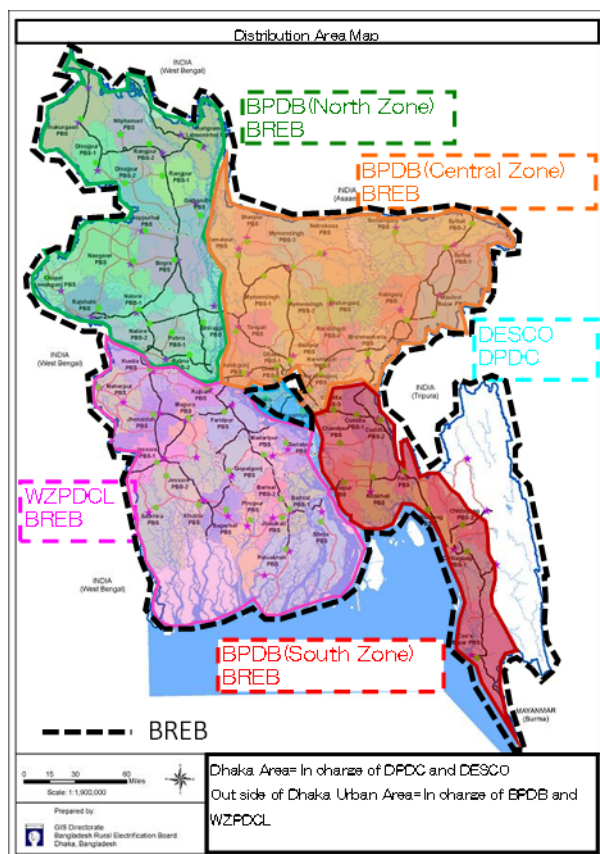


Source: PGCB Annual Report

図 2-2 バ国の送電網

2.1.3 配電

バ国には5つの配電会社が存在する。DESCOとDPDCはダッカ市内、WZPDCLはクルナヤバリサルを含む西部地域を管轄している。残る配電会社はBPDBの傘下となっており、その管轄地域は下図のとおりである。DESCOとDPDCは設立以来、運用改善の取り組みを行ってきた。プリペイド支払い方式の導入により料金回収率を高め、両社のシステムロス率は9%未満にまで達している。DESCOの料金回収率は98%、DPDCは90%と、他の配電会社と比較して高いレベルに達している。



Source: PSMP2016

図 2-3 配電会社と管轄地域

2.2 ビジョン 2021 とビジョン 2041

バ国は後発途上国から途上国へと成長しており、バ国政府の目標によると2021年までに中所得国、2041年までに先進国入りする計画である。産業国となるには質・量ともに安定的な電力を供給する必要がある。現政府が政権の座についた2009年には4,942 MWであった発電容量が20,000 MW（うち自家発電分は2,800 MW）までに増加している。バ国政府は2021年までに全ての消費者に電力を届けることを目標としており、PSMP2016の高需要ケースに基づき発電容量を2021年までに24,000 MW、2030年までに40,000 MW、2041年までに60,000 MWとする計画である。

送電線については、2009年に8,000 circuit Kmであったのが、現在では11,112 circuit Kmにまで拡大している。2041年までにはこれを36,870 circuit Kmとする計画である。同様に配電線については、2009年に260,000 kmであったのが、現在では455,000 kmとなっており、2041年までに500,000 kmまで拡大する計画である。

2.3 発電計画

2.3.1 過去10年間ににおける電力セクターの進捗

現在では、人口の 90.5%が電力へのアクセスが可能となっており、2021 年までにこの比率を 100%とする計画である。一人当たりの電力消費量は 464kWh であるが、これは他国と比較すると低い水準であり 2021 年までに 600kWh とする計画である。

表 2-1 2009 年～2018 年（8 月）までの進捗

Sl. No.	Description	2009	2018	Progress (Increase / Decrease)
1	Power Generation (MW)	4,942	20,000*	(+) 15,058
2	Maximum Power Generation (MW)	3,268 (Jan.2009)	11,387 (18 July 2018)	(+) 8,119
3	Total Length of Transmission Line (CKTKm)	8,000	11,122	(+) 3,122
4	Capacity of Grid Sub-station (MVA)	15,870	36,045	(+) 20,175
5	Total Distribution Line (Km)	260,000	455,000	(+) 195,000
6	Number of Consumer	1 Crore 8 Lac	2 Crore 99 Lac	(+) 1 Crore 91 Lac
7	Irrigation Connection	234,000	361,000	(+) 127,000
8	System Loss (Transmission and Distribution)	18.45%	11.40%	(-) 7.05%
9	Number of Population with electricity connection (with renewable energy)	47%	90.50%	(+) 43.50%
10	Per-capita power generation: kWhr (with captive power)	220	464	(+) 224

*Including 2,800MW captive power

Source: Power Division

2.3.2 2021年までの追加発電容量

電力局によると 16GW 相当の発電容量が追加される。公的セクターも民間セクター（例えば IPP）も追加発電容量の半分弱を担っており、その残りを輸入電力がまかなう。

表 2-2 2021 年までの追加発電容量

Year	2018 (MW)	2019 (MW)	2020 (MW)	2021 (MW)	Total (MW)
Govt. Sector	1,814	2,451	1,044	2,165	7,474
Private Sector	2,171	2,759	163	1,901	6,994
Import	1,160	-	340	-	1,500
Total	5,145	5,210	1,547	4,066	15,968

Source: Power Division

2.3.3 計画達成のための取り組み

2018 年 6 月時点で発電容量 24,346 MW 相当の 134 件の新規発電所建設契約が交わされている。このうち、10,116 MW 相当の 78 件の発電所が運転開始している。

表 2-3 2009～2018 年の新規発電所建設契約

Type of Power Plant	No. Power Plant	Installed Capacity (MW)
Government	48	12,061
Rental	20	1,653
IPP	66	10,632
Total	134	24,346

Source: Power Division

2.3.4 エネルギー供給源の多様化

2009年時点の発電容量は4,942 MWであったが、これは国内の需要を満たすのに十分な量でなかった。輸入石炭やLNG、原子力の利用が検討されている。2041年までに計画されている天然ガス/LNGベース、石炭ベースの発電容量はそれぞれPSMP2016で試算された発電総容量の35%に相当する。

2.3.5 LNG基地建設

コックスバザールのモヘシュカリにおいて、浮体式LNG貯蔵・再ガス化設備（FSRU）の建設契約が締結され、この契約に基づき500mmcfが国のガスパイプラインに送られる。また、サミットグループとの間で2017年4月20日に別の契約が締結され、この契約においても500mmcfが供給される予定である。また、インドのリライアンスパワーと500mmcf規模のFSRU建設をめぐる議論がなされている。加えて、インドのペトロネットLNGと1,000mmcf規模の地上式基地建設（コックスバザールのクツブディア）に係る契約が2017年4月8日に締結された。

2.3.6 インドからの電力輸入

2013年10月よりインドから400 kVの送電網・HVDC B2B変電所を通じて500MWの電力輸入が開始された。Baharampur- Bheramaraのルートより更に500MWが間もなく輸入開始される予定である。インドのトリプラに所在するパラタナ発電所より160MWが輸入されている。現在、132 kVの既存の送電網を代替する500MW規模のHVDC B2Bが建設中であり、これにより340MWが輸入される予定である。

2.3.7 石炭の大規模発電事業

- (1) Rampal 1320 MW 石炭発電所
660MW×2基、Bangladesh India Friendship power 社、費用16.8億ドル（うち12億ドルはECAによる）、操業開始予定2021年9月、Super Thermal 技術
- (2) Matarbari 1200 MW 石炭発電所
600MW×2基、JICAとバ国政府の協力によりCPGCLが実施、第一号機は2024年1月、第二号機は2024年6月に操業開始予定、USC 技術
- (3) Payra 1320 MW 石炭発電所
660MW×2基、NWPGL (50%)・CMC (50%)の合弁、USC 技術、費用1982億タカ、第一号機は2019年4月、第二号機は2019年10月に操業開始予定。
第二フェーズとして、660MW×2基を予定。第一号機は2021年12月、第二号機は2022年12月に操業開始予定
- (4) Patuakhali 1320 MW 石炭発電所（RPCL 社）
RPCL・NICL（中国）の合弁、USC 技術、915.74エーカーの土地取得済み、EPC 契約選定中、

2022 年操業開始予定

- (5) Maheshkhali 1320 MW 石炭発電所（バ国・中国政府の JV）
BPDB（50%）・CHDHK（中国、50%）の合弁会社、2023～2024 年に操業開始予定、EPC 契約選定中

2.3.8 原子力発電

バ国とロシアとの間で契約が締結され、2023 年までに 1,200MW、2024 年までに更に 1,200MW 相当の原子力発電所が 2023 年までに操業開始する予定であり、建設が進められている。

2.4 送配電計画

2.4.1 送電システム

(1) 現状

PGCB がバ国内で唯一送電を担う企業であり、送電システムの現況は下記のとおりである。バ国政府は 2021 年までに全国民が電力にアクセスできることを目標として掲げている。その目標達成の一環として、PGCB は送電網を拡大・強化している。2041 年の送電計画によると、765kV の 2 回線送電線がモヘシュカリ・ダッカ間およびパイラ・ダッカ間で建設される予定である。送電網の拡大の他、PGCB はインドのトリプラとの国際連系線接続のためクミッタに 500MW の HVDC B2B の変電所を建設する予定である。実施中および計画段階の PGCB の事業を下表に示す。

表 2-4 PGCB の実施中および計画段階のプロジェクトリスト

	Projects Name	Major scope of works	Main objectives of the Project	Project Cost(M US\$)			Financing Status	Project Completion Year	Status	Tenure
				Local	Foreign (PA/ FE)	Total				
1	Renovation and Capacity Enhancement of Existing Grid Substations and Transmission Lines	i) Transformer Upgradation: -400/132kV: 01 no's (650 MVA) -230/132kV: 07 no's (3000 MVA) -230/33kV: 01 no's (140 MVA) -132/33kV: 20 no's (2400 MVA) ii) Reconductoring: 14 no's (483.4 Ckt. Km) iii) Stringing: 02 no's (86 Ckt. Km) iv) New Line: 02 no's (12 Ckt. Km)	i) To meet the growing demand	47.3	88.3	136	Expected from GoB	December, 2022	DPP Preperationin Progress	
2	Southwest Grid Network Expansion Project (Phase-2)	i) 230/132/33 KV SS: Rupsha GIS (3x350/450, 3x80/120 MVA), ii) 230/132KV SS: Bholu GIS (230/33kV, 2x120/140 MVA) ii) 132/33 kV SS: 10 no's [Shibchar GIS ,Bangha GIS, Jhalokhati GIS, Phultola GIS(3x80/120 MVA Each), Meherpur GIS, Monirampur GIS, Pirojpur GIS, Maheshpur GIS ,Domar GIS, Hatibandha GIS (2x80/120MVA each)] v) 230 kV Line: 338 Ckt. km. vi) 132 kV Line: 106 Ckt. Km. vii) 132kV line Stringing:50 Ckt. Km iii) 230 kV Line: 212 Ckt. km. iv) 132 kV Line: 298 Ckt. Km. v) 132 kV Line Stringing: 82 Ckt. km. vi) 230 kV bay extension: 4 no's vii) 132 kV Bay extension : 8 No's	i)To meet the growing demand of Khulna & Barisal area. ii) To enhance the power supply capacity & reliability of Khulna & Barisal Region.	80	175	255	Expected from ADB	June, 2023	a) Feasibility consultant Study in progress	July,2019-June, 2023
3	Expansion and Strengthening of Power System Network Under DPDC Area	i.400/230kV New Indoor GIS Substation :2 nos. , 3000 MVA ii.230/132kV New Indoor GIS Substation :7 nos. ,7650 MVA iii.New Transmission Line: - 400kV Line:370 Ckt. km	To meet the growing power demand & quality improvement of-Dhaka City & Adjacent	98	850	948	Expected from EXIM Bank, China (G-G)	June, 2022	a) Financial Negotiation in progress. b) Feasibility study in progress	June,2018-June, 2022

	Projects Name	Major scope of works	Main objectives of the Project	Project Cost(M US\$)			Financing Status	Project Completion Year	Status	Tenure
				Local	Foreign (PA/ FE)	Total				
		- 230kV Line:111 Ckt. km - 230kV Cable:96 Ckt. km -132kV Line: 8.8 Ckt. km iv.Bay Extension work at other Substations : 8 no's								
4	<i>Madunaghat - Moeshkhali 765kV Transmission line</i>	i) 765 kV Line: 200 Ckt. km ii) Two 400 kV bay at Madunaghat	* To establish transmission infrastructure for evacuation of power to be generated from proposed power plants at Maheshkhali. * To provide reliable power to all over the country.	149	194	343	<i>Proposed for EDCF, Korea</i>	June, 2023	a) PDPP sent to Power Division on 30-08-2015 b) PDPP approved by Planning Commission in principle on 01.11.2015 b) Feasibility consultant appointment in progress	June,2019- June, 2023
5	<i>Banshkhali-Madunaghat 400kV Transmission Line Project</i>	i) 400 kV line: 130 Ckt. km. ii) 400 kV GIS Bay Extension: 2 no's	(i) To ensure reliable transmission facilities to evacuate power from proposed coal based thermal PP project at Banshkhali (1320 MW) (ii) To meet the growing demand of the Chattogram zone in more reliable way.	29	69	99	<i>Proposed for AIB/GoB</i>	June, 2021	a) PDPP sent to Power Division on 27.04.16 b)PDPP approved by Planning Commission in principle on 12.06.2016 c) Feasibility consultant appointment in progress d) Shandong Taikai shown interest for EPC-F format financing.	June,2018- June, 2021
6	<i>Expansion and Strengthening of Power System Network in</i>	i) 400/230 kV GIS SS: Kaliganj, Purbachalii) 230/132 kV GIS/GIT SS: Gulshan, Uttara, Mirpur, Ashulia, Mohakhali, Purbachal-2iii)	To meet the growing power demand & quality improvement of- -DESCO & Adjacent area	174	356	530	<i>Proposed for ADB & KfW</i>	December, 2023	a) PDPP sent to Power Division on (02.11.16b) PDPP approved by	June, 2019- Dec,2023

	Projects Name	Major scope of works	Main objectives of the Project	Project Cost(M US\$)			Financing Status	Project Completion Year	Status	Tenure
				Local	Foreign (PA/ FE)	Total				
	<i>DESCO & its Adjacent Area (Phase-1)</i>	400 kV (O/H+U/G) line: 56 Ckt. kmiv) 230 kV (O/H+U/G) line: 102 Ckt. km							Planning Commission in principle on 22.03.2017c) KfW shown interest to perform the feasibility study of the whole project and finance 100m Euro.	
7	<i>Construction of Payra-Gopalganj-Aminbazar 400kV Transmission System</i>	i) 400kV double circuit line: 265 km ii) 400/132/33kV AIS SS: Jhalokati (2x325 MVA, 2x80/120 MVA) iii) 400/230kV, 2x1000 MVA Transformer at Aminbazar 400/230kV SS iv) 400kV AIS Bay Extension: 8 no's v) 230kV AIS Bay Extension: 2 no's	To establish additional 400kV transmission infrastructure for evacuation of power from NWPGL 3600 MW LNG based power station and BCPL 2nd phase 1320 MW Coal based Power Station from Payra (Patuakhali).	124	378	502	<i>Proposed for ADB</i>	December, 2021	a) Revised PDPP sent to Power Division on 10.06.18	
8	<i>Bornagar-Parbitipur-Katihari 765 kV Bangladesh-India Grid Interconnection Project (Bangladesh Part)</i>	i.500MW HVDC Station at Barapukuria ii.765kV double circuit transmission Line: 154 Km	* To connect the huge hydroelectric potential of Bhutan and Arunachal Province to India through Bangladesh territory * To draw 500-100MW power at Barapukuria from Cross Border Interconnection	177	413	590	<i>Proposed for 3rd New Credit Loan (India)</i>	December, 2025	Decision not finalize in 13th JSC meeting. Decision is expected in the next JSC meeting	June,2020-Dec,2025
9	<i>Madunaghat-Bhulta 765 kV Transmission Line Project</i>	i) 765 kV line: 500 ckt. Km (Conductor: Hexa Cardinal) ii) 400kV bay extension: 4 no's (Bhulta & Madunaghat)	i) To establish high capacity transmission infrastructure for evacuation of power from Chattogram to Dhaka ii) To provide reliable power to all over the country	293	412	705	<i>Proposed for WB</i>	December, 2024	a) PDPP sent to Power Division on 06.09.16 b) PDPP approved by Planning Commission in principle on 18.10.2016 c) Feasibility consultant	June, 2020-Dec,2024

Projects Name	Major scope of works	Main objectives of the Project	Project Cost(M US\$)			Financing Status	Project Completion Year	Status	Tenure
			Local	Foreign (PA/ FE)	Total				
								appointment in progress	
Total Cost (M US\$)			1,045	2,672	3,717				
Total Cost (Crore BDT)			8,154	20,839	28,992				

Source: Power Division

(2) 課題

PSMP2016 では、バ国送電システムの問題点として下記が指摘された。

- ・ 地域内の電力供給・需要のアンバランス
近隣諸国との国際連系線、燃料輸入のための港、国産石炭・天然ガス開発地が国内で分散しているために、アンバランスなエネルギーの需給が生じている。このような傾向は強まっており、中長期的に地域間の送電能力を強化することが必要である。
- ・ 国際連系線による電力の輸出入
国産天然ガスが枯渇しつつありエネルギー源の多様化に取り組む必要のあるバ国は、経済的なエネルギー供給を実現させるため、インド、ブータン、ネパールといった近隣諸国からの水力発電由来の電力輸入を計画している。国際連系に関する更なる情報収集や詳細な電力システム分析がなされる必要がある。
- ・ 河川をまたぐ送電線
バ国はジャムナ川とパドマ川という大きな2つの河川があるため、国の東と西とをつなぐ送電には限界がある。これらの河川は最も狭いところで、4.5～6kmの川幅があり、これらの河川を超えて送電線を建設するには、高いコストがかかる。パドマ川では橋の建設の計画が2010年になされ、そのための建設業者の選定が行われている。建設事業の一貫としてクルナ・ダッカ間の400kV送電線のための基礎を下流の7か所で建設予定である。この建設方法は、ジャムナ川とパドマ川の他の場所での送電線の建設に適用される可能性もある。
- ・ 電力システムの最適運用
地域レベルの電力システム同士を接続することで、電力供給信頼性や経済メリットは改善するものと期待される。その一方で、ウィークポイントで発生する事故が電力供給全体に与える影響や国全体での電力供給の運用ノウハウについて、関係機関と共に検討がなされなくてはならない。

PGCB は、送電網能力の強化のための取り組みを開始しており、その中には国際機関の支援によるものも含まれ、その一例が円借款事業であるダッカ・チッタゴン基幹送電線強化事業である。

しかし、PGCB の長期予測に示されているように、バ国の電力需要量は急速に伸びると予測され、さらに送電網システムを強化・近代化させていく必要がある。また、国内の送電線の拡張のみならず、国際連系のための整備も開始する必要がある。

表 2-5 PGCB の 132 kV 変電所における最大電力需要予測

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Comilla	1,170	1,307	1,466	1,642	1,842	2,045	2,283	2,525	2,788	3,033	3,313
Chittagong	1,017	1,134	1,318	1,449	1,591	1,743	1,910	2,071	2,257	2,405	2,618
Khulna	1,341	1,453	1,596	1,747	1,943	2,141	2,354	2,602	2,791	2,988	3,212
Bogra	1,473	1,617	1,783	1,981	2,191	2,398	2,615	2,833	3,055	3,293	3,505
Dhaka	1,869	2,106	2,334	2,589	2,954	3,286	3,629	3,943	4,279	4,589	4,903
DESCO	956	1,058	1,230	1,367	1,483	1,647	1,795	1,958	2,140	2,374	2,578
DPDC	1,510	1,675	1,934	2,101	2,321	2,581	2,868	3,173	3,535	3,880	4,242
Total	9,336	10,350	11,660	12,874	14,325	15,841	17,454	19,106	20,844	22,562	24,370

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Comilla	3,565	3,824	4,053	4,337	4,573	4,746	4,925	5,088	5,258	5,434
Chittagong	2,823	3,009	3,208	3,367	3,534	3,695	3,856	4,024	4,200	4,385
Khulna	3,407	3,595	3,805	4,036	4,262	4,424	4,557	4,712	4,865	5,024
Bogra	3,718	3,936	4,161	4,374	4,588	4,759	4,922	5,087	5,259	5,435

Dhaka	5,200	5,547	5,901	6,247	6,606	7,003	7,336	7,657	7,993	8,346	-
DESCO	2,807	3,032	3,274	3,580	3,853	4,081	4,326	4,565	4,818	5,089	-
DPDC	4,723	5,139	5,558	6,003	6,450	6,885	7,274	7,659	8,056	8,490	-
Total	26,243	28,082	29,960	31,943	33,866	35,593	37,195	38,793	40,449	42,203	-

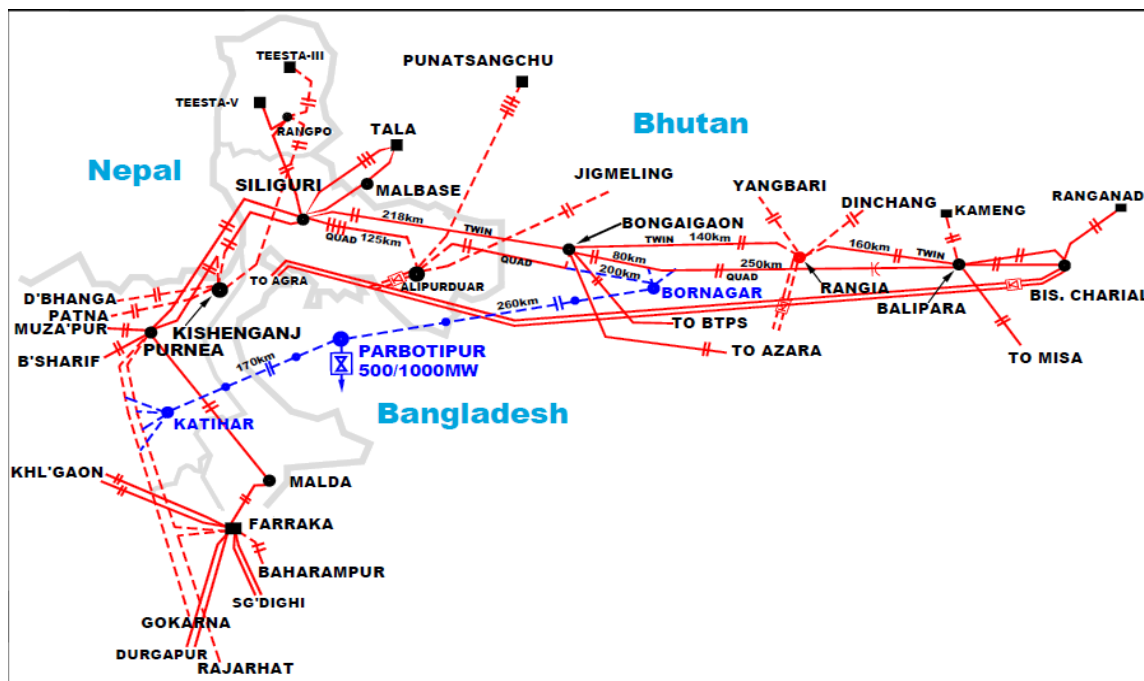
Source: PSMP2016 Final Report

(3) 国際連系線

PSMP2016 の電力需給予測では、バ国は近隣諸国からの電力輸入を 2041 年までに最大で 14,000MW (最大シナリオ)、少なくとも 9,000MW (最小シナリオ) まで増やすとされた。国際連系線を整備すると共に、バ国の電力需要を満たすべくインド、ネパール、ブータンにおける水力発電の開発を進める必要がある。

2018 年 11 月時点で、バ国とインドの間には 2 つの国際連系線が整備されている。1 つは、西部のベラマラからインドのベヘラームプルをつなぐ、高圧の 2 回線送電線である。容量は 1,000MW (500MW x 2) である。もう 1 つは、北部のクミッタとインドの Surajmaninagar を結ぶ 100MW の送電線である。ここに AC/DC 変電所を導入し、さらに 500MW の容量を増加する計画がある。この事業はアジア開発銀行の支援のもと入札が行われており、今後 3 年かけて実施される予定である。

加えて、PGCB は北部にインド (西) -バ国-インド (東) の 765kV の国際連系線の開発を計画しており、インドのカウンターパート機関との協議が行われている。PGCB の国際連系計画によると、ブータンからの電力輸入を行うためには、バラプクリアに変電所を整備する必要がある。変電所の規模は当初 500MW であり、その後更に 500MW 拡張する計画である。



Source: Joint Technical Team of India and Bangladesh
 “Report on the Feasibility of Additional Interconnection between India and Bangladesh” (July 2016)

図 2-4 バングラデシュ北部における国際連系線計画

2.4.2 配電

(1) 配電計画

2021年までに全地域に配電網を整備し、2041年までに530,000 kmまで送電網を拡大する予定である。

(2) ダッカ都市圏における地下変電所建設

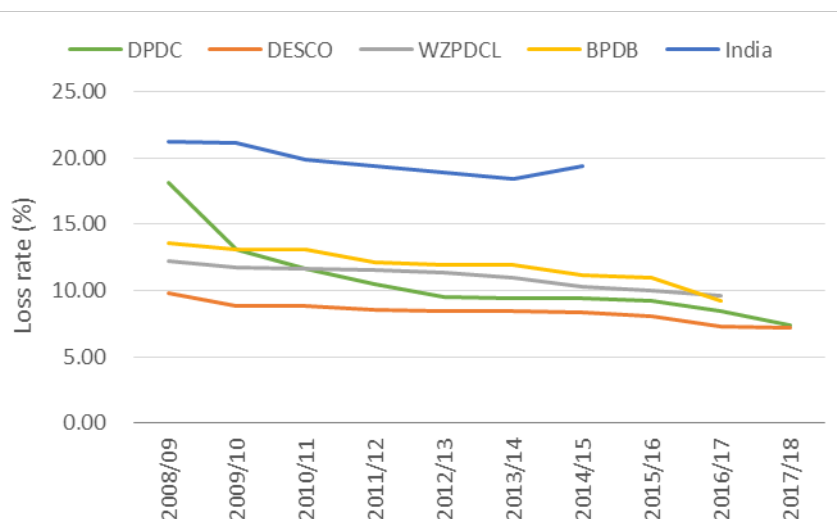
JICA支援によりDESCO所管のグルシヤン、DPDC所管のカワランバザールにおいて2つの地下変電所が建設される予定である。容量は、360 MVA 132/33/11kVである。またPGCBは230/132 kVの地下変電所を建設予定であり、地上には34階建ての商業施設が建設される予定である。

(3) 農村電化計画

2018年6月時点で460の郡において、397,000kmの配電網が整備されており、9,775 MVA容量の837か所の変電所が稼働している。75,891村が電化されている。32.5万台の灌漑ポンプが稼働し、2千340万の最終消費者が電力の供給を受けている。2018年8月5日までに79の郡が100%の電化率を達成しており、残る460の郡も今後100%を達成する予定である。

(4) 配電損失の低減

各配電会社の配電損失の経年変化を下図に示す。全般的に各配電会社において徐々に配電損失率は改善されており、10%以下となっている。インド全体の配電損失がいまだに18%程度であることを考慮すると、かなり改善されてきていると考えられる。



Source: Based on the data provided by distribution companies in Bangladesh and the World Bank statistics (India)

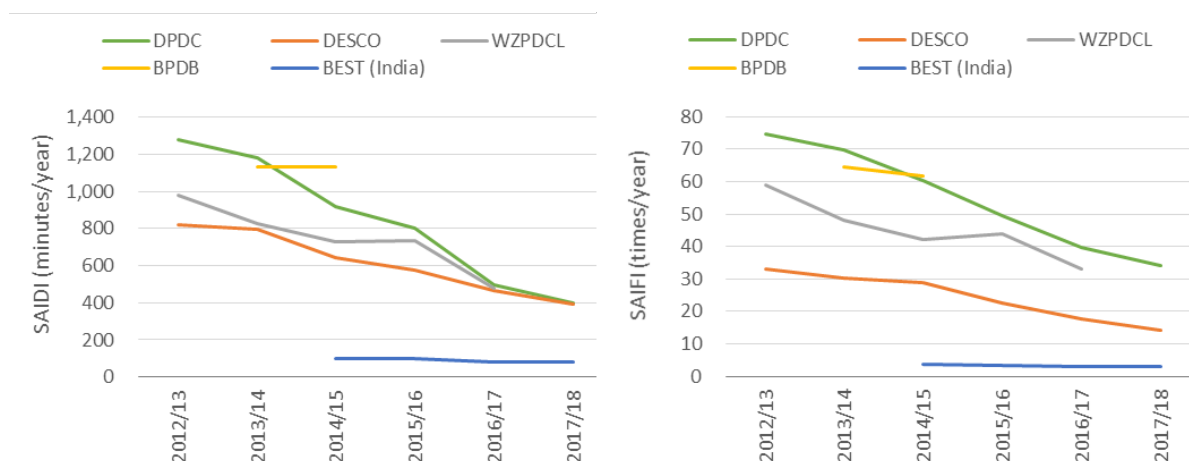
図 2-5 各配電会社における配電損失の経年変化

配電損失には、中圧および低圧系統に電流が流れることなどにより発生するテクニカルロスと、盗電やメーター故障などにより発生するノンテクニカルロスがある。DPDCやDESCOでは送電損失の実績が7%に達しており、その原因の大半がテクニカルロスであると考えられる。理論的には、テクニカルロスは電流の二乗や導線の長さに比例して大きくなる。このため、配電損失率が最も高いのは、重負荷の配電線や長距離の低圧配電線である。中圧配電ロスの低減策としては、配電用変電所の新設、配電線の負荷平均化などがある。一方、低圧配電系統のロス低減には、単相配電線の三相化、配電用変圧器の分割新設が有効である。一方、ノンテクニカルロスについて

は、その原因によって対策は多様にある。まず取り組むべきは、どこでどの程度のノンテクニカルロスが生じているのかを特定することである。このために XXXX
各変圧器にメーターを設置し、変圧器から送り出された電力を測定する。その上で、当該変圧器から送られた電力を受け取る最終消費者のメーターで測定される電力と比較し、ギャップを算定することが必要である。ギャップが大きい変圧器においてその原因を探して対策を実施するのが有効である。

(5) 電力供給信頼性の向上

一般的に配電システムの供給信頼度は、需要家 1 軒当たりの停電の平均回数を示す SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) と需要家 1 軒当たりの停電の平均時間を示す SAIDI (System Average Interruption Duration Index) で表される。各配電会社における SAIFI と SAIDI の経年変化を下図に示す。配電損失率の低減と同じように、これらの指標でも低減がみられ、配電システムの供給信頼度が改善されていることを示している。一方で、需要家 1 軒当たりの停電回数、停電時間も、徐々に減少してきており、供給信頼度が向上してきている。しかしながら、インド国ムンバイ市内の配電事業を実施している BEST (Brihanmumbai Electric Supply and Transport) 社と比較すると、まだ供給信頼度を向上させる余地はあると考えられる。



Source: Based on the data provided by distribution companies in Bangladesh and the Website of BESCO (India)

図 2-6 各配電会社の SAIFI (左) と SAIDI (右) の経年変化

供給信頼度を向上させたとしても配電会社にとって大きな収入増が見込めるわけではなく、費用の面からだけでは対策が進みにくい。一方で、電力の供給品質を向上させることは、顧客満足度高める目に見えない効果をもたらす。各配電会社の社長と Power Division の次官との間で毎年契約している Annual Performance Agreement の中にも、SAIFI と SAIDI の目標値が含まれている。供給信頼度を向上させるためには、大きく分けて以下の 3 つの方策がある。

- (a) 事故（停電）の発生を抑制する。
- (b) 事故発生時に影響範囲を縮小化する
- (c) 事故の復旧を迅速に実施する。

各方策の例を以下に示す。

- ・ 事故（停電）発生の抑制

事故の発生確率を減少させる方策は、架電部分の露出を減らして、飛来物や樹木による接触や塩害による機器故障を防ぐ方法が効果的である。配電線の被覆化や架電部分の露出を抑えた機材に取り替えるなどの対策が考えられる。また事故ではないが、工事によって生じる停

電を回避するために、暫定的なバイパス回路を設置して無停電により工事を行うことも考慮に値する。

- ・ 事故発生時の影響範囲縮小化

バングラデシュの特に地方部の配電系統は、他の配電線と連系がない放射状系統となっている。このような系統では、一旦事故が発生すると、事故発生区間よりも下流に位置する需要家はすべて停電せざるを得ない。配電線間の連系を強化し、事故発生時には、事故区間のみを切り離して、健全区間へは他の配電線から供給することが可能になれば、事故発生時に影響範囲を縮小化することが可能となる。また、事故時に配電線の切り替えを自動的に実施する配電自動化のシステムを導入することにより、さらに早く事故発生時に影響範囲を縮小化することが可能となる。

- ・ 迅速な事故からの復旧

最小コストで停電時間を低減させる方法としては、事故発生個所の早期発見が最も効果的である。遠隔操作が可能なシステムを導入し、可能な限り細分化して事故発生区分を特定できるようにすれば、事故発生個所を特定するために作業員がかかる時間を減少させることができる。

