

5.9 天然ガスの中長期生産予測

5.9.1 長期生産予測のケース設定

長期生産予測には、前述の既設・新設ガス田の生産余力を踏まえ、Gas Evacuation Plan (2010-2015)に則った政府案ケース、および政府案ケースよりも保守的な調査団ケース1、調査団ケース2の3ケースの検討を行った。各ケースの要素を表 5-15に示す。

表 5-15 天然ガス供給シナリオ基本表

ケース	政府案ケース	調査団ケース1	調査団ケース2
(Petrobangla 傘下子会社)			
既存ガス田(Petrobangla) 確認埋蔵量 (P1)	●	●	●
既存ガス田(Petrobangla) 推定埋蔵量 (P2)	●	●	●
既存ガス田(Petrobangla) 予想埋蔵量 (P3)			
Kamta ガス田 再開発	●	●	●
Chhatak ガス田 再開発 (東)			
新規ガス田開発1 (Petrobangla) Srikail, Sundalpur, Kapasia, Mubarakpur	●	●	●
Block 11 (Netrokona)	●		
(IOC)			
既存ガス田(IOC 1) 確認埋蔵量 (P1)	●	●	●
既存ガス田(IOC 1) 推定埋蔵量 (P2)	●	●	●
既存ガス田(IOC 1) 予想埋蔵量 (P3)			
Chhatak ガス田 再開発 (西)	●		
新規ガス田開発(IOC 2)			
Block 7 (Kajula)	●	●	●
Block 16 (Magnama, Hatia, Manpura)	●	●	●
Block 17 & 18			
新規ガス田開発(IOC 3)			
Offshore Bidding 2008 #1	●	●	
Offshore Bidding 2008 #2	●		
(天然ガス輸入)			
LNG	●	●	●

出所：PSMP 調査団

5.9.2 各ケースの考え方

既存ガス田からの増産、改修、及び、将来における新規ガス田の発見による新規ガスの産出を想定する。各ケースの成功期待度合いに応じて、政府案ケース（ハイケース）、調査団ケース1（ベースケース）、調査団ケース2（ローケース）の3ケースとする。

長期予測においては、2009年3月にADBが実施したClean Fuel Sector Development Program (consultant: Technoconsult International Limited) (ADB調査)の調査結果、及び、Petrobangla, GTCLらが作成した“Gas Evacuation Plan (2010-2015)”の中のガス供給計画を元に、タスクチームでの議論を踏まえ、予測結果を見直した。

現地調査については、2009年10月末から11月初旬にかけて、Petrobangla及び傘下のガス生産会社3社(BAPEX, BGFCL, SGFL)及びIOC2社(Chevron, Cain)へのインタビューを実施し、並びにBGFCL社のTitasガス田、SGFL社のKailashtilaガス田及びChevron社のBibiyanaガス田での調査を行った。

Titasガス田の現地調査で得た情報によれば、同ガス田の3割以上の面積を占める南部地域が未開発とのことであり、ADBの資金援助のもとに行われる予定のTitasガス田を含む周辺ガス田に対する3D地震探鉱の結果を待って開発が進むと思われる。このような状況を考慮して、2020年までのTitasガス田の最大生産量を565mmcfでとしたADB調査の予測を678mmcfに上方修正している。

Kailashtilaガス田の調査では、新層として2006年に生産を開始した5号井が、地層水の浸入による圧力低下のため生産が中断されていた。SGFL社によれば、上部に未生産の分厚い砂層があるので、改修作業によりこれを仕上げる予定とのことであった。本ガス田の生産について、ADB調査では2010年の97mmcfから徐々に増産されて2022年には250mmcfに達すると予測している。SGFLの増産計画及び本ガス田の生産挙動などから、政府案ケースでは2023年には500mmcfとした。

Bibiyanaガス田の現地調査では、調査時点でのガス生産量は640mmcfで当初予想以上の生産レートであった。Chevronの説明によれば、3D地震探鉱の結果を勘案するとガス田自体の潜在的な生産能力は1,000mmcf以上あると考えられるとの事である。ADB調査では最大生産量を500mmcfと予測していたので、これを1,166mmcfに上方修正した。

上記調査結果に加え、新規海上鉦区からの増産見通し等も加味して、予測評価を行った。

政府案ケース：

埋蔵量はHCUが見直している2010年値の確定埋蔵量と推定埋蔵量を見込む。新規鉦区では、新規ガス田1(Srikail, Sundalpur, Kapasia, Mubarakpur)、新規ガス田2(ブロック7(Kajal); ブロック16(Magnama, Hatia, Manpura))、新規海上入札鉦区(100mmcf)に加え、ブロック11(Netrokona)、新規海上入札鉦区(200mmcf)からのガス生産を見込んでいる。政府案ケースは、2015年まではPetrobangra, GTCLらが策定した“Gas Evacuation Plan”に基づいた緊急措置的なガス供給計画になっており、2018年までは4,500mmcf弱のプラトール生産が続き、その後減衰するものとした。

調査団ケース 1 :

埋蔵量は、政府案ケース同様、HCU が見直している 2010 年値の確定埋蔵量と推定埋蔵量を見込む。新規構造からの発見として、新規ガス田 1 (Srikail,Sundalpur, Kapasia, Mubarakpur)、新規ガス田 2 (ブロック 7 (Kajal); ブロック 16 (Magnama, Hatia, Manpura))、新規海上入札区 (100mmcf)を見込み、ブロック 11 (Netrokona)は見込んでいない。

調査団ケース 2 :

埋蔵量は、政府案ケース同様、HCU が見直している 2010 年値の確定埋蔵量と推定埋蔵量を見込む。新規ガス田からの生産は、新規ガス田 1 (Srikail,Sundalpur, Kapasia, Mubarakpur)、新規ガス田 2 (ブロック 7 (Kajal); ブロック 16 (Magnama, Hatia, Manpura))のみとし、新規海上入札区は見込んでいない。

いずれのケースも ChhatakEast 再開発、新規ガス田 2(ブロック 5,10; ブロック 17, 18)は現在の開発状況を鑑み、2030 年までに生産を開始するのは困難と判断した。

なお、「バ」国政府は深刻なガス不足への対策として、2013 年からの LNG の導入を進めている。調査団が独自に調べた結果においても、洋上 LNG 基地は既にいくつかの実績があり、地上基地ができるまでの暫定措置という位置づけにおいて実行可能な対策と判断しており、国内天然ガスを補完する位置づけとして LNG 輸入を加えることとする。

5.9.3 長期生産予測結果

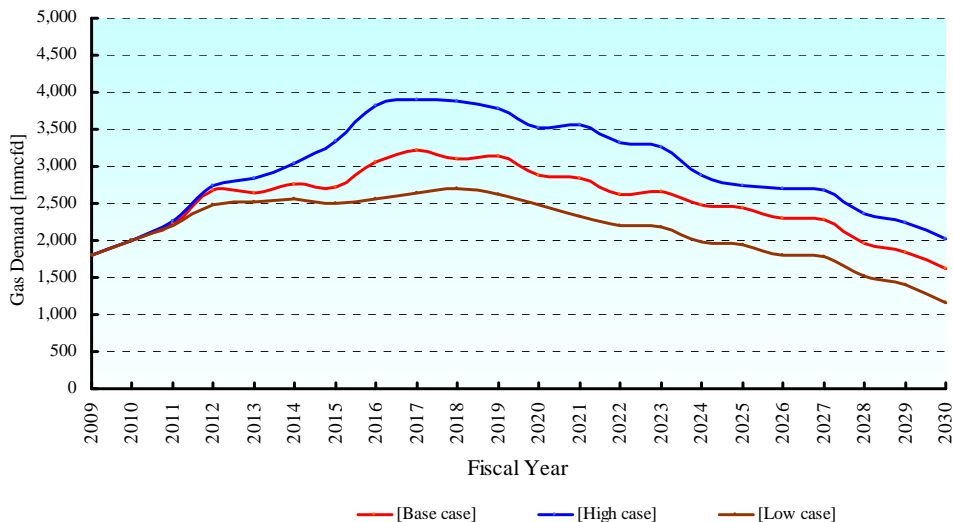
長期ガス生産予測結果を表 5-16ならびに図 5-11に示す。

表 5-16 長期生産予測 (国内生産)

ケース	政府案ケース		調査団ケース 1		調査団ケース 2	
	(mmcf)	(bcf)	(mmcf)	(bcf)	(mmcf)	(bcf)
2008 - 2009	1,791	654	1,791	654	1,791	654
2009 - 2010	1,995	728	1,995	728	1,995	728
2010 - 2011	2,253	822	2,225	812	2,208	806
2011 - 2012	2,738	999	2,673	976	2,479	905
2012 - 2013	2,838	1,036	2,636	962	2,512	917
2013 - 2014	3,038	1,109	2,765	1,009	2,563	935
2014 - 2015	3,348	1,222	2,730	996	2,498	912
2015 - 2016	3,818	1,394	3,062	1,118	2,554	932
2016 - 2017	3,907	1,426	3,230	1,179	2,647	966
2017 - 2018	3,874	1,414	3,108	1,134	2,698	985
2018 - 2019	3,778	1,379	3,148	1,149	2,618	956
2019 - 2020	3,513	1,282	2,888	1,054	2,488	908
2020 - 2021	3,563	1,300	2,838	1,036	2,328	850

ケース	政府案ケース		調査団ケース 1		調査団ケース 2	
	(mmcf)	(bcf)	(mmcf)	(bcf)	(mmcf)	(bcf)
2021 – 2022	3,323	1,213	2,623	957	2,203	804
2022 – 2023	3,253	1,187	2,653	968	2,173	793
2023 – 2024	2,879	1,051	2,479	905	1,979	722
2024 – 2025	2,749	1,003	2,449	894	1,949	711
2025 – 2026	2,709	989	2,309	843	1,809	660
2026 – 2027	2,679	978	2,279	832	1,779	649
2027 – 2028	2,367	864	1,967	718	1,517	554
2028 – 2029	2,247	820	1,847	674	1,397	510
2029 – 2030	2,017	736	1,617	590	1,167	426

出所： PSMP 調査団



出所： PSMP 調査団

図 5-11 長期ガス生産予測

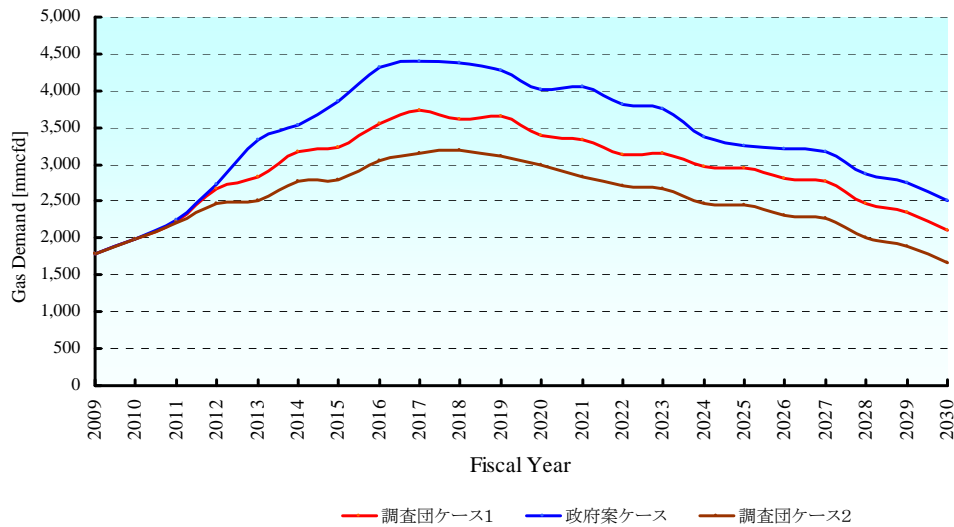
いずれのケースも既存ガス田からの生産に加え、将来における新規構造の発見による新規ガス田からの増産を見込んでおり、2017年までは生産量は増加する。調査団ケース1の場合、2017年に産出量が3,230mmcfでピークを迎え、その後、生産量は漸減する。政府案ケースの場合であっても2017年に3,907mmcfでピークとなり、以降生産量は減少に転じベースケースと同じ傾向を示している。調査団ケース2の場合も同様の傾向を示すが、ピークは2,698mmcfにとどまる。

ガス不足対策として、「バ」国政府は2013年から輸入ガス(LNG)の導入を計画している。LNGを加算した場合のガス供給曲線を下図に示す。

表 5-17 長期生産予測（国内生産 + LNG）

ケース	政府案ケース		調査団ケース 1		調査団ケース 2	
	(mmcf)	(bcf)	(mmcf)	(bcf)	(mmcf)	(bcf)
2008 - 2009	1,791	654	1,791	654	1,791	654
2009 - 2010	1,995	728	1,995	728	1,995	728
2010 - 2011	2,253	822	2,225	812	2,208	806
2011 - 2012	2,738	999	2,673	976	2,479	905
2012 - 2013	3,338	1,218	2,836	1,035	2,512	917
2013 - 2014	3,538	1,291	3,165	1,155	2,763	1,008
2014 - 2015	3,848	1,405	3,230	1,179	2,798	1,021
2015 - 2016	4,318	1,576	3,562	1,300	3,054	1,115
2016 - 2017	4,407	1,609	3,730	1,361	3,147	1,149
2017 - 2018	4,374	1,597	3,608	1,317	3,198	1,167
2018 - 2019	4,278	1,561	3,648	1,332	3,118	1,138
2019 - 2020	4,013	1,465	3,388	1,237	2,988	1,091
2020 - 2021	4,063	1,483	3,338	1,218	2,828	1,032
2021 - 2022	3,823	1,395	3,123	1,140	2,703	987
2022 - 2023	3,753	1,370	3,153	1,151	2,673	976
2023 - 2024	3,379	1,233	2,979	1,087	2,479	905
2024 - 2025	3,249	1,186	2,949	1,076	2,449	894
2025 - 2026	3,209	1,171	2,809	1,025	2,309	843
2026 - 2027	3,179	1,160	2,779	1,014	2,279	832
2027 - 2028	2,867	1,046	2,467	900	2,017	736
2028 - 2029	2,747	1,003	2,347	857	1,897	692
2029 - 2030	2,517	919	2,117	773	1,667	608

出所：PSMP 調査団



出所：PSMP 調査団

図 5-12 長期ガス生産予測（LNG 含む）

下表に本マスタープランと前回の GSMP2006 で想定したガス供給予測との比較を示す。

表 5-18 GSMP2006 との比較

	Gas Sector Master Plan 2006	PSMP2010	差
	ベースケース	ベースケース (LNG 含まず)	
	(mmcf/d)	(mmcf/d)	
2009 – 2010	1,896	1,995	99
2010 – 2011	2,022	2,225	203
2011 – 2012	2,158	2,673	515
2012 – 2013	2,340	2,636	296
2013 – 2014	2,518	2,765	247
2014 – 2015	2,669	2,730	61
2015 – 2016	2,852	3,062	210
2016 – 2017	3,030	3,230	200
2017 – 2018	3,240	3,108	-132
2018 – 2019	3,509	3,148	-361
2019 – 2020	3,818	2,888	-930
2020 – 2021	4,112	2,838	-1,274
2021 – 2022	4,439	2,623	-1,816
2022 – 2023	3,992	2,653	-1,339
2023 – 2024	3,636	2,479	-1,157
2024 – 2025	3,324	2,449	-875

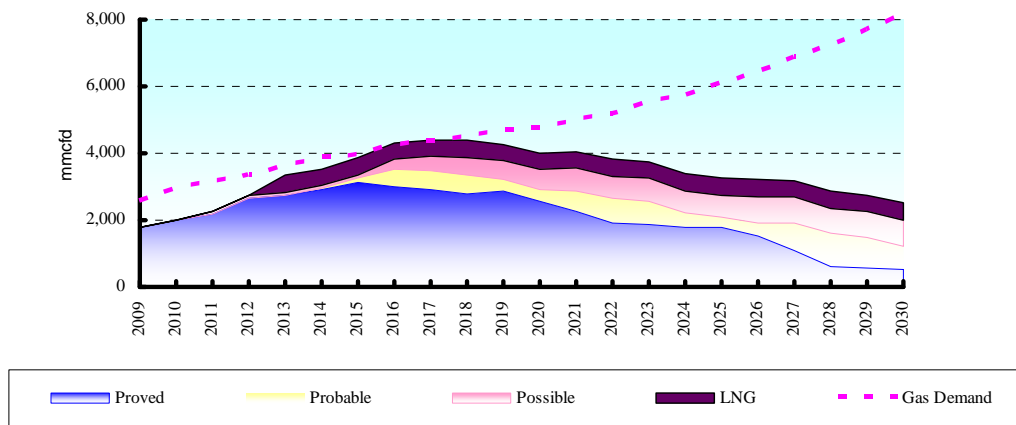
出所：PSMP 調査団

GSMP2006 と本マスタープランとのベースケース同士を比較した場合、2017 年までは本マスタープランの方のガス産出量が GSMP2006 を上回っているが、2018 年以降、GSMP2006 の産出量の方が本マスタープランを上回っている。これは GSMP2006 の方は後年に 1600mmcf の大規模な新規開発（YTF: Yet to find）を見込んでいる影響が大きい。YTF を除いた場合の最大供給量は 3424mmcf (2019 年) となり、本マスタープランの最大供給量 3230mmcf (2017 年) とほぼ同等な産出量となる。いずれ場合も、更なるガス探鉱、開発を行い大規模な新規ガス田が発見されない限り、将来的に国内天然ガスを長期間安定的に供給するのは難しい状況にある。

5.9.4 政府案ケース

政府案ケースは、Gas Evacuation Plan (2010-2015) で定める 2015 年までのガス産出量を前提に、各ガス田の予想産出量から 2030 年までのガス産出量を想定した。

政府案におけるガス需給バランスを下図に示す。



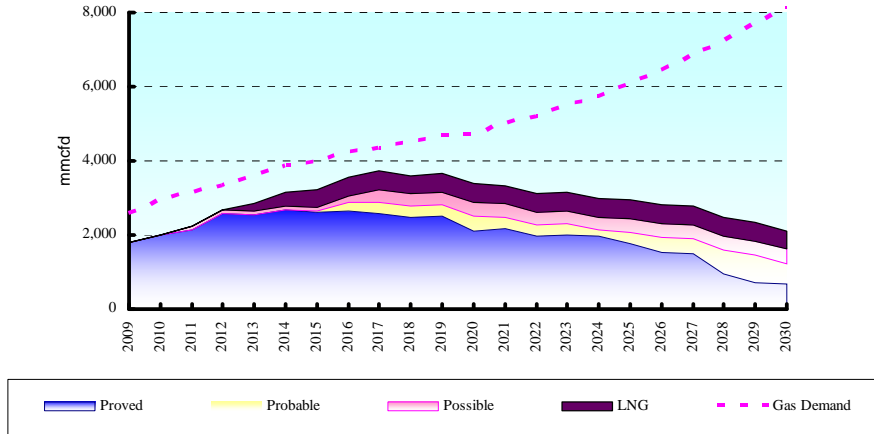
出所：PSMP 調査団

図 5-13 ガス需給バランス（政府案ケース）

確認(P1)、推定(P2)、予想(P3)埋蔵量、LNG の全てを見込んだガス供給量は 2017 年まで増加するが、その後漸減している。2016、2017 年には供給が需要を上回り需給ギャップは一時的に埋まるが、2019 年以降、再び需給ギャップが広がっている。2030 年断面での需給ギャップは 6,000mmcf に達している。

5.9.5 調査団ケース 1

調査団ケース 1 における需給バランスを下図に示す。

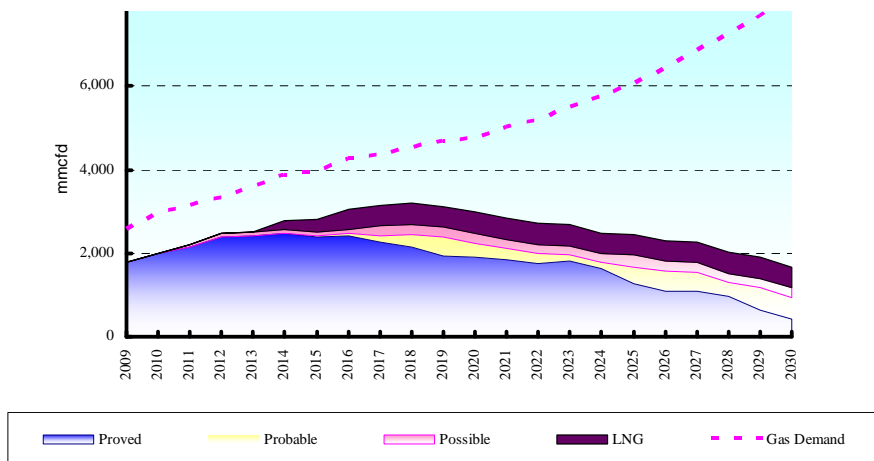


出所：PSMP 調査団

図 5-14 ガス需給バランス（調査団ケース 1）

調査団ケース 1 においては政府案ケースよりもガス供給量を低く見ており、需給はバランスせず、需給ギャップは解消されない。2017 年までは産出量は増加し、需給ギャップは減少するものの、2019 年以降ギャップは拡大する。2010 年度断面での需給ギャップは 955mmcf/d、2015 年には 722mmcf/d、2020 年には 1,338mmcf/d に拡大する。

5.9.6 調査団ケース 2



出所：PSMP 調査団

図 5-15 ガス需給バランス（調査団ケース 2）

調査団ケース2では調査団ケース1よりも更にガス供給量を低くみており、需給はバランスせず、調査団ケース1と同じ傾向を示している。すなわち、2017年までは産出量は増加するが、その後、減少に転じている。2010年度断面での需給ギャップは955mmcf、2015年には1,154mmcf、2020年には1,738mmcfにまで拡大する。

5.10 ガス導管網解析

前節まででは「バ」国のガス需要の現状と将来について予測検討してきたが、同時に供給側の問題としては、上流のガス田開発、GTCL所有のパイプラインの輸送能力、地域ガス小売会社のガス配給能力等で様々な課題を抱える。

ここではそのうち特に、現状と将来のパイプライン（＝ガス導管）の輸送能力を評価することを目的に、現地情報をもとにガス導管網の解析を行ったので、その結果を報告する。

5.10.1 計算結果と考察

需要点での圧力が確保されるかどうか判定条件となる。燃料ガス圧縮機をもたないガスタービンへの供給を考慮すれば、1.7MPa（250psi）程度が目安となる。

(1) データの合わせ込み

既述のように、ガスの流量及び圧力分布の実測値と計算値が一致するように各導管の輸送効率係数を操作した。ガス流量の実測値としては、ガス消費量および供給量を使用した。ここで注意すべきことは、供給量の合計と消費量の合計が一致しないことである。計測誤差、漏洩、局所の非定常的挙動が原因と思えるが、いずれにしても、質量保存則に矛盾するから、計算値との完全な一致はあり得ない。本計算においては、ガス田からの供給節点を圧力指定点としたため、供給量の計算値と実測値が異なることになる。図5-16は導管網上の主要ノードに圧力の実測値と計算値を、供給ノードに供給量の実測値と計測値を示したものである。

日本の導管網では、標準的な導管の輸送効率係数は0.93程度であるが、本導管網では殆どが0.8以下となっている。輸送効率係数は様々な要因を統合した数値であるから、この数値のみで断定的な判断は下せないが、配管の劣化あるいは、沈殿物の堆積を伺わせる。

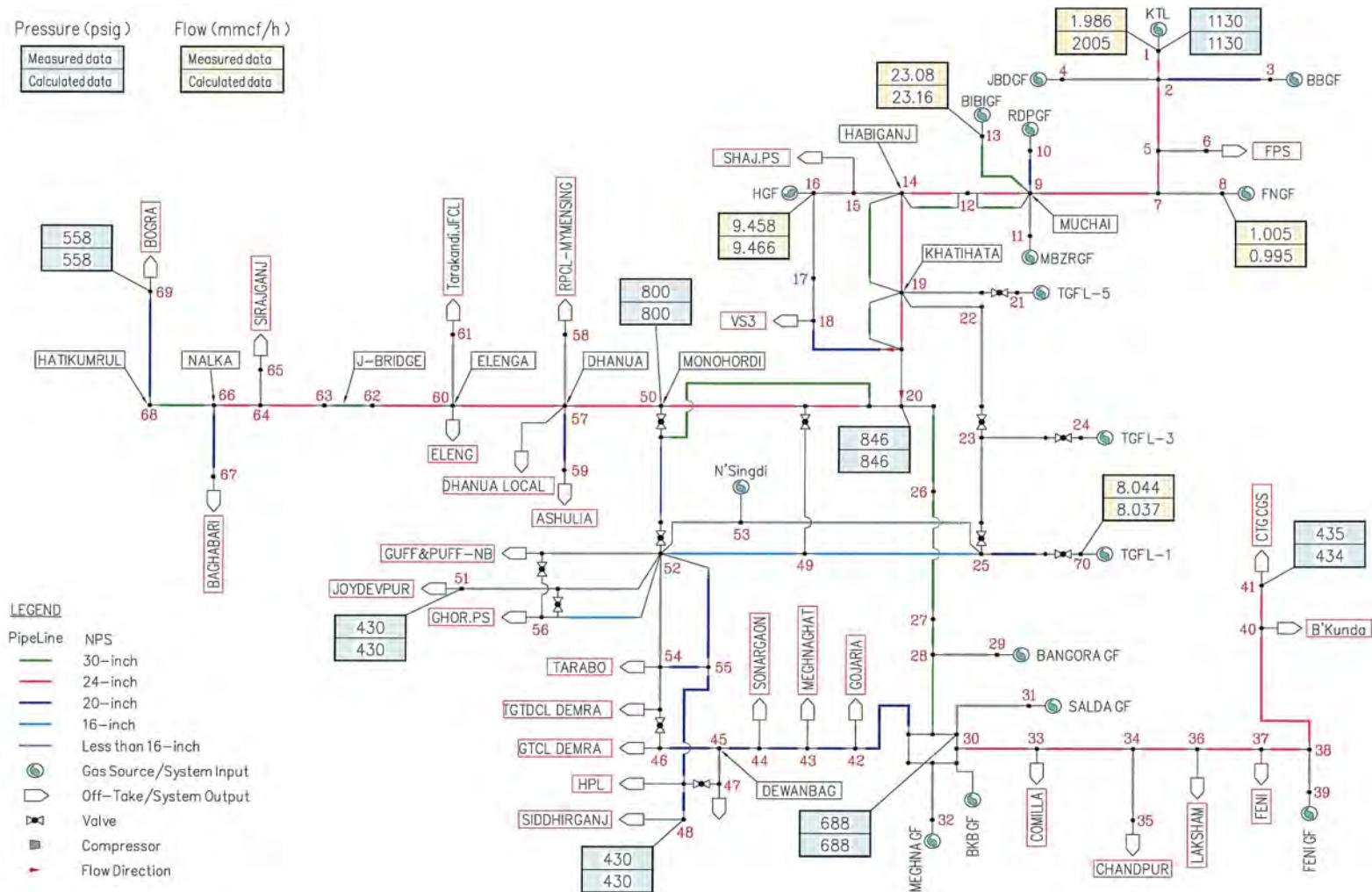
(2) 2009年度の結果

流量を1.2倍した場合には節点番号40、41（Chittagong）付近、接点51、東西幹線における接点60より下流の領域で供給不足を生じている。節点番号30の圧力は688psiであるが、この圧力を960psi（最高運転圧力）に変えてもこの供給不足は解消しない。この解消には、節点番号39（Feni）からの供給量を40および41の負荷全量をまかなえるまで増大させるか、30から40に至る導管を並列で追加するかしかない。全般的に見て東西幹線から取り出す枝線、およびDhaka周辺での圧力降下が大きく、供給力に余裕の無いことを伺わせる。ピグ通しなどの導管保全策を充分に行うべきと思われる。

その他の節点の圧力はいずれも250psi以上となっており、この条件下では供給不足は発生していない。流速もほぼ15m/sec以内に収まっている。

現状の供給不足発生部分と計算結果は傾向が概ね一致している。従って、実際のピーク負荷は平均値の1.2倍より大きいものの、非定常流動におけるホルダー効果などを勘案すれば、供給

能力をこの程度の流量で評価するのは妥当であると思える。2015年と2030年の供給能力の検討は平均値の1.2倍で行うものとする。



出所：PSMP 調査団

図 5-16 導管網主要部のガス圧力と主要ガス田のガス供給量（合わせ込み）

(3) 2015 年度の結果

2015 年時点では Hatikumrul (節点番号 68) から Khulna (節点 83) を通過して Bola (節点 85) に至るラインおよび Bakhrabad (節点 30) から Siddhirganj (節点 73) に至るラインが完成し、それぞれの導管上に新たな負荷が発生しているものとした。また、新たなガス供給源として、LNG (節点 41 Chittagong に連結)、Semutang (節点 41 に連結)、New Discovery (節点 38 に連結) が登場しているものとした。

(a) 導管補強無しの計算

最初の計算では、圧縮機の存在 (節点 12、20、60) および導管の増設 (節点 20 から節点 41 に至るライン、節点 50 から節点番号 66 に至るライン、節点番号 50 から節点 51 へのバイパスライン、節点 9 から 11 に至るライン、および節点番号 12 から 20 に至るライン) を考慮していない。

前述のように圧力の数値で **unable** となっている節点は、計算不能となっている部分である。すなわち、供給不能箇所である。また、数値が赤字になっている節点は圧力が 250psi 以下である箇所である。供給不能が発生している箇所は、Bakhrabad (節点 30) から Demra (節点 46) を経由して Monohordi (節点 50) に向かう Dhaka 周辺のループ線、および、東西幹線の Dhanua 以西の幹線およびその枝線である。いずれも、東北部ガス田からみて末端部となっているが、新規の発電所の多くはこれらの節点からガス燃料を導入することになっている。Bakhrabad (節点 30) の圧力が 688psi となっているのは、Bakhrabad ガス田の出口圧力をこの値に設定しているからであり、十分な供給能力がなければこの圧力は低下するので状況はさらに悪化する。Bakhrabad から Chittagong に至る幹線には供給不足は発生していない。これは、Chittagong に LNG を導入したためである。

(b) 圧縮機と導管増設の効果

次に、上記圧縮機と導管増設の効果を検証した。

圧縮機の出口圧力は 1,000psi とする。

東北部ガス田から Ashuganj (節点 20) に至るラインでは、十分な圧力が確保されているので、節点 12 の圧縮機は検証の対象から外した。ただし、ガス田の出口圧力が確保されない場合や、節点 20 の圧縮機の圧力比が設計値を越えるような場合には再検討が必要になる。

計算において、Bakhrabad (節点 30)、Salda (節点 31)、N'Singdi (節点 53) の各ガス田については圧力設定から、流量設定に変更した。これは、測定値に基づく圧力では、逆流が発生する (供給できない) からである。この場合、ガス田の時間平均算出ガス量を 1.2 倍して設定流量とした。これらの節点については圧力が計算結果として与えられるが、これは所定量の供給の為にはこの圧力以上のガス田出口圧力を確保する必要があることを意味する。

図 5-18 に導管網主要点の圧力を図示した。図 5-18 から分かるように、節点 61 以外は供給可能となっている。

この部分については、

- Block11 などの新たなガス田をこの付近に繋ぎ込む。
- 節点 13-節点 57 へバイパス配管を設置する。(後述)
- 節点 60-節点 61 の配管を圧縮機の吐出側から繋ぐ。