2.5 PSMP2016の見直し（PSMPの定期的な更新）

2.5.1 背景

バ国政府は2041年までに先進国入りすることを政策目標として掲げており、エネルギー・電力セクターの開発は国の長期的な経済発展のために不可欠である。PSMP2016はJICAの支援で策定されたが、2041年までのエネルギー・電力セクターの開発計画を包括的に捉えたものであり、エネルギー・電力需給バランスや料金戦略もカバーしている。バ国が直面している課題を整理した上で、実行可能と考えられる解決策や行動計画を提示するものである。現在検討されている新規発電所は様々な理由から計画どおりのタイミングでは稼働開始できないと考えられ、また既存発電所は発電効率が低下している。その結果、電力供給不足のため発電所を計画的に止めてメンテナンスすることが難しい状況である。安定的な電力供給を実現するため、電力局はPSMP2016で示された発電や送電の目標を見直すことを決定した。地域間のバランス、エネルギー源の多様化、配電インフラの強化、需要サイドの省エネ推進、必要な投資額、発電コストなどがPSMP2016の見直しの際に議論される必要がある。

2.5.2 実施枠組み

PSMP2016の見直しにあたり、「統合的電力開発計画」のための委員会が組織された。委員会では発電・送配電会社の計画も考慮したうえで、現実的な発電計画を立てることが目指された。委員会の参加者は下記のとおりである。

1. Additional Secretary (Planning), Power Division – Convener
2. Member, Renewable Energy, SREDA- Member
3. Joint Secretary (Development), Power Division- Member
4. Joint Chief, Power Division- Member
5. Director General Power Cell- Member
6. Member (Generation), BPDB- Member
7. Member P&D, BPDB- Member
8. Member P&D, BREB- Member
9. Executive Director, P&D, PGCB- Member
10. Executive Director, Eng., DPDC- Member
11. Executive Director, Eng., DESCO- Member
12. Executive Director, Eng., EGCB- Member
13. Executive Director, Eng., NWPGCL- Member
14. Executive Director, Eng., APSCL- Member

15. Executive Director, P&D, CPGCL- Member
16. Executive Director, Eng., WZPDCL- Member
17. Executive Director, Eng., RPCL- Member
18. Director, P&D, NWZPDCL- Member
19. Chief Engineer, System Operation, PGCB
20. Director, System Planning, BPDB – Member Secretary

2.5.3 委員会の役割

委員会の役割は第一に 2041 年までの配電会社別・地域別の電力需要量の予測を行うこと、第二に 2041 年までの電力供給可能量を念頭に置きながら必要な省エネ施策を講じた上での統合電力開発計画を策定すること、第三に年ごとの再生可能エネルギー開発・電力輸入の予測を行うこと、第四に年ごとの燃料ミックスの検討を行うことであった。

2.5.4 2041年計画の見直し

PSMP2016 の見直しは、間もなく電力局により承認される見通しである。

2.6 一次エネルギーの需給

2.6.1 バ国のLNG輸入の状況

バ国は 3 か国の LNG 供給者との契約を締結している。

表 2-6 LNG 輸入契約

Qatar	RasLaffan Liquefied Natural Gas Company	2.5 million tons / year
Oman	Oman Trading International	1 million tons / year
Indonesia	Pertamina	17.5 million tons / year (expected)

Source: JICA Survey Team

上記以外に Petrobangla は Astra Transcor Energy (スイス) と Gunvor (シンガポール) と中期的な LNG 供給に係る MoU を締結している。LNG スポット市場からの供給も検討されており、29 社が選ばれている。

受け入れ設備として、2 機の FSRU が整備されている。第一号機は既に運用開始しており、第二号機は建設中である。第一号機は、Excelerate Energy 社により運用されており、2018 年 8 月 13 日に試験運用を行い、同年 8 月 16 日にガス供給網 (Chattogram City Ring Main distribution system) に 100 mmcf/d を供給した。同年 9 月より供給量は 300 mmcf/d へと増加している。FSRU の能力は 500 mmcf/d であるものの 2018 年 11 月の現時点ではパイプラインの未整備から供給量が限定されている。具体的には、カルナプリ川を越えてアンワラからファウジダラートへ直径 42 インチのパイプラインを渡らせるための水平掘削が完了していないことが原因である。

表 2-7 FSRU プロジェクト

Terminal operator	Location	Capacity	Project type	Years	Comissioning schedule
Excelerate Energy	Moheshikali	500 mmcf/d (3.5 million ton/year)	BOOT (build, own, operate, transfer)	15 years	Aug/2018
Chuna	Moheshikali	500 mmcf/d (3.5 million ton/year)	BOOT (build, own, operate, transfer)	15 years	1 st quarter/2019 (expected)

Source: JICA Survey Team

Petobangla によると現行の 2 機以上の FSRU の建設許可は出さない予定である。第一号機での経験ではモンスーン期の海面の荒れやパイプラインの漏れの問題より、LNG が計画通りに供給されなかった。Petrobangla、RPGCL、GTCL といった関連組織での人材育成の必要性も指摘されている。FSRU の建設が行われない以上、地上式が残された手段となる。地上式 LNG 基地の計画を下表に示す。

表 2-8 地上式 LNG 基地プロジェクト

Terminal operator		Location	Capacity
Petronet	India	Kutubdia	1,000 mmcf/d (7.0 million tons/year)
China Huan Qiu Contracting & Engineering Corporation (HQC)	China	Maheshkhali	1,000 mmcf/d (7.0 million tons/year)
SembCorp	Singapore	Maheshkhali	1,000 mmcf/d (7.0 million tons/year)

Source: JICA Survey Team

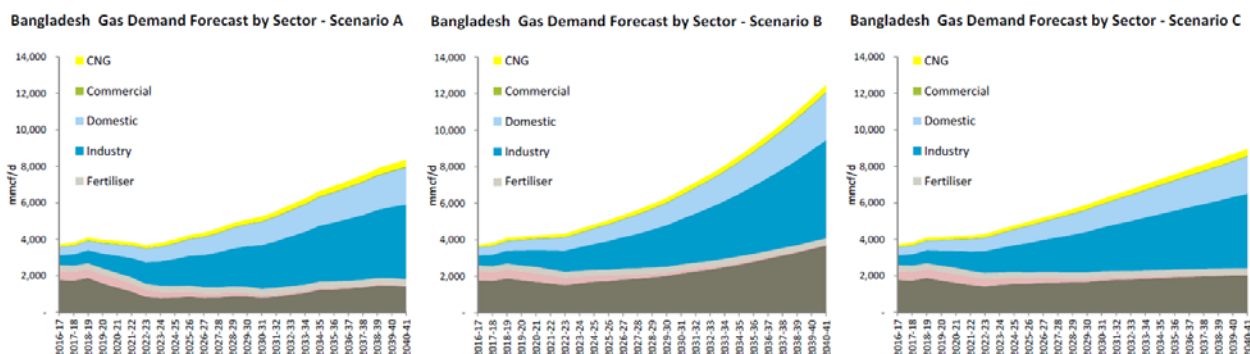
2.6.2 ガスセクターマスタープラン2017

(1) 現況

Petrobangla および Power Cell は、デンマークの Ramboll 社に委託し、” Gas Sector Master Plan (GSMP) Bangladesh 2017 ” を作成した。本マスタープランは、既存の ” Gas Sector Master Plan Bangladesh 2006 ” を更新すると共に、GSMP2006 では 2025 年までしか示されなかったガスの需給見通しを 2041 年の長期見通しを示すものである。本件は、世界銀行のプロジェクト Rural Electrification and Renewable Energy Development II (RERED II) プロジェクトの一環として作成されたものであり、本プロジェクトの実施機関である Power Cell にまず資金が拠出され、Power Cell から Ramboll 社に委託された。Petrobangla によると、同機関の本レポート作成への関与はデータやコメントの提供を求められ協力した程度にとどまったという。また、本レポートでは詳細を後述するように 2041 年度までのガス需要・供給見通しが示されているが、Petrobangla の事業計画は本レポートの見通しをベースにしているわけではないとのことであった。

(2) 需要予測

需要見通しについて、GSMP2017 では 2017 年 7 月に公表されたドラフトファイナルレポートから、2018 年 2 月に公表されたファイナルレポート公表までの過程で、大幅な見直しが行われている。まず、ドラフトファイナルレポートでは下図に示す A.ベースシナリオ (PSMP2016 ベース)、B.高成長シナリオ、C.気候変動対策シナリオが示され、このうちでも 2041 年度のガス需要が 12,000mmcf/d におよぶ高成長シナリオが中心的なシナリオとして選定された。



Source: GSMP2017 Draft Final Report

図 2-7 GSMP2017 ドラフトファイナルレポートにおける 3 つのガス需要予測シナリオ

GSMP2017 の 2041 年ガス需要予測が PSMP2016 のおよそ 2 倍となったのには 2 つの理由がある。理由の一つは 2041 年まで GDP が年間 7% で伸び続けると想定している点にある。PSMP2016 では、2020 年中頃以降は緩やかな伸び率を想定し、全期間の平均は年間 6.1% であった。もう 1 つの理由は石炭、原子力、再生可能エネルギー（太陽光、風力、バイオマス）については決まった政策が実施されないと想定し、国のエネルギー供給を天然ガスに依存し続けると想定している点にある。

本ドラフトファイナルレポートに基づく現地関係者協議の結果、ファイナルレポートではシナリオの名前は同一の A.PSMP2016 をベースとしたシナリオ、B.高成長シナリオ、C.気候変動対策シナリオの 3 つが示され、それぞれ 2041 年度におけるガス需要は A.6,000mmcf 程度、B.10,000mmcf 程度、C.8,000mmcf 程度であった。シナリオ A の需要量はセクターごとに内訳には差異があるものの、大まかには PSMP2016 と同じである。ファイナルレポートではシナリオ C がベースシナリオとして選定され、このシナリオでは需要予測量はシナリオ A よりも大きい。これは発電において石炭の利用が制限され天然ガスの利用が増えると想定されているからである。発電セクター以外の需要予測について、これら 2 つのセクターはほぼ同じである。

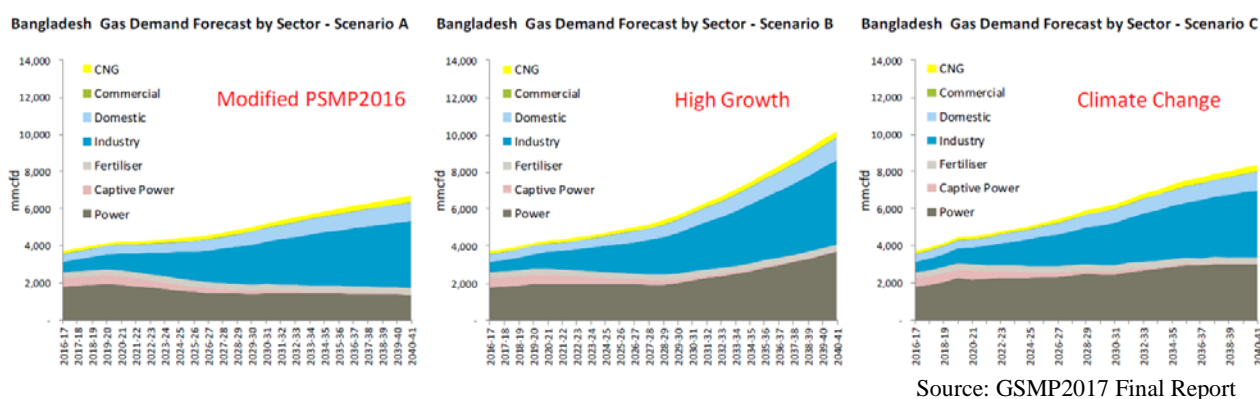
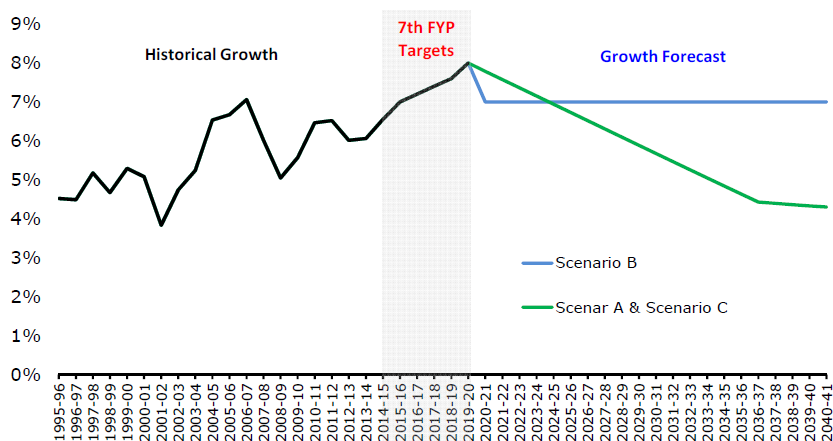


図 2-8 GSMP2017 ファイナルレポートにおける 3 つのガス需要予測シナリオ

マクロ経済成長見通し

A.PSMP ベースシナリオおよび C.気候変動対策シナリオにおいては、PSMP2016 と同じ経済成長が採用されており、すなわち 2020 年の経済成長 8% から 2041 年には 4.3% へと減速するシナリオが想定されている。これは一定程度の経済発展を成し遂げた後は緩やかに成長すると想定した PSMP2016 と同じ考え方である。一方で、B.高成長シナリオではバングラデシュ経済が輸出志向型産業により高成長をとげ、2021 年から 2041 年まで政府の第 7 次 5 年計画で定められた経済成長率 7% が維持されるシナリオが想定されている。

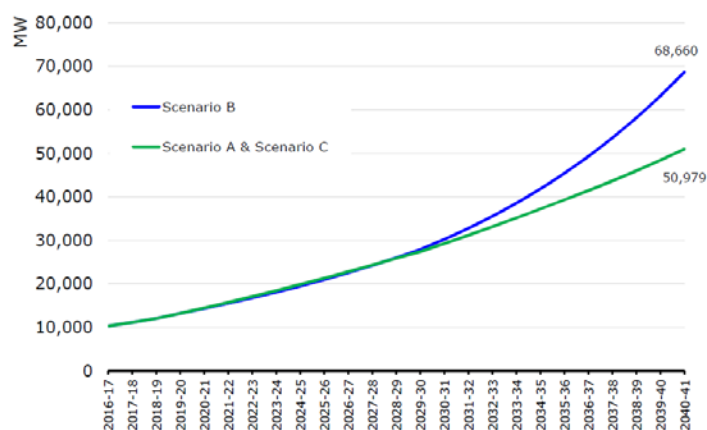


Source: GSMP2017 Final Report

図 2-9 GSMP2017 ファイナルレポートにおける実質 GDP 成長率見通し

電力セクター（グリッド）におけるガス需要

電力セクターにおけるガス需要の予測方法として GSMP2017 では PSMP2016 の手法を踏襲しており、GDP elasticity method によりピーク電力需要量を算定している。PSMP2016 の 2041 年時点のピーク電力需要量は 48,000MW (low case)～51,000MW (base case)～55,900MW (high case)であったが、GSMP2017 では 50,979MW (A.PSMP2016 ベースシナリオおよび C.気候変動対策シナリオ)である。B.高成長シナリオではピーク電力需要量が、PSMP2016 の high case より 20%多い 68,660MW (B.高成長シナリオ)と算定されている。



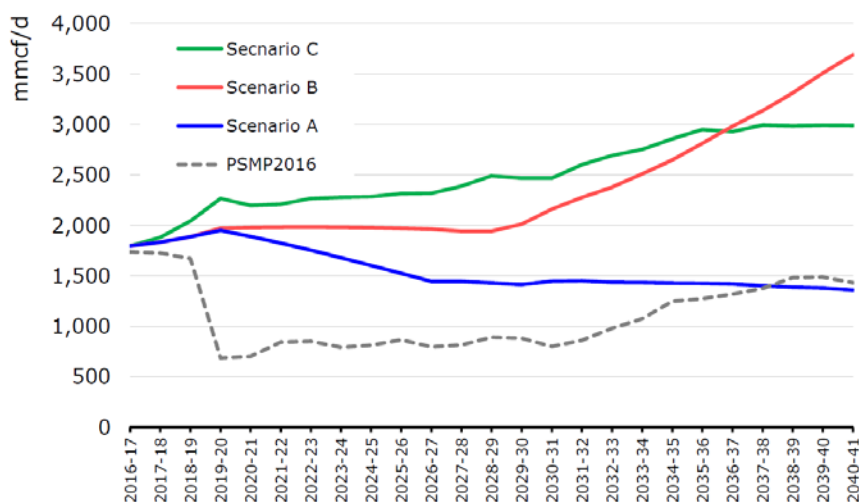
Source: GSMP2017 Final Report

図 2-10 GSMP2017 ファイナルレポートにおけるピーク電力需要見通し

GSMP2017 が PSMP2016 と大きく想定を変えているのは、電源構成（天然ガスの占める割合）である。

A. PSMP2016 ベースシナリオでは 2041 年の需要量はほぼ PSMP と同じとなるが、短中期的には石炭火力発電所の建設が遅れると想定し、非効率なガス火力発電所が稼働し続けるシナリオが想定されている。このため PSMP2016 と比較して発電用のガス需要がそこまで顕著には減少していない。B.高成長シナリオでは全体の電力需要はシナリオ A よりも増えるものの、非効率な既存発電所が高効率な新規発電所に置き換わることが想定され、需要は 2030 年まで一定と想定されている。C.気候変動対策シナリオでは、石炭火力の開発が制限されガス火力が主たる電源となる想定から、3つのシナリオの中で 2030 年半ば以降は最大のガス需要が想定されている。

Gas Demand Forecast - Power



Source: GSMP2017 Final Report

図 2-11 GSMP2017 ファイナルレポートにおける発電部門ガス需要見通し

産業界の自家発電におけるガス需要

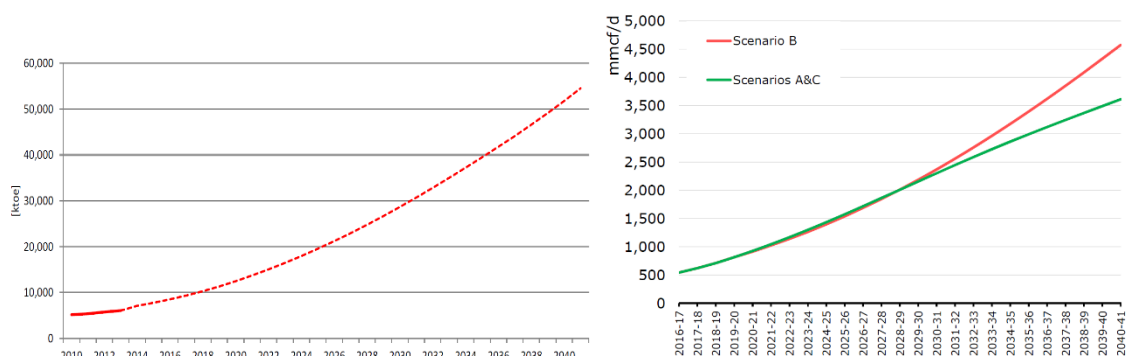
産業界におけるガス需要見通しは PSMP2016 の考え方が踏襲されており、大きな乖離はない。

肥料セクターにおけるガス需要

肥料セクターにおける原料としてのガス需要は、製造プラントの規模上限により決まると考えられ、2041 年度まで現状と同一の 316 mmcf/d が想定されている。PSMP2016 でも肥料用ガス供給は一定と想定している。

産業セクターにおけるガス需要

GSMP2017 では、2004 年から 2014 年までの GDP とガスの弾性平均値である 2.05 を用いて需要予測を行っている。弾性は、2041 年度に向かってガス価格高騰や省エネ促進の影響により、60% にまで徐々に低減するシナリオを描いている。シナリオ A.および C.では 2041 年度において 3,600mmcf/d であり、より高い GDP 成長率を前提とするシナリオ B.では 4,600mmcf/d に達する。PSMP2016 では、東南アジア諸国の経年実績より 400 toe/million USD に至り、2041 年の産業セクターにおける天然ガス需要を 2,300mmcf/d 程度とおいている。



Source: PSMP2016 Final Report (left) and GSMP2017 Final Report (right)

図 2-12 PSMP2016 および GSMP2017 における産業部門エネルギー需要見通し

家庭部門におけるガス需要

GSMP2017 では、2022 年までは家庭向けにガスの新規供給を行わないという政策(代わりに LPG を使用) から、ガス需要は一定と想定している。一方で 2022 年以降はバイオマスを使用していた

世帯がガスを使う住環境へと変化していくことから、LPGのみで増加する需要を賄うことは困難と想定し、ガスの供給を見込んでいる。世帯あたりガス使用量については、現在よりも高効率化が見込めることから、GDPと家庭向けガス供給量の弾性（2004～2014年実績）が半減していく想定で需要量が算定されている。PSMP2016ではガス供給量の不足から家庭向けのガス供給量は人口増加率程度しか増加せず、不足分はLPGでまかなうと想定していたことから、GSMP2017のほうが需要量を多く算定している。

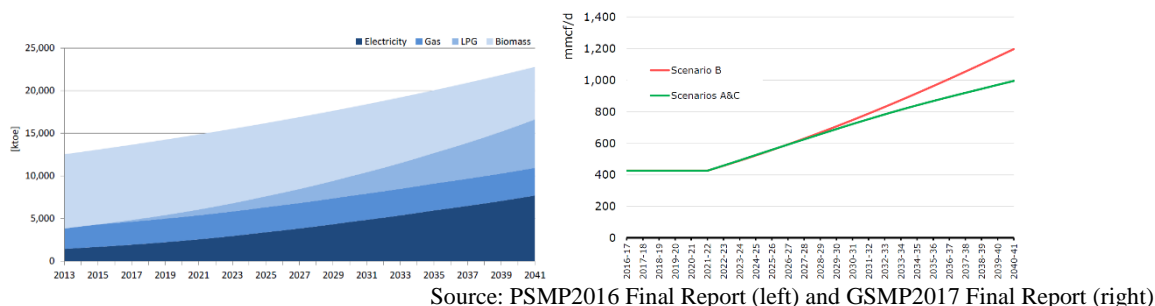


図 2-13 PSMP2016 および GSMP2017 における家庭部門エネルギー需要見通し

商業部門におけるガス需要

GSMP2017では、商業部門においては今後ガスにかわりLPGの導入が促進される見通しであることを受け、ガス需要は一定であると想定している。一方、PSMP2016ではガス需要もGDP成長率と同様に増加することを想定しており、PSMP2016のほうが需要量を多く算定しているが、全体のガス需要に占める割合は低く、影響は小さい。

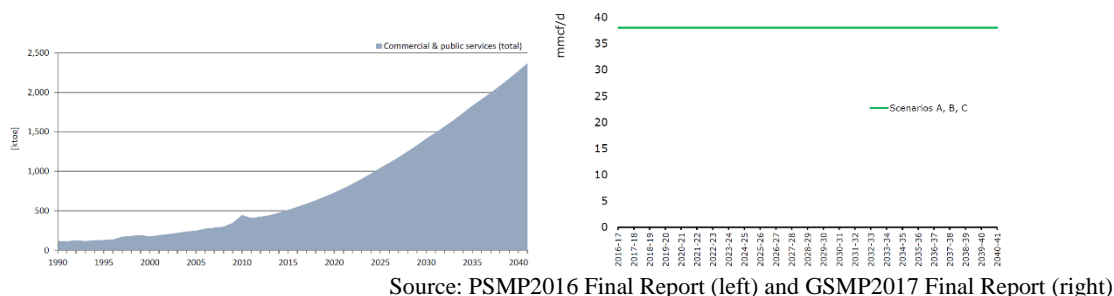
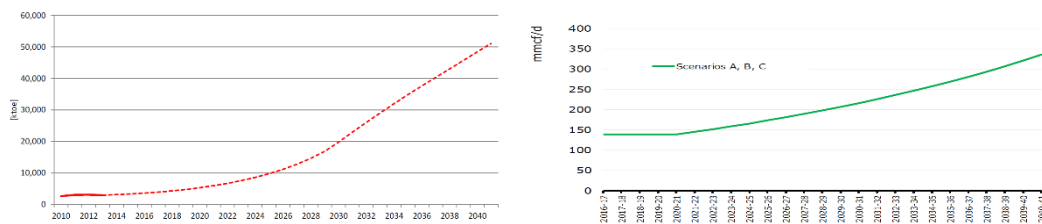


図 2-14 PSMP2016 および GSMP2017 における商業部門エネルギー需要見通し

輸送部門におけるガス需要

GSMP2017では政府が輸送用燃料としてLPGを推奨しているものの、供給量が十分でないとの見通しから、CNGの需要も増加するとしている。その伸び率には、Exxon Mobile社が世界の需要予測を行った結果を適用している。この結果、2017年度に139mmcfdであった需要は、2041年度には335mmcfdへと2.4倍になる。一方、PSMP2016においてはより需要が急速に伸びると想定している。輸送用燃料のうち6割以上はガソリン等の石油製品でまかなうと想定しており、CNGは3割程度のシェアになると想定しており、2041年度には1,180mmcfd程度に及ぶ。



Source: PSMP2016 Final Report (left) and GSMP2017 Final Report (right)

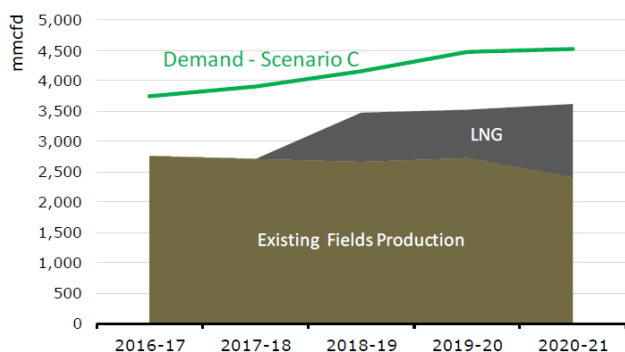
図 2-15 PSMP2016 および GSMP2017 における輸送部門エネルギー需要見通し

(3) ガス供給見通し

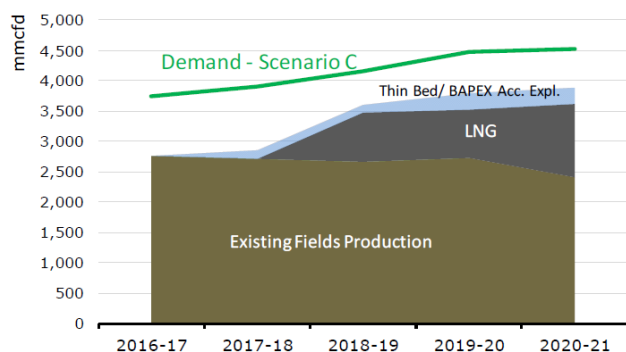
ガス供給シナリオ

GSMP2017 では 2 つのガス供給シナリオが想定されているが、どちらも 2041 年の供給量は 8,000mmcf/d となる。一つはこれ以上、自国でのガス開発が進まないシナリオであり、PSMP2016 の想定とほぼ同じである。もう一方は自国でのガス開発が進むシナリオであるが、このシナリオであっても 2041 年の LNG 輸入量は 5,755 mmcf/d に達する。

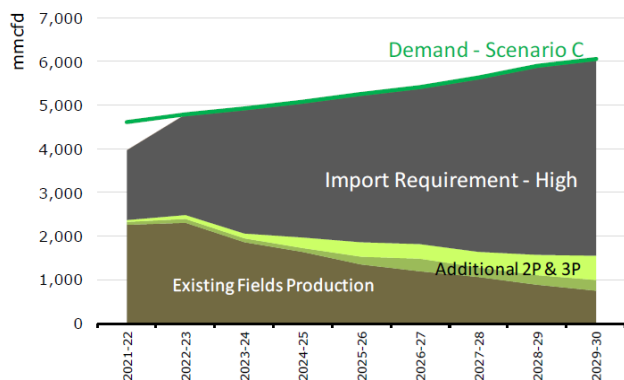
Demand-Supply Balance, No Further Upstream Success



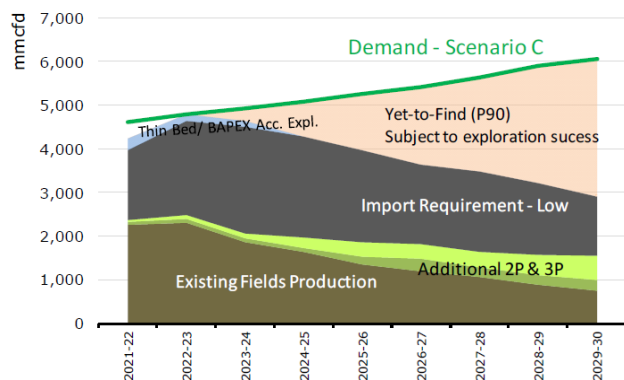
Demand-Supply Balance, with Further Upstream Success



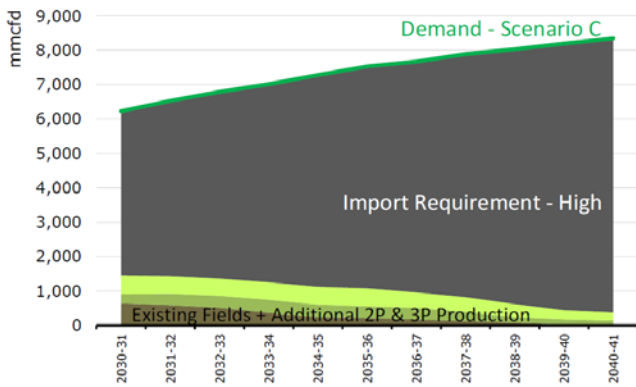
Demand-Supply Balance, No Further Upstream Success



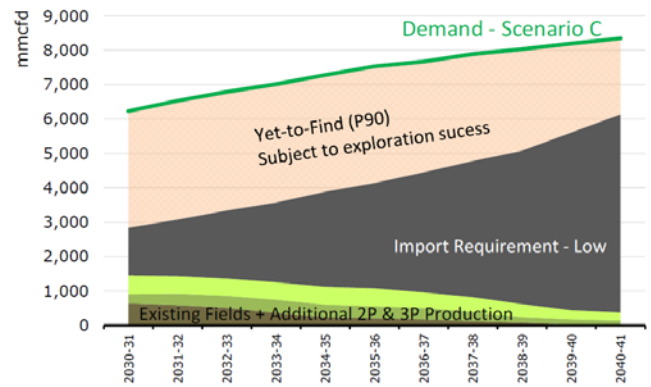
Demand-Supply Balance, with Further Upstream Success



Demand-Supply Balance, No Further Upstream Success



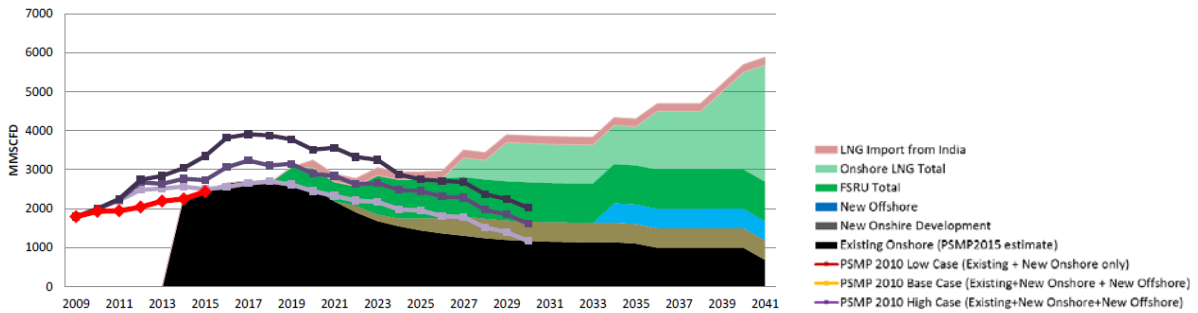
Demand-Supply Balance, with Further Upstream Success



Source: GSMP2017 Final Report

図 2-16 GSMP2017 におけるガス供給シナリオ

Comparison with PSMP2010 and PSMP2015 Gas Supply Scenario

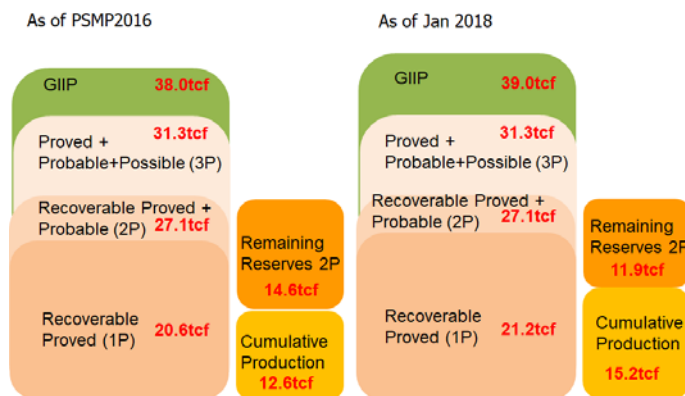


Source: PSMP2016 Final Report

図 2-17 PSMP2016 におけるガス供給シナリオ

ガス油田開発

最新の報道によると¹天然ガス資源量 (GIIP) は PSMP2016 と比較してやや上向きに更新されている。



Source: JICA Survey Team

図 2-18 ガス埋蔵量予測

¹ Energy and Power, Vol16, Isssu9, 16/Oct/2018

ガス油田の開発は特に 2000 年以降鈍化している。歴史的には国際的な石油会社がバ国で見つかった天然ガスの 90%以上を発見してきたが、バ国国内ではガス油田開発に必要な技術的、経済的能力が育成されていない。バ国政府はオンショアの開発には外資参入を許しておらず、BAPEX との JV 組成が義務付けられている。BAPEX によるガス油田開発取り組みは遅延しており、2021 年までに掲げている 108 井という目標に届きそうにない。2018 年 11 月時点では 3 社の国際石油会社（ONGC、Santos-Kris、Posco-Daewoo）がオフショア油田開発に取り組んでおり、国内に 48 ブロック（26 オンショア、22 オフショア）あるうちの 4 ブロックの開発を進めている。能力の高い国際石油会社の活用を進め、開発を進めていく必要がある。

ガス輸送パイプライン

LNG 輸入によりガス輸送量が増加する見通しであることから、ガス輸送パイプラインも強化される必要がある。現行のガス輸送パイプライン開発計画は下表のとおりである。

表 2-9 ガス輸送パイプライン開発計画

Name of the project	Project period	Executing agency	Estimated cost (million BDT)	Fund source
Hatikumrul-Bheramara Gas Transmission Pipeline Project (30" x 98.10 km)	Jan/2006 to Jun/2018	GTCL	1,494.133	ADB
Bakhrabad-Siddhirganj Gas Transmission Pipeline Project (30" x 60 km)	Jul/2007 to Dec/2018	GTCL	8,497.00	WB
South-West Region Gas Distribution Network Project	Jan/2010 to Sep/2015	SGCL	6,000.00	ADB
Rehabilitation and Expansion of Existing Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) System of National Gas Grid under GTCL (Component-B of Bharamara Combined Cycle Power Plant Development Project)	Jan/2013 to Dec/2018	GTCL	2,940.04	JICA
Natural Gas Efficiency Project (Dhanua- Elega and West Bank of Bangabandhu Bridge - Nalka Gas Transmission Pipeline) (30" x 52 km and 24" x 14 km)	Jul/2014 to Jun/2019	GTCL	9,791.80	JICA
Construction of Chattogram-Feni-Bakhrabad Gas Transmission Parallel Pipeline Project	Jul/2016 to Jun/2019	GTCL	19,623.80	ADB
Gas Transmission Capacity Expansion Project (Ashuganj-Bakhrabad) (30" x 61 km)	Jan/2010 to Dec/2017	GTCL	5,134.60	GoB
Construction of Moheshkhali-Anowara Gas Transmission Pipeline Project (30" x 91 km)	Jul/2014 to Jun/2018	GTCL	10,396.70	GoB
Construction of 20" x 1000 psig x 30 km Gas Transmission Pipeline from Sreepur to Joydevpur CGS	Jul/2013 to Jun/2018	TGTDCL	2,355.30	TGTDCL
Construction of Anowara-Fouzderhat Gas Transmission Pipeline Project	Apr/2016 to Jun/2018	GTCL	7,761.10	GTCL

Source: Petrobangla Annual Report 2017

JICA が実施した調査²によると、ガス輸送の下記の問題が指摘されている。

- ・ 図面や書類が揃っていない。
- ・ 設計基準が統一されていない。
- ・ 輸入 LNG と国産天然ガスの混合のために、システムの統合や先進的な制御システムの導入が必要である。
- ・ 発電所からのガス需要を満たすために、発電所ごとの需要情報と供給側の情報を併せ持つ必要がある。

² 日本工営、千代田ユーテック（2018）バングラデシュ人民共和国 ネットワークインフラ・ガスインフラの電子化にかかる情報収集・確認調査

2.6.3 セクターごとのガス供給計画

Petrobangla は 5 年ガス供給計画（2015～2019 年）を策定しているが、より新たな 2022 年までの供給計画が年次報告書 2017 年に示されている。Petrobangla によると中長期的なガス需要予測は GSMP2017 と同一になるはずであるとのことである。短期的には、肥料、商業、家庭、農業（茶園）、交通（CNG）セクターにおけるガス需要量は一定と想定されている。特に商業、家庭、交通（CNG）セクターに対しては、これ以上の天然ガス供給は行わず、LPG で賄うようにするというのが政府の方針である。

表 2-10 セクターごとの需要予測（2017～202 年）

Figures are in BCF

Sector	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
Power	607	657	728	705	709
Captive	152	152	152	152	140
Fertilizer	98	98	98	98	98
Industry	191	253	321	366	390
Commercial	9	9	9	9	9
Domestic	133	133	134	133	133
Tea-Estate	2	2	2	2	2
CNG	41	41	41	39	34
Total	1235	1346	1487	1505	1516

Source : Production & Marketing Division, Petrobangla.

Source: Petrobangla Annual Report 2017

Petrobangla との議論によれば、いずれのセクターから優先的にガスを供給すべきかの政策は存在しないとのことであった。限りある天然ガスを効果的に供給するため、ガスへの支払い意志額や価格弾性について異なるセクター間で比較する調査が有用である可能性がある。

2.6.4 石油とLPG

石油製品への需要は急速に増加している。バングラデシュ石油公社（Bangladesh Petroleum Corporation, BPC）による石油製品販売の経年変化を下表に示す。主要製品はディーゼルである。BPC を通じた販売以外に、民間企業が直接石油製品を輸入・自家消費している。LPG については許可を得た民間企業が LPG を輸入し、卸売しており、年間 2 百万トンが民間企業を通じて輸入されていると報じられている³。

³ Energy and Power, Vol16, Issu8, 1/Oct/2018

表 2-11 過去 5 年間の石油製品の販売実績

(Unit: ton)

Product	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18
JetA-1	323,327	338,829	347,323	376,700	408,272
HOBC (High Octane Blending Component)	117,452	126,114	147,557	186,911	230,280
MS (Motor Spirit, Petrol)	178,674	166,823	137,360	232,359	284,668
SKO (Superior Kerosene Oil)	289,871	263,029	213,685	170,993	138,403
HSD (High speed Diesel)	3,242,554	3,396,061	3,606,404	4,000,044	4,835,712
LDO (Light diesel)	1,064	2,666	2,758	660	96
JBO (Jute Batching Oil)	23,538	18,729	16,859	17,133	17,910
FOHS (Furnace Oil)	1,202,505	906,771	711,889	806,440	925,150
LUBE (Lubricant)	17,823	17,869	17,445	18,752	19,812
SBPS (Special Boiling Point Solvent)	368	234	207	865	1,993
MTT (Mineral Turpentine)	7,821	7,038	2,037	6,475	10,338
LPG	17,529	17,424	16,050	16,370	16,303
BITUMEN	62,440	59,836	36,446	55,028	59,399
Total	5,484,966	5,321,423	5,256,020	5,888,730	6,948,336

Source: JICA Survey Team

BPC は輸入石油製品のコストを下げまた安定的な供給を行うために、いくつかの取り組みを実施している。そのうちの一つは、クツブディアで行われている輸送費用を下げるための係留 (morring) である。また、チッタゴン・ダッカ間の石油輸送パイプラインの FS も実施された。加えて、インドの Numaligarh からバ国の Parbatipur をつなぐ 130km のパイプライン建設も検討されているが、これは主にバ国北部の農業灌漑時における石油需要を賄うためのものである。

3章 開発援助機関からの支援

3.1 ファイナンシャルスキームの種類

3.1.1 インフラ開発のためのファイナンシャルスキームの概要

途上国でのインフラ開発プロジェクト実施に必要な資金を提供する日本からのファイナンスとして、a) ODA（政府開発援助）資金（ODA 借款（円借款）ないし無償資金協力）、b) 国際協力銀行（JBIC）と本邦市中銀行の協調融資による輸出金融、及び c) 本邦の市中銀行による通常のコーポレート・ファイナンスが挙げられる。それぞれの概要を以下に示す。なお、ここでは Petrobangla を借り手ないし実施機関として例示している。

表 3-1 各種ファイナンススキームの概要

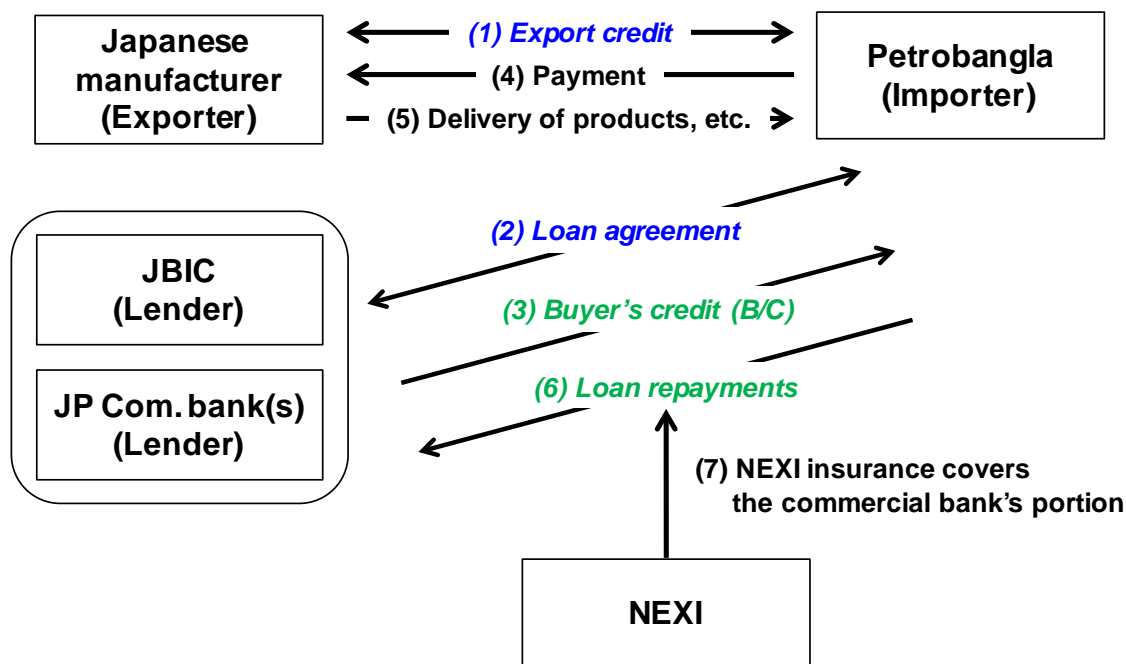
Scheme	Japanese agency etc.	Description
ODA assistance	ODA loan	JICA Concessional loan
	Grant aid	JICA No repayment obligation
Export credit (Buyer's credit, Commercial bank loans)	JBIC / NEXI, Japanese commercial bank(s)	Co-finance by JBIC and commercial banks. Commercial banks' tranche will be enhanced by NEXI's export credit insurance.
Corporate finance	Japanese commercial bank(s)	Ordinary corporate finance for high feasibility projects.

Source: JICA Survey Team



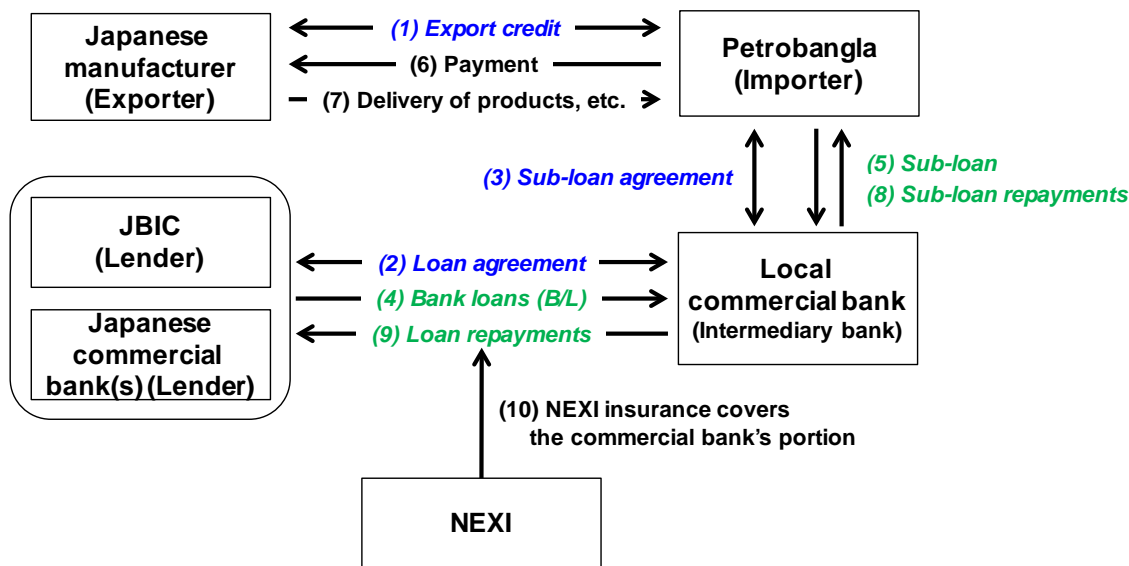
Source: JICA Survey Team

図 3-1 ODA 借款（円借款）のファイナンススキーム



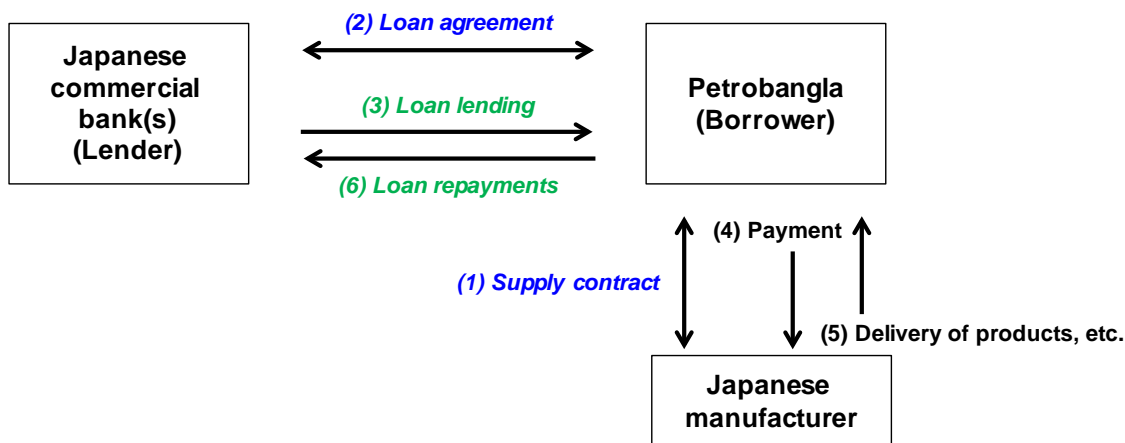
Source: JICA Survey Team

図 3-2 輸出金融（バイヤーズ・クレジット）のファイナンススキーム



Source: JICA Survey Team

図 3-3 輸出金融（バンクローン）のファイナンススキーム



Source: JICA Survey Team

図 3-4 コーポレート・ファイナンスのファイナンススキーム

3.1.2 OECDガイドライン

OECD（Organisation for Economic Co-operation and Development：経済協力開発機構）ガイドラインとは、公的支援を受ける OECD 公的輸出アレンジメント（Arrangement on Officially Supported Export Credits）のことを指し、公的輸出信用制度により融資・保険・保証を行う場合の条件について、国際取引における過度な輸出信用競争の回避を目的とすることを目的とした紳士協定である。OECD ガイドラインでは、公的輸出信用における、最低保険料水準（ミニマム・プレミアム・レート）、頭金、最長償還期間、最低貸出金利、償還方法といった条件について取り決めがなされている。

OECD ガイドラインの参加国は、オーストラリア、カナダ、EU、日本、韓国、ニュージーランド、ノルウェー、スイス、アメリカであり、参加国企業がインフラ輸出に関連して各国の公的輸出信用制度を利用した場合には、上記で整理したように公的輸出信用を受ける条件について大きな差異が生じることは考えにくい。しかし、OECD 非加盟国である中国などの新興国の場合、こうした OECD の取り決めにより制約されることなく、公的輸出信用を受ける条件を設定することが可

能であり、結果として有利な条件の下で公的輸出信用を受け、有利な条件で輸出を行うことが考えられる。OECD 非加盟国である中国の場合、OECD ガイドラインを遵守する必要がないことに加えて、OECD ガイドラインにおける取り決めは実質基準で判断されるべきものであり、形式的な条件がこれを満たしていた場合であっても、その他の制度金融資金や支援と組合せることで実質的に競争条件の公正性を害している可能性もあるが、その実態を把握することは容易ではない。実際に中国の公的輸出信用機関がどのような条件で公的輸出信用を行っているのかについては必ずしも明らかではない。

表 3-2 日中韓の輸出金融

	Japan	Korea	China
Name of Export Credit Agency	Japan Bank for International Cooperation (JBIC)	Export-Import Bank of Korea (KEXIM)	Export-Import Bank of China (EIBC)
Name of Insurance Agency	Nippon Export and Investment Insurance (NEXI)	Korea Trade Insurance Corporation (KSURE)	China Export & Credit Insurance Corporation (SINOSURE)

Source: JICA Survey Team

3.1.3 国際協力機構(JICA)による資金支援

(1) 円借款

円借款は、日本と地理的・歴史的にもつながりの強いアジア地域を中心に、100 を越える国と地域において、発電所建設をはじめとした、経済社会基盤の開発案件の資金として供与されてきた。円借款は、返済期間長期かつ非常に低い金利条件で資金を貸し付けるファイナンスである一方、有償であるため資金借入国政府の効率的な資金利用と適切な案件管理を促し、また日本にとっても財政負担が比較的小さいため、長期持続性のあるファイナンススキームである。

円借款の金利条件は、借入国の所得水準等種々の要素を考慮して決定されるが、主な指標として国民総所得(GNI)が使用され、一人当たりの GNI に応じて表 5-2 の通り分類される。2018 年 11 月現在、バングラデシュは、低所得国(一人当たり GNI1,025 米ドル以下)に分類されており、表 5-3 に示す条件が適用されることになる。

表 3-3 主要国所得階層別分類 (2017 年度)

Category	GNI per Capita (2015)	Countries
Least Developed Countries	less than US\$1,025	Afghanistan, Benin, Burkina Faso, Burundi, Central African Republic, Chad, Comoros, Democratic Republic of Congo, Eritrea, Ethiopia, Gambia, Guinea, Guinea-Bissau, Haiti, Liberia, Madagascar, Malawi, Mali, Mozambique, Myanmar, Nepal, Niger, Rwanda, Senegal, Sierra Leone, Somalia, South Sudan, Tanzania, Togo, Uganda
Low-Income countries		Angola, <u>Bangladesh</u> , Bhutan, Cambodia, Djibouti, Equatorial Guinea, Kiribati, Laos, Lesotho, Mauritania, San Tome and Principe, Solomon Islands, Sudan, Timor-Leste, Tuvalu, Vanuatu, Yemen, Zambia, Zimbabwe
Lower-Middle-Income Countries	US\$ 1,026 - US\$ 4,035	Armenia, Bolivia, Cameroon, Cape Verde, Republic of Congo, Cote d'Ivoire, Egypt, El Salvador, Ghana, Guatemala, Honduras, India, Indonesia, Kenya, Kosovo, Kyrgyz Republic, Micronesia, Moldova, Mongolia, Morocco, Nicaragua, Nigeria, Pakistan, Papua New Guinea, Philippines, Samoa, Sri Lanka, Swaziland, Syria, Tajikistan, Tunisia, Ukraine, Uzbekistan, Viet Nam
Upper-Middle-Income Countries	US\$ 4,036 - US\$ 12,475	Albania, Algeria, Argentina, Azerbaijan, Belarus, Belize, Bosnia and Herzegovina, Botswana, Brazil, Bulgaria, China, Colombia, Costa Rica, Dominica, Dominican

Category	GNI per Capita (2015)	Countries
		Republic, Ecuador, Fiji, Gabon, Georgia, Grenada, Guyana, Iran, Jamaica, Jordan, Kazakhstan, Lebanon, Libya, Macedonia, Malaysia, Maldives, Marshall Islands, Mauritius, Mexico, Montenegro, Namibia, Palau, Panama, Paraguay, Peru, Romania, Saint Lucia, Serbia, South Africa, St. Vincent and the Granadines, Suriname, Thailand, Tonga, Turkmenistan, Turkey

Source: JICA Annual Report 2017

表 3-4 低所得国の円借款融資条件

Category and GNI Per Capita (2015)	Terms	Fixed / Floating	Standard/ Option	Interest Rate(%)	Repayment Period (years)	Grace Period (Years)	Condition for Procurement
Least Developed Countries and Low Income Countries (less than US\$ 1,025)	General Terms	Floating	Longer Option	¥LIBOR +45bp	40	12	Untied
			Standard	¥LIBOR +35bp	30	10	
			Option 1	¥LIBOR +30bp	25	7	
			Option 2	¥LIBOR +25bp	20	6	
			Option 3	¥LIBOR +20bp	15	5	
		Fixed	Standard	1.00	30	10	
			Option 1	0.85	25	7	
			Option 2	0.70	20	6	
			Option 3	0.50	15	5	
			Preferential Terms	Floating	Longer Option	¥LIBOR +35bp	
	Standard	¥LIBOR +25bp			30	10	
	Option 1	¥LIBOR +20bp			25	7	
	Option 2	¥LIBOR +15bp			20	6	
	Option 3	¥LIBOR +10bp			15	5	
Fixed	Standard	0.90	30	10			
	Option 1	0.75	25	7			
	Option 2	0.60	20	6			
	Option 3	0.40	15	5			
Preferential	Fixed	Standard	0.25	30	10	Untied	

	Terms for High Specification		Option 1	0.20	25	7	
			Option 2	0.15	20	6	
			Option 3	0.10	15	5	
STEP	Fixed	Standard	0.10	40	12	Tied	

Source: JICA Annual Report 2017

ODA 借款の供与条件としては、一般条件、優先条件、ハイスペック優先条件、STEP（本邦技術活用条件＝タイド借款）の4つの供与条件がある。優先条件は、環境・気候変動分野、保健・医療分野、防災分野及び人材育成分野に適用される。ハイスペック優先条件は、高い品質のインフラを促進するプロジェクトに適用される。STEPは借入国から我が国技術を活用したいとの要請があつて、我が国の優れた技術やノウハウを使うプロジェクトに適用される。貸付金利に関しては、固定金利と変動金利があり、更に金利水準と連動した償還期間及び据置期間のオプションが用意されている。ODA 借款の最終的条件は、借入国政府の要請に基づき、日本政府がプロジェクトの内容を勘案しつつ決定する。また、2013年1月より日本政府（外務省/JICA）は、円借款の返済スキームとして、償還期間15年と20年の借款について、借入国の要請があれば円建て債務を米ドル建て債務に転換できる選択肢を賦与し、米ドルによる返済を認めることとなった。これにより、ODA 借款の活用が借入国にとり、より魅力的なものとなったと考えられる。

(2) 無償資金

JICAは返済義務のない無償資金も供与している。しかしながら、この形態の資金協力は日々の収益を生じない分野やプロジェクトに供与される傾向がある。また、日本政府にとって大きな財政負担となることから、ODA 借款に比して供与金額が非常に小さくなるのが一般的である。

(3) 海外投融資

海外投融資資金は、途上国の関連政策に沿った開発プロジェクトを行おうとする民間企業に供与される。バ国の電力・エネルギー分野では、後述するPPP事業に参画する本邦民間企業等にこのスキームを適用する可能性があるものと考えられる。

3.1.4 国際協力銀行(JBIC)による資金支援

(1) 輸出金融

輸出金融は、日本企業の機械・設備や技術等を途上国への輸出する場合に、海外の輸入者あるいは金融機関に対し必要な資金を供与する国際協力銀行(JBIC)の融資制度である。その対象は機械や船舶のみならず、多くの高度な技術を使った発電設備等をはじめとするプラント設備である。また、我が国の輸出支援を制度の原則としており、従来は本邦品が輸出契約全体の30%以上を占めることがガイドラインとなっていたが、グローバル化の進展を背景に柔軟な運用が開始され、本邦品が輸出契約全体の10%以上であり、かつ本邦品と日系現地法人等において生産された製品との合計が30%以上を確保していれば、輸出契約全体を融資対象とすることができるようになった。

融資形態としてはバイヤーズ・クレジット(B/C)、バンクローン(B/L)の2つがある。B/Lは海外の金融機関に貸し付け更にその資金が海外の輸入者に対し国内転貸の形で貸し付けられる。他方、B/Cは海外の輸入者やプロジェクトの事業主体に直接貸し付けられるものである。電力やエネルギー分野のプロジェクト・サイズは一般的に大きいことから、借入国の政府保証をJBICが

求め、こうした政府保証付きの B/C となる例が多い。JBIC の融資は市中銀行とのシンジケーションを組むのが一般的で、市中銀行の協調融資となる。

輸出金融の供与条件は、原則として OECD 公的輸出アレンジメント (Arrangement on Officially Supported Export Credits) によって決められる。主な条件は次のとおり。

- 融資可能な通貨：円と米ドル、ユーロ
- 償還期間：資本財やプラントに対する融資の償還期間は借款国により 5 年から最長 10 年であるが、原子力以外の発電プラントについては国カテゴリー分類にかかわらず最長 12 年まで可能である。
- 金利：金利については円建て融資とドル建て融資で仕組みが異なる。円建て融資の場合は、JBIC ポーションと市中銀行ポーションの金利を合成のうえ、輸入者に対しては一つの条件として提示され、CIRR(Commercial Interest Reference Rate)と呼ばれる各 ECA 共通の通貨別ガイドラインに借入国のリスク・プレミアムを加えた固定金利となる。CIRR に関しては、円金利の場合、2018 年 10 月 15 日現在で、下記条件となっている。

償還期間 5 年以下	0.91%
5 年以上 8.5 年以下	0.94%
8.5 年超	1.00%

- 円建て融資の場合は、市中銀行は自行の計算に基づき LIBOR+スプレッドで条件提示を行い、JBIC の金利は CIRR をベースにした上記固定レートで提示する。
- ドル建て融資の場合は、JBIC ポーションと市中銀行ポーションの金利が別々に提示される。JBIC ポーションは円建て同様に CIRR+JBIC リスク・プレミアムを加えた固定金利となる。一方、市中銀行ポーションは自行の計算に基づき 6 カ月 LIBOR+スプレッドの形式で提示される。なお、2018 年 10 月末時点の 6 カ月 LIBOR は 2.8%程度となっている。

(2) 投資金融

投資金融は、1) 途上国において海外投資事業を行っている日本企業（投資者）に直接貸し付ける、2) 日系現地法人（合弁企業含む）に貸し付ける、3) または日系現地法人に貸付・出資を行う外国の銀行・政府等に貸し付ける形態がある。日系現地法人に対して、プロジェクトに必要な長期資金を直接融資するのは、我が国の海外投資に対する直接的支援となる。他方、日系法人に対して出資または融資を行おうとする外国企業・金融機関や当該国政府等に対して融資を行うのは、間接的な支援となる。日系現地法人等による第三国への輸出先や進出先国内での販売が拡大しつつある現状を鑑み、また、上述の 3 割ルールのような柔軟な対応も勘案して、JBIC は 2013 年 2 月よりローカル・バイヤーズ・クレジットの供与を開始した。当該システムは、日系現地法人等による設備や技術の輸出・販売に必要な資金を当該現地法人等の取引先に対して融資するスキームであり、日系現地法人等が生産・販売する財やサービスを購入する現地買主（バイヤー）や第 3 国のバイヤーに対する融資を通じて、日本企業の海外拠点の取引を支援することを目的としたものである。

3.1.5 他のアジア諸国からのファイナンス

(1) 韓国

日本同様、韓国および中国にも政府系の輸出金融機関 (Export Credit Agency : ECA) ならびに貿易保険機構が存在する。

韓国投資金融機関は、下記に示す 2 つの機関 K-Exim と K-Sure が主要な役割を担っている。K-Exim とは韓国輸出入銀行のことで、韓国政府全額出資の公的輸出信用機関であり、1976 年に韓国企業の海外事業、対外投資促進の為に輸出信用、保証等の信用供与、市場調査等を専門的に実施

する政策機関として設立され、本邦 JBIC と同様の位置付けである。K-Sure とは韓国貿易保険機構のことで、本邦 NEXI と同様の位置付けである。

日本の場合、JBIC が ECA ファイナンスについて基本的に窓口となり、NEXI は JBIC が供与するファイナンスに対して貸付保険を付保する、という形でサポート的な立場となっており、日本の場合、貸し付けに関する協議は JBIC のみが前面に立って交渉する形となっている。

一方韓国の場合、ECA ファイナンスの際、K-Sure は K-Exim へのサポートというよりも、K-Exim は直接貸し付けが関連するポジションの担当であり、K-Sure は保証ベースでのファイナンスの担当、ということで並列する役割を担っている。この為、貸し付けに関する協議の際は、K-Exim のみならず、K-Sure も前面に出てくるケースが多い。

ファイナンス供与範囲に関しては、JBIC の場合、日本企業が非日本企業とのコンソーシアムに入っている限りにおいては、日本企業ポジションのみの融資を拘る訳では無く、日本企業のスコープ外の部分であっても、コンソーシアムとして EPC 契約を締結している範囲内であれば、OECD ガイドラインの解釈の範囲内で、JBIC カバーポジションをフレキシブルに検討してくれる。他方、韓国 K-Exim/K-Sure の場合は、韓国企業の契約スコープのみを融資対象としなければいけないとされる。例えば、コンソーシアムを A、B、韓国社という様に 3 社で構成されている場合、K-Exim/K-Sure は韓国社のスコープのみのファイナンスカバーし、A 社、B 社のスコープについてはファイナンスを提供しない。

さらに、日本の場合、ECA カバーポジションに関し、60%は JBIC の直接貸付、40%は NEXI 貸付保険の下での市中銀行による貸付、という形となり、必ず JBIC なり NEXI なりの保険・保証の下でのローン手配となるが、韓国の場合、K-Sure 所掌ポジションについて、95%相当しか保証されない、ということで、K-Sure 所掌ポジションの 5%相当は裸リスク下でローンを手配しなければいけないこととなる。

(2) 中国ファイナンス

中国輸出入銀行（The Export-Import Bank of China : EIBC）は、中国企業の海外事業のための資金調達を支援する機関である。中国政府が外国に対する借款を供与する機能を唯一持っているが、EIBC はそうした借款の利息や元本を受け取る唯一の受入窓口となっている。1993 年 12 月の「金融体制改革に関する国务院の決定」に基づいて、EIBC は 1994 年設立された。同 1994 年には、商業金融と政策金融とを分離する観点から政策金融機関の設立が必要であるとされ、EIBC の他、国家開発銀行、中国農業発展銀行も設立されている。

中国ファイナンスの特徴として、EIBC の持つ外貨準備高を利用した EIBC の国際決済機能によって、融資先国の通貨建てでの融資が可能である。また、融資先国の政府保証も求めないなど、大胆な条件下でのファイナンス組成が行われているとの未確認情報もある。

3.1.6 米国政策変更のファイナンス・インパクト(米国気候行動計画)

2013 年 6 月 25 日、オバマ大統領は「気候行動計画（Climate Action Plan）」を発表、同計画の中で、新設電源は 2013 年 9 月までに、既設電源は 2014 年 6 月までに、米国内の火力発電所の CO2 排出基準を作成するよう、米国環境保護局（EPA）に指示した。

これを受けて、EPA は、同年 9 月、新設設備の CO2 の排出制限を発表。CO2 排出上限値を 0.499CO₂/kg/kWh で適用することを提案した。この値は、CCS 技術の利用を前提としており、事業者にとって非常に厳しい水準である。

特に米国の発電事業者が懸念しているのは、既設電源の CO2 排出基準である。米国は発電電力量の 40%弱を石炭火力発電所が担っており、これら発電所の大半は老朽化が進んでいることから、排出規制が行われれば、その多くが廃止に追い込まれることとなるからである。

また、この「気候行動計画」では、「他の選択肢が無く、最も貧しい国向けの支援であって、最高効率の石炭火力を導入する場合、もしくは、CCS を採用する場合を除いて、海外の石炭火力新設に対する公的資金支援を終了する。」ことが求められた。更に、他国や国際開発金融機（MDBs）

に対しても、早急に類似の措置を取るよう求められている。

3.1.7 OECDにおける議論

前章で述べたような米国からの求めに応じ、2013年11月にOECDの輸出信用部会(ECG)は、石炭火力案件に対する公的輸出信用を制限する方向での議論を始めた。2015年11月18日、参加国間で石炭火力発電所に対する公的支援に関する新ルールが合意された。新ルールは以下の要素を勘案している。

- a) プラントの規模：500MW以上(大)、300MW以上500MW未満(中)、300MW未満(小)
- b) 使用技術：超超臨界(Ultra-Super Critical)、超臨界(Super-Critical)、亜臨界(Sub-Critical)
- c) プラント建設予定国の開発レベル

この結果、CO₂排出量が750g/kWh以下の超超臨界石炭火力発電所は、建設予定国の開発レベルの如何に拘わらず制約を受けない、CO₂排出量が750g/kWh以上850g/kWh以下の超臨界石炭火力発電所は、世界銀行のIDA融資対象国かつ500MW未満のプラント規模の場合のみ信用供与可能、亜臨界石炭火力発電所は、世界銀行のIDA融資対象国かつ300MW未満プラント規模の場合のみ信用供与可能、但し、電化率が90%以下の国や島嶼国は一部例外が認められる、とのルールとなった。

なお、ECGは規制を強化する方向で引き続き議論を進めることとしており、更に厳しいルールになることが予想される。また、こうしたECGの規制強化とパリ宣言を始めとする気候変動に係わる国際的議論の進展を踏まえ、今後石炭火力発電所に対する融資は行わないと発表する民間銀行が出てきている点、留意を要する。

3.2 国際開発金融機関からの支援

3.2.1 アジア開発銀行(ADB)

(1) ガスセクター

ADBは1973年よりバ国のガス供給インフラ整備を支援してきた。ダッカでのADB担当者との議論によると、今後もガスセクターを支援していくつもりであり、ガス輸送システムの強化やガス火力発電所の整備が検討されているという。ADBは東西をつなぐ海中ガス輸送ネットワークについては検討していないが、もし今後LNG基地がパイラなど西部に建設された場合には有益であろうとの考えである。

(2) 電力セクター

ADBは石炭火力へのファイナンスは行っておらず、バ国も例外ではない。しかし、JICAのような他の国際開発援助機関が支援することについて明確に反対するものではなく、石炭火力で発電量が増えることを踏まえて、送電網整備等の周辺インフラ開発を支援する可能性を排除しているわけではない。ADBはまた、国際連系線の重要性を認識しつつも、具体的な案件があるわけではないとのことであった。規模の小さな複数の国に囲まれインドが圧倒的な力を持つ南アジアで地域レベルでの電力取引を調整することは困難であり、ADBのイニシティブにより東南アジアで実行したGreater Mekong Subregion (GMS)の地域協力が良い参考例となるとの考えであった。また、ADBは電力需要側の取り組み重要性にも言及した。

ADBのプロジェクト(実施中および計画段階)を下表に示す。

表 3-5 ADB のバ国エネルギー・電力セクターのプロジェクト

Project title	Theme	Period		Status	Amount	Project summary
		From	To			
Regional: South Asia Subregional Economic Cooperation Regional Energy Cooperation	Power trading	2018/9/10	2021/8/31	On-going	Total Project Cost (TA): USD 2 million, Of which: ADB: USD 500,000.00 Cofinancing : USD 1,500,000.00	The regional knowledge and support technical assistance (TA) will prepare development master plans and enhance capacity development for the energy sector's regional cooperation and integration (RCI) under the South Asia Subregional Economic Cooperation (SASEC) program. It will cover Bangladesh, Bhutan, India, Maldives, Myanmar, Nepal, and Sri Lanka.
Bangladesh: Southwest Transmission Grid Expansion Project	Transmission	2018/7/31	2023/12/31	On-going	Total Project Cost (Loan): USD 525 million Of which, ADB: USD 350 million Total Project Cost (Grant): USD 8 million Of which: ADB: 0 Cofinancing : USD 8 million	The project will improve the operational performance of the power sector and contribute to the Government of Bangladesh's target to achieve electricity for all by 2021 through (i) constructing (a) a 400/132-kilovolt (kV) substation at Gopalganj; (b) a 230 kV transmission line in the southern zone, from Barisal to Faridpur; and (c) a 400 kV transmission line in the western zone, from Bogra to Rohanpur; and (ii) implementing a capacity development program in the electric utility industry to promote socially and gender inclusive growth.
Bangladesh: Southwest Transmission Grid Expansion Project	Transmission	2017/7/14	2019/12/31	On-going	Total Project Cost: USD 1,250,000.00 Of which: ADB: USD 1,250,000.00	The Government of Bangladesh has requested a transaction technical assistance (TRTA) from the Asian Development Bank (ADB) to prepare an investment project for developing and expanding the transmission network in southern and western zones of the country. This TRTA is required to prepare all documents for the core subprojects. To satisfy ADB's due diligence requirements, the depth and coverage of technical, financial, and economic analyses will be verified, reviewed, updated, strengthened, and presented in the prescribed format.
Bangladesh: Power System Efficiency Improvement (Off-grid Solar Photovoltaic Pumping Systems Component) - Additional Financing	Renewable energy	2018/7/5	2021/6/30	pipeline	Total Project Cost (Grant): USD 30 million Of which: ADB: 0 Cofinancing : USD 25 million	The impact and outcome of the overall project, with additional cofinancing, will remain the same as in the ongoing project, and the outputs from Part B(iv) will be enhanced. The respective outputs will be expanded through additional financing by (i) about 2,000 SPV water pumping systems installed with an estimated total 18.3 MW-peak of solar capacity; and (ii) development of a gender-related action plan for an awareness campaign and capacity development for SPV water pumping systems.