などの対策をすることによって供給可能になるものと思える。

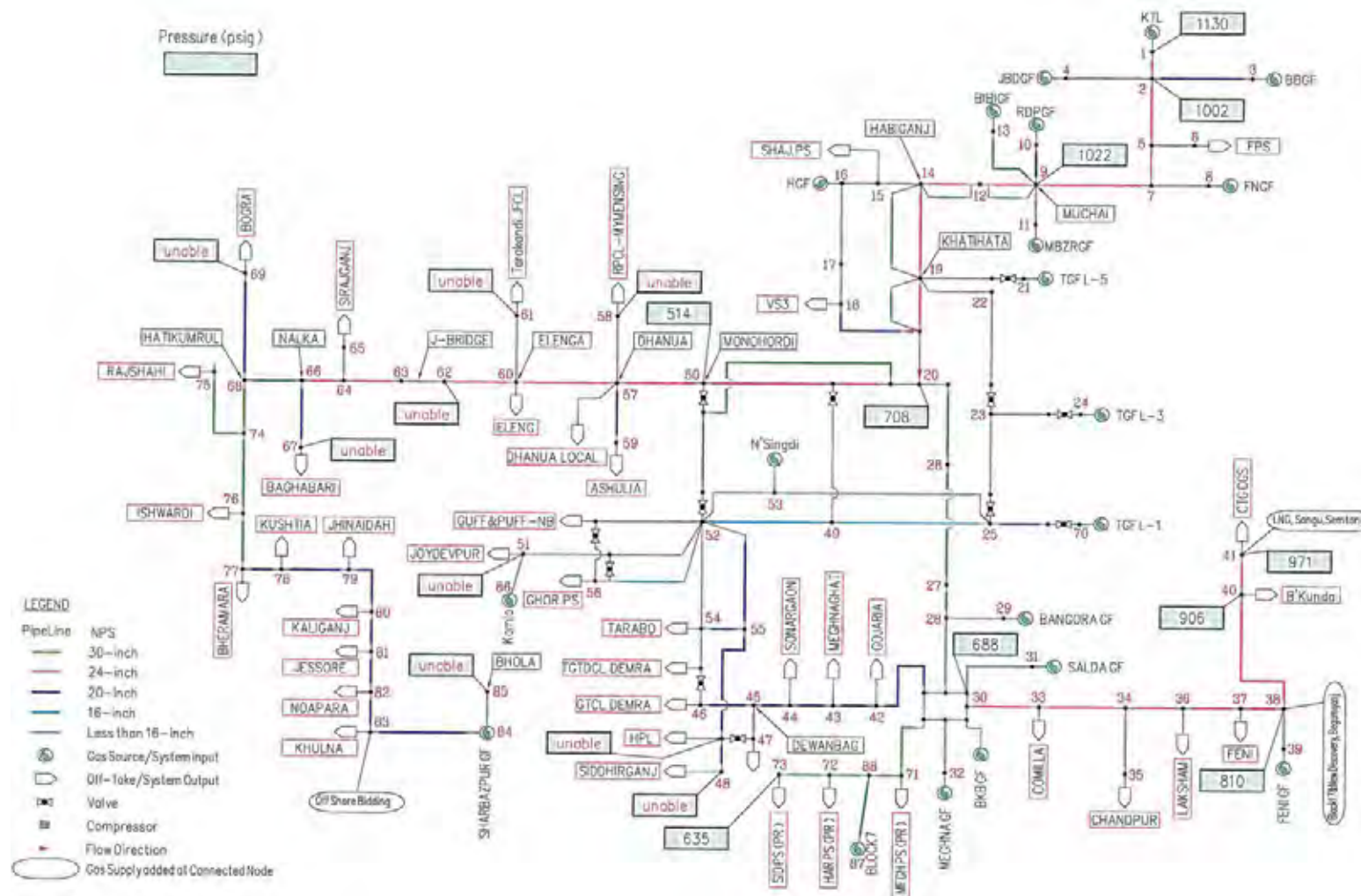
(c) バイパスラインの影響

節点 13 から節点 57 にバイパスラインを設置した場合の圧力分布を図 5-19に示した。ただし 2 つの圧縮機（節点 20 および節点 60）で囲まれた供給区域についてのみ計算している。

このバイパスラインは Gas Evacuation Plan において提案されているものである。本来の目的は節点 20 に設置する圧縮機の定格を押さえる事であるが、このバイパス配管を用いると節点 61 の供給不足は改善される。バイパスラインを設置すると、圧縮機の設備費のみならず、圧縮動力に関連した運転費の低減にも寄与する。ただし、

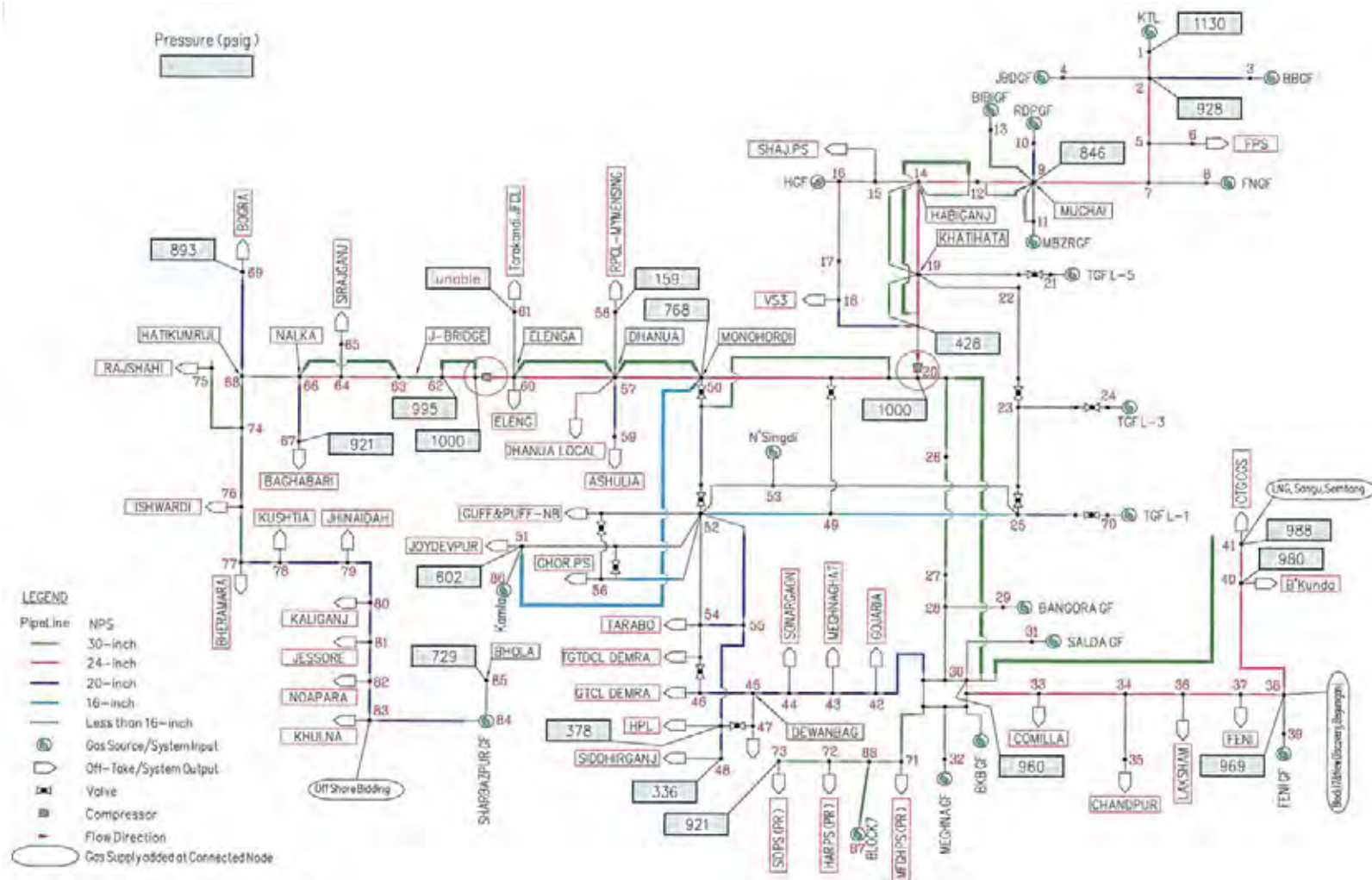
- 全体として配管網が複雑になり、制御が煩雑になる。
- 節点 57 の上流側の圧力も若干上昇するので、ガス田によっては供給圧力確保が困難になる。

などの可能性もあるので、実施に当たっては関係者を交えた詳細な検討が必要である。



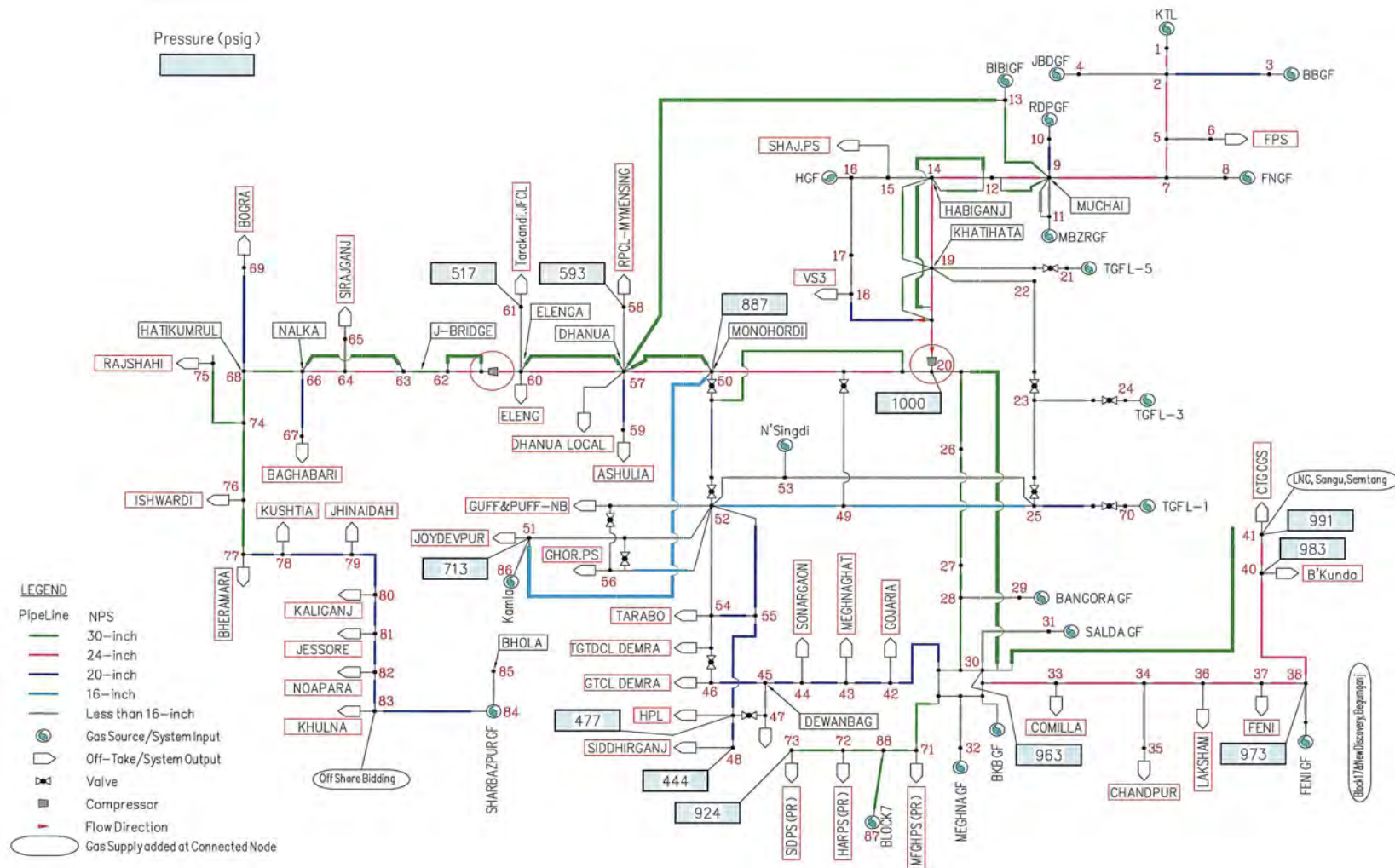
出所：PSMP 調査団

図 5-17 配管網主要点の圧力 (2015 年想定平均負荷×1.2)



出所：PSMP 調査団

図 5-18 配管網主要点の圧力 (2015 年想定平均負荷×1.2、配管網強化)



出所：PSMP 調査団

図 5-19 配管網主要点の圧力 (2015 年想定平均負荷×1.2, バイパス 13-57 の効果)

(4) 2030 年度の結果

2030 年の平均負荷を 1.2 倍した場合について計算を行った。配管網については(3)で言及した増設配管網と同じとし、Ashuganj 節点 20 と Elenga 節点 60 には圧縮機を設置しているものとする。ただし、ガス田として Off Shore Bidding(節点 83 に連結)、Block7 (節点 88 に連結)、Kamta (節点 51 に連結) が新たに加わっている。

Elenga の圧縮機(節点 60)より下流については Bogra(節点 69)を除いて供給可能であるが、Elenga の圧縮機(節点 60)より上流かつ Ashuganj の圧縮機(節点 20)より下流、即ち、TGTDCI、BGSIL 供給区域についてはほぼ全体に渡って計算不能(供給不能)となっている。なお、節点 20 より上流は節点 20 の流量が確定しないため、計算できない。

2030 年については、ガス需要 7,909mmcf/d に対し、ガス田からの供給量 2,117mmcf/d であり、大幅に供給量が不足している。従って、本来無理な計算を行っていることになる。上記の新しく加わったガス田は全て流量設定としており、その結果、計算上は供給の殆どを北東部を中心とした従来のガス田(圧力設定としている)にたよることになる。これが、配管網における流れの偏在、供給不能を発生させている可能性も考えられる。この可能性を調べるため、2015 年以降加わったガス田を全て圧力節点(出口圧力 1,000psi)として再計算してみた。結果を表 5-19 に示す。

表 5-19によれば、BGSIL供給区域、PGCIL供給区域、SGCIL供給区域については節点 35 および節点 69 を除いて供給可能である。この 2 個の節点はいずれも枝管にあり、枝管をループにすれば解決できる。TGTDCI供給区域については、改善はされるものの未だ供給不能箇所が大量に発生している。これは配管網自体にも能力的に余裕が無いことを示唆している。

このような状況では抜本的な対策を検討しなければ対処困難である。

想定される対策は以下のとおりである。

(a) Padma 橋パイプラインを中心とした、導管の増強、ループ化

現在、Padma 川両岸の Maowa (Dahka の南 35km) と Zajira を結ぶ多目的橋 Padma Bridge (全長 6km) が計画されているが、ガスを東西で融通するためこの橋に 30 インチのパイプラインを併設し、SGCIL ガス供給区域の Khulna、Shariatpur、TGTDCI 供給区域の Munshiganj、Narayanganj 等を連絡する。さらに、Ashuganj から南北・東西に延びる幹線、および Bakhrabad から Dhaka の周辺を経由して Monohordi に至るループを複線化して末端部の圧力を確保する。

(b) ターボ圧縮機による昇圧

圧力が大幅に低下する直前、あるいは安全を見てその少し手前の導管に、ターボ圧縮機を設置して昇圧する。

(c) 国内ガス田開発の加速、ガスの国際融通、LNG の導入

新規ガス田の開発、ミャンマーからの天然ガスの導入、LNG等の導入を通じて得られるガスを首都 Dhaka 南部方向から積極的に導入し全体としての圧力の均衡を図る。

(d) 省エネルギーの推進および需要そのもののカットによる需要量の削減

最も需要が伸びる Industry セクターでは、高効率機器の導入や廃熱の有効利用、あるいは未利用エネルギーの有効利用などの省エネルギーを推進することでガス消費量を押しえ込むことが大切である。これは国家の方針としてインセンティブ施策などを併用して推進すると効果的である。

次に需要増の大きい Domestic セクターでは、家庭用省エネルギー機器の普及に加えて、課金制度の浸透やプレペイド方式の推進などによりガスの節約を国民に啓蒙することが大切である。

Power セクターについては、負荷の平準化が重要である。ピーク時間帯は一日の内の数時間であり、あとはフラットである。この時間帯にたいしてオイル焚ディーゼルエンジンなどピークカット用原動機の導入で対処すれば、最大負荷を大幅に減少できる。

(e) SCADA の導入

導管網を健全に運用するには SCADA の導入が望まれる。ポイントごとの圧力と流量を管理するとともに、供給が困難なエリアへの適切な改善の方策をタイムリーに立てることが出来るようになる。また、局所的な需給バランスのチェックを行い、重要施設である発電所などに極力ガスを送り込むようなバルブ操作による供給調整も可能となる。

(f) 導管のピグ通しなどの保全策による導管抵抗の削減

Dhaka 廻りの配管は古いものが多く、異物付着などによって、性能が大きく低下している可能性がある。常に壁内面をなめらかに保つことによって、供給能力を向上できる。

表 5-19 導管網各ノードの圧力とガス消費量

(2030年想定平均負荷×1.2 全ガス田圧力設定)

	Node	Demand	P/S	Supply	Pressure		Node	Demand	P/S	Supply	Pressure
		mmcf/h		mmcf/h	psi			mmcf/h		mmcf/h	psi
TGTDCL	20		C	214.754	1,000	BGSL	33	12.368			848
	23				845		34	0.603			896
	24		P	8.486	900		35	1.865			Unable
	25				398		36	0.829			938
	26				890		37	4.678			983
	27				889		38		P	47.804	1,000
	28				889		40	9.458			990
	29				889		41		P		990
	30				837	PGCL	62				998
	31				837		63	2.701			980
	32				837		64				978
	42	6.486			Unable		65	1.626			911
	43	1.359			Unable		66				979
	44	1.733			Unable		67				979
	45				Unable		68				979
	46	28.723			Unable		69	4.647			Unable
	47				Unable	SGCL	74				981
	48	50.377			Unable		75				981
	49				Unable		76				983
	50				Unable		77	1.489			983
	51	46.389			Unable		78				986
	52	5.624			Unable		79				990
	53				Unable		80				991
	54	27.331			Unable		81				994
	55	5.733			Unable		82				996
	56	1.362			Unable		83		P	6.361	1,000
	57	32.741			Unable		84				981
	58	17.300			Unable		85	1.483			906
	59	43.496			Unable						
	60	16.250	C		*Unable						
	61	4.289			Unable						
	70		P	27.225	900						
	71	8.957			842						
	72	1.489			904						
	73	3.227			903						
	86		P	20.078	1,000						
	87		P	19.905	1,000						
	88				912						

出所：PSMP 調査団

5.10.2 まとめ

(1) 現状の導管での解析

導管解析は、2009年度、2015年度、2030年度の3ケースで実施した。

2009年度は現状とよく一致することが確認できた。

2015年度ではPGCL,SGCLとTGTDCL南部が供給不良になる。

2030年度では全域供給不良になる。

(2) 2015 年度で導管補強を加味した解析

“GSMP/PB/2006(Wood Mackenzie)”での補強ケースでは PGCL 向けコンプレッサーの入り側で供給不良が発生するが、“Gas Evacuation Plan”での補強を加味したケースではそれも解消され、補強が有効であることが分かった。

(3) 2030 年度で導管補強を加味した解析

2030 年度では、“GSMP/PB/2006(Wood Mackenzie)” “Gas Evacuation Plan”の補強導管でも供給不良が解消されないことが分かった。

(4) 2030 年度への提言

Bulk 需要である Power 用ガスは 2009 年度 704mmcfで構成比が約 40%であったが、2030 年度では 742mmcfにとどまり、構成比は 10%を切る。同じ Bulk 需要である Fertilizer も 370mmcfで安定する。すなわち、ガス供給逼迫は、Bulk 用ガスは大きなファクターではなく、Non-bulk の増加に起因するといえる。

地域的に見ると、需要は TGTDCLE アリアが突出しており、2030 年度では全ガス需要量の 78%を占めるにいたっている。ガス導管網解析においてこの地域で多数の供給不能節点が発生しているのは、この事情が原因と考えられる。

従い、導管補強は首都圏を中心に考えるべきである。

一方、ガス田の生産量予測は 2030 年度では 1,617mmcfであり、計画が具体化している LNG500mmcfを加えても 2,117mmcfである。それに対して需要量は 7,909mmcfであり、約 5,792mmcf の乖離がある。新たなガス田の発見も期待するが、隣国ミャンマーからの輸入や、更なる LNG 輸入が必要と考えられる。

TGTDCLE の突出した需要増加を勘案すると、LNG 基地は TGTDCLE への増強を意識したロケーションを選択し、首都圏環状幹線にて供給力強化を図るべきである。

5.11 価格シナリオ

天然ガス価格を予想する上で信頼できる資料としては IEA による World Energy Outlook (WEO) がある。WEO2009 によると、近年米国とカナダでの非在来型天然ガス資源の急速な開発により、北米その他の地域でもガス市場の見通しは変化している。特に、従来高コストの故、その開発が放置されていたシェールガスが、技術革新により低コストでの生産が可能になったことで、将来的に供給過剰が予測され、アジア太平洋における価格決定方式に影響を与える可能性があるとしている。

一方、「バ」国での天然ガス価格は、現在は政府による補助により国際価格と比較して大幅に低い価格に抑えられている。将来、国内天然ガスだけでは需要を満たせなくなり、LNG や国際パイプライン連系による輸入が予想されるところ、天然ガス価格はいずれ国際価格にリンクすることが考えられる。また、天然ガスを安定的、継続的に供給するには、スポット市場に依存するのは価格変動のリスクが大きく不適切であり、ガス供給先との 10 年またはそれ以上の長期契約を締結する必要があると考える。

本調査における天然ガス価格シナリオは、2010 年以降段階的に引き上げられ、2020 年には国際価格に連動するものと仮定した。また、連動する国際価格として WEO2009 に記載されている天

然ガス長期契約（JCC リンクの Japan 価格）を参考値として採用した。なお、前述のとおり、非在来型ガスの生産動向を踏まえ「バ」国とガス供給側の交渉によっては、LNG 輸入価格も大きく変わる可能性があり、ガス価格シナリオは毎年ローリングベースで見直す必要がある。天然ガスの価格シナリオは 8 章に詳述する。

5.12 ガス火力発電所へのガス安定供給に向けたリスク評価と提案

5.12.1 既存ガス田の生産に関わるリスク

既存ガス田の生産に関わるリスクを下表にまとめた。

表 5-20 既存ガス田の生産制約集約

リスク項目		障害発生原因	生産時の現象	リスクの発生	派生する問題	リスクの度合い		対策	
						頻度 %	損害	ハード	ソフト
(1)	地層水	不適正な坑井管理	早期地層水レベル上昇	地層水の産出	<ul style="list-style-type: none"> 生産減少 生産停止 改修作業 	30	甚大	<ul style="list-style-type: none"> 定期的坑底圧測定 3D地震探査 ガス・水の境界より出来るだけ離して生産する 	最適生産モデル構築
(2)	砂	砂岩層の脆弱性	<ul style="list-style-type: none"> 砂の坑内流入 エロージョンの発生 	エロージョンによる採ガス管の損傷（穿孔）	<ul style="list-style-type: none"> 生産制約 生産停止 改修作業 	10	甚大	<ul style="list-style-type: none"> グラベルパッキング（砂利充填）仕上げの採用 プラスチック注入による砂の固定 	砂の粒度分析
(3)	スケールの生成	地層水中に溶存する塩類の坑内析出	坑内のガス管経路へのスケール付着、プラグの生成、ガス通路の遮断	<ul style="list-style-type: none"> 採ガス管密閉、閉塞 密閉圧による裸坑上部亀裂 	<ul style="list-style-type: none"> 生産量減少 生産停止 亀裂よりガスの地上リーク、火災 	10	甚大	<ul style="list-style-type: none"> 採ガス管の定期的内径測定 定期的なスケール除去 コイルチュービングユニットでスケールを削る 	水質分析による適正なインヒビターの選択
(4) ～ (7)	<ul style="list-style-type: none"> ガス層の目詰まり 穿孔部分の目詰まり 	<ul style="list-style-type: none"> 粘土鉱物などの固形分による閉塞 穿孔不十分 	ガス層中のガス通路障害	生産障害	生産量減少	20	大	<ul style="list-style-type: none"> 仕上げ時に油・ガス層と泥柱圧との差圧を減らす スルーチュービングによる穿孔 再穿孔 	<ul style="list-style-type: none"> 定期的な高低圧測定結果から定量的に生産障害を把握
(8)	凍結	坑口近傍あるいはフローラインにおいて発生するガスと水の水和物の生成	一定の温度圧力条件下で、ガスと水が化学的に反応し、ガス水和物を生成、凍結現象を起こす。	水和物の生成、凍結	<ul style="list-style-type: none"> 坑口、フローライン管路の閉塞 一時的生産停止 	5	小	<ul style="list-style-type: none"> 加熱 水和物生成防止剤（メタノール、グリコール）添加 	パイプ中のガス圧の降下

出所：PSMP調査団

5.12.2 新規ガス田の開発にかかわるリスク

(1) 異常高圧層掘削のリスク

「バ」国においては、過去のガス田開発の歴史の中で何回かガスの暴壊事故が起きている。いずれも試掘の際、予期せぬガスの突出が原因となっている。これは「バ」国特有な事故ではなく、世界中の至るところで起こっている。最近掘削技術の進歩により、事前に浅層ガスの存在が予知出来るようになってきたが、いまだに暴壊事故が絶えることはない。

最近の例では、Titas - 3号井からの漏出が問題となっている。2003年3月より同井からのガス漏出が始まった。2008年1月坑口からの漏出は止まったが、坑内で生じた亀裂により近隣各所でガス漏出が観測されている。このため、本井を管理している BGFLC は、国際入札を行って専門家チームを招聘し、ガス漏出を根源から断つ計画を立てている。生産ガス田からのガス漏出は大きなガス生産の制約となっている。原因の究明と徹底的な対策が望まれる。

(2) 海洋鉦区における新規ガス田開発のリスク

「バ」国における天然ガスの需要は年年増大しており、需要と供給のギャップを埋めるため新規ガス田の開発は急務である。最近 2D、3D 地震探鉦を実施して既存ガス田の埋蔵量の見直しや新規構造の開発の有無について検討がなされている。また、インド、ミャンマーなどの周辺国によるベンガル湾での開発に刺激を受けて 2008 年には海上鉦区を新たに 28 設定して、入札による海外企業の海洋ガス田開発への参入を促している。水深が数百メートルを超えるようなところで、地震探鉦などで有望構造が発見されても、試掘井の掘削、評価井の掘削さらに海底仕上げ、海底パイプラインの敷設、陸上生産処理施設の建設など、その費用は莫大なものと成り、かつ探鉦から生産開始までの時間は、インドのディルバイ・ガス田を例にとっても分かるように 6 年から 7 年が必要となる。

5.12.3 政策に係るリスク

国内天然ガスの探鉦・開発事業、パイプライン整備の必要性については、国家政策、計画の中にもうたわれているが、現状計画通りに進んでいるとは言い難い。天然ガスの開発は長期に渡り、様々なリスクにさらされるため、政府が主導的に開発を進める必要があり、政権交代や政情が不安定な場合、エネルギーの国家政策、計画が大きく変更あるいは遅延する可能性がある。

(1) 政権交代に係るリスク

1971 年の独立以来「バ」国は、政権与党と野党との激しい覇権争いを経て数回に亘って政権交代がなされてきた。5年に一度行われる総選挙も予定通りには行われなかった。2007年1月に予定されていた総選挙は与野党の攻防により約2年遅れて、2008年12月に実施され、2009年1月に現政権が発足した。この間、暫定内閣が行政を担当した。2008年に行われた海上鉦区の PSC 国際入札において、Petroganga と EMRD は、IOC s のうち、ブロック 10,11,12, 15, 16, 17, 20, 21 を応札した Conoco Phillips とブロック 5 を応札した Tullow の 2 社を PSC の落札者として暫定政権に推薦したが、同政権はこれを次期政権マターとし先送りした。Petroganga と EMRD は、あらためて現政権にこれの同意を求めたが、現政権の決定は、2社に9ブロックの PSC を付与する事は賢い選択ではないとの理由から、Conoco Phillips にブロック 10 と

11, Tullow にブロック 5 を付与するとの決定を下した。Petrobangla と EMRD は、2009 年 10 月以来両社と契約交渉を行っているようであるが、現在まで契約交渉は決着を見ていない。このように、政権交代による政策決定の遅れは、「バ」国にとって投資を誘致するうえで大きな障害となるばかりではなく、有望とされているベンガル湾の早期ガス探鉱開発プロジェクトに大きな影響を与える。

さらに、新規海上鉱区開発に関しては、ミャンマー、インドとは海洋部分の国境問題があり、政治的な解決が不可欠であり、国境問題が長期間に渡り遅延した場合、海上ガス開発自体も停滞する可能性が高い。

(2) 入札プロセスの遅れによるプロジェクト遅延のリスク

「バ」国では、プロジェクトが起案されてから実行に移され、実際に稼働するまでかなりの時間を必要とする場合がある。例えば、BAPEX の Annual Report FY 2007-2008 によれば、石油及びガスの探鉱における作業能力を強化するため掘削能力 5000(+)メートル級の掘削装置（リグ）調達のためのプロジェクトがある。これは、現行の老朽リグによる作業時間の遅延（修理、補修に長時間を要する）を短縮すると同時に新鋭リグによる作業の効率化を図り、掘削経費の削減を目的とするものである。本プロジェクトは、2003 年 6 月 8 日予算 8.158 億タカで ECNEC(Executive Committee of the National Economic Council)によって承認された。最初の入札では、予算の 31% 高であったため、再入札を行ったが、一番札が予算の 90% 高となったため、予算を 14.2 億タカに変更し、更に、DPP (Development Project Proposal) を改定しプロジェクトの完了目標を 2008 年 6 月とした。

3 回目、4 回目の入札もうまくゆかず、2006 年 3 月の入札で 6 件の応札があり、そのうち 2 件が入札条件を満たした。一番札は BAPEX の役員会で承認され、所定のプロセスが進行中との事である。DPP は一番札の結果に基づき修正され、RDPP として、コスト 25.65 億タカ、納期及び検収を 2011 年 12 月に変更した。これは、本プロジェクトが ECNEC の承認後、リグの検収までに 8 年半の長期間を要することのみならず、コストの予測も ECNEC が承認した時の 3 倍となっている。結果論ではあるが、入札システムの改善が必要である。本入札の遅延によるガス田開発の遅れは甚大と思われる。

ガス不足対策として短期、中期、長期計画に分けて、増産計画が挙げられているが、これらの計画が予定通り進められない場合、ガス生産予測が未達となる可能性がある。

5.12.4 財政に係るリスク

天然ガスの探鉱・開発をとりまく条件はだんだん厳しくなっており、所要投資額の増大とともに経済性の確保が難しくなっている。探鉱が行われる地域の自然条件がより深部、複雑な地層を対象となっていくことに加え、道路等のインフラストラクチャーの整備等のコストも増大する。さらに、環境に対する関心の高まりから、環境に対する配慮が厳しく求められ、環境影響評価が義務付けられることは一般的になってきている。

また、将来的に国内ガス供給に制約が加わるのは時間の問題であり、いずれ輸入ガスの導入は避けられない状況にある。輸入ガス価格は、世界のガス需給動向に影響されるため、安定したガス供給を行うためには、現在政策的に低く抑えられているガス料金を改定し、国際価格にリンクしたレベルに価格設定する必要がある。これら増大するコストを回収するために、ガスの料金体系を適正化することが望まれる。

第6章 その他の一次エネルギー

6.1 石油セクター

本章では、石炭、天然ガス以外の一次エネルギー源として石油について、政策、賦存状況、今後の開発動向、輸入動向等について現状分析を行い、最適電源開発計画策定にあたっての基礎情報を収集した。発電設備の緊急設置に伴い、国内輸送体制、備蓄体制の整備が急務である。¹

6.1.1 国家開発政策

(1) 基本方針および計画

1997年から2007年までに、石油の需要は年平均で2.6%増加している。現状では、石油精製品の需要に対し、その約3分の1をEastern Refinery Limited (ERL; BPCの子会社)で精製し、残りは国外から石油製品の形で輸入している。石油製品の需要の伸び、セキュリティの確保、60日間の備蓄に対応するため、以下を基本方針としている。

- ERLの精製能力を現状の150万トン/年から450万トン/年に増強
- 洋上の原油および石油製品の積み下ろし設備、およびERLへのパイプライン設備の建設
- ChittagongからDhakaへの石油輸送パイプラインの設置
- ERLを含む北部および南部地域における石油備蓄容量を60日分まで増強
- Mongla港に第二Main Installations(MI)を建設
- 水上輸送の近代化
- 鉄道輸送の開発

Liquefied Petroleum Gas (LPG)の利用に関しては、国内家庭用での使用を優先し、特に西部の天然ガスが未普及エリアでの料理用熱源としての利用を推奨し、天然ガス利用を抑制しようとしている。家庭用での使用で使いきれないLPGは、商業用を指向しており、現在のところLPG専焼または混焼での発電計画はない。

都市部での大気汚染防止のため、輸送用燃源としてのディーゼル使用を抑制しており、CNGの利用促進を図っている。CNGの利用促進は、今後西部地区、東部地区に拡張される方向である。

6.1.2 需給に係る現状と課題

「バ」国における石油全体の需要は380万トン/年、供給は120万トン/年を原油精製、260万トン/年を製品輸入でまかなっている(2006/07実績)。「バ」国における石油精製設備は、ChittagongにあるERLが唯一の設備であり、ここでの設計設備容量は150万トン/年、実績としては平均年間稼働330日、120~140万トン/年の原油精製を行っている。輸入している原油

¹ National Energy Policy (Draft), MPEMR (2008)

は、主にアブダビの Murban 原油と、サウジアラビアのアラビアンライト (ALC) の 2 種類であり、ERL ではこれを精製し、High Speed Diesel (HSD)、Furnace Oil (FO)、LPG、など 15 種類の石油精製製品を製造している。原油の運搬には 10 万トン級のマザーシップを使用し、産油国から「バ」国まで運搬し、Kutbdia 島沖で 13,000 トン級の船に移し替えて ERL まで運んでいる。