Project title	Theme	Period		Status	Amount	Project summary
		From	To			
Bangladesh: Rupsha 800-Megawatt Combined Cycle Power Plant Project	Generati on	2018/6/26	2022/12/31	On- going	Total Project Cost (Loan): USD 1,139 million Of which: ADB: USD 500 million Cofinancing : USD 300 million Total Project Cost (Grant): USD 2 million Of which: ADB: 0 Cofinancing : USD 2 million	The project targets improving energy security in Bangladesh. It will increase availability of efficient and cleaner energy by developing a state-of-the-art power plant with 800-megawatt (MW) generation capacity using cleaner and highly efficient power generation technology. The project also envisages the construction of associated natural gas supply and power transmission infrastructure facilities, as well as strengthening of the institutional capacity and overall business process of the project's executing agency, North-West Power Generation Company Limited (NWPGL), to efficiently plan and operate power plants.
Bangladesh: Cornerstone Investment in a Leading Power Developer	Generati on	2018/3/28	-	pipeline	-	ADB will subscribe to Summit Power International Limited's common equity shares as a cornerstone investor for its initial public offering.
Regional: Sharing Development Knowledge Solutions in Asia and the Pacific	-	2017/9/26	2020/11/30	On- going	Total Project Cost: USD 1,305,000.0 0 Of which: ADB: 555,000.00 Cofinancing : 750,000.00	DMCs access to knowledge solutions from ADB, other ADB members and knowledge partners improved.
Bangladesh: SASEC Third Bangladesh India Electrical Grid Interconnection Project	-	-	-	pipeline	Total Project Cost: USD 140 million	The proposed project is a part of Bangladesh's Power System Master Plan 2016. Analytical studies, including the SAARC's Regional Energy Trade Study 2010 proposed power transmission connectivity between India and Bangladesh. A regional SAARC grid will result in increased operational efficiency, tapping of new power resources and improved system reliability. It will also provide a platform to reduce the prevailing energy gap that hinders regional economic and social development.
Bangladesh: SASEC Second Bangladesh- India Electrical Grid Interconnection Project	Transmi ssion	2015/9/29	2018/12/31	On- going	Total Project Cost: USD 183 million Of which: ADB: USD 120 million	The Asian Development Bank is working with Bangladesh and India to increase the ability of the two countries to trade electricity. The project is allowing Bangladesh to better meet sharply rising power demand while assisting India in exporting excess electricity. This includes upgrading the power transmission capacity of the existing grid interconnection between the two countries from 500 megawatts to 1,000 megawatts.

Project title	Theme	Period		Status	Amount	Project summary
		From	To			
Bangladesh: SASEC Bangladesh- India Electrical Grid Interconnection Project	Power trading	2017/12/12	2018/12/31	On- going	Total Project Cost: USD 225,000.00 Of which: ADB: USD 225,000.00	Support on cross border trading of power between India and Bangladesh for existing and planned interconnections
Bangladesh: Bangladesh Power System Enhancement and Efficiency Improvement Project	Transmi ssion and distributi on	2017/3/29	2020/12/31	On- going	Total Project Cost (Loan): USD 1,057 million Of which: ADB: USD 616 million Total Project Cost (Grant): USD 2 million Of which: ADB: 0 Cofinancing : USD 2 million	The Asian Development Bank is helping Bangladesh upgrade electricity transmission and distribution systems to strengthen coverage and reliability of services, amidst fast rising power demand. The project will build a 174 km transmission line linking Dhaka to the southwest of the country and introduce new control systems and other improvements to distribution networks in Dhaka and rural areas.
Regional: Improving Institutional Capacity on Preparing Energy Efficiency Investments	Renewa ble energy	2016/12/6	2019/11/30	On- going	USD 2 million Of which: ADB: 0 Cofinancing : USD 2 million	ADB has significant experience in supporting supply-side energy projects to address supply shortage, but it needs to build on this experience to strengthen synergies between supply-side and demand-side interventions. The proposed technical assistance (TA) aims to assist five developing member countries (DMCs) in South Asia (Bangladesh, Bhutan, the Maldives, Nepal, and Sri Lanka) in enhancing their capacity for energy efficiency development and increasing energy efficiency investments in a cost- effective manner to meet the energy demand in each country.

Project title	Theme	Period		Status	Amount	Project summary
		From	To			
Regional: Promoting and Scaling Up Solar Photovoltaic Power through Knowledge Management and Pilot Testing in Bangladesh and Nepal	Renewable energy	2016/12/5	2019/9/30	On-going	Total Project Cost: USD 1,814,000. Of which: ADB: USD 200,000.00 Cofinancing : USD 1,614,000.00	TA will promote development of solar power technologies in both off-grid and grid-connected areas of Bangladesh and Nepal by means of institutional and stakeholder capacity building, pilot-testing solar-pumping to increase agricultural production, developing women-led livelihood activities, as well as showcasing and sharing knowledge of good practices, solutions and lessons learned. Specifically, the TA will have following scope: Bangladesh component: The TA will be implemented in parallel to, and provide support and capacity development for beneficiaries of, the ongoing Loan 2769 BAN: Power System Efficiency Improvement Project, component Part B (iv) Solar Photovoltaic Pumping for Agricultural Irrigation. The subproject is composed by 1,500 off-grid SPV pumping systems for agriculture and aquaculture with a total capacity of 6.0 MWp to replace existing diesel-run irrigation, with a budget allocation of \$20 million.
Bangladesh: Natural Gas Infrastructure and Efficiency Improvement Project	Natural Gas	2016/11/18	2022/6/30	On-going	Total Project Cost: USD 453 million Of which: ADB: USD 167 million Cofinancing : USD 60 million	The project aims to (i) improve efficiency in natural gas production by installing seven wellhead gas compressors at location A of Titas gas field, and (ii) expand natural gas transmission pipeline capacity by constructing an approximately 181-kilometer, 36-inch parallel gas transmission pipeline from Chittagong through Feni to Bakhrabad.
Bangladesh: Khulna 800 MW LNG Based Power Plant Project	Generation	2016/9/1	2018/8/30	On-going	Total Project Cost: USD 425,000.00 Of which: ADB: USD 425,000.00	In March 2016, the Government of Bangladesh requested the Asian Development Bank (ADB) for a loan to fund the Khulna 800 MW LNG Based Power Plant Project. Subsequently, in July 2016, the government requested ADB to provide a small-scale project preparatory technical assistance (TA) in an amount not exceeding \$225,000 to help preparing the project. The TA will support the due diligence and preparatory work for the ensuing project. TA is not included in country operations business plan, 2016-2018 for Bangladesh. A fact-finding mission was not fielded as sufficient information had been gathered during previous consultation missions to proceed with TA processing.
Bangladesh: Study on Energy Security	Energy security	2014/12/17	2018/12/31	On-going	Total Project Cost: USD 1.2 million Of which: ADB: USD 1 million	The proposed capacity development technical assistance (TA) will conduct a study on the security of energy supplies in Bangladesh. The study is extended by conducting feasibility studies on high priority power generation projects identified based on the recommendations.

Project title	Theme	Period		Status	Amount	Project summary
		From	To			
Regional: Measuring the Development Effectiveness of Private Sector Operations	-	2014/12/15	-	On-going	USD 1.20 million Approved	The TA will better capture and communicate (i) the direct effects of private sector operations (ii) the indirect effects and (iii) ensure consistency in reporting with other IFIs. The results captured will need to be reliable and of direct relevance to sponsors so that they continue using the systems developed. The TA is designed to address these aspects.
Regional: Action on Climate Change in South Asia	-	2013/12/13	2018/12/12	On-going	Total Project Cost: USD 3 million Of which: ADB: USD 3 million	The TA aims to further enhance the capacity of South Asia DMCs in managing the impacts of climate change by effectively transitioning to a low-carbon and climate-resilient development path. This will be achieved through the following TA outputs: 1) strengthening screening of investment projects against climate risks, and 2) strengthening the DMCs' capacity to develop and implement climate change strategies and action plans.
Regional: Improving Procurement in South Asia	-	2013/12/12	2019/12/31	On-going	Total Project Cost: USD 5 million Of which: ADB: USD 5 million	Experience from ADB-financed projects across DMCs shows that procurement takes a considerable amount of time and is often a source of delay in project implementation. Common causes of procurement delays are weak implementation capacity, especially in procurement and project management, unfamiliarity with ADB procurement processes and procedures, weak governance system and insufficient monitoring and progress reporting in procurement.
Bangladesh: Power System Expansion and Efficiency Improvement Investment Program - Tranche 3	Generati on, transmissi on and distributi on	2015/12/8	2021/6/30	On-going	Total Project Cost: USD 530 million Of which: ADB: USD 205 million Cofinancing : USD 220 million	The Asian Development Bank is working with Bangladesh to boost the country's power supply. The project is working to reform and strengthen the power sector, using both public and private sector financing, to build and improve power plants, and expand power distribution lines. Tranche 3 will cover investments in generation system expansion and efficiency improvement, transmission system enhancement, and demand side energy efficiency improvement.
Bangladesh: Power System Expansion and Efficiency Improvement Investment Program - Tranche 2	Transmi ssion and distributi on	2013/12/9	2019/6/30	On-going	Total Project Cost: USD 530 million Of which: ADB: USD 310 million Cofinancing : USD 220 million	ADB is helping Bangladesh boost power supply by enhancing its transmission and distribution network. The second tranche of the program will enable increased energy transfer from Ghorasal to Tongi and improve transmission capacity to meet growing power demand in the capital Dhaka, Chittagong, and Sylhet areas. It will also expand the capacity of the north and south Dhaka distribution network.

Project title	Theme	Period		Status	Amount	Project summary
		From	To			
Bangladesh: Power System Expansion and Efficiency Improvement Investment Program - Tranche 1	Generati on and transmis sion	2012/12/12	2018/12/31	On- going	Total Project Cost (Loan): USD 393 million Of which: ADB: USD 185 million Cofinancing : USD 176 million Total Project Cost (Grant): USD 7 million Of which: ADB: 0 Cofinancing : USD 7 million	ADB is helping Bangladesh boost its power supply to reduce the outages and shortages that are crippling the economy. The first tranche of the program will add 235 megawatts to the system by converting four single cycle, gas-fired power plants into more efficient combined cycle plants at Khulna, Baghabari, Sylhet, and Shahjibazar. It will also build transmission lines and substations.
Bangladesh: Power System Expansion and Efficiency Improvement Investment Program (Facility Concept)	Generati on, transmis sion and distributi on	2012/11/28	-	On- going	Total Project Cost (Loan): USD 1,402 million Of which: ADB: USD 700 million Cofinancing : USD 480 million Total Project Cost (Grant): USD 7 million Of which: ADB: 0 Cofinancing : USD 7 million	The proposed investment program includes three tranches encompassing generation expansion and associated transmission and distribution improvements. Tranche 1 mainly focuses on generation expansion. Tranche 2 focuses on transmission and distribution improvement together with a pilot solar irrigation component. Tranche 3 also invests on generation expansion. Generation expansion in the MFF will be undertaken through supply side energy efficiency improvement so that about 50% power can be generated without burning additional gas. Given the acute gas shortages in Bangladesh, conversion of single cycle gas fired power plants to combined cycle plants the technology adopted in the investment program is the best way to expand the generation capacity. The sequencing of the tranches is well aligned with the sector needs and the government program.
Bangladesh: Natural Gas Access Improvement Project (formerly Clean Fuel Development Project)	Natural Gas	2010/3/26	2018/12/30	On- going	Total Project Cost (Loan): USD 542 million Of which: ADB: USD 266 million	The objective of the Project is to increase access to, and reliability of, natural gas supply in Bangladesh through capacity expansion and efficiency improvements in natural gas production, transmission and distribution systems.

Project title	Theme	Period		Status	Amount	Project summary
		From	To			
Bangladesh: Bibiyana II Gas Power Project	Generation	2014/12/5	-	On-going	(Loan) USD 73 million committed	The Project involves design, engineering, construction and operation of a 341MW combined cycle gas-fired power plant. The Project will alleviate a severe power shortage adversely impacting the country's economic growth and poverty reduction efforts by adding 341 MW of greenfield power capacity generating cleaner, efficient, reliable and affordable electricity. The Project will also stimulate the economy by purchasing local goods and services and creating jobs for qualified locals in the Project area and in the country.
Regional: Smart Grid Capacity Development	Renewable energy	2011/12/7	2018/6/30	On-going	Total Project Cost: USD 1.4 million Of which: ADB: 0 Cofinancing : USD 1.4 million	In facing the challenges of energy security and climate change, some developing member countries (DMCs) have taken the lead in promoting renewable energy. At the same time, expectations are raised for smart grid technology out of concern that unstable output of renewable energy will adversely affect the power systems which the power from renewable energy will be fed into. In this context, during the second meeting of the Asia Solar Energy Forum in Tokyo, Japan, in December 2010, several South Asia DMCs asked the Asian Development Bank (ADB) to provide capacity development technical assistance (TA) for developing the smart grid.
Bangladesh: Power System Efficiency Improvement Project	Renewable energy	2011/8/11	2021/6/30	On-going	Total Project Cost: USD 581 million Of which: ADB: USD 300 million Cofinancing : USD 200 million	The draft power sector master plan update 2010 identifies the need to add 11 CCPPs each with 450 MW capacity in 2010-2016. The proposed Ashuganj 450 MW plant (part A) can be considered one of these CCPPs. Further, the government has identified the proposed plant as a priority project in its expansion plan. The economic cost of electricity supply from the Ashuganj CCPP is similar to or lower than those of a coal-fired power plant (based on the costs taken from the master plan), confirming that the proposed plant is among the least-cost options for generating new capacity. CCPP design will use the latest commercially available technology to harness the maximum benefit of energy efficiency.
Bangladesh: Dhaka Power Systems Upgrade	Transmission and distribution	1999/12/21	-	pipeline	-	The objectives of the Project are (i) corporatization of part of the generation assets of BPDB; (ii) completion of the 230kV ring around Dhaka city and strengthening of the 132kV network; (iii) upgrading of distribution in the Dhaka area; and (iv) assist in project preparation for a training and development institute for the sector. The Project comprises the following: Part A - 230-132kV Transmission System around Dhaka; Part B - Upgrading of the Distribution System in Dhaka; and Part C - Project Preparation for a Training and Development Institute.

Project title	Theme	Period		Status	Amount	Project summary
		From	To			
Bangladesh: Capacity Development for Renewable Energy Investment Programming and Implementation	Renewable energy	-	-	pipeline	-	The proposed knowledge and support technical assistance (TA) will support preparing a renewable energy (RE) investment plan for Bangladesh and improve capacity of the government and other stakeholders in large-scale renewable energy project programming and implementation. The outcome of the TA will inform ADB's interventions in energy sector of the country. This proposed TA is listed in the country operations business plan for Bangladesh, (2018-2020).
Bangladesh: Reliance Bangladesh Liquefied Natural Gas and Power Project	Generation	-	-	pipeline	USD 330 million Guarantee Approved	The proposed Project will include a natural gas fired power plant (CCPP) and a liquefied natural gas (LNG) terminal. The LNG terminal, located near Kutubdia Island, consists of a mooring point, jetty and pipeline infrastructure to connect an off-shore FSRU to the mainland. The 718 MW CCPP, utilizing regasified LNG (RLNG) as fuel, is proposed to be located on land allotted by Bangladesh Power Development Board (BPDB), in Meghnaghat, Narayanganj District.

Source: JICA Survey Team

3.2.2 世界銀行 (WB)

世界銀行のバングラデシュ国分析結果によると、エネルギーセクターは5つの優先取り組み分野のうちの1つとして位置づけられている。エネルギーセクターの優先取り組み事項としては、電力・ガス供給、電力源の多様化、非常用ディーゼル発電の撤去、エネルギーへの補助金の撤廃（および財務的な負担の解消）とされている。

発電に関しては、国際開発協会 (IDA)、国際金融公社 (IFC) および多数国間投資保証機関 (MIGA) が新たなガス油田開発を支援すると共に、既存のガス田開発の効率改善を支援している。また IDA は既に 300 世帯以上に普及している SHS を通じたオフグリッド地域の電化に取り組んでいる。IDA と IFC は ADB と協調し再生可能エネルギー拡大への取り組みも行っている。

送配電に関しては、世界銀行グループは農村の送配電の損失軽減や容量増加に取り組んでいる。具体的には、PGCB の財務・運営効率性の向上支援や、バングラデシュ・ブータン・インド・ネパール間の地域電力プールの創設を目指した国際連系線へのファイナンスを行っている。IFC はまたバングラデシュがネパールの民間企業による水力発電開発事業から電力を購入できるよう、支援を行っている。

ガスセクターではバ国に限られたガスを効率的に使用することを支援すると共に、新たなガス田開発の支援を行っている。IFC は LNG ガス化インフラ建設を支援し、国産天然ガスを補う形で LNG が輸入されることを支援している。

表 3-6 世界銀行のバ国エネルギー・電力セクターのプロジェクト

Project title	Theme	Period		Status	Amount	Project summary
		From	To			
Additional Financing II for Rural Electrification and Renewable Energy Development II	Rural electrification Renewable energy	2018/4/10	N/A	On-going	Total Project Cost: USD 179 million Commitment Amount: USD 55 million	The objective is to increase access to clean energy through renewable energy in rural areas. The additional financing will finance following components: (i) access to electricity; (ii) household energy component; and (iii) sector technical assistance.
Enhancement and Strengthening of Power Transmission Network in Eastern Region	Transmission	2018/3/29	2022/12/31	On-going	Total Project Cost: USD 718 million Commitment Amount: USD 451 million	The objective is to increase the transmission capacity and reliability of the electricity network in the eastern region and strengthen the institutional capacity of the Power Grid Company of Bangladesh Limited (PGCB). The project comprises of two components. The first component is enhancement and strengthening of power network; and the second component is institutional development and implementation support.
Power System Reliability and Efficiency Improvement Project	Transmission	2017/4/26	2021/12/31	On-going	Total Project Cost: USD 77 million Commitment Amount: USD 59 million	The objective is to improve the reliability and efficiency of the power system in Bangladesh through optimization of dispatch operation. The project comprises of three components. The first component is technical assistance; the second component is operational enhancements; and the third component is removal of transmission bottlenecks and improvement of voltage quality.
Bangladesh Ghorashal Unit 4 Repowering Project	Generation	2015/12/21	2022/3/31	On-going	Total Project Cost: USD 263 million Commitment Amount: USD 217 million	The objective is to increase generation capacity and efficiency of the targeted power plant. The first component is re-powering of the target unit and will finance all the required plant equipment and auxiliaries, design and installations services for the full repowering of unit four. The second component is the technical assistance for institutional strengthening support.
Siddhirganj Power Project Additional Financing	Generation	2015/11/13	N/A	On-going	Total Project Cost: USD 205 million Commitment Amount: USD 177 million	The objective is to increase supply of electricity to Bangladesh grid network. The additional financing (AF) will fill the financing gap associated with the design, procurement, construction, and commissioning of a 335 megawatt (MW) combined cycle power plant at Siddhirganj.
GPOBA Scale-up for Bangladesh RERED II	Renewable energy	2015/2/13	2018/6/30	On-going	Total Project Cost: USD 15 million Commitment Amount: USD 0 million	This project supports SHS installations and other renewable energy options (mini-grids, solar irrigation pumps and others) for scaling up access to electricity.

Project title	Theme	Period		Status	Amount	Project summary
		From	To			
RERED II Additional Financing	Renewable energy	2014/6/19	N/A	On-going	Total Project Cost: USD 152 million Commitment Amount: USD 78 million	The objectives are to increase access to clean energy in rural areas through renewable energy and to promote more efficient energy consumption. This project paper seeks the approval of the Executive Directors to provide an additional credit to the Bangladesh Rural Electrification and Renewable Energy Development II (RERED II) Project. The additional financing is required to scale up the access to electricity component supporting installation of solar home systems (SHS) in rural areas of Bangladesh.
Rural Electrification and Renewable Energy Development II (RERED II) Project	Renewable energy	2012/9/20	2021/12/31	On-going	Total Project Cost: USD 386 million Commitment Amount: USD 155 million	The objectives are to increase access to clean energy in rural areas through renewable energy and promote more efficient energy consumption. This restructuring will revise the targeted number of beneficiaries to 1,600 from the original target of 5,000 connections from mini-grids and solar irrigation pumps to reflect the increased capital buy-down grant requirements for each connection under GPOBA RERED mini grid project; and extend the grant closing date by six months to December 31, 2014 for mini grid project to complete the activities supported under the project and to fully utilize the grant fund.
Bangladesh: Rural Electricity Transmission and Distribution Project	Transmission and distribution	2014/2/27	2020/6/30	On-going	Total Project Cost: USD 837 million Commitment Amount: USD 600 million	The objectives are to reduce system losses and enhance capacity in the rural distribution network of primarily the eastern part of the country. The project is implemented through the following components: 1) rural grid augmentation and rehabilitation; 2) transmission enhancement; and 3) institutional strengthening.
Bangladesh Scaling-up Renewable Energy Project	Renewable energy	N/A	N/A	pipeline	Total Project Cost: USD 414 million Commitment Amount: USD 156 million	The Project is aimed at supporting the development of grid-connected renewable energy, particularly solar PV and wind, and waste-to-energy through a combination of investment financing and technical assistance by matching availability of public lands with the interest and expertise of the private sector in installation, operation and maintenance of utility scale renewable energy. It will also address the barriers by providing access to capital, de-risking investments, and conducting resource assessments.

Source: JICA Survey Team

3.2.3 イスラム開発銀行 (IDB)

イスラム開発銀行は2018年9月にバ国ダッカに新たな地域のハブを創設した。このハブを通じて地域の持続可能な社会・経済発展を支援していくことが目的である。バングラデシュは同銀行の最大の便益享受者であり、このハブを通じて更に多くのプロジェクトを実施する予定である。エネルギー・電力セクターで実施中あるいは計画中のプロジェクトは下表のとおりであるが、発電所の新規開発やリノベーションや送電網の強化等が含まれている。

表 3-7 イスラム開発銀行のバ国エネルギー・電力セクターのプロジェクト

Project title	Theme	Period		Stat us	Amount	Project summary
		From	To			
Summit Barisal Power Plant (SBPL)	Genera tion	2016/6/19	-	pipel ine	-	Summit Barisal Power Plant (SBPL) Sector: Energy (Leasing)
Bhola 220 MW Dual Fuel Combined Cycle Power Plant Project	Genera tion	2018/5/7	-	pipel ine	-	The project involves the construction and operation of a 225 MW dual fuel Combined Cycle power plant at Bhola, an island situated 250 km south of Dhaka in Bangladesh. The project will provide strong development impact in terms of enhancing the power generation capacity in Bangladesh; Energy being a major pillar of government's seventh Five-Year Plan 2016-2021. The project is in line with Pillar 1 in the MCPS 2013-2016 and with IDB Vision/Mission of 1440H, which emphasize "Improving Infrastructure Development"
Power Grid Expansion Project	Trans missio n and distrib ution	2015/4/23	-	pipel ine	-	The project will support the country's economic development by expanding the power grid infrastructure to facilitate the efficient and reliable transmission and distribution of the electricity that will be generated by new 1,250 MW power plants, envisioned to be operational by 2019. The project includes the construction of new 400kV, 230kV and 132kV transmission lines and substations as well as strengthening of the distribution network in Dhaka (eighth largest city in the world with a population of more than 15 million people). Upon completion, the project will enable 770,000 new electricity connections.
400 MW Ashuganj East Power Plant Efficiency Improvement	Genera tion and transm ission	2017/10/5	-	pipel ine	-	The project aims at satisfying the increasing demand of electricity through improving the efficiency of the generation system by replacing old and inefficient power plant units at Ashuganj power plant complex by a modern and efficient 400 MW CCPP. In addition, the project will also include expansion of the high voltage 132 kV transmission infrastructure in the country and installation of 700,000 new pre-paid meters.
Crude Oil and Refined Petroleum Products	Oil	2017/8/1	-	pipel ine	-	Crude Oil and Refined Petroleum Products Sector: Energy (Trade (Murabaha))

Source: JICA Survey Team

3.2.4 アジアインフラ投資銀行 (AIIB)

バ国は 2016 年に AIIB から支援を受けた最初の国の一つである。エネルギー・電力セクターでは 3 つのプロジェクトが実施中である他、新規に 1 案件が予定されている。電力セクターでは発電 (IPP 事業) や送配電の強化が含まれている。ガスセクターではガス管整備プロジェクトが実施されている。

表 3-8 アジアインフラ投資銀行のバ国エネルギー・電力セクターのプロジェクト

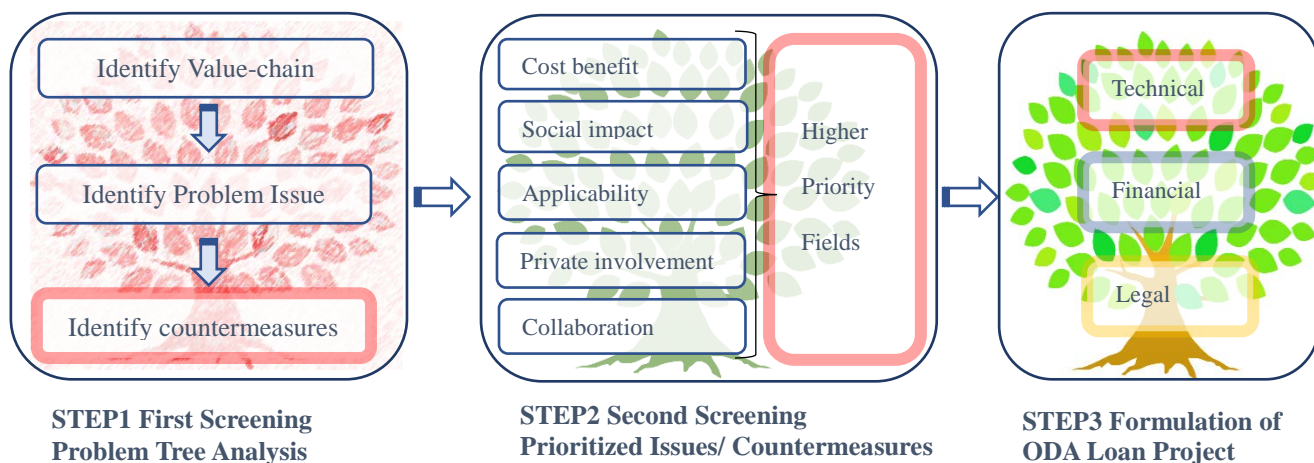
Project title	Theme	Period		Status	Amount	Project summary
		From	To			
Bangladesh: Bangladesh Bhola IPP	Generati on	2018/2/9	-	On- going	USD 60 million	The objective of the project is to increase power generation capacity in Bangladesh to help meet its power demands as it faces acute power shortages. Upon completion, the project will increase power generation by around 1,300 gigawatt hours annually.
Bangladesh: Natural Gas Infrastructure and Efficiency Improvement Project	Natural Gas	2017/3/22	-	On- going	Total Project Cost: USD 453 million > ADB: USD 167 million	The Project includes two components. Under component one, seven wellhead compressors (five operating and two stand-by) will be installed in Titas Gas Field. It is to help improve gas production efficiency to maximize recovery from Titas Gas Field. Under component two, a 181 km, 36-inch gas transmission pipeline will be constructed. The proposed pipeline will constitute a trunk transmission pipeline between Chittagong and Bakhrabad to transport regasified LNG to central and west gas markets.
Bangladesh: Distribution System Upgrade and Expansion Project	Distribut ion	2016/6/24	2019/6/1	On- going	USD 165 million	The Project will enhance power distribution capacity and increase the number of rural and urban electricity consumers in Bangladesh, and is comprised of two components: (1) provision of about 2.5 million service connections to rural consumers; (2) upgrading two grid substations and conversion of 85 km overhead distribution lines into underground cables in north Dhaka. The Bangladesh Rural Electrification Board (BREB) and Dhaka Electric Supply Company Limited (DESCO) are the project implementation agencies.
Bangladesh: Power System Upgrade and Expansion Project	Transmi ssion	2019/4/1	2022/12/31	pipeline	USD 120 million	The objective is to upgrade and expand the power transmission system in the Chittagong region to ensure adequate and reliable power supply in the southeastern region of Bangladesh. Upon completion, the capacity of the transmission network in the Chittagong region will be enhanced, load shedding will be reduced, and new consumers will be connected to the grid. This will further create some cascading benefits to the 132 kilovolts (kV) and 33 kV secondary networks with respect to the quality of power supply in the region, such as improved voltage stability and reduced voltage fluctuation.