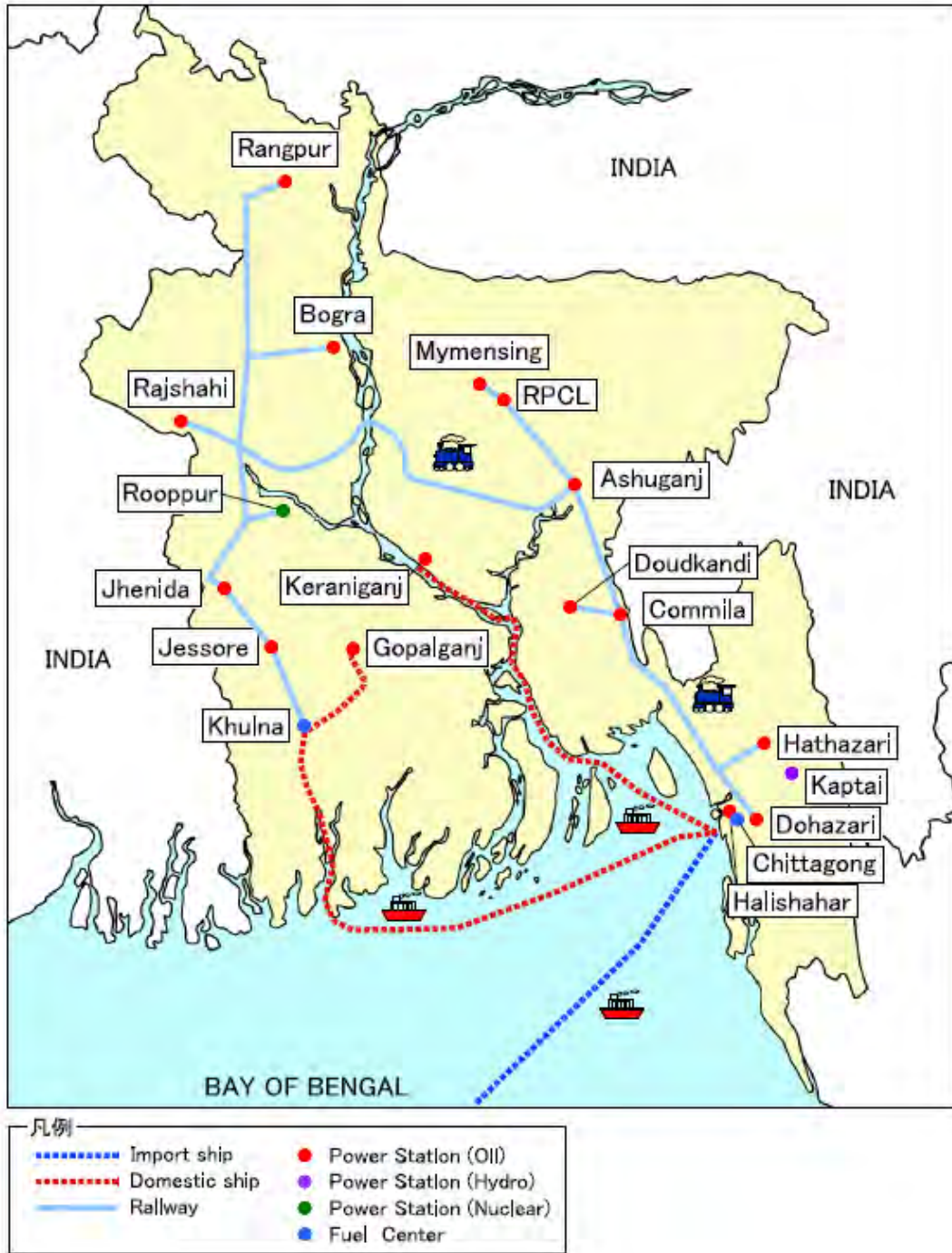
電力向けの供給としては、現状 HSD 13.9 万トン/年、FO 11.6 万トン/年であるが(2009 年実績、石油全体における供給量の 7.7%)、将来的にはレンタルパワー(8 地点)、小石油火力 (10 地点) への供給を含め HSD 40 万トン/年、FO 70 万トン/年 (2011 年)、IPP (3 地点) への供給を含めると HSD 44 万トン/年、FO 150 万トン/年 (2013 年) となり現在の約 8 倍の供給量を想定している。これらの需要急増を受け、BPC では ERL の設備能力増強 (新設 300 万トン/年、合計 450 万トン/年) および Matarbari 沖での 1 点係留 (SPM: Single Point Mooring) によるマザーシップからの洋上原油受入および ERL までのパイプライン敷設 (2012 年操業開始予定) を計画している。なお、これらの電力セクターへの供給は至近の電力需要を満たすための緊急設置という位置づけであり、一時的に全石油供給量の 3 割を超えるが、長期的には 5% 程度に落ち着くものと想定している。

2010 年 5 月 13 日、BPDB は深刻化する電力不足に対応するため、発電設備の緊急追加設置計画を発表した。それによると、2015 年までに石油 (HSD, FO) 焚レンタル発電所を 1000-1200MW 導入する予定となっている (従来は 530MW)。報道によると国内での石油供給力がショートしない様に、2010 年中に新たに 19 万トンの HSD、4.6 万トンの FO の追加輸入と、2012 年までに 20 万トンの追加貯蔵キャパシティが必要になるとしている。燃料調達には基本的には政府間で契約を締結している。輸入先としては、HSD ではクェート、マレーシア、中国、エジプト、モルディブ、フィリピン、FO では、マレーシア、中国、エジプト、モルディブを予定している。

6.1.3 燃料インフラの状況と課題

「バ」国内における石油輸送体制は、BPC が一元的に管理を行っている。BPC の子会社である ERL で精製された製品および輸入製品は、一旦 Chittagon の Main Installations (MI) に集約された上で、各地に分配されている。国内での石油中継基地は、大規模なものが 5 箇所 (MI Chittagong, Godenail, Futullah, Daulatpur, Baghabari)、中規模なものが 6 箇所 (Srimangal, Bhairab, Chandpur, Parbatipur, Barishal, Jhalakathi)、小規模なものが Sylhet, Rangpur, Natore, Rashahi, Harian, Ashuganj, Balashi, Chilamari 等にあり、MI から直接あるいはこれらの中継地を経由して全国の需要箇所に輸送されている。

国内輸送手段としては、従来は船による輸送が 90%、鉄道が 8%、トラックが 2% となっている。船による輸送には、Coastal Tanker(1000~5000t)と Shallow Draft Tanker(700~800t)の 2 種類の内航船があり、需要量、水路の特性等によって使い分けている。将来の需要増に伴い輸送量が増加するが、輸送効率の向上、輸送コスト削減のためには、内航船の大型化が必要となる。そのためには水路の深水化が必要で、浚渫方法、頻度、コストが課題である。前述の発電設備の緊急追加設置計画に伴い、国内輸送手段も大幅な見直しが必要になり、特に鉄道網の整備が急務である。



出所： JICA 調査団

図 6-1 国内船・鉄道による国内石油輸送

6.1.4 価格シナリオ

National Energy Policy によると、国内で精製した石油価格は、Asia Pacific Petroleum Index (APPI)と比較した上で、市場価格で決定されるとしている。また、輸入石油の価格は、Import Parity Price (IPP)に基づき決められている。石油の国際価格が高騰した場合、発電原価も連動して高騰するリスクがある。また、契約期間が最長で2年のため、数量が確保できないリスクがある。

6.1.5 リスク評価

(1) 技術に関する評価

石油火力の導入はレンタルパワーという形を取っており、短期間での設置が可能であり、また、3年ないしは5年の期間限定の契約形態をとっている。発電方式は、ディーゼルエンジンを利用したもので、技術的には確立しており、燃料が供給される限り運転に関するリスクは少ないと考えられる。

(2) 政策に係るリスク

石油輸入については、既に10年以上の実績があり、石油輸出国との関係も良好である。石油に関わる大幅な政策の転換がない限り、石油輸入に関する政策に関するリスクは大きくないと判断される。

(3) 財政に係るリスク

石油火力の導入は、石炭火力が開発されるまでの限定的措置とされているが、何らかの理由により石炭火力の開発が遅延した場合、石油火力の運転が継続する可能性がある。他の燃源に比べて燃料コストが割高なため、石油火力から石炭火力への転換が遅れば、その分燃料コストの負担が増大する可能性がある。

6.2 再生可能エネルギーセクター

6.2.1 需給に係る現状と課題

(1) 現状

2010年6月時点の再生可能エネルギーの開発量は以下の通りである。現時点では、再生可能エネルギーの開発はあまり進展していない。

表 6-1 再生可能エネルギーの開発量 (2010年6月)

Resources	Present status
Solar	30 MW
Wind	2 MW
Biomass based electricity	< 1 MW
Biogas based electricity	< 1 MW
Hydro	230 MW
Others	< 1 MW
Total	265 MW (about)

出典：Power Division

(2) 組織体制

Renewable energy policy の中では、独立な組織として Sustainable Energy Development Authority (SEDA) を会社法の下で設立し、再生可能エネルギーの開発とエネルギーの効率的利用を促進することになっている。

具体的な SEDA の業務内容は、全電力セクターから集めた Trust fund を運用して、再生可能エネルギーの促進を実施することである。

(3) 推進方策

Renewable energy policy の中で、以下に示す Incentive Scheme を提案している。

- 関税・VAT の免除
- 公共事業体が再生可能エネルギーを設置する場合に補助金を付与
- 15年間の法人税免除
- 高い料金（私営電気事業者からの買取価格最高値の1.25倍）での買い取り
- 初年度に80%までの加速償却 など

6.2.2 開発目標・将来予測

(1) 再生可能エネルギーの開発目標

2008年11月に Power Division が発行した Renewable Energy Policy of Bangladesh によると、2015年には電力需要の5%、2020年には電力需要の10%を再生可能エネルギーで供給することを目標に掲げている。

2015年の電力需要は、10283MW程度と想定しており、その5%を再生可能エネルギーで供給する場合には、510MW程度の開発が必要となる。同様に、2020年の電力需要は、17600MW程度と想定しており、その10%を再生可能エネルギーで供給する場合には、1760MW程度の開発が必要となる。(Renewable Energy Policy における電力需要の定義を需要電力量と考えると、

再生可能エネルギーの利用率が 30%程度以下と低いため、上記の 2 倍以上の設備量開発が必要となる。)

再生可能エネルギーの促進に関しては、現時点では、電化率（現状人口ベースで 48.5%）を向上させるため、太陽光パネルを活用した SHS（Solar home system）を優先的に実施している。

(2) 再生可能エネルギー

太陽光発電、太陽熱、風力といった再生可能エネルギーは、技術的・経済的なブレークスルーによって発電コストが相当に低下した場合に、電力供給力として計上するものとする。再生可能エネルギーが現実可能となった場合には、その分の燃料必要量を石油、輸入炭、LNG 等といった一次エネルギーから減ずることとする。再生可能エネルギーは、電源系統へのアクセスが難しい地域での電化では特に重要である。しかしながら、その様な再生可能エネルギーの促進は、本マスタープランではなく、他のプログラムで扱うこととする。

(3) 将来予測

太陽発電は、大きなポテンシャルが存在すると見込まれるが、現時点での発電原価が従来型の火力発電の発電原価に比較して 5 倍以上高い。今後、太陽光パネルのコストが大幅に低減するかまたは政府が大幅な助成金を投入するというシナリオがない限り、大規模な導入は見込めない。

風力は、一般的にぎりぎりの採算レベルと考えられている平均風速（6m/s）がある地点が、既往調査において確認されている。しかし、現時点では買取価格が安い¹ため、採算性が悪く、民間事業者が積極的に導入を進める環境にはない。今後、買取価格が増加し税金の免除等の優遇措置が継続すれば、いくつかの地点で民間事業者が導入を進める可能性はあるが、平均風速がぎりぎりの採算レベルであり、多くの導入量は期待できない。

Biomass は、農業残渣物が多く存在するが、そのほとんどすべてを、燃料、肥料、飼料などに有効活用しており、今後、発電に使用できる量は非常にわずかであると考えられる。廃棄物については、都市部を中心にポテンシャルがあるが、その量はあまり多くは期待できない。

水力は、バングラデシュ国内には適地はほとんどないが、国境沿いの周辺には多くのポテンシャルが存在する。

このような状況を考慮すると、本マスタープランにおける最終年度である 2030 年までに、自国の再生可能エネルギーが飛躍的に増加する可能性は極めて低い。また、Renewable energy policy に掲げた目標値の達成も相当困難であると想定される。ただし、周辺諸国に存在する水力ポテンシャルを開発し、その電力をバ国に送電する計画があり、その分をバ国の再生可能エネルギーとカウントすれば、2030 年において、全体の 10%を再生可能エネルギーでまかなうことは十分可能と考えられる。

6.2.3 リスク評価

本マスタープランにおける最終年度である 2030 年までに、自国の再生可能エネルギーが飛躍的に増加する可能性は極めて低いと考えて、自国の再生可能エネルギーに過度の期待をしてい

¹ 再生可能エネルギーの電力は、他の最も高い電力買取価格よりも 10%高いインセンティブ価格が提案されている。

ない。しかし、ドナーは再生可能エネルギーの開発を積極的に進めており、ドナーの資金が再生可能エネルギーの方に流れ、本マスタープラン推進に必要な資金の確保がより困難になることが予想される。

本マスタープランでは、他国の水力からの電力を再生可能エネルギーとしてカウントしている。これらのうち、ミャンマーの水力（Lemro 地方：500MW 程度）をバ国系統に連系する計画は、すでに具体的な地点の2国間協議を開始しており、2030年までに実現する可能性は高い。一方、ブータン、ネパールの水力をバ国系統に連系する計画は、いずれにしてもインド国内を通過する必要があり、今後、南アジア地域協力連合（South Asia Association for Regional Cooperation、略称 SAARC）の枠組みの中で協議が進められていくものと期待される。このため、実現の可能性はあるが、計画の実現までには長い時間が必要であり、2030年までに間に合わないリスクがある。

第7章 電力需要予測

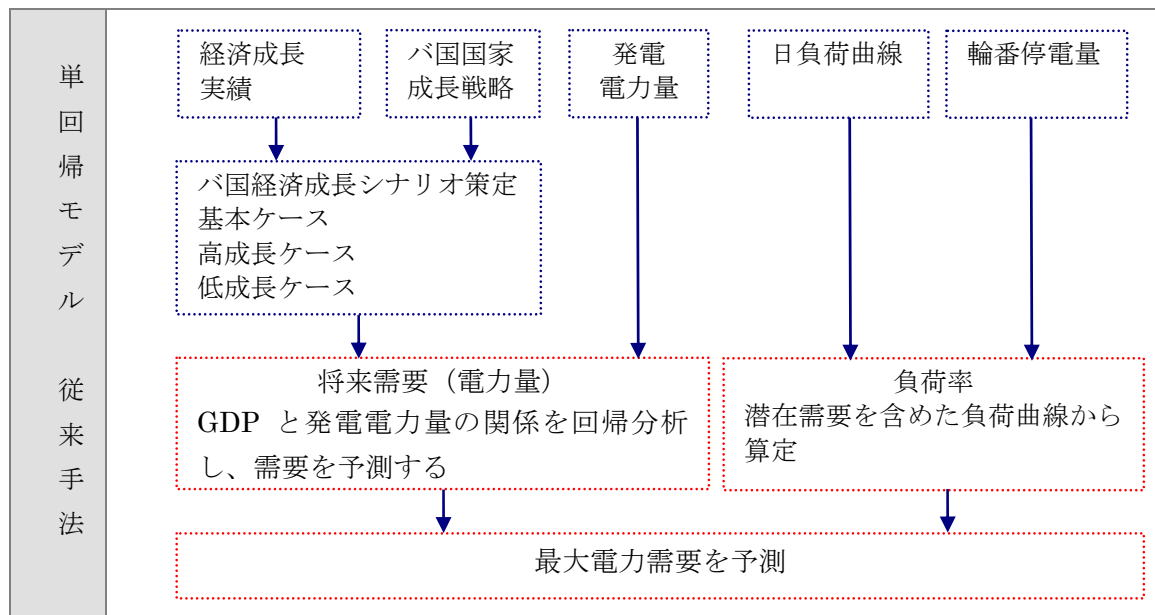
7.1 目的

本節では、「バ」国の経済成長率、エネルギー多消費産業振興の度合い、電化率の伸びなどを勘案し、2030年度までの電力需要想定を、年、日負荷曲線の想定を含めて行う。なお、想定にあたっては、まず「バ」国の最新の電力マスタープランである PSMP2006 のレビューを行い、PSMP にて行った予測手法を検証し、対案を作成するかたちで、マクロ的な観点からその妥当性について確認する。

7.2 電力需要予測の現況と評価

7.2.1 評価手法

「バ」国では、約 10 年毎に電源開発マスタープラン調査(PSMP)の見直しが行われ、2005 年に実施された PSMP2006 が最新のものとなる。バ国での電力需要想定は BPDB の System Planning Directorate が行っている。基本的な方法は、消費者の電力使用量をカテゴリー別（民生用、工業用、商業用など）に想定して積算し、全系統の電力使用量を算出する。その上で、年間の負荷率から逆算して、年間の最大電力を想定している。

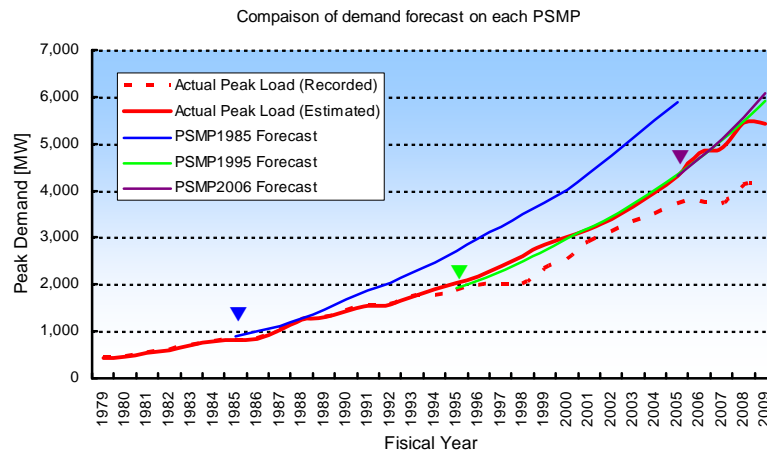


出所：PSMP 調査団

図 7-1 「バ」国の需要想定検討フロー

7.2.2 過去のPSMPにおける電力需要想定

過去の電力マスタープラン（PSMP1985,1995 および 2006）における電力需要想定（年間最大電力(MW)）シナリオとそれに対する年間最大電力実績の比較を下図に示す。いずれもベースケースを用いている。



出所： PSMP1985, PSMP1995, PSMP2006, PSMP 調査団

図 7-2 過去の PSMP における電力需要予測シナリオの比較

これまでのマスタープランによる電力需要予測は、実際に記録された実績値に比べると高めの傾向がある。ただし、7.3.3 で述べる潜在需要を考慮した最大電力の推定値と比較した場合は、PSMP1995 および 2006 の予測値はほぼ近い値となっていることが分かる。

7.2.3 PSMP2006 の経済成長シナリオ

PSMP が作成された 2006 年においては、1994-2004 年の約 10 年間における平均経済成長率は 5.2% であり、過去経済成長の実績を鑑み、下表に示すとおり、PSMP2006 では基本ケースで平均 5.2%、高成長ケース 8.0%、低成長ケース 4.5% を想定し、需要想定を行っている。

表 7-1 PSMP2006 経済成長シナリオ

Fiscal Year	Base Case		High Case		Low Case	
	GDP (million Taka)	Growth Rate	GDP (million Taka)	Growth Rate	GDP (million Taka)	Growth Rate
2005	2,634,409	5.3%	2,664,431	6.5%	2,634,409	5.3%
2006	2,792,474	6.0%	2,850,941	7.0%	2,766,130	5.0%
2007	2,960,022	6.0%	3,050,507	7.0%	2,904,436	5.0%
2008	3,137,623	6.0%	3,264,043	7.0%	3,049,658	5.0%
2009	3,325,881	6.0%	3,508,846	7.5%	3,202,141	5.0%
2010	3,525,434	6.0%	3,789,553	8.0%	3,362,248	5.0%
2011	3,719,332	5.5%	4,092,718	8.0%	3,513,549	4.5%
2012	3,923,896	5.5%	4,440,599	8.5%	3,671,659	4.5%
2013	4,139,710	5.5%	4,818,050	8.5%	3,836,883	4.5%
2014	4,367,394	5.5%	5,227,584	8.5%	4,009,543	4.5%
2015	4,607,601	5.5%	5,698,066	9.0%	4,189,972	4.5%
2016	4,837,981	5.0%	6,210,892	9.0%	4,378,521	4.5%
2017	5,079,880	5.0%	6,738,818	8.5%	4,575,555	4.5%
2018	5,333,874	5.0%	7,311,618	8.5%	4,781,455	4.5%
2019	5,600,568	5.0%	7,933,105	8.5%	4,996,620	4.5%
2020	5,880,596	5.0%	8,567,754	8.0%	5,221,468	4.5%
2021	6,145,223	4.5%	9,253,174	8.0%	5,430,327	4.0%
2022	6,421,758	4.5%	9,993,428	8.0%	5,647,540	4.0%
2023	6,710,737	4.5%	10,742,935	7.5%	5,873,441	4.0%
2024	7,012,720	4.5%	11,548,655	7.5%	6,108,379	4.0%
2025	7,328,292	4.5%	12,357,061	7.0%	6,352,714	4.0%
Average		5.2%		8.0%		4.5%

出所： PSMP2006, Bangladesh

7.2.4 潜在需要を考慮した最大電力の推定

「バ」国では、ピーク時には常に需給が逼迫する状態が続き、潜在需要が満たせず、輪番停電が頻繁に発生している。実際に記録される最大電力は、こうした潜在需要を織り込んでいない。PSMP2006 では、潜在需要を考慮した最大電力を推定するため、夏場、平日の輪番停電によって抑制された日負荷曲線に、冬場、休日の輪番停電が発生していない日負荷曲線から算定した夕方電灯ピーク需要を加えることで合成日負荷曲線を作成し、発電電力量を算定する手法をとっている。こうして得られた発電電力量と実質 GDP によって示される経済レベルとの関係を回帰分析し、潜在需要を含めた負荷曲線から負荷率を設定し、最大電力量を予測している。PSMP2006 で示される電力需要予測結果は下表に示すとおりである。

表 7-2 PSMP2006 需要予測シナリオ

Fiscal Year	Base Case		High Case		Low Case		Projected Load Factor
	Net Generation (GWh)	Net Peak Load (MW)	Net Generation (GWh)	Net Peak Load (MW)	Net Generation (GWh)	Net Peak Load (MW)	
2005	21,964	4,308	22,336	4,381	21,964	4,308	58.2%
2006	23,945	4,693	24,692	4,839	23,611	4,627	58.2%
2007	26,106	5,112	27,297	5,345	25,382	4,970	58.3%
2008	28,461	5,569	30,177	5,904	27,286	5,339	58.3%
2009	31,028	6,066	33,592	6,567	29,333	5,734	58.4%
2010	33,828	6,608	37,652	7,355	31,533	6,160	58.4%
2011	36,622	7,148	42,202	8,237	33,659	6,569	58.5%
2012	39,647	7,732	47,627	9,288	35,928	7,007	58.5%
2013	42,922	8,364	53,749	10,473	38,351	7,473	58.6%
2014	46,467	9,047	60,659	11,810	40,937	7,970	58.6%
2015	50,306	9,786	68,924	13,408	43,697	8,501	58.7%
2016	54,079	10,512	78,316	15,223	46,643	9,066	58.7%
2017	58,135	11,291	88,384	17,166	49,788	9,670	58.8%
2018	62,496	12,128	99,746	19,357	53,145	10,313	58.8%
2019	67,183	13,027	112,568	21,827	56,728	11,000	58.9%
2020	72,222	13,993	126,172	24,445	60,553	11,732	58.9%
2021	77,092	14,924	141,419	27,377	64,178	12,424	59.0%
2022	82,290	15,917	158,510	30,661	68,020	13,157	59.0%
2023	87,839	16,977	176,448	34,103	72,092	13,934	59.1%
2024	93,761	18,107	196,415	37,931	76,408	14,756	59.1%
2025	100,083	19,312	217,137	41,899	80,982	15,626	59.2%

出所： PSMP2006, Bangladesh

7.3 従来手法を用いたPSMP2010 電力需要予測

PSMP2010 においても、第一ステップとして PSMP2006 と同様の手法を用いて電力需要予測を行う。

7.3.1 経済成長シナリオの策定

「バ」国は 1971 年独立以来、国内および国際社会による支援を受けて社会経済状況の改善、成長に向けての努力を続けており、1995 年から 2008 年度までの 14 年間の平均成長率は 5.6% を遂げている。至近 3 年間は、鉱工業部門とサービス部門の安定した高い伸びが農業分野の低成長をカバーすることで、高い成長率を支えている。政府が策定した「貧困削減戦略文書 (PRSP)」の中期マクロ経済フレームワークでは、2007 年度には 6.8%、2008、2009 年度には 7.0% の GDP 成長率を目標として掲げているが、インフレ圧力の上昇や原油国際価格の高騰、洪水やサイクロンによる災害、深刻な電力不足などのマイナス要因を背景に、2008 年度の実質 GDP 成長率は 6.2% に留まっている。世銀は、「成長に必要な資産が備わっており、経済のファ

ンダメンタルに改良が見られ、初期段階の改革に成功している、労働力が若く、企業精神と文化が確立している等の事情を総合すると、今後 10 年間程度で現在の最貧国を卒業し、中所得国に昇格するであろう¹との、中長期的な成長シナリオを描いている。

表 7-3 経済成長率実績

Fiscal Year	GDP (million Taka, at 1995-96 constant price)	Annual Growth Rate
1994	1,515,139	
1995	1,589,762	4.9%
1996	1,663,240	4.6%
1997	1,752,847	5.4%
1998	1,844,478	5.2%
1999	1,934,291	4.9%
2000	2,049,276	5.9%
2001	2,157,353	5.3%
2002	2,252,609	4.4%
2003	2,371,006	5.3%
2004	2,501,813	5.5%
2005	2,669,740	6.7%
2006	2,846,726	6.6%
2007	3,029,709	6.4%
2008	3,217,855	6.2%
2009	3,406,524	5.9%
Average		5.6%

出所： Bangladesh Bureau of Statistics, as of May, 2010

こうした状況を鑑み、「バ」国における 2030 年までの経済成長シナリオを以下のとおり想定する。

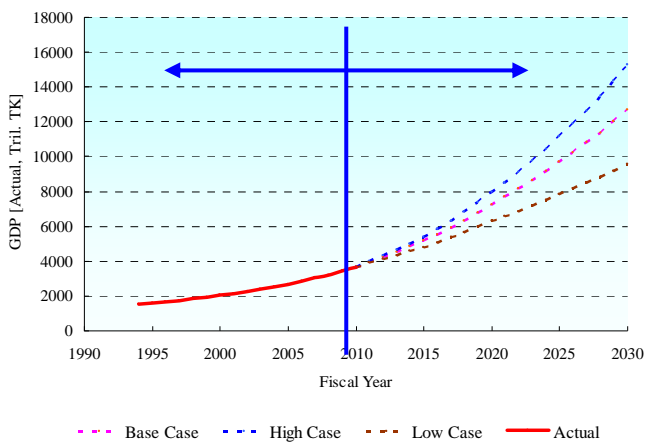
表 7-4 経済成長シナリオ

シナリオ	短期的予測	中長期的予測
	2010-2015	2016-2030
基本ケース (Base)	バ国政府が貧困削減戦略文書 (PRSP) で掲げる 7% 成長率が継続。	経済成長は継続するが、経済活動の成熟化により 5 年ごとに成長率がマイナス 0.5% 減ずると仮定
高成長ケース (High)	政府が掲げる成長率よりプラス 1.0% の 8.0% 成長ケース。	
低成長ケース (Low)	政府が掲げる成長率よりマイナス 1.5% の 5.5% 成長ケース。過去 14 年の平均成長率に相当。	

出所： PSMP 調査団

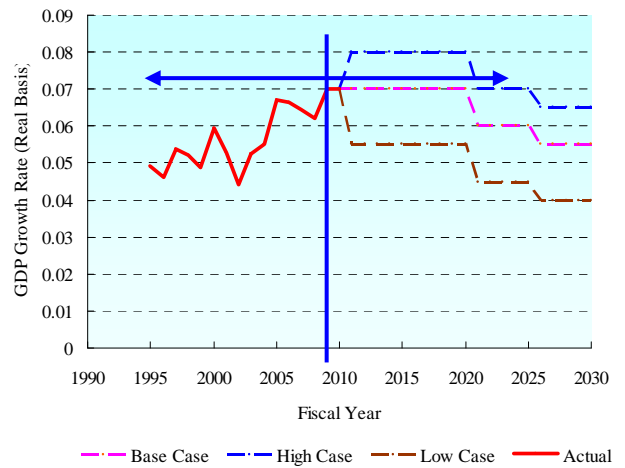
「バ」国における 1994 年から 2008 年にわたる経済成長推移および 2030 年までの経済成長シナリオは、図 7-3、図 7-4 に示すとおりである。

¹ World Bank, "Bangladesh: Strategy for Sustained Growth", July, 2007



出所： PSMP 調査団

図 7-3 GDP 推移および予測

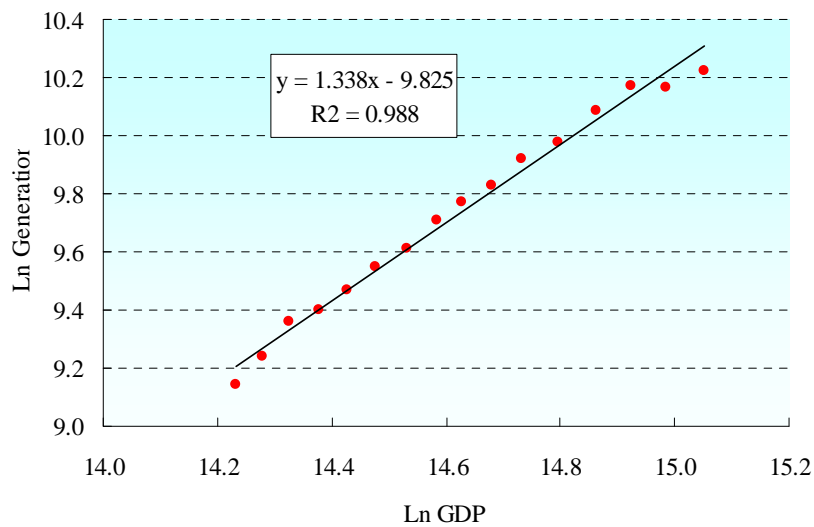


出所： PSMP 調査団

図 7-4 GDP 成長率推移および予測

7.3.2 経済成長と発電電力量との回帰分析結果

GDP と発電電力量との回帰分析結果は下図に示すとおり、両者には高い相関があることがわかる。従って、本検討においても、同様の手法で検討することが妥当であると判断する。



出所： PSMP 調査団

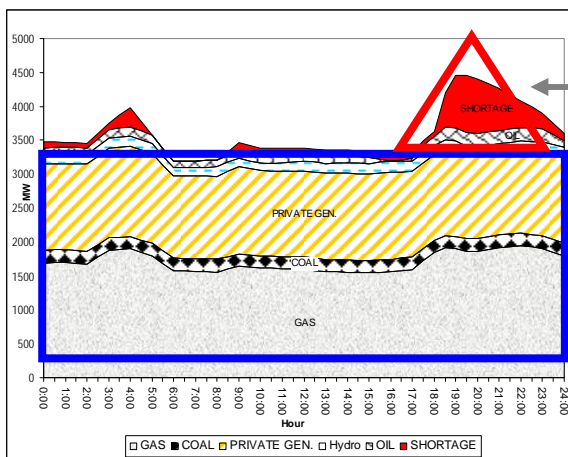
図 7-5 GDP と発電電力量との回帰分析結果

7.3.3 潜在需要を考慮した最大電力の推定

(1) 概念

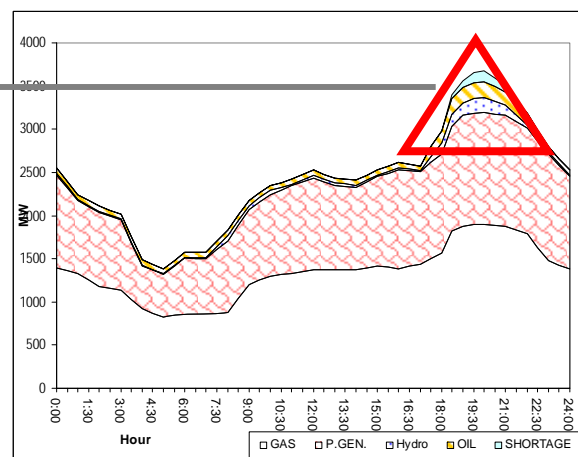
前項で述べたとおり、潜在需要を考慮した最大需要をより正確に予測するためには、日負荷曲線と輪番停電量の季節変動特性に着目し、日々の運用データから理論的に負荷曲線を推測することが必要となる。