Source: JICA Survey Team

4章 課題の抽出および ODA プロジェクトの選定

本章では、2章のエネルギー・電力セクターの現状分析の結果を踏まえ、バ国のエネルギー・電力セクターにおいて優先的に取り組むべき課題を下記の手法により抽出する。

第1ステップとして、バリューチェーンに沿ってエネルギー・電力セクターの課題をプロブレムツリー分析により抽出する。第2ステップとして5つの指標（費用対効果、社会的インパクト、日本の経験の適用可能性、民間セクターの参入可能性、他のドナー機関との協調可能性）により優先度の高い取り組みを特定する。最終ステップとして、技術・資金・法的な観点から ODA の枠組みにおいて最も優先度の高い取り組みを提案する。



Source: JICA Survey Team

図 4-1 選定プロセス

4.1 ステップ1：プロブレムツリー分析

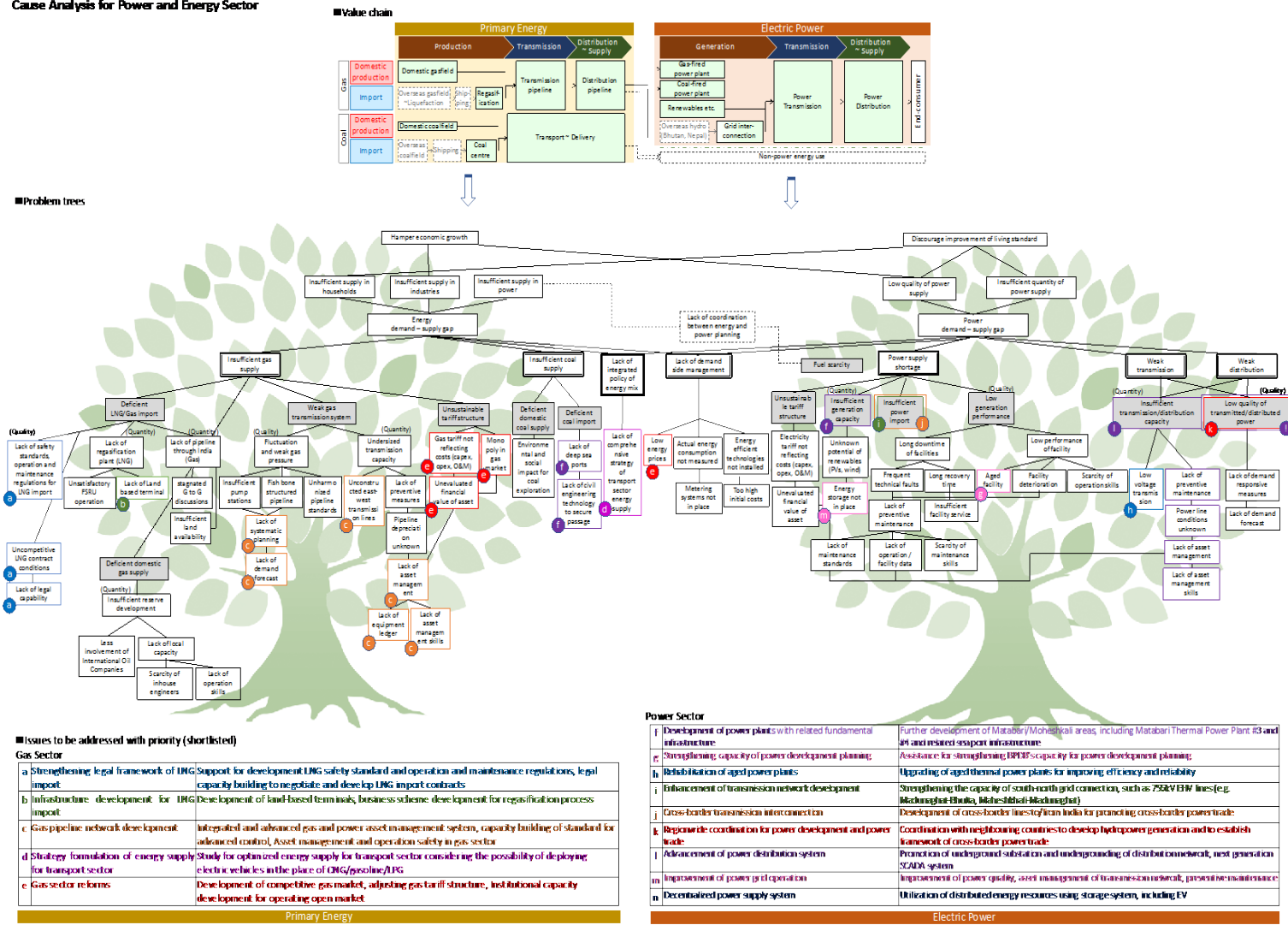
バ国の関係者との協議を通じて、バ国のエネルギー・電力セクターが直面している課題について特定した。課題を重複や漏れなく包括的に捉えるため、因果関係を整理するプロブレムツリー分析手法を採用した。

エネルギー・電力セクターのサプライチェーンは、供給側の上流から需要側の下流まで複雑である。一次エネルギーのサプライチェーンと電力のサプライチェーンは類似した構造となっており、また一次エネルギーの一部が電力の供給源として使われる点で接点がある。本分析ではサプライチェーンの縦方向の因果関係のつながりだけでなく、左から右への水平方向でのつながりを意識したものである。

一次エネルギーの分析は天然ガスと石炭のみに特化しているが、これはバ国のエネルギー供給の状況を考慮した上でのことである。

この分析の結果、14の「コアな」課題が優先課題としてショートリストされた。このうち5つが一次エネルギー、9つが電力のセクターにおける課題である。

Cause Analysis for Power and Energy Sector



Source: JICA Survey Team

図 4-2 エネルギー・電力セクターにおける優先課題特定のためのプロブレムツリー分析

4.1.1 エネルギーセクターのプロブレムツリー分析

一次エネルギー供給において、5つの「コアな」課題が特定された。

第一は、法的観点からの LNG 輸入である。現時点では LNG 輸入に関する安全基準あるいは設備の運用・メンテナンス規則は存在していない。更に、輸出相手との LNG 契約においては、契約交渉を通じて買い手を守る条項を入れておく必要がある。現状では数名の国際的な法律アドバイザーが契約書の確認にあたっているとのことであるが、より包括的かつ詳細な検討が必要である。

第二は、設備の観点からの LNG 輸入である。バ国は FSRU の成功とはいえ経験から、今後更に FSRU を建設することは止め、地上式 LNG に注力する予定であるが、建設には時間を要するためプロセスを加速させなくてはならない。民間セクターの参入が重要であり、そのために公的セクターは共通インフラを整備するとともにガス輸送システムを改善したりする必要がある。

第三は、ガス輸送システムである。現状のガスパイプラインおよびその運営システムは、今後 LNG 輸入によりガス輸送量が増加した場合対応できないと考えられる。輸送システムに係る基本的な文書や図面が揃っておらず、パイプラインの正確な位置や状態を把握することが困難な状況である。またガスフロー図のような重要な文書も整備されていない。安全性についても問題があるが、これはガス輸送パイプラインの設計仕様が統一されていないためである。ガス輸送の計画、設計、維持、運用していくための能力育成も必要と考えられる。

第四は、輸送部門のエネルギー供給である。PSMP2016 でも議論されたように、バ国の輸送部門におけるエネルギー需要は今後急激に伸びると予想される一方、どのようなエネルギー源を充当するかについては政策的に決定していない。コスト削減余地もよるが、分散型電力供給システムにも資する電気自動車の導入可能性は、検討に値すると考えられる。

第五は、ガス料金体系である。プロブレムツリー分析から明らかなように、硬直的な現行のガス料金体系は複数の問題の原因となっている。より競争的な市場が導入されることが望ましいが、そのためには必要な市場規制などに対する支援も必要となる。

4.1.2 電力セクターのプロブレムツリー分析

電力セクターでは発電から送配電までで9つの「コアな」課題が抽出された。

発電部門では5つの問題が議論された。第一は、石炭およびガス火力発電所の開発と、これに付随して必要となる、港のような基礎的なインフラの開発である。特にマタバリ、モヘシュカリ地域の開発については、更なる JICA からの支援を期待する声が多く聞かれた。第二は、現在バ国政府自身が始めた PSMP の更新への技術的な支援である。バ国政府内で、定期的に PSMP を更新していけるようにするための知見をつけることが望ましいと考えられる。第三にやや緊急の課題として、ダッカ近郊の老朽化した発電所の改修が挙げられる。これは電力の量を増やすことのみならず電力の質の改善にも貢献するものである。第四に、電力の需給ギャップが埋まらない状況が続くと考えれば、近隣諸国からの電力輸入が必須の取り組みとなる。国際連系線の構築や、多国間の議論を推進するための国際的な調整機関の設立を支援することが考えられる。第五に、分散型電力システムの導入が挙げられる。一例として、電気自動車と蓄電池の組み合わせによる電力供給が考えられる。

送配電部門では量・質の両側面から4つの取り組み課題が特定された。量の観点からは、需要中心地であるダッカと供給地との間の地理的な距離を埋める高圧送電の開発・建設が挙げられる。発電設備が南部を中心に所在しており、南北を結ぶ送電システムの構築も必須である。また近隣諸国からの電力輸入を考えると、送電線の国内北端との接続も重要となる。一方で質の観点からは、SCADA のような基本的な運用システムの導入により、近年ネットワークの改善が既に図られてきた。一方で、配電網の自動制御やネットワークのアセットマネジメントの改善を行うことにより、更に電力供給の安定性や信頼性を向上されることができると考えられる。

4.1.3 課題と対応策の優先順位付け

上述のプロブレムツリー分析により特定された 14 の優先課題を下表に示す。

表 4-1 エネルギー・電力セクターの優先課題（ショートリスト）

Primary Energy Supply		
1	Strengthening Legal Framework of LNG Import	Support for development LNG safety standard and operation and maintenance regulations, Legal capacity building to negotiate and develop LNG import contracts
2	Facility development for LNG import	Development of land-based terminals, Business scheme development for regasification process
3	Gas pipeline network development	Integrated and advanced gas and power asset management system, Capacity building, Development of standard for advanced control, Asset management and operation safety in gas sector
4	Strategy formulation of energy supply for transport sector	Study for optimized energy supply for transport sector considering the possibility of deploying electric vehicles in the place of CNG/gasoline/LPG
5	Gas sector reforms	Development of competitive gas market, adjusting gas tariff structure, Institutional capacity development for operating open market
Power Supply		
6	Development of power plants with related fundamental infrastructure	Further development of Matabari/Moheshkali areas, including Matabari Thermal Power Plant #3 and #4 and related sea port infrastructure
7	Strengthening capacity of power development planning	Assistance for strengthening BPDB's capacity for power development planning, grid code, tariff reforms
8	Rehabilitation of aged power plants	Upgrading of aged thermal power plants for improving efficiency and reliability
9	Enhancement of transmission network development	Strengthening the capacity of south-north grid connection, such as 756kV EHV lines (e.g. Madunaghat-Bhulta, Maheshkhali-Madunaghat)
10	Cross-border transmission interconnection	Development of cross-border lines to/from India, for promoting cross-border power trade
11	Regionwide coordination for power development and power trade	Coordination with neighbouring countries to develop hydropower generation and to establish framework of cross-border power trade
12	Advancement of power distribution system	Promotion of underground substation and undergrounding of distribution network, next generation SCADA system
13	Improvement of power grid operation	Improvement of power quality, asset management of transmission network, preventive maintenance
14	Decentralized power supply system	Utilization of distributed energy resources using storage system, including electric vehicles

Source: JICA Survey Team

4.2 ステップ2：優先課題・対策の第二スクリーニング

4.2.1 評価手法

下記の5つの観点から優先対策の特定を実施した。

- ・ **費用対効果**：プロジェクト単体でみると投資効果（FIRR）が高くないために民間セクターの投資参入は期待できないものの、国民経済的に広く便益を考えると費用対効果が高いために公的資金により開発を進めるべきインフラ投資を特定する指標である。例えば、電力の質の改善は個別の配電会社にとって投資利益は低いものの、高品質の電力が供給されるようになればハイテク産業の育成につながり、国の経済成長を後押しするという便益が生まれる。
- ・ **社会的インパクト**：対策の実施がもたらしうるインパクトの大きさを評価する指標である。プロブレムツリー分析により1つの問題が他に複数の問題の原因となっている場合があり、このような根源的な問題の解消が広くセクターの問題解決に資する場合がある。
- ・ **日本の経験の適用可能性**：取り組みを実施するうえで活用できるような日本の経験や技術があるかを評価する指標である。
- ・ **民間セクターの参入可能性**：公的ファイナンスが呼び水となり民間資金による投資が促進されるのかを測る指標である。例えば公的ファイナンスにより、外部要因に起因する投資リターンボラティリティが抑制されれば、民間セクターにとって参入障壁が下がることとなる。
- ・ **他ドナーとの協調可能性**：他のドナーを巻き込んでいく可能性があるかを測る指標である。

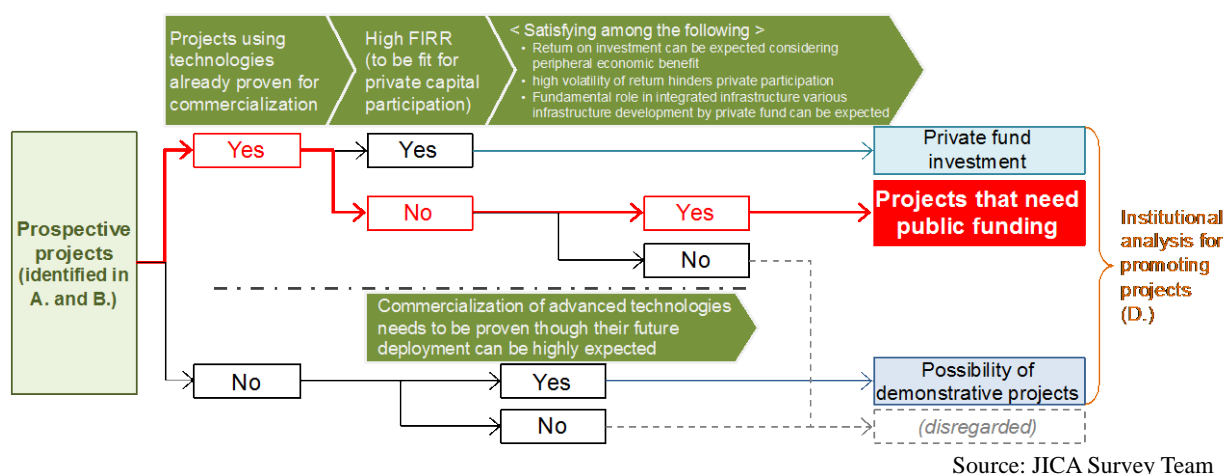


図 4-3 公的ファイナンスの役割

4.2.2 プロジェクト選定結果

4.1.3 章でエネルギー・電力セクターで取り組み優先課題として選定された14の項目のうち、日本のODAによる支援が高い効果を発揮すると考えられるプロジェクトを選定するため、更なる評価を実施した。

14の課題に対する大まかな解決策に基づき、下記の指標で評価を行った。評価に際しては「○」は高得点、次に「△」「×」と続く。

- 費用対効果
- 社会的インパクト
- 日本の経験の適用可能性
- 民間セクター参入可能性
- 他ドナーとの協調可能性

表 4-2 プロジェクト評価結果

No.	Project	Criteria				
		(a)	(b)	(c)	(d)	(e)
Energy sector						
1.	Strengthening legal framework of LNG import	○	○	○	○	△
2.	Facility development for LNG import	△	○	△	○	○
3.	Gas pipeline network development	○	○	△	×	△
4.	Strategy formulation of energy supply for transport sector	×	△	△	△	×
5.	Gas sector reforms	○	○	○	○	○
Power sector						
6.	Development of power plants with related fundamental infrastructure	△	○	○	○	△
7.	Strengthening capacity of power development planning	○	○	○	△	○
8.	Rehabilitation of aged power plants	○	○	○	△	△
9.	Enhancement of transmission network development	○	△	△	×	△
10.	Cross-border transmission interconnection	○	○	△	×	○
11.	Regionwide coordination for power development and power trade	○	×	○	×	△
12.	Advancement of power distribution system	△	○	○	×	△
13.	Improvement of power grid operation	△	○	○	×	△
14.	Decentralized power supply system	×	△	△	○	×

Source: JICA Survey Team

結果として、下記の6つのプロジェクトが高得点を得た。

1. LNG 輸入のための法的枠組み強化
2. LNG 輸入のための設備開発
5. ガスセクター改革
6. 発電所および関連する基礎的インフラの開発（電源および送配電網の高度化を含む）
7. 発電計画能力の強化
8. 老朽化した発電所の改修

これらの6つのプロジェクトはソフトとハードに分けることができるが、このうち1、5、7はエネルギー・電力セクターの組織能力強化支援を目的とするものである。バ国政府がセクターリフォームを行うためのインセンティブとして、プログラムローンを活用出来る可能性がある。

残る2、6、7の3つのプロジェクトは、インフラの導入や改修に関係するものである。従来はエネルギーセクターでは Petrobangla、電力セクターでは BPDB がインフラ開発のキープレーヤーであり、これらの公社が必要であれば海外からの金融支援を受けてきた。バ国の経済レベルが一定の開発レベルに達し、民間の投資家がバ国のエネルギー・電力セクターへの参入により強い関心を示している状況を鑑みると、従来型の ODA に特化するのではなく、民間セクターの参入を促すような公的資金の支援を検討するほうがよいと考えられる。エクイティ・バック・ファイナンス (Equity Back Finance, EBF) やバイアビリティ・ギャップ・ファンディング (Viability Gap Funding, VGF) のような新たな ODA 融資の形がオプションの一つとなりうる。

これらのスキームの詳細は 4.3 章にて説明される。これらのファイナンススキームの適用可能性を鑑みて、選定された6つのプロジェクトの詳細を 4.4 章にて述べる。

4.2.3 プロジェクト候補の概要

上述の6つのプロジェクトの他、残る8つのプロジェクトも更なる ODA 支援の候補として検討に値するため、これらの概要を以下に述べる。

■ ガスパイプラインネットワーク開発（プロジェクト No.3）

表 4-3 ガスパイプラインネットワーク開発の概要

Project name	Technical Cooperation (T/C) on Gas and Power Network Infrastructure Management System (NIMS)
Project type	Technical assistance
Finance scheme	Grant
Goal	Enhanced reliability of energy infrastructure through the introduction of advanced operation system with network infrastructure management system (NIMS) to support economic growth of Bangladesh.
Project summary	<ul style="list-style-type: none"> ・ Building Gas/Power NIMS system for pilot area (Ex. Dhaka area) ・ Preparation of standard contract/design/ specification for gas facility in Bangladesh ・ Preparation of NIMS management organization ・ Formulation of national LNG/Gas supply plan and human resource development

Source: JICA Survey Team

<現状と課題>

バ国のエネルギーセクターが直面している課題に以下がある。

(1) システム統合性と設計基準の欠如

ガス輸送システムの統一性は過去に検討されたことがなく、バ国の全組織に共通して適用される設計思想や基準が存在していない。基準や設計思想はプロジェクトごとにその思想が異なっている。情報集約管理システムがなく、設備台帳が整備されていない。また、設備を物理的に検査するシステムがなく、インフラ設備を統合的に評価する仕組みがない。設備や文書の管理を含めた、先進的なインフラ管理システムが導入される必要がある。

(2) 運用モード

運用モードが既存の「ガス配分システム」から「需要ベースとする供給システム」へと変わる必要がある。ガス供給側の運用者は事前にガス需要を把握し、実際の需要に間に合うようにガスを送らなければならない。ガス田や LNG 基地と最終消費者を結ぶ統合的なシステムの設計が必要である。既存の魚の骨型のシステムは、ループシステムへと変わっていかなければならない。

(3) 将来的な LNG 輸入に向けたパイプライン容量不足

輸入 LNG からの大量のガスも加わると、既存のパイプラインシステムだけでは不足する。LNG 輸入計画とあわせて LNG パイプラインの補強・拡張も検討されなければならない。

(4) LNG 輸入規制の欠如

LNG は複数の供給源から輸入される見通しであり、供給源によって LNG の性質が異なる可能性がある。これらのガスは更にガス輸送システムの中で国産天然ガスと混合される。送電と異ってガス輸送には時間を要する。ガスの輸送時間にタイムラグが生じるため、ガスの混合比率が途中で変わる可能性がある。供給ガスの性状は、ピーク需要とベースロード需要など様々な需要タイプの応えるためのバリエーションである。LNG はベースロード需要用途に、国産ガスはミドルおよびピーク需要用途に用いられる可能性がある。これらの課題に対応するために、中央管理制御システムが導入される必要がある。最低限、次のようなシステムの導入が必須である。

- ・ 各供給事業者へのガス輸送の Capacity Right
- ・ 仕様や価格の違いを合理化する Quality Bank
- ・ ガスセクター専門家によって製作されたシステム設計

(5) ガス・電力インフラ統合計画の欠如

既存のパイプライン開発計画は、ガス火力発電所や産業の開発計画を考慮していない。インフラ開発計画はガス、電力、産業セクターにおける将来的な需要予測や供給予測を踏まえて整備さ

れるべきである。セクターを超えたインフラ設計システムが導入されるべきである。

(6) データ・文書の集中管理システムの欠如

データ・文書の集中管理システムが欠如しており、重要な図面、仕様、その他の技術文書が散逸している。

(7) 企業資源計画（ERP）導入準備に係る問題

ERP 導入により上述の課題解決が図られるが、ERP は各組織の要望に応じて個別に設計・開発される必要があり、システムの精緻化が必須である。ERP 整備には長時間を要する可能性があり、技術協力事業の枠組みの中で実行することが考えられる。

(8) ドナー間のインフラ計画の調整不足

特に共通の仕様や設計基準を共有するといったドナー間の調整は、インフラ開発を行うのに不可欠である。バ国のガス輸送パイプラインの仕様のうち最も適切で効率のよいものを選び、将来的に国際ドナーの資金を充当するかバ国政府自身の資金を充当するかを問わず、当該基準を全てのプロジェクトに一様に適用する必要がある。

<達成目標>

ネットワークインフラ管理システム（NIMS）の導入を通じ、エネルギーインフラの信頼性を向上させることで、国の経済発展に寄与する。NIMS と共にガス・電力を統合する資産管理システムを導入する。標準的な契約、設計、仕様を整備し、人材育成を行う。

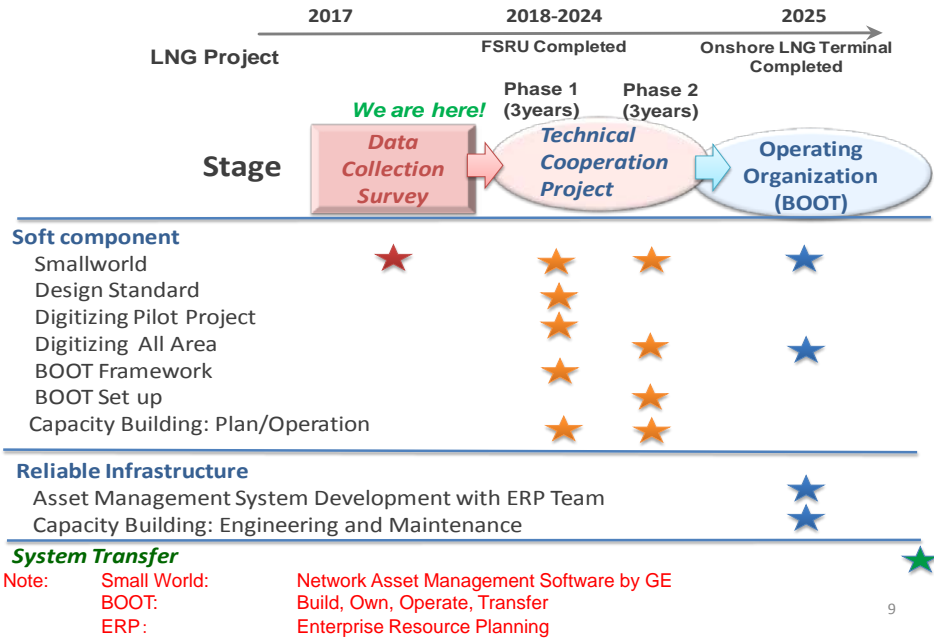
<実施項目>

- 1) ダッカ域内などパイロット地域において、ガス・電力 NIMS システムを導入する
- 2) バ国のガス設備の標準的な契約、設計、仕様を整備する
- 3) NIMS を運用する組織を設立する
- 4) 国家 LNG・ガス供給計画および人材育成計画を作成する。

表 4-4 実施項目

Output	Activity
1)Building Gas/Power NIMS system for pilot area	1-1: Data collection of geographical and asset data for gas and power facilities 1-2 : Prepare modeling and input NIMS about gas and power distribution of pilot areas 1-3: Prepare alignment drawing of existing unknown pipes with pipe locator 1-4: Incorporate information from SCADA in NIMS 1-5: Prepare gas-power integrated NIMS model
2)Preparation of standard contract/design/specification for gas facility in Bangladesh	2-1: Collect and assemble process flow drawings 2-2: Prepare standard contract/design/specification 2-3: Prepare safety and cathodic protection plan 2-4: Collect accident data, and prepare emergency plan and preventive maintenance plan 2-5: Prepare Guidelines of the above
3)Preparation of NIMS management organization	3-1 : Proposal for NIMS management BOOT institutional structure 3-2 : Financial and budgeting study for NIMS management organization
4)Formulation of national LNG/Gas supply plan	4-1: Review LNG supply plan 4-2: Gas flow simulation and Pipeline development plan 4-3: LNG standard contract, system for Capacity Right and Quality Bank

Sources: JICA Data collection survey on computerization of gas and power network infrastructure in Bangladesh, Jan. 2018



Source: JICA Data collection survey on computerization of gas and power network infrastructure, Jan. 2018

図 4-4 高度なシステムの持続可能な管理に向けたロードマップ

■ 輸送セクターのエネルギー供給戦略策定 (No.4)

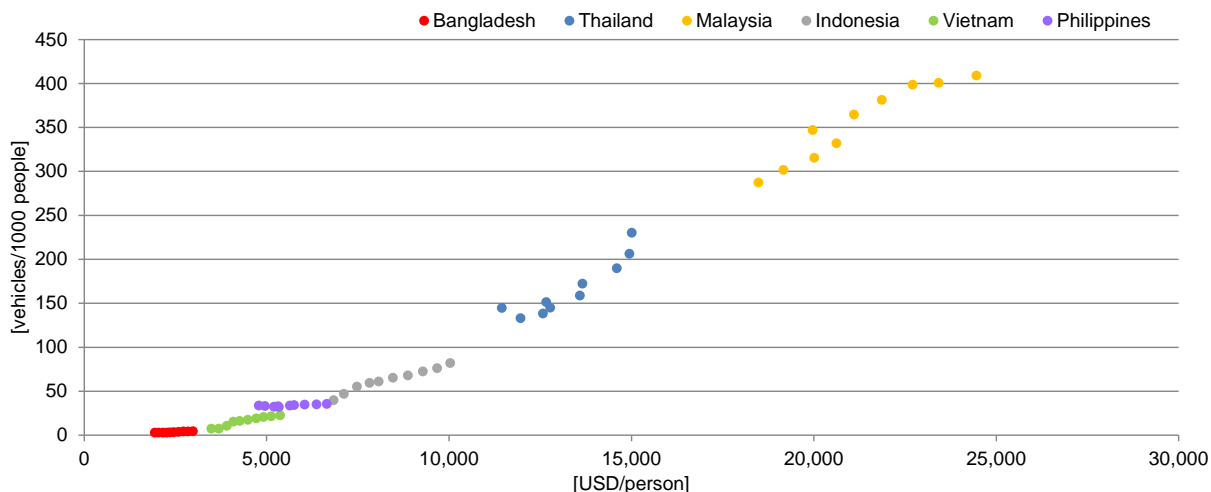
表 4-5 輸送セクターのエネルギー供給戦略策定の概要

Project name	Study on developing long-term strategy of transport sector energy supply
Project type	Technical assistance
Finance scheme	Grant
Goal	Formulation of long-term strategy of transport sector energy supply considering the deployment of electric vehicles (EVs)
Project summary	<ul style="list-style-type: none"> Updating the energy demand projection for the transport sector reflecting the progress of public transport development projects etc. Discussion with stakeholders in Bangladesh on the long-term plan of utilizing CNG and LPG as energy source for vehicles. Analysis on the prospects of EV deployment, referring to the practices in other countries. Formulating a set of policy recommendation in the roadmap;

Source: JICA Survey Team

<現状と課題>

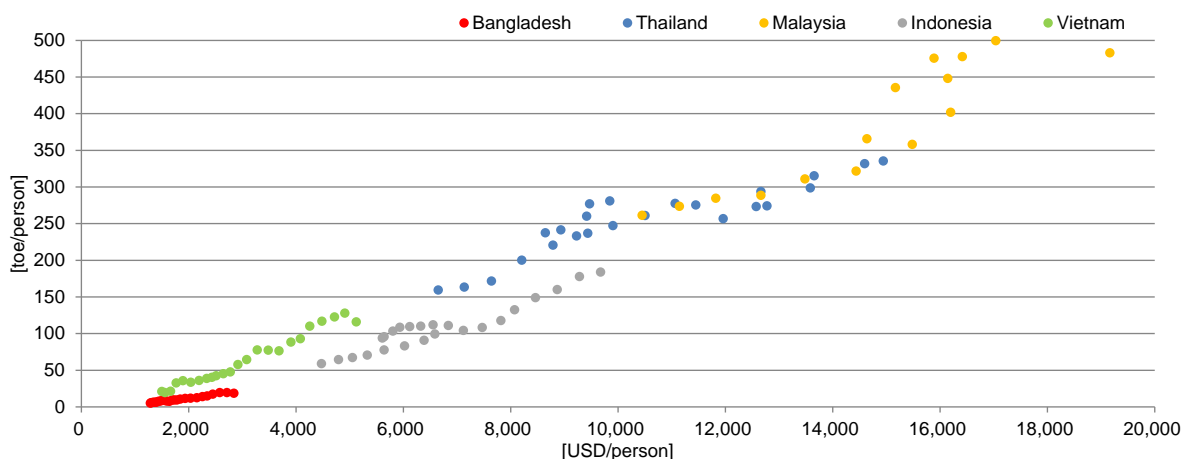
PSMP2016 で分析されたとおり、東南アジア諸国の歴史的推移によると、一人当たりの車の保有台数で表される一国のモータリゼーションの率は、一人当たり GDP (PPP ベース) で表される経済発展段階と強い相関関係があることが分かっている。注目すべき特徴は、モータリゼーションの率は S 字型の曲線を描くという点であり、一人当たり GDP が 5,000USD を超えると急速に上昇し、20,000USD を超えると緩やかになる。



Source: PSMP2016 Final Report (analysis based on World Bank database and OICA statistics)

図 4-5 一人当たり GDP (PPP ベース) とモータリゼーション率の歴史的推移

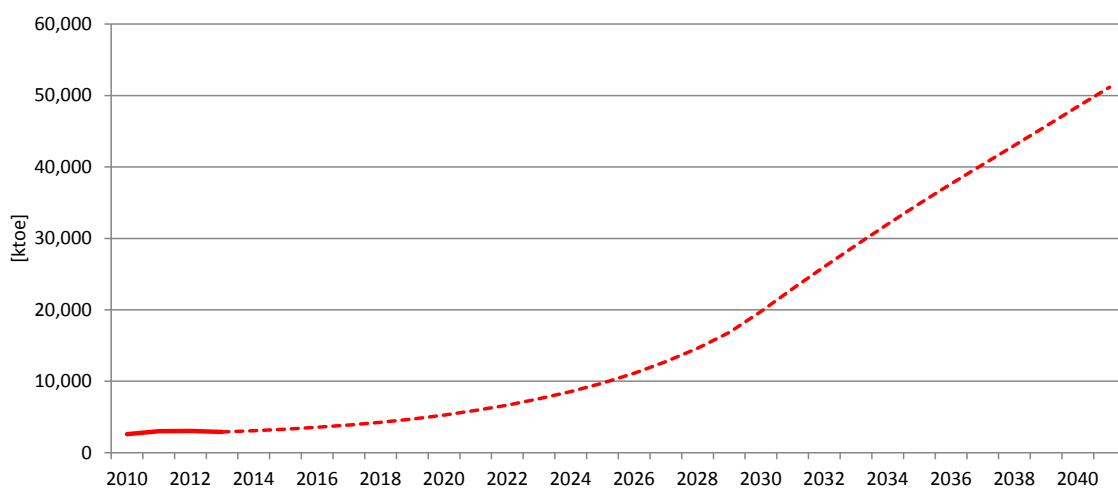
モータリゼーション率を反映して、輸送部門における一人当たりのエネルギー消費量は、やや緩やかながら一人当たり GDP と似たような相関関係を示す。



Source: PSMP2016 Final Report (based on World Bank database and IEA energy balances)

図 4-6 バ国および ASEAN 諸国における GDP と輸送部門エネルギー消費量

これらの傾向を踏まえ、PSMP2016 ではバ国では 2020 年代中頃から車の所有台数が急激に増加し。これに伴い輸送部門のエネルギー消費量も急増すると予測した。この傾向は、輸送部門における省エネの推進を加味したとしても、2020 年中ごろから顕著になる。



Source: PSMP2016

図 4-7 PSMP2016 における輸送部門のエネルギー消費量予測

2020 年代初期からバ国政府は、国産天然ガスを有効活用するためにガソリン車から CNG 車への転換を促進してきた。しかし近年ではバ国政府は政策方針を変え、LNG の活用を推奨するようになったが、これも必ずしも長期的な方針ではないと考えられる。このような状況を踏まえて、PSMP2016 では暫定的に天然ガスと LPG を含む石油製品が、半々となるような割合で導入されるというシナリオを想定した。

燃料の選択は、多大な初期投資が生じる燃料供給ステーションの整備に大きな影響を与えることから、バ国にとって輸送部門のエネルギー需要をどのようにまかなうのかというシナリオを策定することが極めて重要である。同時に、エネルギー需要の増加を抑えるために公共交通手段の整備も重要である。

輸送部門の将来に大きな影響を与えるのは、今後電気自動車がどれだけコストを下げることにより普及が進むかという点である。インドは 2030 年までに新車販売の 3 割を電気自動車とするという野心的な目標を掲げており、これはバ国のような近隣諸国にも何らかの影響を及ぼすものと考えられる。電気自動車のエネルギー供給という観点からの利点は、一次エネルギー源が何であ

ってもよいという柔軟性がある点である。これは、バ国のようにいかなるエネルギー源であっても、今後は輸入に頼らざるを得ない国にとっては大きなメリットである。一方、電気自動車には欠点も残されており、例えば高い生産コストや、1回の充電あたりの走行距離の短さ等が挙げられる。これらの欠点が将来解決されるのかどうか注視する必要がある。

<達成目標>

MPEMR 傘下の EMRD を支援し、電力局（特に電気自動車の普及について）や輸送関係の機関など関係省庁と協議しながら輸送部門の長期的なエネルギー供給戦略を策定する。

<実施項目>

- ・ PSMP2016 の予測手法に基づき、輸送部門のエネルギー需要見通しを更新する。
 - 電車のような公共交通機関の整備も全体のエネルギー需要量に影響を与えることから考慮する。
- ・ CNG や LPG を輸送用燃料として使用することに関する長期的な計画を、関係者が一同に会して、あるいは個別に協議を行う。
 - 関係者としては、EMRD や Petrobangla のようなエネルギー関係機関だけではなく、電力や道路交通、国土開発関係の省庁も含むこととする。
- ・ 他国の電気自動車普及施策のレビュー
- ・ バ国の電気自動車普及見通し分析
- ・ ロードマップの中での政策提言

■ 送電網開発強化 (No.9)

表 4-6 送電網開発強化の概要

Project name	Power transmission expansion projects
Project type	Technical assistance and loan execution
Finance scheme	Grant / Loan
Goal	Expansion of power transmission network in Bangladesh to meet the increasing power demand and power development planning
Project summary	<ul style="list-style-type: none"> ・ Review and analysis of the existing power transmission plans; ・ Recommendation for additional projects for future expansion of the grid system that need assistance from international development agencies; ・ Feasibility study on the selected projects; ・ Engineering services and execution of loan projects;

Source: JICA Survey Team

<現状と課題>

2.4.1 章で既に述べたとおり、バ国の送電システムは急増する電力需要に応えるために拡大・増強・更新される必要がある。また、発電所の多くが立地している南部と、ダッカ及びその近郊で電力需要が旺盛な北部とをつなぐ送電網の容量増加が必要である。

既にダッカ・チッタゴン送電線事業が ODA (円) 借款で実施されているように、国際ドナーの支援が開始されている。今後更に送電網拡充に係る支援がなされる見通しである。

<達成目標>

急増する電力需要および電源開発計画と整合がとれた形で、バ国の送電網を拡充する。

<実施項目>

- ・ 既存の送電計画のレビューおよび分析
 - 電力需要予測と電源開発計画（地理的立地、発電容量、燃料種別）を考慮した上で、既存の送電網の問題点や弱点の特定
 - 実施中のプロジェクトとの関連性や予期される問題点（もしあれば）のレビュー
 - 将来の送電網拡充のために追加的に必要となるプロジェクトの特定
 - 特定されたプロジェクトの FS
 - 詳細設計、入札準備、施工管理
 - 借款事業の実施

■ 国際連系送電線 (No.10)

表 4-7 国際連系送電線の概要

Project name	Cross-border transmission interconnection projects between Bangladesh and India
Project type	Technical assistance and loan execution
Finance scheme	Grant / Loan
Goal	Establishing cross-border transmission interconnection for promoting power import from neighbouring countries
Project summary	<ul style="list-style-type: none"> Review of the existing plan of cross-border interconnection; Evaluation of feasibility of each project, taking also into consideration the feasibility of cross-border power trade to use the planned grid interconnection; Engineering services and execution of loan projects;

Source: JICA Survey Team

<現状と課題>

2.4.1 章で述べたとおり、電力輸入、特にインド、ブータン、ネパールからの水力由来の電力輸入を考慮すると、バ国の国境を越えて近隣諸国へと送電網を拡大する必要がある。PGCB は、北部で 765kV の送電網を整備予定であるが、これはバ国の東端および西端でインドの送電網と結ばれる予定である。バ国ならびにインドの技術合同チームが 2016 年 7 月に結成された。

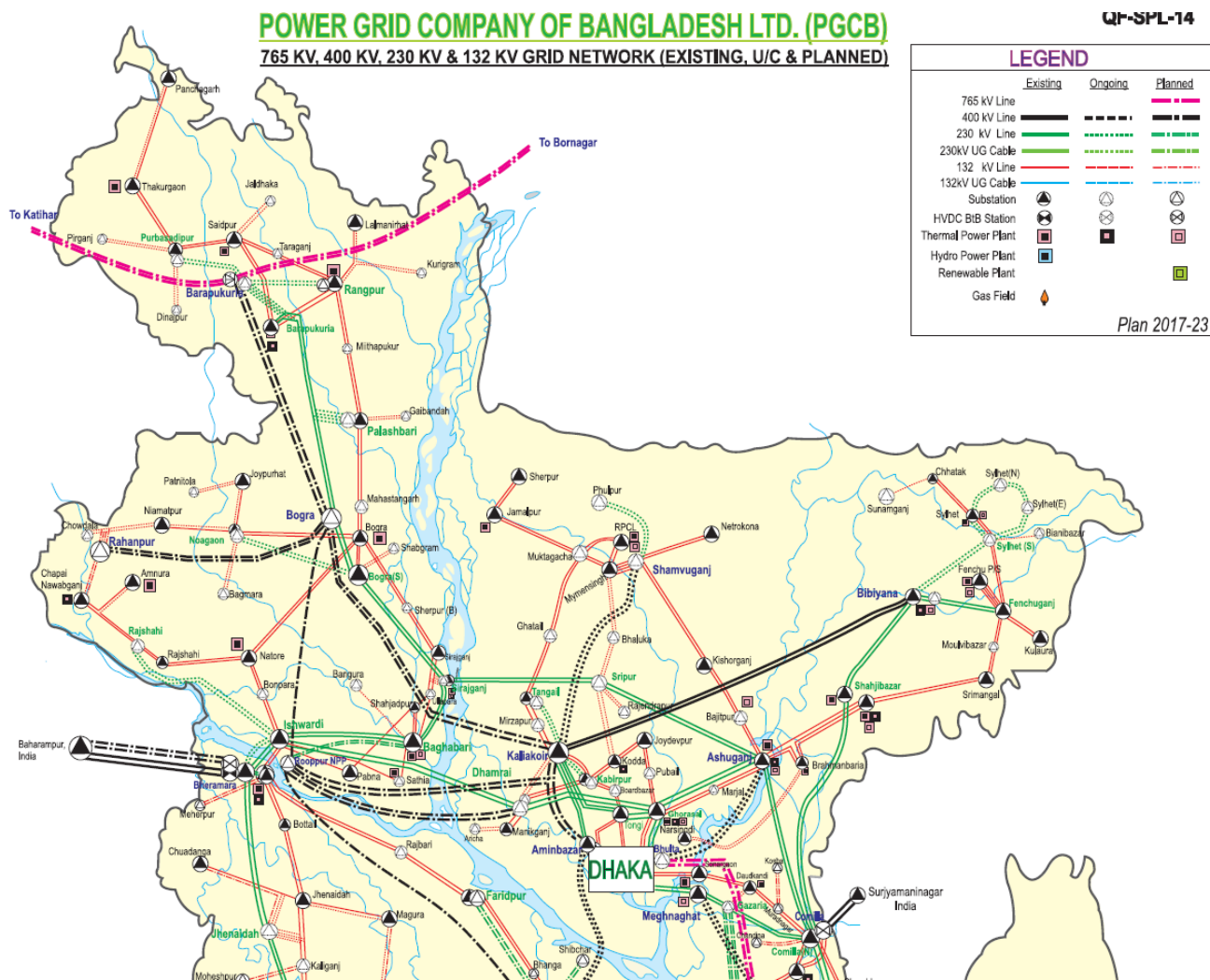


図 4-8 バ国北部の国際連系計画

しかしながら、765kW の送電計画は実施に移されていない。受益者コスト負担の原則に則れば、唯一の受益者であるバ国が国際連系部分のコストを全額負担すべきであるともいわれているが、東西連結線はインドにも電力安定供給のメリットを少なからずもたらすものと考えられる。

近隣諸国をつなぐ国際連系線は便益をもたらす一方で、重大事故が起こった際に地域全体の送電機能の喪失を招く恐れもある。そのような事故の連鎖を防ぐためには、HVDC による連系線が負の影響を最小化する手段として適切と考えられる。

また、電力のように人間の基本的なニーズとして不可欠な財の国際取引に、もし政治が介入すると一国の経済に大きな打撃を与えかねない。こうした政治的介入を出来る限り排除するため、国際的な組織の枠組みを整備する必要もあろう。バ国が電力の大半を輸入し、ほぼ輸出しない国となることを考えると、電力取引交渉において強い立場に立てない可能性もあり、このような組織的枠組みが必要と思われる。

設備面の導入に加えて、地域間での協力枠組みを設立することに期待が集まっている。調査団が面談を行った ADB 担当者は、ADB が支援した拡大メコン圏（GMS）が良い参考事例になると提案した。また計画省傘下の計画委員会の担当者は、バ国、インド、ミャンマー、スリランカ、タイ、ネパールが参加する枠組みであるベンガル湾多分野技術経済協力イニシアティブ（BIMSTEC）で電力取引に関する議論をすることも考えられると述べた。

<達成目標>

バ国北部で 765kV の HVDC 国際連系システムを整備すること。加えて、地域内の国際電力取引に向けた組織的枠組みの構築について検討すること。

<実施項目>

- ・ 国際連系性の必要性を評価するために全体的な状況のレビューを行うこと。インド、ブータン、ネパールにおける水力開発の状況も考慮すること。
- ・ バ国とインドの技術合同チームにより実施された FS を技術的にレビューすること。
- ・ バ国とインドとの間での連系性整備促進を（必要に応じて）支援すること。
- ・ （必要に応じて）既存の FS に加え以下の追加調査を実施すること。
 - 送電網のルート選定
 - AC/DC 変電の概念設計
 - バ国の送電網拡大の必要性を検討するための送電システム分析
 - コスト試算
- ・ 国際連系連係促進のための地域間の組織的協力枠組みの調査
 - 既存の地域協力枠組みのレビュー
 - 他地域における先行事例のレビュー
 - 適切なオプションの提言

■ 電源開発と電力取引の地域内調整 (No.11)

表 4-8 電源開発と電力取引の地域内調整の概要

Project name	Study on the development of hydropower generation in neighbouring country considering the cross-border power trade with Bangladesh
Project type	Technical assistance
Finance scheme	Grant
Goal	Project formulation of hydropower generation that serves for cross-border power trade
Project summary	・ Pre-feasibility study on the potential of hydropower generation for project formulation;

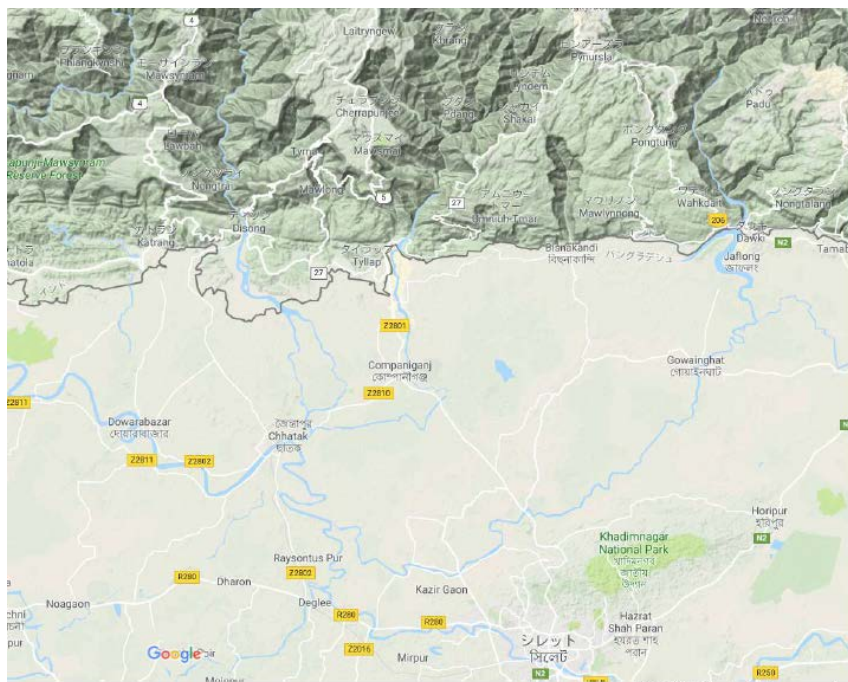
Source: JICA Survey Team

<現状と課題>

No.10 の国際連系送電線プロジェクトで述べたとおり、バ国との越境電力取引に資する可能性のある水力開発のプレFSを実施する必要がある。水力発電のポテンシャルは、インド、ブータン、ネパールにあるものの3か国以上が関与する複雑な調整を鑑みると、まずはインドの水力開発のポテンシャルを調査することが考えられる。インドのメガラヤ州は、火力発電所用の燃料輸送が困難であることから水力発電のポテンシャルが大きい。しかし、水力の開発のみを進めると、発電量が不安定となり電力需給にアンバランスが生じる。この場合に、火力発電所で主たる電気をまかなっているバ国との連系は相互にとって便益があるものになる可能性がある。電力供給の安定化のために、揚水発電の導入が検討に値する。日本から揚水発電技術の支援をすることも考えられる。

<実施項目>

- ・ メガラヤ州の揚水発電の必要性を評価するために全体的な状況のレビューを行うこと。
- ・ インドとバ国両国が協力して電源開発することを後押しすること。
- ・ 電源開発のための用地選定を行うこと。
 - 水力発電の観点から候補地をショートリスト化したのちは、社会環境影響等の観点から選定していく。
- ・ 選定された場所での概念設計、建設計画、予算、実行可能性評価を行うこと。



Source: PSMP2016

図 4-9 バ国・インドの国境地帯の地形図

■ 配電システムの高度化 (No.12)

表 4-9 配電システムの高度化の概要

Project name	Upgrading the distribution network system in Dhaka area
Project type	Technical assistance
Finance scheme	Grant
Goal	Formulation of plans to upgrade the distribution network in Dhaka area for improving the quality of power supply
Project summary	<ul style="list-style-type: none"> ・ Development of mid- and long-term plan comprising the following three components: <ul style="list-style-type: none"> ➢ Distribution automation with sequential fault location methods ➢ Distribution line fault detection method for overhead MV lines ➢ Distribution undergrounding ・ Selection of pilot projects;

Source: JICA Survey Team

<現状と課題>

ダッカは既に人口密度の著しく高い都市に成長しており、更なる人口増加が予測されている。経済活動の急速な発展を鑑みると、この地域の電力需要は更に加速的に増加すると予想される。加えて、国の経済水準の向上により、電力の質の向上と共に十分な量を確保することが重要な課題となっている。前述のとおり、バ国の配電部門は SAIFI や SAIDI といった評価指標では改善がみられる。しかし、安定的な配電のために更なる改善が必要である。

本調査において、配電会社 (DESCO と DPDC) との協議を通じて、配電会社が SCADA や AMI の導入のような配電網の改善の取り組みを進めていることが分かった。これにより配電網の状況についての遠方監視が強化されることとなる。

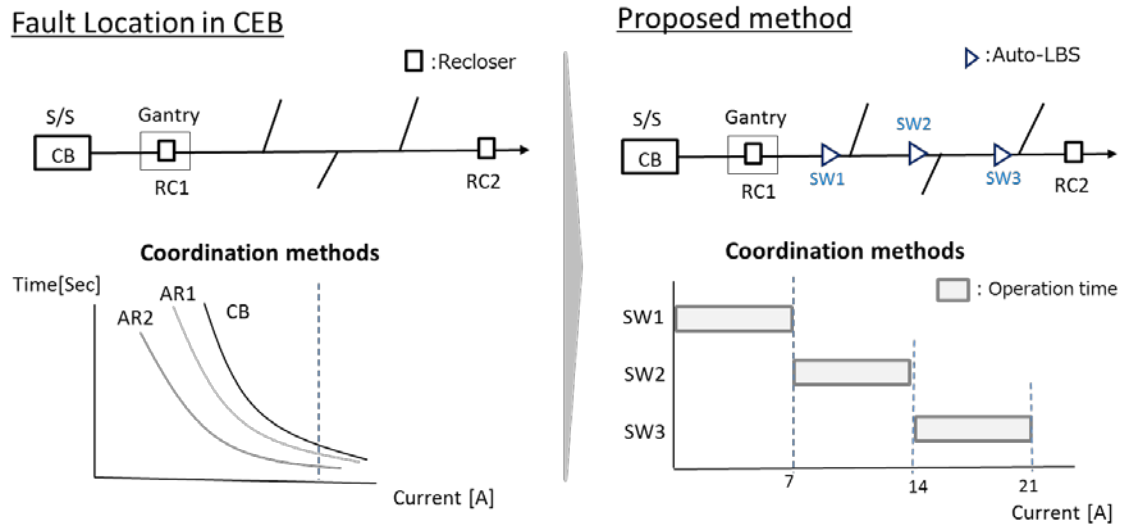
次のステップとしては、停電を回避するため、事故が起こった際に事故点を検知する能力を強化させるべきと考えられる。加えて、ダッカの人口密度が益々高まり配電網増強のための土地確保が難しくなることを鑑みて、地下配電の促進を考えるべきである。本調査では、「時限順送方式の導入による配電自動化」、「架空線の事故点探査」、「地下配電」の3つの解決策実施に向けた配電網システムの包括的な改善案を提示する。

時限順送方式の導入による配電自動化

信頼度改善策として、リクローザー方式に合わせて、日本の時限順送方式を導入することが望ましいと考えられる。時限順送方式では、以下の要領で自動開閉器が制御される。

- ・ 配電線に事故が発生すると、当該配電線に接続されている機器の保護を図るため、変電所出口の遮断器 (下図の CB) が動作し、自動開閉器が開かれる。
- ・ 次に CB が閉じられ、自動開閉器が一つずつ閉じる。自動開閉器が上流側に電圧を感知した場合、自動で7秒間カウントして閉まる。
- ・ その後、5秒以内に再度事故が発生した場合は、事故発生地点が自動開閉器の下流側にあると考えられ、自動開閉器が開く (全停)。
- ・ 事故を起こしていない健全区間については電力供給を再開する。

この方式では、保護協調が時間設定のみでより単純である。複数の自動開閉器をつなげることで長距離配電線への拡張性も高い。既にリクローザーが設置されていても、負荷側でこの方式を適用することで、既存の設備を生かした設備構築となる。バ国の配電線への適用に当たっては、配電線の互長に応じた時限の制定や適正動作などの効果検証も必要となる。変電所における配電系統の保護リレーと時限順送方式の保護協調も、実適用に向けては動作確認検証が重要となる。

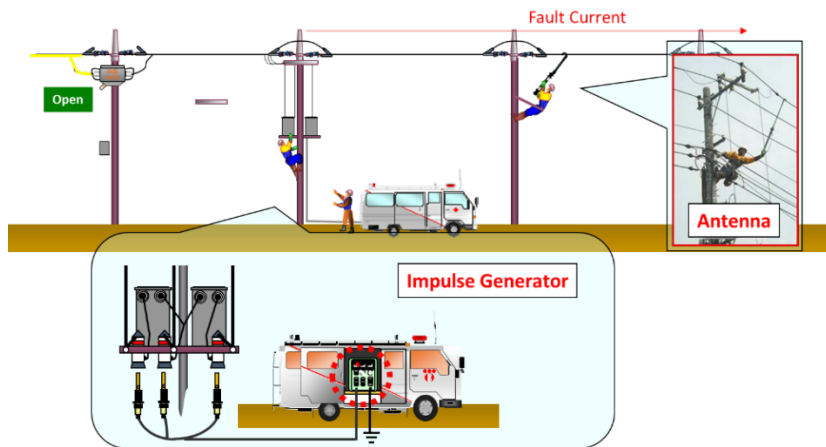


Source: JICA Survey Team

図 4-10 事故点標定法

架空線の事故点探査

現状では、各配電会社は巡視による事故点の探査方法を採用している。しかし、決まった地点しか検査できないため、場合によってはポータブルの課電装置とアンテナを用いた方法が推奨される。この方法でより早く事故点を見つけることができる。探査手法を下図に示す。



Source: JICA Survey Team

図 4-11 TEPCO が採用する事故点探査

この方法では、停電した配電線に対し、ポータブルの課電装置で最大 DC15kV を印加する。現場作業員が高感度な電流計を内蔵したアンテナを設置し、事故点に向かって流れる電流の有無や方向を確認する。この方法では、目視では確認が難しいがいし破損やアレスターの内部故障を特定することができる。

配電地中化

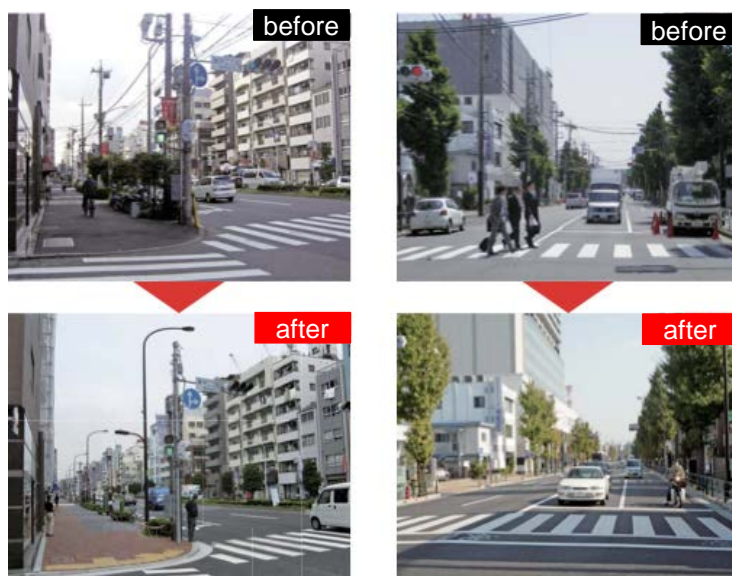
ダッカ市内中心部であっても電柱や電線が既に導入されており、既存の配電網を更に拡大させようとすれば制約を受ける、ないしは土地の有効活用を損なう恐れがある。世界の他の人口密度の高い都市がそうしているように、ダッカ中心部で更なる電力需要の増加に応えるべく配電地中化を整備することは検討に値する。

バ国政府は「ビジョン 2041」の一部として、「先進的な電力供給システムにより近代的な投資イ

ンフラを開発するため」、「主要都市で配電地中化を整備すること」を宣言している。この方針を受けて、DPDC や DESCO といった配電会社は地下変電所や地下配電システムの立案に着手している。

配電地中化のメリットとして具体的に下記が挙げられる。

- ・ 都市景観の改善、環境負荷の軽減
- ・ 歩行者や車両の通行妨げの軽減
- ・ 電柱が地面に倒れ道路を封鎖することの回避、自然災害時の早い復旧
- ・ 落雷や、樹木や飛行物との接触による事故の回避、電力供給信頼性の向上
- ・ 既存の架空配電網の容量限界に制約されない、発電網の拡大可能性



Source: Tokyo Metropolitan Government brochure

図 4-12 地下配電による景観の改善（東京の事例）

地下配電の欠点もまた考慮しておく必要がある。第一に、導入コストが架空配電線よりもかなり高額である。コストのことを考慮すれば地下配電は都市の中心部のみに限り、配電会社に対する政府や公的資金の支援を検討する必要がある。また、架空配電線に比べて事故発生点の特定が難しくなる可能性があり、事故終結までの時間がかかる恐れがある。また別の観点からは、地中には既にガス管や上下水道管といった設備が既に導入されている中で、どのように統合的にこれらのパイプラインを導入するかについて、安全性に関する限られた基準以外はルールが存在しないということも考慮しておくべきである。先進的な設備管理なしに配電網の地中化を進めれば、重大事故が起こった際の破壊的な混乱や高額な改修費用は避けられない。地下配電を計画する際には、地下のパイプライン全般に関する標準的なルールを策定し、管轄するためのシステムを導入すべきである。

<実施項目>

- ・ ダッカ中心部の既存の配電網のレビュー
- ・ SCADA や AMI 導入といった現在進行中の配電改善のためのプロジェクトのレビュー
- ・ ガス、上下水道、電話線といった地下に走るその他のユーティリティ設備を所轄する省庁との調整、地下に配管する際のルールや基準作り
 - 日本の基準作りの経験を紹介することも可能
- ・ 配電網更新の中長期計画の策定、コスト試算、概念設計
- ・ 配電網更新の設計を行う能力の育成
- ・ 費用対効果の高いパイロットサイトを特定し、パイロットプロジェクト実施の提言

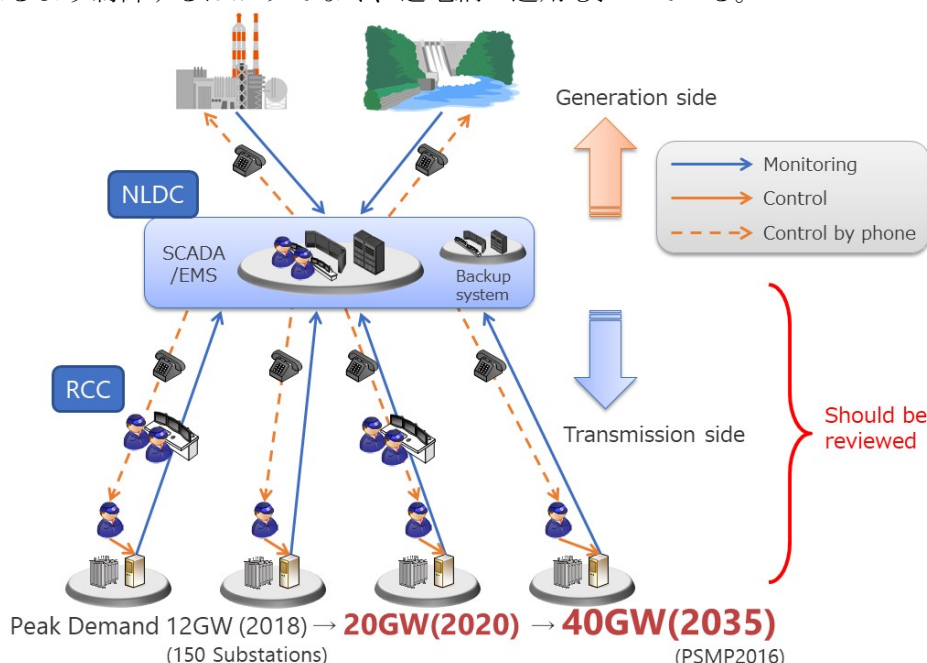
■ 送電網の運用改善 (No.13)

表 4-10 送電網の運用改善の概要

Project name	Operational efficiency improvement of electricity transmission grid
Project type	Technical assistance
Finance scheme	Grant
Goal	Improvement of power supply efficiency and quality by modernizing the monitoring and control organization and system for power transmission and distribution grid
Project summary	<ul style="list-style-type: none"> Establish the grid monitoring and control organization adapted to future grid expansion. Introduce SCADA optimized for the future grid monitoring and control organization. Training for improvement power efficiency and quality through efficient operation and for efficient operator addition to prepare for future grid reinforcement.

Source: JICA Survey Team

バ国の電力需要は急速に増加している。大量の電力を送配電するためには、電力網を拡充する必要がある。消費者に電力を安定的に届けるためには円滑な停止と再稼働、環境社会配慮など送配電システムの運用を注意深く行う必要がある。バ国の給電所は絶えず変動する需要に見合った発電量となるよう制御するばかりでなく、送電網の運用も担っている。

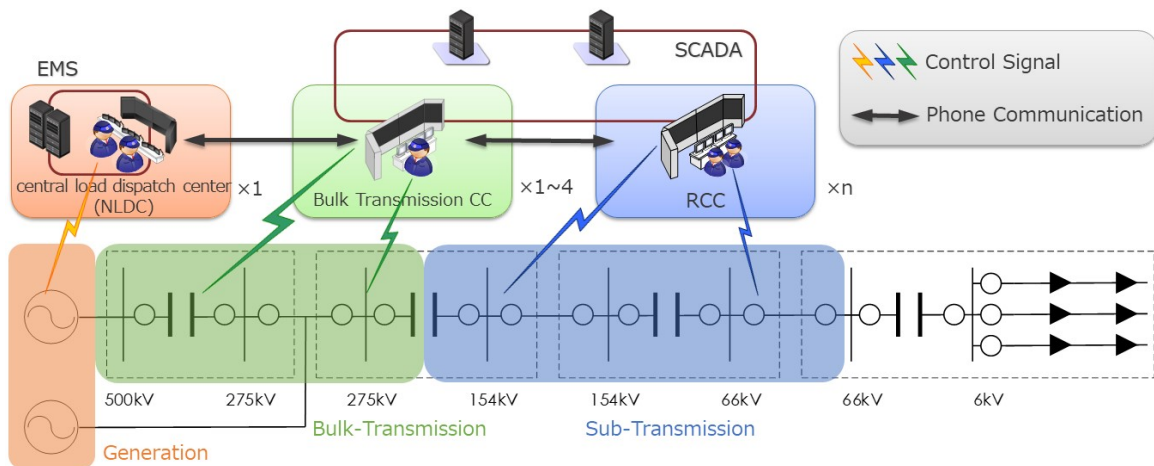


Source: JICA Survey Team

図 4-13 バ国における送電網のモニタリング・制御の現状

各事業者が制御できる範囲には限度があるため、組織の送電網のモニタリングと制御をシステムの強化しなければ、人材への過度な投資か、もしくは人材不足による電力の質の低下を招いてしまう。更に組織的な強化をはかっても、人材の能力育成や訓練が行われなければ、適切な運用を実施することはできない (前図参照)。

日本では都度各組織に最適な SCADA が設計されている。また、担当者は人材育成プログラムや訓練設備を用いた体系的な能力開発を受けている。その結果、高品質な電力の送配電が実現している (下図参照)。バ国においては、送電網のモニタリングや制御のための組織やシステムの開発が予定されておらず、また運用者のための人材育成プログラムや訓練設備も整備されていない。



Source: JICA Survey Team

図 4-14 送電網モニタリング・制御の日本の事例



Source: JICA Survey Team

図 4-15 送電網モニタリング・制御のシミュレーション機能を備えた日本の訓練施設

<提言>

拡張された電力システムを適切に運用するために必要な準備は下記のとおりである。

- ・ 電力の質の改善：今後の発電容量の増強と送電網の拡充を加味すると、現状のモニタリング・制御組織のままでは発電側、送電側ともに限界を迎えてしまうと考えられる。モニタリング・制御組織の在り方を見直す必要がある。
- ・ 人材の適切配置：変電所と送電網が拡大する場合、中央給電所も能力強化する必要があり、なるべく早期の段階でロードマップを描く必要がある。
- ・ 適切なシステムの導入：中央給電所の再構築にあたり、組織の変化に対応できるような柔軟性のある送電網モニタリング・制御システムをデザインすることが必要である。
- ・ 人材育成：中央給電所の数を増やせばその分その運用のための人材が必要となる。人材育成計画や訓練できる環境を整備することが必要である。

<実施項目>

既存の送電網モニタリング・制御の組織やシステムを調査した上で、次に送電網の効率的な運用に向けてとるべきステップは下記のとおりである。

- ・ 将来的な送電網モニタリング・制御組織の設立
 - 既存の送電網モニタリング・制御組織の評価を行い、将来の送電網増強計画に応じた組織のありかたを検討すること

-
- 送電網増加計画と一貫性のある組織の開発計画を検討すること
 - ・ 将来的な送電網モニタリング・制御システムの設計
 - 将来的な組織およびその開発計画に見合った将来的な送電網モニタリング・制御システムの設計
 - ・ 人材育成システムの検討
 - 将来的な送電網モニタリング・制御組織に必要な人材育成計画作成の検討
 - 人材育成に必要な設備の設計・導入の検討

■ 分散型電力供給システム (No.14)

表 4-11 分散型電力供給システムの概要

Project name	Plan to develop next-generation grid system considering the deployment of distributed energy resources and electric vehicles
Project type	Technical assistance
Finance scheme	Grant
Goal	Preparing the roadmap of developing next-generation grid system
Project summary	・

Source: JICA Survey Team

<現状と課題>

再生可能エネルギーのコストが急速に下がっている世界的な傾向を踏まえれば、バ国においてもエネルギー供給に占める再生可能エネルギーの割合が高まることが期待される。容易ではないものの、もし小規模分散型電源の費用を下げる事ができれば、今後電力需要が継続的に伸びるバ国の電力供給に大きな役割を果たす可能性がある。

人口過密度と土地入手の困難さを踏まえれば、大規模なメガソーラーや風力パークよりも屋上PVのような小規模な分散型電力供給のほうが長期的な戦略としてふさわしいと言える。もし出力が安定しない小規模PVが大量に導入されたら、電力の流れが複雑化し、特に配電システムの末端のほうでは配電網に大きな負担をかけることになり、そうでなくとも脆弱なシステムに大きな負荷となる可能性がある。将来的には配電段階における需給制御が必要となると考えられる。

また、最終消費者がPVや電池や他の分散型電源を所有するようになれば、配電レベルで電力を取引する仕組みが必要となってくる。言い換えれば、最終消費者が電力の供給者、すなわち「プロシューマー」になる可能性がある。先進国では分散型電源の普及に伴うグリッド制御技術の研究が始まっている。バ国でも配電網の基本的な容量の増加が達成されたのち、長期的には分散型電源のような新しい技術の導入を検討すべきである。

No.4のプロジェクトで前述したとおり、バ国ではコストの低減具合によっては電気自動車が今後普及する可能性がある。電気自動車は夕方へのピーク需要時に更に充電により電力需要を生じさせれば電力供給システムにとって負荷となるが、その一方で、スマート充電設備とV2G (vehicle to the grid)を導入し電気自動車の電池をグリッドと接続させ必要時に電力を供給する(アンシラリーサービス) 事ができれば、電力供給の安定化にも貢献する可能性がある。

<達成目標>

- ・ 分散型電源の普及に関する海外調査
- ・ スマート充電設備とV2G技術に関する海外調査
- ・ バ国で次世代グリッドシステムを開発するためのシナリオとロードマップ作り
- ・ 実行可能性を評価するためのパイロットプロジェクトの組成

4.3 ステップ3：電力・エネルギーセクターのインフラ開発における ODA 借款の組成

バ国の電力・エネルギー分野は、現在非常に早い変革を遂げつつある。経済成長によってエネルギーと電力の需要は大きく伸びつつある反面、国内天然ガスは近い将来枯渇することが予想され、海外のエネルギー源に益々依存せざるを得ない。他方、海外からの投資を含む民間投資は増加することが予想される。

かかる状況下、バ国が最も恩恵を受けるために、日本のファイナンスについて試みの分析を行った。これは単なる参考情報であり、公式協議とその結果は両国政府の議論に委ねられることは言うまでもない。

4.3.1 通常のODA借款

JICA が現在までに承諾した最も大きな ODA 借款プロジェクトのひとつは「マタバリ超超臨界 (USC) 石炭火力発電所」である。このタイプの USC 石炭火力発電所に対しては、3.1.2 章で前述のとおり OECD が規制を更に強化しない限り、通常 ODA 借款の一般条件の「金利 1.00%、償還期間 30 年、据置期間 10 年」の適用を十分期待できるものとする。USC の技術は今までの石炭火力発電所より遥かに少ない CO₂ 排出量を目指すものであり、建設・運転コストと kWh 当たりの CO₂ 排出量の関係を強調することにより、優先条件の適用を求めるともあり得る。送電線建設、特に国際連系線や配電地中化・地下変電所などの案件も、通常の ODA 借款の対象となるものと考えられる。ガス・パイプラインの建設（新パイプライン、ネットワーク形成のためのループ化および海底パイプライン）なども、必要な建設資金を確保するために通常 ODA 借款の一般条件の適用を期待できよう。