下図に示すとおり、冬場休日では輪番停電の発生は相対的に少なく、日負荷曲線は、実際のピーク負荷（電灯ピーク）に極めて近い形状を示す。PSMP 調査団は、夏場のベース負荷と冬場電灯ピークとの合成負荷曲線を作成するため、PGCB 送電会社から毎日公表される Daily-Generation Report (PGCB-DGR) を過去 16 年間に遡り、収集・分析を行った。



出所： PGCB Daily operation data, 1994-2009

図 7-6 典型的な夏場の負荷曲線

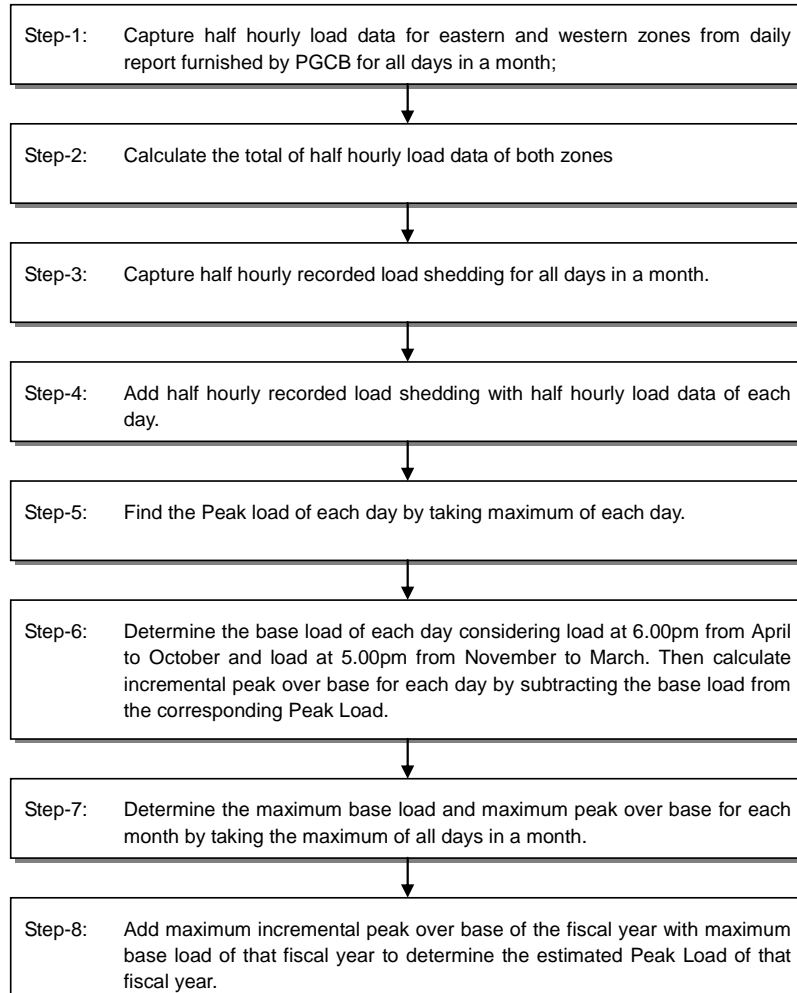


出所： PGCB Daily operation data, 1994-2009

図 7-7 典型的な夏場の負荷曲線

(2) 検討フロー

具体的な検討フローは以下に示すとおりである。



出所： PSMP 調査団

図 7-8 検討フロー

(3) 検討結果

分析結果は下表に示すとおりである。2009 年度の実際に記録された最大負荷は 4162MW であるが、ベース 4150MW、潜在ピーク負荷 1500MW を加えた推定最大負荷は約 5500MW、負荷率は 57% となり、1994 年から 2009 年の 16 年間の年平均増加率は 7.4% と推察される。

従って、2030 年までの長期需要予測に際しては、本検討で導き出された 5500MW を 2009 年度のスタート値として採用する。

表 7-5 1994-2009 推定最大負荷

Fiscal year	Estimated Gross Base Load (MW)	Est Gross Peak over Base Load (MW)	Estimated Gross Peak Load (MW)	Actual Net/Gross	Estimated Net Peak Load (MW)	Growth (%)	Recorded Net Peak load (MW)	Growth (%)
1994	1,350	650	2,000	0.945	1,890		1,772	
1995	1,450	700	2,150	0.945	2,032	7.5%	1,862	5.1%
1996	1,550	750	2,300	0.945	2,174	7.0%	1,972	5.9%
1997	1,725	800	2,525	0.945	2,386	9.8%	1,998	1.3%
1998	1,900	850	2,750	0.945	2,599	8.9%	2,019	1.1%
1999	2,100	900	3,000	0.951	2,853	9.8%	2,330	15.4%
2000	2,200	950	3,150	0.952	2,999	5.1%	2,538	8.9%
2001	2,300	1,025	3,325	0.956	3,179	6.0%	2,904	14.4%
2002	2,450	1,100	3,550	0.956	3,394	6.8%	3,110	7.1%
2003	2,600	1,200	3,800	0.964	3,663	7.9%	3,333	7.2%
2004	2,850	1,250	4,100	0.964	3,952	7.9%	3,491	4.7%
2005	3,097	1,379	4,476	0.962	4,306	8.9%	3,713	6.4%
2006	3,600	1,413	5,013	0.959	4,808	11.7%	3,782	1.9%
2007	4,050	1,063	5,113	0.96	4,908	2.1%	3,717	-1.7%
2008	4,190	1,484	5,674	0.961	5,453	11.1%	4,130	11.1%
2009	4,150	1,500	5,650	0.962	5,435	-0.3%	4162	0.8%
Annual Average Load Growth Rate						7.4%		

出所：PSMP 調査団

表 7-6 1994-2009 推定発電電力量および負荷率

Fiscal year	Recorded Net Energy Generation (GWh)	Recorded Load Shedding (GWh)	Estimated Load Shedding (GWh)	Est. Net Energy Generation (GWh)	Recorded Net Peak Load (MW)	Rec. Max. Load Shedding (MW)	Est. Load Shedding (MW)	Estimated Net Peak Load (MW)	Estimated Load Factor (%)
1994	9,221	99	149	9,370	1,772	540	118	1,890	56.6%
1995	10,166	87	131	10,297	1,862	537	170	2,032	57.9%
1996	10,833	500	750	11,583	1,972	545	202	2,174	60.8%
1997	11,243	550	825	12,068	1,998	674	388	2,386	57.7%
1998	12,194	516	774	12,968	2,019	711	580	2,599	57.0%
1999	13,638	264	396	14,034	2,330	774	523	2,853	56.2%
2000	14,739	121	182	14,921	2,538	536	461	2,999	56.8%
2001	16,254	119	179	16,433	2,904	663	275	3,179	59.0%
2002	17,445	70	105	17,550	3,110	367	284	3,394	59.0%
2003	18,422	69	104	18,526	3,333	468	330	3,663	57.7%
2004	20,062	147	221	20,283	3,491	694	461	3,952	58.6%
2005	21,162	258	387	21,549	3,713	895	593	4,306	57.1%
2006	22,741	810	1,215	23,956	3,782	1,342	1,026	4,808	56.9%
2007	22,783	1,251	1,877	24,660	3,717	1,427	1,191	4,908	57.3%
2008	24,311	1,286	1,929	26,240	4,130	1,140	1,323	5,453	54.9%
2009	25,621	1,372	2,058	27,679	4,162	1,538	1,273	5,435	58.1%

出所：Commercial Operation Statistics, BPDB

(4) 2030年度までの長期需要予測

PSMPと同様に、GDPと発電電力量との単回帰分析手法で予測した結果は、2030年度断面で、ベースケース約30GW¹、ハイケース約40GW、ローケース約20GW程度となる。

7.4 エネルギー強度法によるPSMP2010電力需要予測

7.4.1 検討フロー

一般的に経済成長と電力消費量との関係には一定の傾向が見られる。GDP per capita が数百ドル程度の経済状況では経済成長に伴って Electricity Intensity も著しく増加するが、GDP per capita が1,000ドル程度を上回るようになると、経済成長に伴う Electricity Intensity の伸び率が鈍化する。先進諸国のように経済成長が進むと、GDP per capita が増加しても Electricity Intensity はほとんど増加しなくなる。各国でこうした傾向が現れる主な背景としては、以下のようものがあげられる。

- 経済発展に伴い、主要産業が工業からサービス産業にシフトする
- 技術の進歩や革新、あるいは高効率燃料の開発・導入に伴い、産業のエネルギー消費効率が上昇する。

こうした経済成長とエネルギー強度との関係に着目し、本節では、周辺諸国における経済発展の過程を参照することにより、「バ」国の長期需要予測結果を検証する。具体的には、まず、周辺国の実績を織り込んだ上で、GDP per capita から Electricity Intensity を推定する近似式を設定し、近似式を用いて「バ」国における将来の電力消費量を推定、これと PSMP2006 および PSMP2010 の従来手法によって算定された最大負荷を比較することにより検証を行う。検証の主な手順は、以下に示す通りである。

- 回帰分析による Electricity Intensity の近似式の設定
- 「バ」国の経済成長予測に基づき、2030年までの GDP per capita を算出
- 近似式により2030年までの Electricity Intensity を算出し、Electricity Intensity に GDP を乗じ、2030年までの電力消費量、最大負荷を算定
- 上記算定結果と従来手法との予測値を比較

7.4.2 近似式の設定

回帰分析には、対数二次近似手法を採用する。これは、以下に示す通り GDP per capita をパラメータとして、Electricity Intensity を対数二次関数により近似する手法である。この際、各国の実績は類似した形状を示すものの、異なる位置関係を有することから、回帰分析では、GDP per capita の係数については1次の項、2次の項とも各国共通とするが、切片は各国独自の値となるようダミー変数を採用して回帰計算を実施する。

¹ 第3次現地調査時に実施した第一回セミナーで報告した値。

$$e = \alpha + \beta y + \gamma y^2 (+ \lambda_1 D_1 + \lambda_2 D_2 + \dots + \lambda_{n-1} D_{n-1})$$

e : GDP1 ドル当たり消費電力量

y : 人口ひとり当たり GDP(対数)

D_i : 諸外国 i のダミー変数

n : 参考とする諸外国の数

7.4.3 重回帰分析条件

解析に使用する諸条件は下表に示すとおりである。

表 7-7 重回帰分析条件

Fiscal Year	GDP (million Taka, at 1995-96 constant price)	GDP (million USD, at 2000 constant price)	GDP per capita USD, at 2000 constant price)	GDP Growth Rate	Population (mill. No.)	Total Sales (GWh)	Per Capita Consumption(kWh)	Consumption per GDP(Wh)
1994	1,515,139	33,659	290		116.2	6,149	64.08	0.221
1995	1,589,762	35,316	301	4.9%	117.4	6,935	71.32	0.237
1996	1,663,240	36,949	312	4.6%	118.6	7,454	75.88	0.243
1997	1,752,847	38,939	325	5.4%	119.7	7,822	78.89	0.243
1998	1,844,478	40,975	324	5.2%	126.5	8,382	80.44	0.248
1999	1,934,291	42,970	336	4.9%	128.0	9,305	88.69	0.264
2000	2,049,276	45,524	350	5.9%	130.0	10,083	95.85	0.274
2001	2,157,353	47,925	363	5.3%	132.0	11,409	106.08	0.292
2002	2,252,609	50,042	374	4.4%	134.0	12,535	113.80	0.305
2003	2,371,006	52,672	395	5.3%	133.4	13,877	122.43	0.310
2004	2,501,813	55,974	413	5.5%	135.4	15,332	133.11	0.322
2005	2,669,740	61,400	447	6.7%	137.4	16,338	139.68	0.313
2006	2,846,726	65,400	469	6.6%	139.5	18,128	150.22	0.320
2007	3,029,709	69,600	493	6.4%	141.2	18,776	149.98	0.304
2008	3,217,855	73,922	517	6.2%	143.0	20,415	158.20	0.306
2009	3,406,524	78,256	540	5.9%	144.8	21,955	165.32	0.306
2010	3,644,981	83,734	564	7.0%	148.5			
2011	3,900,129	89,596	589	7.0%	152.2			
2012	4,173,138	95,867	615	7.0%	155.9			
2013	4,465,258	102,578	643	7.0%	159.6			
2014	4,777,826	109,759	672	7.0%	163.3			
2015	5,112,274	117,442	703	7.0%	167.0			
2016	5,470,133	125,663	736	7.0%	170.7			
2017	5,853,042	134,459	771	7.0%	174.4			
2018	6,262,755	143,871	808	7.0%	178.1			
2019	6,701,148	153,942	847	7.0%	181.8			
2020	7,170,229	164,718	888	7.0%	185.6			
2021	7,672,145	176,248	940	7.0%	187.4			
2022	8,209,195	188,586	996	7.0%	189.3			
2023	8,783,838	201,787	1,055	7.0%	191.2			
2024	9,398,707	215,912	1,118	7.0%	193.1			
2025	10,056,617	231,026	1,185	7.0%	195.0			

Fiscal Year	GDP (million Taka, at 1995-96 constant price)	GDP (million USD, at 2000 constant price)	GDP per capita USD, at 2000 constant price)	GDP Growth Rate	Population (mill, No.)	Total Sales (GWh)	Per Capita Consumption(kWh)	Consumption per GDP(Wh)
2026	10,760,580	247,197	1,257	7.0%	196.7			
2027	11,513,820	264,501	1,334	7.0%	198.3			
2028	12,319,788	283,016	1,416	7.0%	199.9			
2029	13,182,173	302,828	1,502	7.0%	201.6			
2030	14,104,925	324,025	1,595	7.0%	203.2			

出所：PSMP 調査団

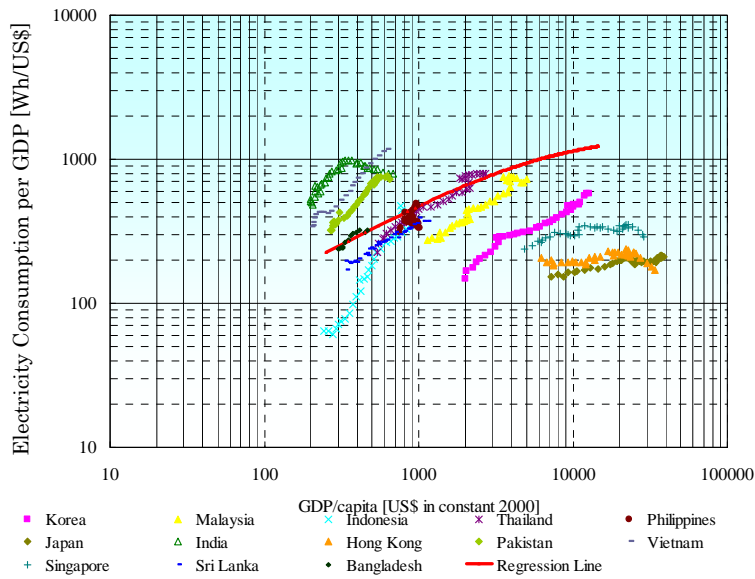
7.4.4 回帰分析結果

回帰分析の結果を下表に示す。GDP per capita の 2 次係数は、想定通り負の値を示している（GDP per capita の増加に伴って Electricity Intensity の上昇が鈍化）。国別では、日本、シンガポール、香港など先進国のダミー変数の係数が、他国と比べて低い値となっている。これは、これらの国の回帰曲線が下方に位置することを意味する。全般的には、いずれの変数についても P-値が十分に小さく、また自由度調整済み決定係数は 0.83 と高い値を示していることから、良好な回帰結果が得られたものと判断される。