4.3.2 プログラムローン

近年みられる開発支援の傾向として、事前に両者が合意した目標を借り手が達成した場合に、ローンが貸し出されるというスキームがあり、プログラムローンと呼ばれる。このスキームではバ国政府のような借り手となる国の合意の下、ローン貸し出し条件となるトリガープログラムが設定される。トリガープログラムの例としては、料金体系の見直し（補助金撤廃）、市場に競争原理を導入するための規制立案、効率改善のためのセクター再構築等が挙げられる。プログラムローン合意に示された目標が達成されたときに、バ国政府はローンを活用できるようになるのである。一般的に借り手側の国にとって、特定のプロジェクトに特化した通常の ODA 借款よりは、目標達成のインセンティブともなるプログラムローンの活用の方がより大きな裁量を持つことができる。バ国のエネルギー・電力セクターのプロブレムツリー分析で示されたように、その問題の原因となっているのは制度的な要因である。セクター改革は、国の発展段階にあわせて実行することが考えられるが、そのような改革は関係者に負の影響を与える可能性もあるため慎重に行う必要がある。改革によってもたらされる痛みの代わりにインセンティブが提示されることは、このような改革を実施するための機動力となる可能性がある。

4.3.3 エクイティバックファイナンスとバイアビリティギャップファンディング

国の経済発展の進捗に応じて、インフラ整備のための資金源は公的資金から民間投資へと移行していくことが考えられる。しかし、インフラプロジェクトの民間資金の参入は、初期投資額が著しく大きい、投資リターンのボラティリティが高い、民間セクターが制御できない外部要因（例社会的、政治的要因）がある等の理由から障壁が高いことが多い。

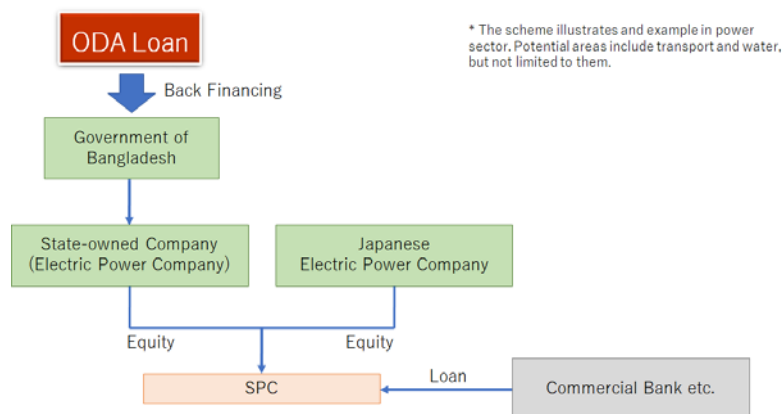
このようなプロジェクトと民間投資をつなぐ役目として、新しいタイプの ODA 借款が PPP (Public Private Partnership) へのファイナンスを行うために適している。実際、電力・エネルギーセクターでは、初期費用が高い、インフラの運用に公的セクターの参加が必要といった理由から、公的セクターと民間セクターとの協調がプロジェクトの成功のための鍵となる。

ODA 借款を活用した 2 つの新しいファイナンススキーム、エクイティ・バック・ファイナンス (EBF) とバイアビリティ・ギャップ・ファンディング (VGF) について例として示す。

(1) エクイティ・バック・ファイナンス(EBF)

ODA 借款によって供与される EBF は、途上国政府が直接もしくは国営企業を通じて、公的部門のエクイティとして特別目的会社 SPC (Special Purpose Company)に出資する際の原資となるものである。SPC は当該国の国営企業等と原則として我が国の民間企業が出資をしたうえで、電力・ガス・水・交通等のインフラ整備事業の建設とその後のオペレーションを行う。また、JBIC が我が国民間企業を融資等で支援できることから、官民一体となった支援が可能となる。バングラデシュ政府にとっては資金負担が軽減されることになり、日本にとってはバングラデシュのインフラ整備と日本企業のインフラ事業投資活動の双方を支援することができるスキームである。

EBF の一つの候補案件としては、陸上 LNG 基地建設事業が考えられる。



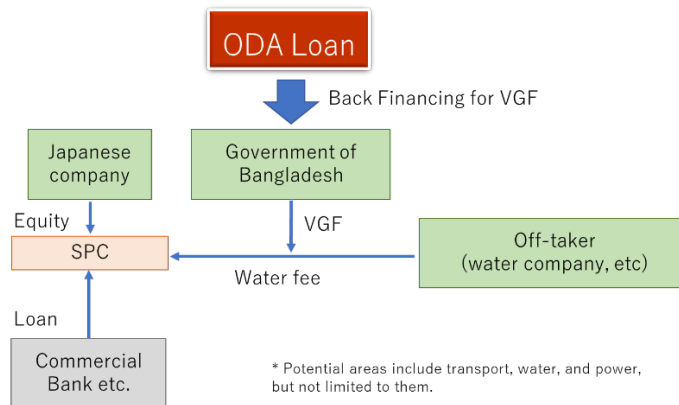
Source: JICA Survey Team

図 4-16 エクイティ・バック・ファイナンス (EBF)

(2) バイアビリティ・ギャップ・ファンディング(VGF)

バイアビリティ・ギャップ・ファンディング (Viability Gap Funding : VGF) は、途上国政府または国営企業等が実施する電力・ガス・水・交通等のインフラ事業に対して ODA 借款を通じて資金を供与するものである。原則として本邦企業 (及び地場企業) が出資する特別目的会社 SPC が設立されるが、料金水準が低すぎる場合には、継続的なオペレーションを確保するために途上国政府は補助金を出すよう求められる。VGF はかかる補助金に充当されるもので、将来料金が引き上げられた際には借款の返済資金として使われる。また、EBF と同じように、SPC に対する融資として JBIC または民間商業銀行がプロジェクトの建設コストを補填できる。従って、このスキームはバングラデシュ政府の補助金には低金利の ODA 資金が充当されるとともに、我が国民間企業の海外インフラビジネスを支援できることから、PPP プロジェクトの促進に適している。

VGF の一つの候補案件としては LNG の卸売事業や IPP 発電事業が考えられる。



Source: JICA Survey Team

図 4-17 バイアビリティ・ギャップ・ファンディング (VGF)

4.4 日本の ODA 資金を活用したバ国エネルギー・電力セクターのプロジェクト提案

本調査の結論に向けて、調査団では、日本の ODA 資金を活用した、バ国エネルギー・電力セクター向けプロジェクトに関する提案を行う。前節で実施したプロジェクト評価の結果を踏まえ、本調査では、日本の ODA 資金を活用した支援が高い効果を発揮することが見込まれるプロジェクトとして、6つのプロジェクトを選定した。

同節で論じた通り、これらのプロジェクトは、「ソフト・コンポーネント」プロジェクトと「ハード・コンポーネント」プロジェクトとに分類することができる。「1. LNG 輸入の法的枠組み強化」、「5. ガスセクター改革」、及び「7. 電源開発計画能力強化」の3つは、エネルギー・電力セクターの制度的能力を強化することを支援する「ソフト・コンポーネント」プロジェクトに該当する。これらのプロジェクトについては、プログラムローンのスキームを適用することにより、セクター改革を動機づけるインセンティブが機能させることが考えられる。

また、2、6、8、9、10、12、13の3つの「ハード・コンポーネント」プロジェクトを同時に実施することにより、サプライチェーンにおける上流（LNG 輸入）から下流（発電所開発）まで統合的に実施できる効果が得られることを鑑み、調査団では、これらのプロジェクトを併せて1つのプロジェクトにまとめることを提案する。

以上に挙げた3つの「ソフト・コンポーネント」プロジェクトと1つの「ハード・コンポーネント」プロジェクトに関する調査団の提案内容につき、次節以降で詳述する。

4.4.1 LNG輸入の法的枠組み強化(No.1)

表 4-12 LNG 輸入の法的枠組み強化の概要

Project name	Program loan project to support developing institutional framework to address LNG import
Project type	Loan with technical assistance
Finance scheme	Loan
Goal	Provision of sector loan in accordance with the achievement of gas/LNG related legislation. Provision of technical assistance to support this.
Project summary	<ul style="list-style-type: none"> ・ Main tasks of the technical assistance project are as follows; <ul style="list-style-type: none"> ➤ Analysis of current laws and regulations in Bangladesh and identification of issues; ➤ Comparison with laws and regulations in Japan and USA as benchmark; ➤ Drafting laws and regulations following the discussion with stakeholders in Bangladesh on the results of analysis;

Source: JICA Survey Team

<現状と課題>

バ国が LNG の輸入を開始するにあたり、LNG の輸入、貯蔵、再ガス化、及びパイプラインによる国内輸送に関して適用される同国の法律及び規制が、安全面、環境面、及び設備運用の効率に関する基準を適切かつ十分に設けているかどうか、留意することが重要である。

LNG の輸入は、バ国が自国の経済の発展を加速させ先進国の仲間入りを目指す上で重要なステップであると理解すべきである。LNG を安全面・環境面から適切に取り扱う能力とそのコミットメントを示すことが、バ国のエネルギーセクターに投資する意欲を示している日本及びその他の国から支援を得る上で不可欠である。天然ガス及び LNG の取り扱いに関するグローバル・スタンダードを確立することにより、この目的に沿うことができる。

輸入された LNG は、FSRU または地上の LNG 受入基地にて貯蔵され、国内のパイプラインを通じて輸送される。これに関して、輸入された LNG の仕様は原産国によって異なること、また国内で生産された天然ガスとも異なることに注意を払う必要がある。これら仕様が異なるガスを混合するにあたっては、他の主要 LNG 輸入国に匹敵するような、高度なレベルの運用及び安全基準にて取り扱う必要がある。

バ国は歴史上初めて LNG の輸入を開始したばかりであり、LNG の取り扱いによっていかなる事故やトラブルが生じることも防ぐための予防策として最高レベルの基準を適用することが必要となる。LNG の安全に関して何らかの事故もしくは安全に関する風評の流説が生じた場合、LNG 輸入に関する世論の逆風が一気に吹き荒れる恐れもある。

本調査の中で簡潔に調査した限りでは、バ国においては LNG の輸入及び輸送に関する問題を取り扱う規定をさだめた現行の法律や規制は存在しないようである。例えば、2003 年に制定のエネルギー規制委員会法 (BERC 法) では、同委員会の権限や機能については規定されているものの、設備の運用・安全に関する詳細基準に関する規定は見られなかった。

調査団としては、世界最大の LNG 輸入国であり数十年に亘って LNG を安全に取り扱ってきたトラック・レコードも有する日本における LNG 関連の法規制について、バ国がレビュー・分析することを推奨する。また、世界最大の天然ガス産出国であり国内にガスパイプラインを張り巡らせている米国の法規制についてもレビュー・分析に値すると考える。

(1) 日本の事例

日本におけるガス・LNG に関する法規制は、いくつかの視点に基づいて形成されている。具体的には、安全、環境、輸入、そして国際競争に関する視点等である。例えば、日本にはガス事業法に基づく規制、及び安全面からの観点で取り決めを設けている高圧ガス保安法が存在する。

バ国の LNG 輸入にとって参考となると思われる規定を以下の通り例示する。

- ・ ガス事業法 (条文タイトルのみ)
第 3 条 (事業の登録)

- 第 13 条 (供給能力の確保)
- 第 18 条 (熱量等の測定義務)
- 第 19 条 (供給計画)
- 第 21 条 (ガス工作物の維持等)
- 第 23 条 (ガスの成分の検査義務)
- 第 24 条 (保安規定)
- 第 25 条 (ガス主任技術者)
- 第 26 条 (ガス主任技術者免状)
- 第 29 条 (ガス主任技術者試験)
- 第 32 条 (工事計画)

- ・ ガス事業法施行規則 (要約)

- 第 24 条 (保安規定)

- 一 ガス工作物の工事、維持又は運用に関する業務を管理する者の職務及び組織に関すること。
 - 二 ガス主任技術者が旅行、疾病その他事故によってその職務を行うことができない場合に、その職務を代行する者に関すること。
 - 三 ガス工作物の工事、維持又は運用に従事する者に対する保安教育に関すること。
 - 四 ガス工作物の工事、維持及び運用に関する保安のための巡視、点検及び検査に関すること (第八号に掲げるものを除く。)
 - 五 ガス工作物の運転又は操作に関すること。
 - 六 導管の工事の方法に関すること。
 - 七 導管の工事現場の責任者の条件その他導管の工事現場における保安監督体制に関すること。
 - 八 導管の周囲においてガス工作物の工事以外の工事が行われる場合における当該導管の維持及び運用に関する保安に関すること。
 - 九 災害その他非常の場合にとるべき措置に関すること。
 - 十 ガス工作物の工事、維持又は運用に関する保安についての記録に関すること。
 - 十一 ガス工作物の工事、維持又は運用に従事する者であつて保安規程に違反した者に対する措置に関すること。
 - 十二 その他ガス工作物の工事、維持及び運用に関する保安に関し必要な事項に関すること。

(2) 米国の事例

米国でも同様に、ガス・LNG に関する規制は様々な視点に基づいて制定されている。当初は、連邦エネルギー規制委員会 (FERC: The U.S. Federal Energy Regulatory Commission) が、LNG の輸入に関連した事業に掛かる料金や約款に関する規制を行うとともに、LNG 受入基地に対してオープン・アクセス・サービスを提供するよう求めていた。2005 年エネルギー政策法の成立にともない、米国議会は民間 LNG 受入基地における料金や約款に関する規制を撤廃した (これらの条項は元々、期限が来ると終了するサンセット条項ではあったが)。

FERC はまた、環境・安全面に主眼を置いた、LNG 輸出入設備の建設に関する規制も所管している。運輸省のパイプライン・危険物質安全庁 (PHMSA: Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration) もパイプラインの安全に関する規制を行っており、またパートナーシッププログラムを設けて、プログラムに参加する州が連邦当局からの資金供与を受けて州内のパイプラインの安全規制を行うことができるようにしている。このプログラムに参加する資格を得るためには、当該州の安全規制が少なくとも連邦水準で求められている最低限の安全要件並みに厳格であることが要件となっている。

連邦エネルギー省 (DOE: The U.S. Department of Energy) は、輸出入財として LNG に関する規制を行っており、LNG 輸出入による米国経済への影響に主眼を置いている。米国沿岸警備隊 (The U.S. Coast Guard) は、水路の利用に関する規制を行っている。

バ国の LNG 輸入にとって参考となると思われる規定を以下の通り例示する。

- ・ 天然ガス法（条文タイトルのみ）
 - Section 3 (Exportation or Importation of Natural Gas, LNG terminals)
 - Section 4 (Rates and Charges)
 - Section 7 (Construction, Extension, or Abandonment of Facilities)
- ・ 規制
 - 18 CFR 153 (Applications for Authorization to Construct, Operate, or Modify Facilities used for the Export or Import of Natural Gas)
 - 18 CFR 157 (Applications for Certificates of Public Convenience and Necessity)
 - 33 CFR 197 (Waterfront Facilities Handling LNG)
 - 49 CFR 192 (Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline: Minimum Federal Safety Standards)
 - 49 CFR 193 (Liquefied Natural Gas Facilities: Federal Safety Standards)
- ・ National Environmental Policy Act
 - Section 4332 (Cooperation of agencies)
- ・ Clean Water Act
 - Section 401 (Water Quality Certification)
 - Section 404 (Permit Program)

<達成目標>

調査団として、バ国政府が同国での LNG 輸入及び国内でのガス供給に掛かる新たな法規制を制定することを推奨する。バ国の LNG 輸入量は数年以内に相当規模に達することが見込まれることから、LNG 輸入を安全かつ円滑に実現するためにも新たな法規制を早期に適用することが不可欠である。

新たな法規制のドラフトを遅くとも 2020 年末までに完成させることが推奨される。これの実現に向け、バ国政府に対して技術支援が提供される。

バ国政府がこうした法制を実現させるためのインセンティブとして、プログラム・ローンを供与することも一考に値する。これにより、バ国政府が法制化の実現等のプログラムを達成することにより、ガス供給インフラの形成に向けてある程度自由裁量の与えられた低利子融資が提供される。

<実施項目>

提案した技術協力プロジェクトの概要については、以下の通りである。

- ・ 現状のレビュー及び現状の制度に関する論点整理
 - ✓ LNG 及び天然ガスパイプライン、貯蔵、維持管理、及び安全基準に関し、日本や米国の事例を参考にバ国にとって最適な法制度につき比較検討する。
(地殻変動や自然災害(津波等)、テロ、LNG 関連事故に対する緊急警報システム)
- ・ LNG 輸入、再ガス化、及び輸送に関する法制度や規制に関する提案につき論点整理
 - ✓ 米国の事例を参考に、地上 (FERC が所管) と海上 (沿岸警備隊が所管) における規制の区分についても考慮する。
- ・ 法的な組織機能に関する提案につき論点整理
 - ✓ 米国の FERC と同等の組織を念頭に置いて検討。
- ・ 国内のパイプライン輸送に関する提案につき論点整理
 - ✓ 天然ガスの安全な輸送に寄与する品質基準の設定とともに、需要家にとって受入可能なガス供給品質のレンジに関して考察。
 - ✓ 米国におけるファーム型接続・ノンファーム型接続の相違について参考に、ガスパイプラインの容量及び重要な関連インフラ (発電設備等) の利用に関する基準・規制を設定。
- ・ LNG 船の受入基地入港に関する安全基準の提案につき論点整理
 - ✓ 現行の海洋関連法制及び LNG 船入港に関する安全基準に関する調査。

- ✓ 標識札の利用及び水路維持管理に関する規制
- ✓ 水路を通過する LNG 船に対するリスク（テロ等）に関して求められる安全基準
- ✓ 米国の沿岸警備隊による Waterway Suitability Assessment 等を参照

本プロジェクトを開始するにあたっては、バ国における現行の法規制をレビューした上で、この他にどのような課題について追加で取り組むべきであるか判断をまず行うことが重要である。必要な変更点がどれだけあるかによって、現行の法規制を修正すべきかそれとも現行の法規制を全面更新すべきか、推奨内容は異なってくる。

- a) **バングラデシュエネルギー規制委員会（BERC）**
2003年のバングラデシュエネルギー規制委員会法（BERC法）第4条の規定に基づき設置された。BERC法に基づき、BERCでは事業者に対して発電、送電・ガス、配電・ガス、小売、エネルギー供給及び貯蔵ライセンスを付与することができる。（27条、28条参照）BERCはこれらのライセンスを管理することによりこれら事業者の活動を規制することができるかと推察されるが、具体的にどのようにまたどこまで規制することができるのか、詳細な規定が（例えば、設備の設計及び維持、安全に携わる人員に対する資格の発行等）あるのか、BERC法に基づく規制や政令でこうした条項が発出されているのか、確認が必要である。
- b) **その他の法規制**
英語訳は見当たらなかったものの、2010年のガス事業法や2015年の電力供給早期増加特別法の他にも、ガスやLNGに関連した法規制が存在すると推察される。これらのレビューを行うため、英文全訳が必要となる。この他にも、これらの法律の配下の規制において、規制機関がガスやLNGに関する事業に適用される基準を指定するための規定が存在するか確認する必要がある。

これに次いで、バ国がグローバル・スタンダードと考えられる法制を制定すべく、ベンチマークとして日本及び米国の法制度のレビューを行う。

バ国における現行の法規制のレビュー、及び日本や米国の法制度との比較を踏まえ、この技術協力プロジェクトでは、バ国にとって適切な法規制体系について推奨を行う。これら新たな法規制の基本原則につきMPEMRやBERCの合意を得られたら、法律及び規制のドラフトに着手し、これら機関のレビューを受ける。

法規制のドラフトが2020年末までに完成することを考慮に入れ、この技術協力プロジェクトの想定される実施期間は約2年間とする。その内訳は以下の通りである。

- バ国における既存の法制度のレビュー: 2～3ヶ月
- 日本や米国の法規制との比較: 2～3ヶ月
- 推奨される法規制の枠組みに関するMPEMR/BERCとの議論: 2～3ヶ月
- 新たな法規制案のドラフト作成: 2～3ヶ月
- MPEMR/BERCによる法規制案ドラフトのレビュー: 4～6ヶ月
- 法規制案のファイナライズ: 2～3ヶ月
- 法規制案の採択及び成立: 3～4ヶ月

4.4.2 プログラムローン付のガスセクター改革(No.5)

表 4-13 プログラムローン付のガスセクター改革の概要

Project name	Program loan project to support gas sector reforms
Project type	Loan with technical assistance
Finance scheme	Loan
Goal	Provision of sector loan in accordance with the achievement of sector restructuring such as tariff reforms and sector restructuring. Provision of technical assistance to support this.
Project summary	<ul style="list-style-type: none"> ・ Main tasks of the technical assistance project are as follows; <ul style="list-style-type: none"> ➤ Analysis of current cost structure of gas supply and future prospects; ➤ Drafting roadmap for gas tariff reforms; ➤ Prepare a sector restructuring plan to introduce market competition in the sector;

Source: JICA Survey Team

<現状と課題>

自国で化石燃料を生産できる新興途上国によくみられるように、バ国のエネルギー価格は国際価格よりも著しく安価なレベルに設定されている。Petrobangla は天然ガスの唯一の買い手であり卸売事業者であるが、最終消費者への安価な天然ガス販売にも関わらず、財務諸表上は利益を上げている。これは国産天然ガスの安価な生産コストと、Petrobangla がガス田開発のため国際的な石油会社と締結している生産物分与契約のためである。言い換えると、Petrobangla の損益バランスは補助金によって支えられている訳ではない。

しかし、国産天然ガス生産量は厳守する見通しであり、バ国は国産天然ガスよりも遥かに高額な LNG 輸入への依存度を高めることとなる。現行のガス料金体系では、Petrobangla の財務状況は補助金なしでは持続できないものとなるだろう。電力セクターで BPDB が陥っているのと同じ状況である。バ国政府はこの状況を認識し、BERC はガス料金を 2017 年 3 月および同年 6 月に合計 22.7% 上げている。

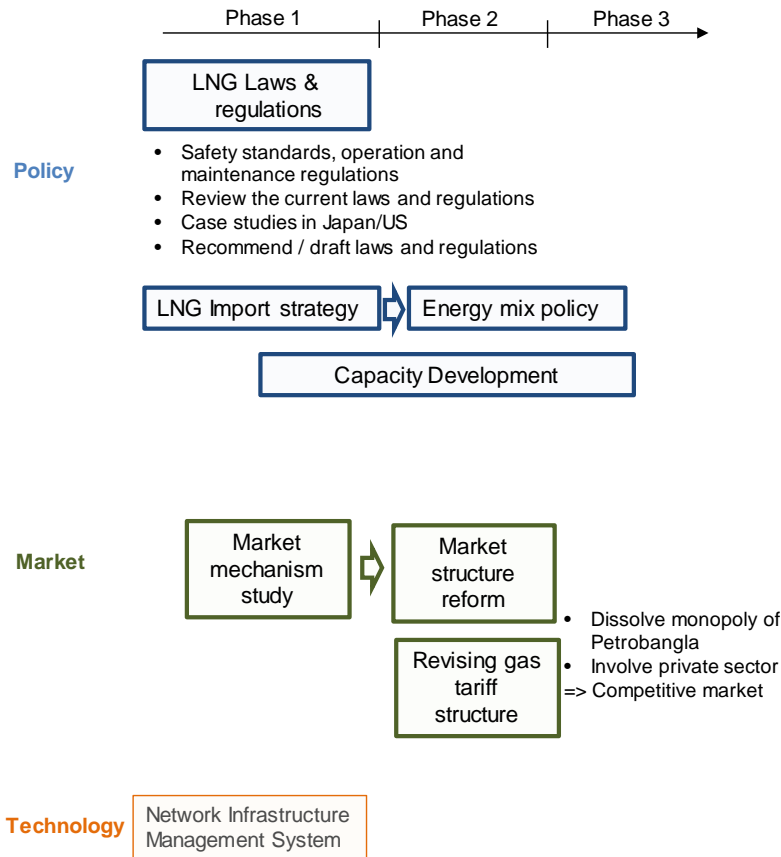
料金体系と供給コストを見合わせるためには、更なる料金体系改革が必要であるが、エネルギー価格はセンシティブな問題でもあり慎重に進める必要があり、長い時間がかかる可能性がある。BERC は当初 2018 年に再度ガス料金を値上げする予定であったが、報道⁴によると「現状ではガス料金を値上げする理由が見当たらない」として値上げしないことを決定している。

ガス料金を継続的に上昇させ、Petrobangla がガス供給コストを回収できるようにするのであれば、特に卸売部門を中心に市場競争原理が導入されるべきである。そうすれば Petrobangla のモノポリーによるコスト構造も変化することができる。市場競争原理の導入はこれまモノポリーであることにより便益を享受していた、サプライチェーンの特定のパートにとって財務的に厳しくなることを意味しており、政策立案者は改革に取り組みたがらない。

LNG 関連の法規制プロジェクトのように、プログラムローンをインセンティブとして付与する方法は考慮に値する。プログラムローンの資金はガスセクター改革の支援のためにも使うことができる。市場競争の導入により生じる座礁コストを一時的な補助金の導入により緩和させることもできる。

JICA 調査団の提案としては、前述の LNG 関連の法規制整備とガスセクター改革は統合的に実施し、最大の効果を上げるべきである。全体のイメージ図を下図に示す。

⁴ Dhaka Tribune “BERC decides against raising gas prices for now”, 17th October 2018
(<https://www.dhakatribune.com/bangladesh/nation/2018/10/17/berc-decides-against-raising-gas-prices-for-now>)



Source: JICA Survey Team

図 4-18 プログラムローンの統合：LNG 関連法規制とガスセクター改革

<達成目標>

プログラムローンを機動力として、バ国政府がガス供給料金体系と市場競争に関する新たな政策を導入する。

<実施項目>

バ国のガス供給を拡大・更新するためのベンチマークとして、ガスセクター改革の進捗度合いをモニタリングする。また、進捗を支援するための技術支援も提供する。

- ・ 現状のガス供給コスト構造の分析、LNG 輸入増加を踏まえた将来予測
- ・ ガス供給コストと料金とのギャップの分析
- ・ 特に卸売りを中心として、ガス供給における市場競争導入のための政策立案
- ・ ガスセクター改革のロードマップ草案作成

4.4.3 プログラムローン付の電源開発計画能力強化 (No. 7)

表 4-14 プログラムローン付の電源開発計画能力強化

Project name	Project for strengthening the capacity of power development planning
Project type	Loan with technical assistance
Finance scheme	Loan
Goal	Provision of sector loan in accordance with the achievement of the following; <ul style="list-style-type: none"> • Capacity development for power development planning so that PSMP can be updated autonomously and regularly; • Power sector reforms such as tariff reforms and sector restructuring. Provision of technical assistance to support this.
Project summary	<ul style="list-style-type: none"> • Capacity development program for key stakeholders (BPDB etc.) to update PSMP regularly; • Technical assistance for power sector reforms; <ul style="list-style-type: none"> ➢ Analysis of current cost structure of electricity supply and future prospects; ➢ Drafting roadmap for power tariff reforms; ➢ Prepare a sector restructuring plan to introduce market competition in the sector;

Source: JICA Survey Team

<現状と課題>

a) PSMP の更新

調査団が確認したところによると、BPDB 等のバ国電力セクターの関係組織が PSMP2016 完成以降の変化を踏まえて、PSMP2016 の更新作業 (PSMP Revisited) を行っている。現地関係者が自力で長期的な電力・エネルギー供給見通しの策定に取り組んだのは初めてとあってよく、大きな進歩であるといえる。しかし、今回は PSMP2016 のマイナーな修正にとどまり、現地関係者の意見によると経済見直し、需要予測、エネルギー供給シナリオ策定、最適な需給バランスシミュレーション、コスト試算等を行い完全に PSMP を見直すのに十分な知見がないとのことであった。実際に、電源計画を作成するための能力開発について日本からの支援を期待する声が聞かれた。

別の観点からは、PSMP の定期的な更新のために組織能力の強化が必要である。今後の見直しのように例えば 5 年ごとのように大きな改定を行う合間でより短いインターバルでマイナーな更新を行うことは良い取り組みである。電力・エネルギーセクターの現状は数年前に予測していたものとは内外の要因からずれてきており、このずれが将来予測に影響するかもしれないからである。

しかし、PSMP の定期的な更新はまだ根付いていないといえない。PSMP 更新版はもうすぐ最終承認されるとのことであるが、PSMP2016 が策定されてから 2 年以上経っており、この次いつ更新をかけるかについては未定である。理想的にはこのようなマイナーな見直しはローリングベースで例えば 1 年に 1 度実施され、この更新により年度予算等の短期計画と長期計画が整合していることが望ましい。

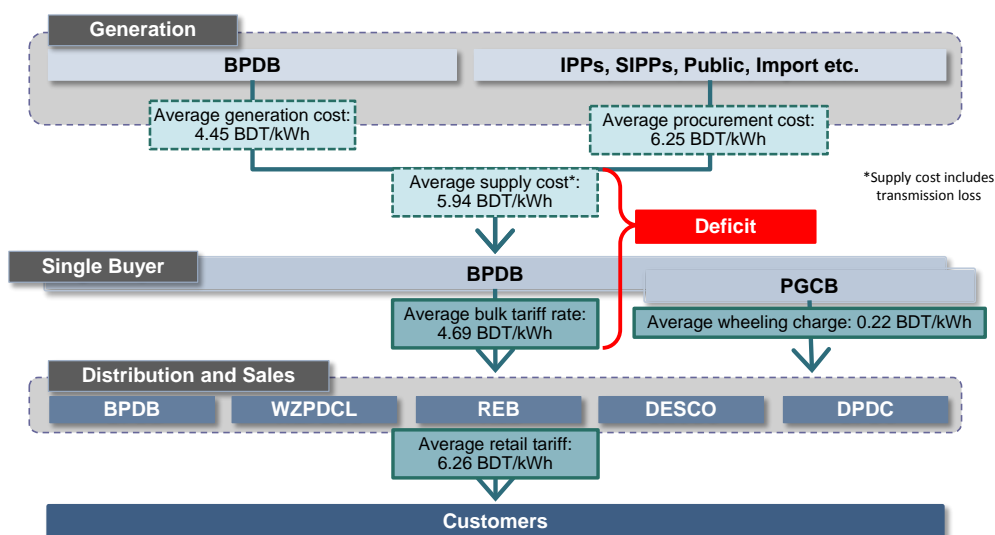
b) 電力料金改革

ガス料金体系と同じように、バ国の電力料金体系は規制され、ガス料金はガス供給コストを回収するのに十分な価格ではなく、電力セクター全体では負債が生じている。PSMP2016 における電力セクターのコスト構造の分析によると BPDB により調達される発電のコストと BPDB が配電会社に卸売りするときの価格との間にマイナスのギャップが生じている。

表 4-15 発電コスト、供給コスト、大口供給料金

Particulars	Unit	FY2013-14	FY2014-15
a) Procurement cost (without general administration cost)	BDT/kWh	5.81	5.78
b) Procurement cost (including general administration cost)	BDT/kWh	5.96	5.94
c) Bulk supply tariff	BDT/kWh	4.71	4.69
c)-b) Difference between bulk supply tariff and procurement cost	BDT/kWh	-1.25	-1.25

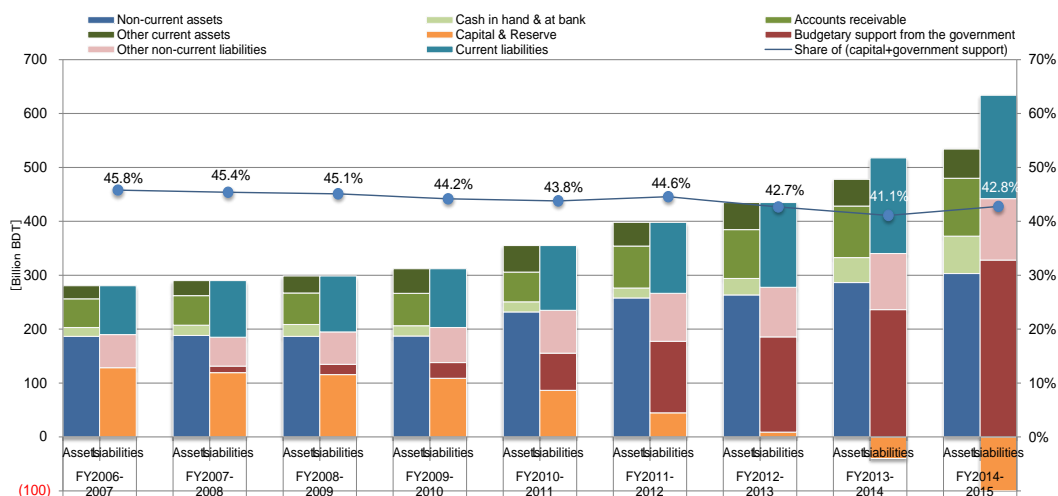
Source: PSMP2016 report (originally from BPDB, PGCB, WZPDCL, DESCO, and DPDC annual reports)



Source: PSMP2016 reports

図 4-19 供給コスト、大口供給料金、小売電力料金（2014～2015 年度）

発電電力の唯一の買い手であり、またグリッドへの唯一の卸売販売者である BPDB のバランスシートによると同社はもし民間企業であれば既に倒産している状況であることが明らかであり、政府からの財政支援によってのみ存続し続けていることがわかる。BPDB の財務状況は電力料金体系の抜本的な改革が行われない限り、加速的に悪化するだろう。



Source: PSMP2016 report (originally from BPDB annual report)

図 4-20 BPDB のバランスシート

ガスセクターと同様にガス供給コストを回収するために電力料金を上げるのであれば、市場の競争原理の導入（BPDB の電力卸売市場における独占の解消）も同時に実施すべきである。

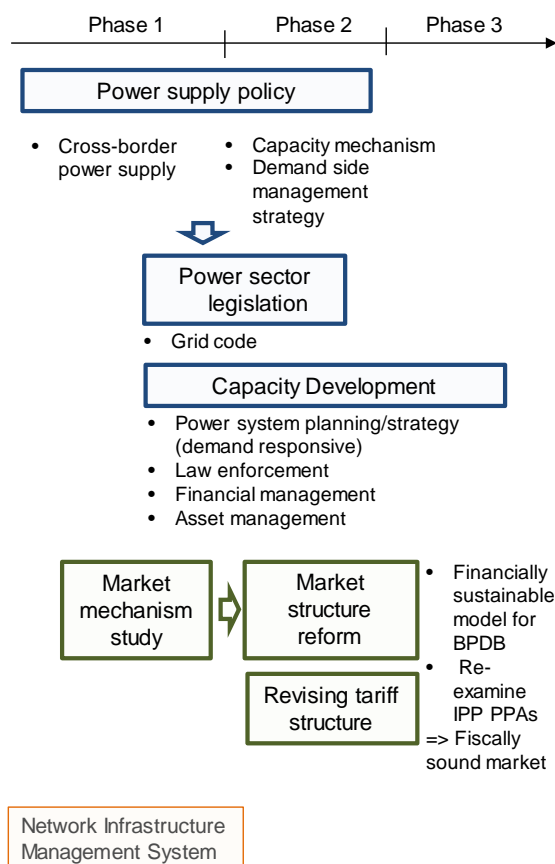
<達成目標>

バ国の電源開発計画を立案する関係者への技術協力を提供する。結果、現地関係者が自身で PSMP を 5 年ごとに策定し、大きな改正の合間にマイナーな更新作業を定期的に行うことができるようになる。

加えて電力料金体系改革のために技術支援を提供する。結果、電力料金が電力供給コストを回収できるようになる。

<実施項目>

- ・ PSMP の完全な策定のためのバ国関係者への能力育成
 - 長期的な経済の転換を見据えたうえでの経済見通し
 - 電力と一次エネルギーの需要見通し
 - 様々なエネルギー供給シナリオとエネルギーのベストミックスのシミュレーション
 - コスト試算 等
- ・ 電力料金改革を目的とした制度枠組み強化のための技術支援
 - 各電力会社および電力セクター全体でのコスト構造分析
 - 産業、民生、家庭等セクターごとの電力供給コストに対する反応分析
 - 供給コストに見合う電力料金の算定
 - 合意形成のための関係者協議支援
 - 料金体系改革のためのロードマップ策定



Source: JICA Survey Team

図 4-21 電力セクター改革の流れ（例）

4.4.4 バリューチェーンプロジェクト (No.2,6,8, 9,10,12,13)

表 4-16 バリューチェーンプロジェクトの概要

Project name	Value Chain Projects
Project type	Grant/Loan with technical assistance
Finance scheme	Grant/ Loan
Goal	Provision of sector loan in accordance with the achievement of the following; <ul style="list-style-type: none"> • Coal-based Generation Project • LNG-based Generation Project • Transmission Project, including cross border and PSPP • Distribution Project • SCADA/EMS Project
Project summary	<ul style="list-style-type: none"> • Procurement of import fuel (coal and gas) • Coal generation for base load • Gas generation for middle/peak load • Construction of power and gas transmission infrastructure on time with generation, LNG and gas pipeline plan. • Improvement of distribution system • Improvement of power quality

Source: JICA Survey Team

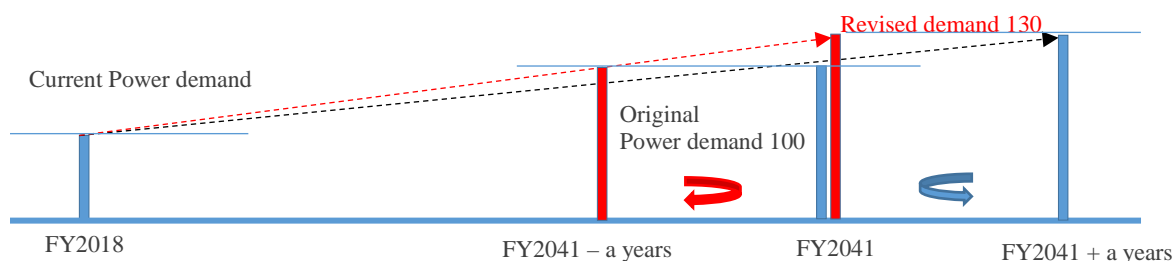
<現状と課題>

現在、バ国政府は PSMP2016 の更新作業として、Revisiting PSMP2016 の策定を行っている。調査団はその詳細データを入手することはできなかったが、議論を通じ、電源開発計画に係る大きな方向性は PSMP2016 から変わらず同じ方向性を有していることを確認している。

a) 需要想定

Revisiting PSMP2016 では、電力需要や経済成長見通しが更新され、2041 年時点では電力需要が 30%ほど増える想定となっている。しかし一般的に 25 年も後の電力需要予測量が増加しても、短期・中期での電源開発計画には影響を及ぼさない。電力需要の見込み量が増えたということは、2041 年に到達すると思われていたレベルに数年前倒して到達することに過ぎない。2041 年より前に 2041 年に必要とされていた発電容量が必要となるため、電源開発の計画担当者は従前想定していた 100 から、予想が増加して 130 にまでなった需要を、如何にして速度を上げて満たしていくか、考えなければならない。つまりここで注力すべきは、燃料別の比率の最適化ではなく、承認プロセスの迅速化や必要なファイナンスの組成となる。

さらに、そもそも需要想定が増加した背景について関係機関と協議を行った結果、二つの側面がみえてきた。一つは、経済成長見通しを上方修正したことに伴い電力需要も増加したこと、もう一つは、地域別需要想定を各配電会社に作成依頼し、その値を積み上げているため、国全体を一つのグリッドとして考える「マクロ方式」に比べ、各地域の積み上げ、すなわち「ミクロ方式」は、マクロ方式に比べ大きい値を示す傾向にある。



Source: JICA Survey Team

図 4-22 電力需要変化のイメージ

c) 供給計画

現段階において Revisiting PSMP2016 の詳細は公表されていないが、2041 年断面における大凡の電源構成は下記のとおりである。石炭や国際連系線等のベース電源の構成比率は PSMP2016 とほぼ変わらない。需要増加による必要供給力の増加分を主に、LNG 火力で賄う計画のため、ガス火力の構成比率が上昇している。

この背景には、2つの理由があると推察する。一つに、需要の上方修正を行い、その増分をどの供給力で賄うべきかという議論となる。国際連系、再生可能エネルギー導入には技術的制約やポテンシャル限界があり、大幅な増加は見込めず、石炭・ガス火力に大きく依存することとなる。二つ目には、地球温暖化の議論により石炭火力を取り巻く環境はより厳しくなるとの見方もあることから、現実可能性の高い既存計画を除き、不確定要素の大きい将来分の石炭火力電源の積み上げには限界があることから、石炭火力が減少し、その分ガス火力が増加する。

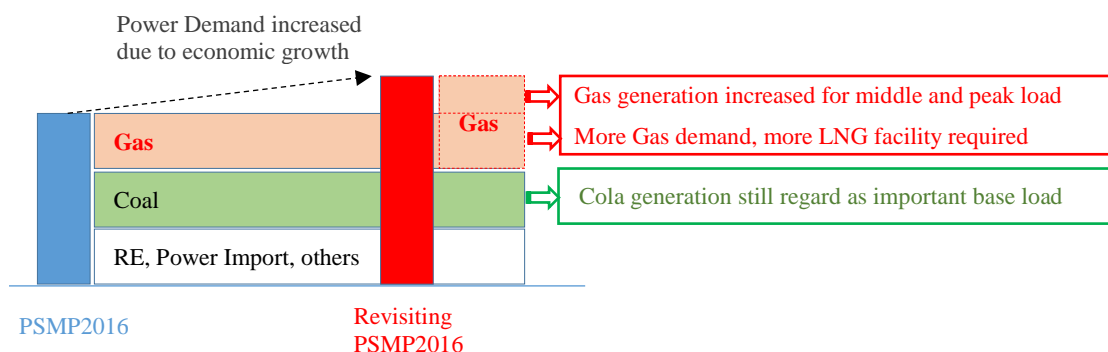
従って、Revisiting PSMP2016 は、PSMP2016 と同様に、エネルギーのベストミックスを目指し、石炭開発を可能な限り開発するものの、民間資金が集まりやすいガス火力に傾注する計画となっており、今後、原油価格と連動する LNG が主力電源となる場合、発電原価は、世界経済やエネルギー価格動向により敏感なコスト構造となり、電気料金体系の詳細な検討も重要な課題と認識する。

表 4-17 電源構成の比較

(MW basis, Per cent)

Type/Plan	Existing 2017	PSMP2016	Revisiting PSMP2016	(B)-(A) Difference
Gas/ LNG	62	35	45	+10
Coal	1	35	30	-5
Power Import	5	15	15	0
Others	32	15	10	-5
Total	100	100	100	0

Source: JICA Survey Team



Source: JICA Survey Team

図 4-23 PSMP2016 の更新イメージ

<達成目標>

エネルギーベストミックスの観点から、ベース電源として石炭火力、ミドル・ピーク電源としてガス火力発電所の建設が推進、LNG 基地及びパイプラインなどの燃料系ネットワークインフラおよび送電インフラが拡充され、質の高い電力が安定的に安価に供給されること。

<実施項目>

a) Coal-based Generation Project

マタバリ地域において現在建設中の1号機・2号機、超々臨界圧石炭火力発電所に加えて、3号機・4号機の建設についても、早期のベース電源確保、平均発電原価の低減に向け、公的資金、官民連携スキーム等を中心とした継続的な支援を期待する。1-4号機をコンプレックスとして開発するメリットは以下のとおりである。

<コスト削減メリット>

- ・ 建屋・機器・設備等の設計費用（リピー可能なため）
- ・ 建設作業所の建設コスト（流用可能なため）
- ・ 工事用の仮設設備の建設コスト（流用可能なため）
- ・ トレーニング用のシュミレータ費用（1,2号機と同じため）
- ・ 予備品コスト（1,2号機と共通化可能なため）
- ・ エンジニア/オペレータへのトレーニング費用（1,2号機と共通化可能なため）

<建設期間短縮メリット>

- ・ 建設期間・試運転期間の短縮（同一設計、リピー効果のため）
- ・ 契約プロセスの短縮化（1,2号機と共通化可能なため）
- ・ エンジニアリングの効率化・短縮化（1,2号機と共通化可能なため）

<品質向上メリット>

- ・ 現地工事・据付の品質維持・向上（熟練工の継続雇用可能なため）
- ・ 仕様改善効果（1,2号機の経験を反映できるため）
- ・ 運転信頼性の向上（1,2号機と同じ仕様のため）
- ・ O&Mノウハウの蓄積（1,2号機の経験を反映できるため）
- ・ メンテナンス計画の効率的な作成（1,2号機の経験を反映できるため）

<リスク低減メリット>

- ・ Matabari1,2号機の建設と平行した場合の工程調整、及び工事用重機の運用最適化
- ・ ローカルコントラクター関係構築・維持（1,2号機から継続した雇用可能なため）
- ・ 許認可取得（1,2号機の経験を反映できるため）

b) LNG-based Generation Project

輸入LNGを燃料とするガス火力発電所の導入が検討されていることを踏まえ、地上式LNG受入基地やガスパイプラインなど関連するインフラ整備をODAにより支援することが考えられる。

今後、LNGベースのガス火力が増えることとなるが、LNGにかかる法律面の整備は、バ国政府自身を法的にしっかり守る仕組みを作ることと、官民連携した投資を法的に支援・促進する両面を兼ね備えるべきであり、特に、LNG基地やガスパイプライン・インフラ整備強化とともに、ミドル用ガス電源、ピーク用既設電源改修等を官民連携し進めることが重要となる。（詳細は 4.2.3 参照）

- ・ 陸上LNG基地とガス火力電源の包括的開発促進(Gas to Power 案件)
- ・ 既設ガス火力改修（例えば PMPS2016 で提案した旧ハリプールスクラップ&ビルト）

c) 電源・送電網開発および電力取引の地域内調整

前項で詳述したとおり、新規発電所建設計画は数多くあるものの、送電網に関する計画が十分に実施されていない。特にマタバリにおける今後の発電所群の建設を踏まえると、送電網の増強へのODAによる支援が必要である。さらに、今後は、バ国一国で需給バランスを保つことから、周辺諸国インド、ブータン、ネパールの水力開発（国際揚水含む）の可能性とともに、国際連系線のインフラ整備や国際電力取引に向けた組織的枠組みの構築がより重要となる。（詳細は 4.2.3 参照）

- ・ エネルギーハブ（マタバリ地域）から需要中心地（首都ダッカ）までの長距離送電線強化
- ・ バ国北部のインド-バ国-インドの国際連系線とブータン、ネパール、インド水力開発とのセット開発
- ・ インド-バ国の国際揚水開発

d) 配電システムの高度化

前項で詳述したとおり、ダッカは既に人口密度の著しく高い都市に成長しており、更なる人口増加が予測されている。経済活動の急速な発展を鑑みると、この地域の電力需要は更に加速的に増加すると予想され、安定的な配電のために下記の示す改善が必要となる。（詳細は 4.2.3 参照）

- ・ 時限順送方式の導入による配電自動化
- ・ 架空線の事故点探査
- ・ 配電地中化

e) 送電網の運用改善

前項で詳述したとおり、バ国の給電所は絶えず変動する需要に見合った発電量となるよう制御するばかりでなく、送電網の運用も担っている。しかしながら、各事業者が制御できる範囲には限度があるため、下記の示すとおり、送電網モニタリング・制御システムおよび人材育成の強化が必要となる。（詳細は 4.2.3 参照）

- ・ 将来的な送電網モニタリング・制御組織の設立
- ・ 将来的な送電網モニタリング・制御システムの設計
- ・ 人材育成システムの検討

5章 結論および提言

5.1 結論

前章までに議論したように、以下の**4つの主たる分野**が、エネルギー・電力セクターのバリューチェーンの中で特に強化すべき部分として特定された。

1. **LNG 法的枠組み**：適切な燃料の調達と供給を行うこと、海外から調達する天然ガスを発電用および非発電用（産業、業務、家庭用）に供給すること
2. **ガスセクター改革**：天然ガスを量・価格ともに安定的に輸入し、ガスを財務上問題なく調達、供給すること
3. **電源開発計画の能力育成**：刻々と変化する経済、環境、社会状況において短期間かつ定期的に柔軟性をもってインフラ開発計画を修正し、マスタープランをローリング計画していく能力を強化すること
4. **燃料ベストミックスを目指したインフラ開発**：適切かつ安定的な電力供給のための整備、運用、維持管理をすること。LNG 輸入計画やガスパイプライン拡張計画と電源開発計画や送電源計画の整合をとること。この結果、輸入 LNG が必要とする消費者や市場のもとに適切に届き、発電所が最大限稼働して国の経済発展に貢献できること

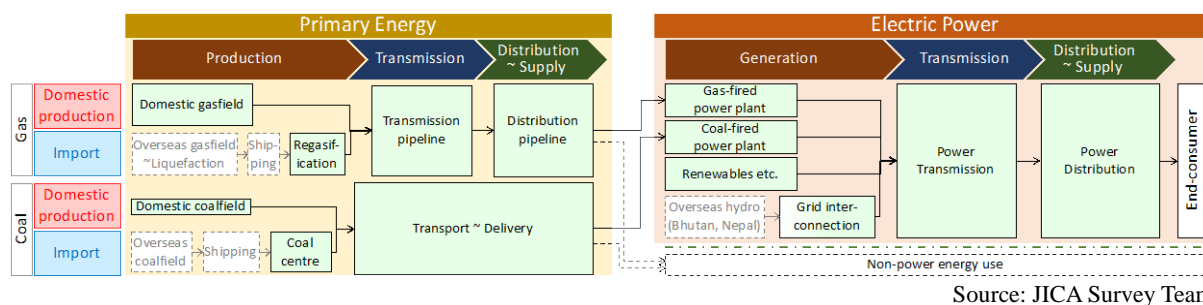


図 5-1 エネルギー・電力セクターにおけるバリューチェーンの概念

5.2 提言

調査団はバ国政府との協議を通じ、エネルギー・電力セクターの強化すべき分野を確認した。各分野での提案事項は以下のとおりである。

LNG 法的枠組み支援

- バ国既存の法規制のレビュー
- 日本および米国の法規制との比較
- エネルギー局や BEREC との議論／BEREC へのバ国新規法規制の提案
- 新規法規制の草案作成
- エネルギー局や BEREC からの意見聴取／見直し
- 法規制草案の最終化
- 新規法規制の施行

セクター改革：ガスセクター改革のための技術支援

- 政策導入：LNG 輸入のための安全性基準やその他の法規制の策定
- 市場改革：料金体系見直し、市場競争導入

計画：電源開発計画策定能力育成のための技術支援

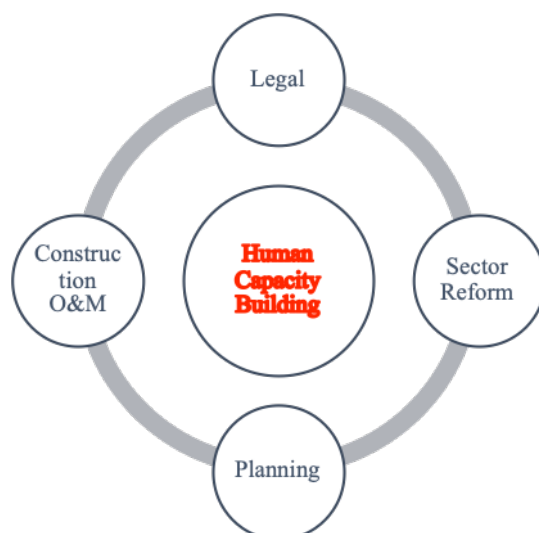
- PSMP の策定や定期更新ができるよう BPDB のような主たる関係者の能力開発プログラムの作成支援
- 電力セクター全体として発電コストが回収できるよう電力料金体系見直しの支援

建設：電力インフラ建設のための技術支援

- ベースロード電源として石炭火力発電所の建設推進（円借款および PPP）
- ミドル、ピーク電源として LNG 火力発電所の建設推進
- 老朽化したガス発電所の改修。電力需要中心地であるダッカ近郊の既存発電設備を対象。新規の発電所建設と比べて建設・改修時間は短縮でき、同一のガス消費量で発電量が増加、特に、ピーク電源に特化。PSMP2016 では、Old Haripur (33MW*3units)のスクラップ&ビルドを提案している。
- インド-バングラデシュ-インドの国際連系線建設と、ネパール、ブータン水力電源開発の包括的開発を推進。インド-バングラデシュ国際揚水発電所建設によるピーク電源開発も含む。
- 電源開発と連係したガスパイプラインおよび送電網インフラ建設推進
- 電力系統運用/配電網(EMS/SCADA, 特に配電地中化)の信頼性向上
- この結果として、燃料の多様化、電力の安定供給、安価な発電コストが実現可能。

人材育成／訓練：電力セクターの訓練プログラムのための技術支援

- 電力局は 2018 年 9 月に電力セクター育成政策（PSTP）を策定した。
- 人材育成は法律面、セクター改革、電源開発計画、火力発電所建設・運転・保守のいずれにとっても最も必要な要素である。
- 建設中のマタバリ超々臨界(USC)石炭火力発電所のシミュレータや、系統運用にかかる SCADA/EMS のシミュレータなど、ハード設備の導入支援も重要となる。特に、持続可能な人材育成/訓練センターの構築には、前述ハード設備のみならず、その内容を教える講師陣をどのように育成するのが、大きな鍵となる。
- 中長期的には、直営で育成することを目指すものの、短期的には困難と思われるため、この分野に十分なノウハウを有している企業、組織等への一部運営の委託化なども選択肢として考えることも必要となる。



Source: JICA Survey Team

図 5-2 人材育成の重要性

5.3 総論

特に、LNG 法的整備については、可及的速やかな支援が必要であり、以下に示す理由から、バ国政府からの支援要請ニーズも極めて高いと認識している。

- バ国は歴史上初めて LNG の輸入を開始したばかりであり、LNG の輸入は自国の経済発展をさらに加速させる重要なステップであること。
- LNG を安全面・環境面から適切に取り扱う能力とそのコミットメントを示し、グローバル・スタンダードを確立することが極めて重要な局面にきていること。
- 一方、バ国においては LNG の輸入及び輸送に関する問題を取り扱う規定を定めた現行の法律や規制は存在しないようであり、長期的に安定的に資源を国際マーケットから調達する上で、国際法に準拠した法的環境整備は喫緊の課題であること。
- このような状況に鑑み、LNG 輸入に係る法的環境整備支援について、有償資金を活用した専門家派遣や技術協力支援等、同分野における迅速な本邦支援の実施が必要と思料する。

さらに、ベース電源の早期実現と付随する送電線建設、系統運用・配電網高度化も喫緊の課題と認識する。特に、石炭火力電源は、Revisiting PSMP2016 においても、ベストミックスの観点からも重要電源と位置づけているが、気候変動問題の観点から石炭電源に対し、長期的継続的に民間資金を確保することが難しくなることは否定できない。それ故に、民間資金主導で実施されるガス電源に比して、ファイアンス獲得が難しい石炭電源については、エネルギーセキュリティー・経済性の観点から、環境性に配慮した最新鋭・高効率の石炭火力技術導入に限定した公的資金の注入も重要な選択肢と思料する。

今後長期にわたり天然ガスの輸入大国に転ずるバングラデシュ国にとって、LNG にかかる法律面の整備は、バ国政府自身を法的にしっかり守る仕組みを作ることと、官民連携した投資を法的に支援・促進する両面を兼ね備えるべきであり、ベース用石炭電源、ミドル用ガス電源、ピーク用既設電源改修、国際連系に加え、都市整備に伴う電力系統の拡張に合わせた送配電網の高度化を包括的に開発する技術支援とともに、法的整備には、本邦の公的支援が大いに期待される。

6章 収集資料

現地調査において収集した資料は下表に示すとおりである。

表 6-1 収集資料リスト

Sl. No.	Title / File Name	Source/ Folder	File type
1	APSCL Annual Report 2010	APSCL	PDF
2	APSCL Annual Report 2011	APSCL	PDF
3	APSCL Annual Report 2012	APSCL	PDF
4	APSCL Annual Report 2013	APSCL	PDF
5	APSCL Annual Report 2014	APSCL	PDF
6	APSCL Annual Report 2015	APSCL	PDF
7	APSCL Annual Report 2016	APSCL	PDF
8	APSCL Annual Report 2017	APSCL	PDF
9	APSCL Organogram	APSCL	JPEG
10	BERC Act 2003 (Bangla)	BERC	PDF
11	BERC Act 2003 (English)	BERC	PDF
12	Gas Regulation of Bangladesh (English)	BERC	Word
13	New Tariff Rate in Bangla	BERC	PDF
14	Policy Guidelines for Commercial IPP, 2008 (Bangla)	BERC	PDF
15	Policy Guidelines for Commercial IPP, 2008 (English)	BERC	PDF
16	The Bangladesh Gas Act 2010 (Bangla)	BERC	PDF
17	BEZA Brochure	BEZA	Book
18	(Executive Summary) Commercial Operation Statistics, BPDB	BPDB	Book/PDF
19	APA Contract (2018-2019) Chairman & Member Admin	BPDB	PDF
20	APA Contract (2018-2019) Chairman & Member Company Affairs	BPDB	PDF
21	APA Contract (2018-2019) Chairman & Member Distribution	BPDB	PDF
22	APA Contract (2018-2019) Chairman & Member Finance	BPDB	PDF
23	APA Contract (2018-2019) Chairman & Member Generation	BPDB	PDF
24	APA Contract (2018-2019) Chairman & Member P&D	BPDB	PDF
25	BPDB Annual Report 2008	BPDB	Book/PDF
26	BPDB Annual Report 2009	BPDB	Book/PDF
27	BPDB Annual Report 2010	BPDB	Book/PDF
28	BPDB Annual Report 2011	BPDB	Book/PDF
29	BPDB Annual Report 2012	BPDB	Book/PDF
30	BPDB Annual Report 2013	BPDB	Book/PDF
31	BPDB Annual Report 2014	BPDB	Book/PDF
32	BPDB Annual Report 2015	BPDB	Book/PDF
33	BPDB Annual Report 2016	BPDB	Book/PDF
34	BPDB Annual Report 2017	BPDB	Book/PDF
35	BPDB Board Organogram 2013	BPDB	JPEG
36	BPDB Organization Chart - June 2017	BPDB	PDF

Sl. No.	Title / File Name	Source/ Folder	File type
37	BPDB Primary Grid Map 2017	BPDB	PDF
38	KPI May - 2015 - BPDB	BPDB	PDF
39	Loss, SAIDI & SAIFI of BPDB	BPDB	Excel
40	Organogram Member Admin June 2013	BPDB	JPEG
41	Organogram Member Company Affairs	BPDB	JPEG
42	Organogram Member Distribution June 2013	BPDB	JPEG
43	Organogram Member Finance	BPDB	JPEG
44	Organogram Member Generation	BPDB	JPEG
45	Organogram Member P&D	BPDB	JPEG
46	BREB Annual Report 2016	BREB	PDF
47	BREB Annual Report 2017	BREB	PDF
48	BREB Organogram	BREB	PDF
49	CPGCBL Annual Report 2015	CPGCBL	PDF
50	CPGCBL Annual Report 2016	CPGCBL	PDF
51	CPGCBL Annual Report 2017	CPGCBL	PDF
52	DESCO Annual Report 2007	DESCO	Book/PDF
53	DESCO Annual Report 2008	DESCO	Book/PDF
54	DESCO Annual Report 2009	DESCO	PDF
55	DESCO Annual Report 2010	DESCO	PDF
56	DESCO Annual Report 2011	DESCO	PDF
57	DESCO Annual Report 2012	DESCO	PDF
58	DESCO Annual Report 2013	DESCO	PDF
59	DESCO Annual Report 2015	DESCO	PDF
60	DESCO Annual Report 2016	DESCO	PDF
61	DESCO Annual Report 2017	DESCO	PDF
62	DESCO Organogram	DESCO	Word
63	June 2018 DESCO	DESCO	PDF
64	Review of Load demand forecast (DESCO) upto 2041	DESCO	Excel
65	SAIDI & SAIFI - 12-18 DESCO	DESCO	Excel
66	10 year data (Loss, SAIDI & SAIFI) of DPDC - Revised	DPDC	Word
67	APA 2018 - 2019	DPDC	PDF
68	DPDC Annual Report 2011	DPDC	PDF
69	DPDC Annual Report 2012	DPDC	PDF
70	DPDC Annual Report 2013	DPDC	PDF
71	DPDC Annual Report 2014	DPDC	PDF
72	DPDC Annual Report 2015	DPDC	PDF
73	DPDC Annual Report 2016	DPDC	PDF
74	DPDC Annual Report 2017	DPDC	PDF
75	DPDC Executive Summary June-2018	DPDC	PDF
76	DPDC Load Forecast up to 2030	DPDC	Excel
77	DPDC Organogram	DPDC	JPEG
78	New Tariff Rate in English	DPDC	PDF
79	EGCB Annual Report 2013	EGCB	PDF

Sl. No.	Title / File Name	Source/ Folder	File type
80	EGCB Annual Report 2014	EGCB	PDF
81	EGCB Annual Report 2015	EGCB	PDF
82	EGCB Annual Report 2016	EGCB	PDF
83	EGCB Annual Report 2017	EGCB	PDF
84	Organogram of EGCB Corporate Office	EGCB	PDF
85	Organogram of Haripur 412 MW CCPP	EGCB	PDF
86	Organogram of Siddirganj 2X120 MW PPP	EGCB	PDF
87	EMRD Annual Report 2018	EMRD	PDF
88	Organogram EMRD	EMRD	JPEG
89	Energy & Power Magazine (Vol 1 to Vol 16)	Energy & Power	PDF
90	GTCL Annual Report 2017	GTCL	PDF
91	GTCL Existing Pipeline	GTCL	PDF
92	GTCL Future Development plan of Pipelines	GTCL	PDF
93	GTCL Gas Transmission Network Map	GTCL	JPEG
94	GTCL Organogram	GTCL	PNG
95	GTCL SCADA System	GTCL	JPEG
96	KGDCL Annual Report 2012	KGDCL	PDF
97	KGDCL Annual Report 2013	KGDCL	PDF
98	KGDCL Annual Report 2014	KGDCL	PDF
99	KGDCL Annual Report 2015	KGDCL	PDF
100	KGDCL Annual Report 2016 - Part 1	KGDCL	PDF
101	KGDCL Annual Report 2016 - Part 2	KGDCL	PDF
102	KGDCL Annual Report 2017 - Part 1	KGDCL	PDF
103	KGDCL Annual Report 2017 - Part 2	KGDCL	PDF
104	"The Independent" Newspaper Report Compiled	Newspaper	Word
105	PSMP-2016 update - 2018 (Newspaper Reports)	Newspaper	Word
106	LNG Terminal Status in Bangladesh (Newspaper Reports)	Newspaper	Word
107	Govt. Plan Projects 2018 (Newspaper Reports)	Newspaper	Word
108	Organogram of NWPGL	NWPGL	PDF
109	Bangladesh GSMP Final Report - Revision 3_2018_03_01	Petrobangla	PDF
110	Gas Demand Forecast -2017 - 22	Petrobangla	JPEG
111	LNG Value Chain Training Program	Petrobangla	PDF
112	Petrobangla Annual Report 2013	Petrobangla	PDF
113	Petrobangla Annual Report 2014	Petrobangla	PDF
114	Petrobangla Annual Report 2015	Petrobangla	PDF
115	Petrobangla Annual Report 2016	Petrobangla	PDF
116	Petrobangla Annual Report 2017	Petrobangla	PDF
117	Petrobangla Organogram	Petrobangla	JPEG
118	Ongoing & Planned Projects of PGCB September, 2018	PGCB	Excel
119	PGCB Annual Report 2010	PGCB	PDF
120	PGCB Annual Report 2011	PGCB	PDF
121	PGCB Annual Report 2012	PGCB	PDF
122	PGCB Annual Report 2013	PGCB	PDF

Sl. No.	Title / File Name	Source/ Folder	File type
123	PGCB Annual Report 2014	PGCB	PDF
124	PGCB Annual Report 2015	PGCB	PDF
125	PGCB Annual Report 2016	PGCB	PDF
126	PGCB Annual Report 2017	PGCB	PDF
127	PGCB Organogram	PGCB	JPG
128	Status of on-going Projects of PGCB	PGCB	Excel
129	Glimpses of Bangladesh Power Sector, August 2018	Power Cell	Book/PDF
130	Power & Energy Week 2018 (Bangladesh High Performance Bright Future)	Power Cell	PDF
131	Power & Energy Week 2018 intro	Power Cell	PDF
132	Power & Energy Week 2018 speakers profile	Power Cell	PDF
133	Power & Energy Week 2018, Bengali (Anirban Agami)	Power Cell	PDF
134	Power & Energy Week sovinier (Summary in English by EAL)	Power Cell	Word
135	Power Cell Organogram	Power Cell	PDF
136	Annual Performance Agreement (APA) Between MD, DPDC and Secretary, Power Division, 2018-2019 (Photograph)	Power Division	JPEG
137	Annual_Performance_Agreement_2018 between DPDC and Power Division	Power Division	PDF
138	APA 2018-2019 Amendment_revised between BPDB & Power Division	Power Division	PDF
139	APA between Power Division and Cabinet Division	Power Division	PDF
140	APA Contract 2018-19 between BPDB & Power Division	Power Division	PDF
141	Different Target of KPI by Power Division (56_Power_English)	Power Division	PDF
142	Office Order PSMP 2016 revisiting (review) in English (Translated by EAL)	Power Division	Word
143	Power Division Organogram (approved)	Power Division	PDF
144	Power Division Organogram (present setup)	Power Division	BMP
145	Power Division Annual Report 2017	Power Division	PDF
146	RPCL Annual Report 2017	RPCL	PDF
147	RPCL Gazipur PP Organogram	RPCL	PDF
148	RPCL HQ Organogram	RPCL	PDF
149	RPCL Mymensingh PP Organogram	RPCL	PDF
150	English_Organogram_SREDA Board	SREDA	PNG
151	SREDA approved Organogram	SREDA	PNG
152	Gas Demand Forecast -2041	TGTDCL	PDF
153	Titas Annual Report 2012	TGTDCL	PDF
154	Titas Annual Report 2013	TGTDCL	PDF
155	Titas Annual Report 2014	TGTDCL	PDF
156	Titas Annual Report 2015	TGTDCL	PDF
157	Titas Annual Report 2016	TGTDCL	PDF
158	Titas Annual Report 2017	TGTDCL	PDF
159	Titas Organogram	TGTDCL	PPT
160	Load Demand of WZPDCL	WZPDCL	Excel
161	Organogram-1_WZPDCL	WZPDCL	JPEG
162	Organogram-2_WZPDCL	WZPDCL	JPEG
163	Organogram-3_WZPDCL	WZPDCL	JPEG

Sl. No.	Title / File Name	Source/ Folder	File type
164	Project status of WZPDCL upto September,2018	WZPDCL	Excel
165	Projects requires JICA Assistance	WZPDCL	Excel
166	SAIDI AND SAIFI OF WZPDCL	WZPDCL	Excel
167	System loss of WZPDCL	WZPDCL	Excel
168	WZPDCL Annual Report 2011	WZPDCL	PDF
169	WZPDCL Annual Report 2012	WZPDCL	PDF
170	WZPDCL Annual Report 2013	WZPDCL	PDF
171	WZPDCL Annual Report 2014	WZPDCL	PDF
172	WZPDCL Annual Report 2015	WZPDCL	PDF
173	WZPDCL Annual Report 2016	WZPDCL	PDF
174	WZPDCL Annual Report 2017	WZPDCL	PDF

Source: JICA Survey Team