表 7-8 回帰分析結果

	Coefficient	Standard Error	t-Value	P-value	Lower 95%	Upper 95%	Lower 95%	Upper 95%
Intercept	-1.179	0.216	-5.449	0.000	-1.604	-0.754	-1.604	-0.754
LOG(GDP,pc)	1.850	0.137	13.508	0.000	1.581	2.119	1.581	2.119
LOG(GDP,pc^2)	-0.200	0.021	-9.676	0.000	-0.241	-0.160	-0.241	-0.160
Vietnam	0.542	0.029	18.792	0.000	0.485	0.599	0.485	0.599
Korea	-0.410	0.046	-8.868	0.000	-0.501	-0.319	-0.501	-0.319
Malaysia	-0.115	0.041	-2.838	0.005	-0.195	-0.035	-0.195	-0.035
Indonesia	-0.060	0.031	-1.971	0.049	-0.121	0.000	-0.121	0.000
Japan	-0.788	0.061	-12.980	0.000	-0.908	-0.669	-0.908	-0.669
Thailand	0.069	0.036	1.931	0.054	-0.001	0.139	-0.001	0.139
Philippines	0.066	0.034	1.931	0.054	-0.001	0.133	-0.001	0.133
India	0.690	0.029	23.985	0.000	0.634	0.747	0.634	0.747
Hong Kong	-0.737	0.057	-13.008	0.000	-0.848	-0.626	-0.848	-0.626
Pakistan	0.436	0.029	14.793	0.000	0.378	0.494	0.378	0.494
Singapore	-0.540	0.054	-9.963	0.000	-0.647	-0.434	-0.647	-0.434
Sri Lanka	0.016	0.031	0.501	0.617	-0.045	0.076	-0.045	0.076
China	0.704	0.030	23.656	0.000	0.645	0.762	0.645	0.762
Nepal	0.199	0.030	6.580	0.000	0.140	0.259	0.140	0.259

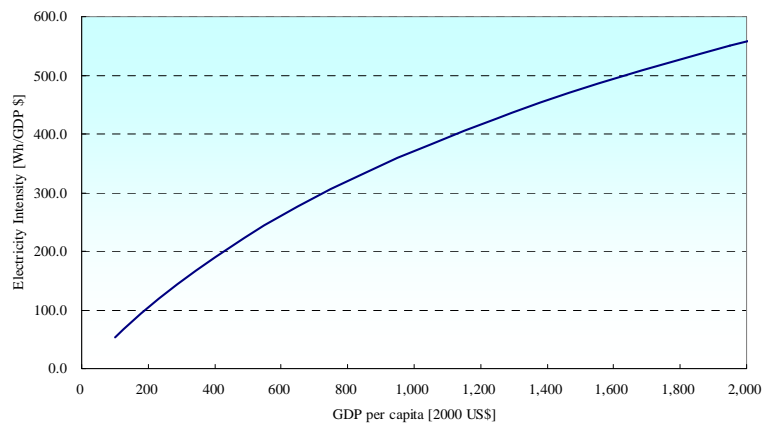
出所：PSMP 調査団



出所： IEA Energy Balance and IMF Economic data base, 2009

図 7-9 GDP per capita とエネルギー強度の関係（近隣諸国比較）

本回帰結果に基づき、「バ」国の GDP per capita と Electricity Intensity の関係を図示すると、下図に示すとおりとなる。他国の事例を反映して、GDP per capita が 1,000 ドル程度を上回ると Electricity Intensity の増加が緩やかになる傾向が再現されている。



出所： PSMP 調査団

図 7-10 「バ」国の解析結果

7.4.5 2030 年度までの長期需要予測

PSMP2006 と PSMP2010 のベースケースを 2009 年、2025 年度断面で比較する。PSMP2006 は、2009 年度断面では現状の潜在需要 5500MW より 10%程度高い値を予測しているが、2025 年度

断面では、PSMP2010のほうが15%近く高い値を示す。このことは、同評価手法が、GDPと発電電力量との回帰分析によって得られる傾きおよびGDPシナリオの設定次第で、長期の予測値が大きく変化する懸念を孕む。

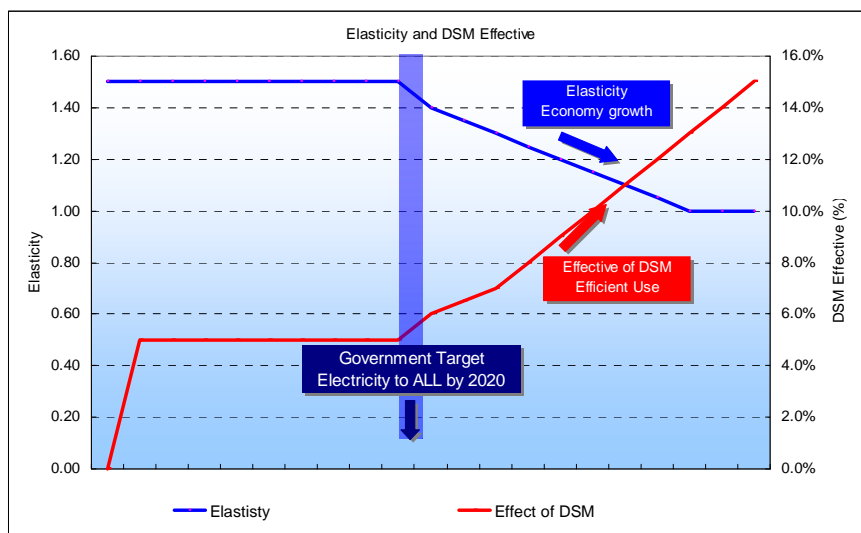
エネルギー強度手法を用いて電力需要予測を行った場合、周辺諸国の経済発展の過程を参照することにより、経済成長とエネルギー強度との関係から長期需要を予測しているため、相対的な比較ができるとともに、ある程度経済発展をした段階での成長率を鈍化させるようなモデルとなるため、従来方式のGDPとの単回帰分析手法に比べ、長期的な需要が現実的なレベルに抑制される。

エネルギー強度手法を用いて行った予測値は、2025年度断面では、PSMP2006やガスマスタープランの値とほぼ同レベルの値を示している。また、従来方式と比べ、2030年度断面では、約10%程度低い値を示す。

7.5 政府目標に基づく需要予測

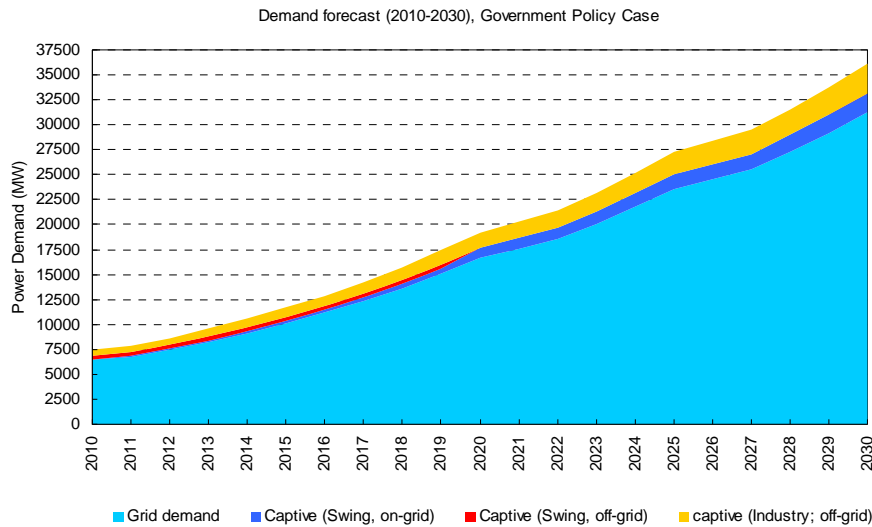
「バ」国政府は、2021年までに“electricity to All”をキャッチフレーズに、電化率100%達成ならびに600kWh per capitaの目標を掲げ、電源開発に取り組む姿勢を示している。本マスタープランにおいても、政府目標を達成するための需要想定を含めることを基本とし、供給計画を策定している。

同時に、電源投資抑制の観点から、DSMによる負荷軽減方策も本シナリオに含まれる。



出所：PSMP調査団

図 7-11 DSM導入による負荷軽減シナリオ



出所： PSMP 調査団

図 7-12 政府目標に基づく電力需要シナリオ

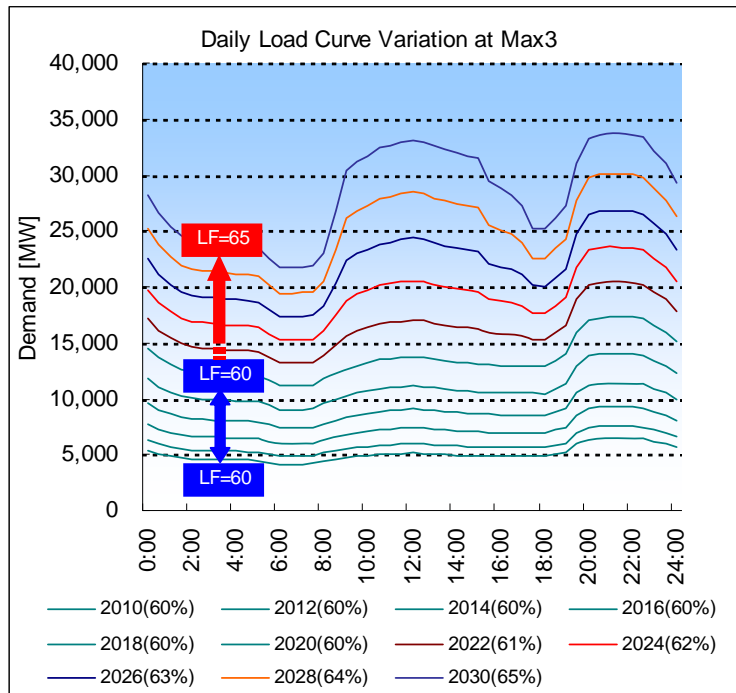
表 7-9 政府目標に基づく需要予測結果

FY	GDP growth rate	Elasticity	Effect of DSM	Electricity growth rate	Total Demand without DSM	Total Demand with DSM	Off-grid captive demand	Grid System Demand with DSM for MP
Unit	[%]	-	[%]	[%]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
2010	5.5%	1.50	5.0%		7,454	7,454	1,000	6,454
2011	6.7%	1.50	5.0%	4.5%	8,203	7,793	1,027	6,765
2012	7.0%	1.50	5.0%	10.5%	9,064	8,611	1,093	7,518
2013	7.0%	1.50	5.0%	10.5%	10,016	9,515	1,166	8,349
2014	7.0%	1.50	5.0%	10.5%	11,068	10,514	1,246	9,268
2015	7.0%	1.50	5.0%	10.5%	12,230	11,618	1,335	10,283
2016	7.0%	1.50	5.0%	10.5%	13,514	12,838	1,433	11,405
2017	7.0%	1.50	5.0%	10.5%	14,933	14,186	1,542	12,644
2018	7.0%	1.50	5.0%	10.5%	16,501	15,676	1,662	14,014
2019	7.0%	1.50	5.0%	10.5%	18,233	17,322	1,794	15,527
2020	7.0%	1.40	6.0%	8.6%	20,020	18,819	1,515	17,304
2021	7.0%	1.35	6.5%	8.9%	21,912	20,488	1,649	18,838
2022	7.0%	1.30	7.0%	8.5%	23,906	22,233	1,790	20,443
2023	7.0%	1.25	8.0%	7.6%	25,998	23,918	1,925	21,993
2024	7.0%	1.20	9.0%	7.2%	28,182	25,645	2,064	23,581
2025	7.0%	1.15	10.0%	6.9%	30,450	27,405	2,206	25,199
2026	7.0%	1.10	11.0%	6.5%	32,795	29,187	2,349	26,838
2027	7.0%	1.05	12.0%	6.1%	35,205	30,981	2,494	28,487
2028	7.0%	1.00	13.0%	5.8%	37,670	32,773	2,638	30,134
2029	7.0%	1.00	14.0%	5.8%	40,306	34,664	2,790	31,873
2030	7.0%	1.00	15.0%	5.8%	43,128	36,659	2,951	33,708

出所： PSMP 調査団/BPDB

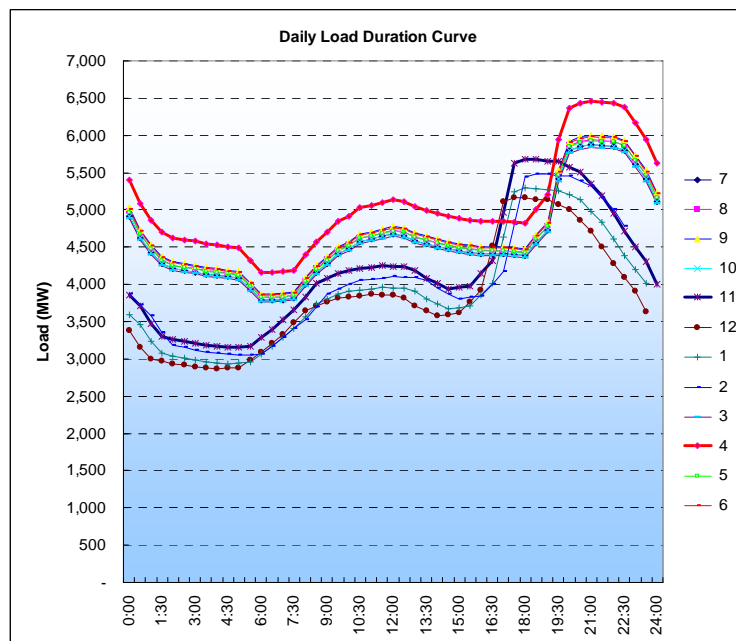
7.6 負荷率の設定

負荷率は、2010年から2020年までの10年間は60%で一定とし、その後、1年毎に0.5%向上し、最終的には、周辺諸国同様に65%程度まで達するシナリオを想定する。



出所：PSMP 調査団

図 7-13 負荷率シナリオ

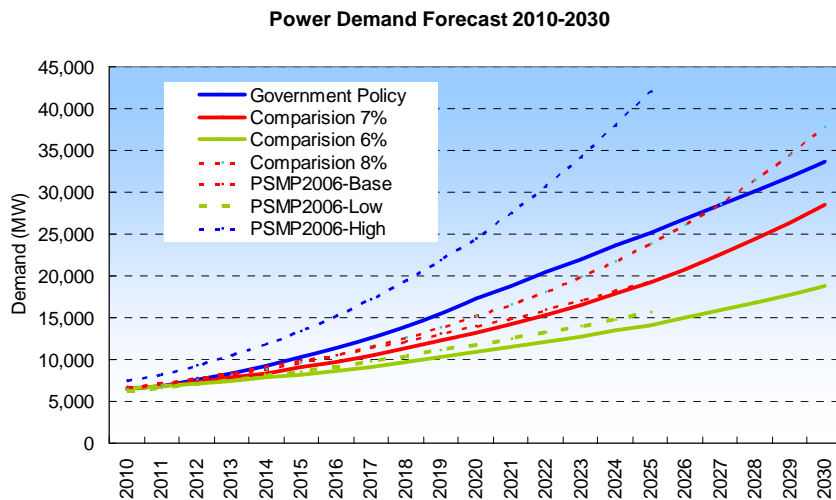


出所：PSMP 調査団

図 7-14 日負荷率曲線シナリオ

7.7 本マスタープラン電力需要想定における採用シナリオ

本マスタープラン電力需要想定における採用シナリオは、下図に示すとおり、近隣諸国との比較から算定されたエネルギー強度法による GDP7%、GDP6%シナリオに加え、政府目標に基づくシナリオの計3シナリオとする。



出所：PSMP 調査団

図 7-15 電力需要シナリオ（3シナリオ）

表 7-10 需要予測結果（3シナリオ）

FY	Government Policy Scenario		Comparison GDP7% Scenario		Comparison GDP6% Scenario	
	Peak Demand [MW]	Generation [GWH]	Peak Demand [MW]	Generation [GWH]	Peak Demand [MW]	Generation [GWH]
2010	6,454	33,922	6,454	33,922	6,454	33,922
2011	6,765	35,557	6,869	36,103	6,756	35,510
2012	7,518	39,515	7,329	38,521	7,083	37,228
2013	8,349	43,882	7,837	41,191	7,436	39,084
2014	9,268	48,713	8,398	44,140	7,819	41,097
2015	10,283	54,047	9,019	47,404	8,232	43,267
2016	11,405	59,945	9,705	51,009	8,680	45,622
2017	12,644	66,457	10,463	54,994	9,165	48,171
2018	14,014	73,658	11,300	59,393	9,689	50,925
2019	15,527	81,610	12,224	64,249	10,255	53,900
2020	17,304	90,950	13,244	69,610	10,868	57,122
2021	18,838	99,838	14,249	75,517	11,442	60,640
2022	20,443	109,239	15,344	81,992	12,056	64,422
2023	21,993	118,485	16,539	89,102	12,713	68,490
2024	23,581	128,073	17,840	96,893	13,416	72,865
2025	25,199	137,965	19,257	105,432	14,167	77,564
2026	26,838	148,114	20,814	114,868	14,979	82,666
2027	28,487	158,462	22,509	125,209	15,848	88,156
2028	30,134	168,943	24,353	136,533	16,776	94,053
2029	31,873	180,089	26,358	148,928	17,768	100,393
2030	33,708	191,933	28,537	162,490	18,828	107,207

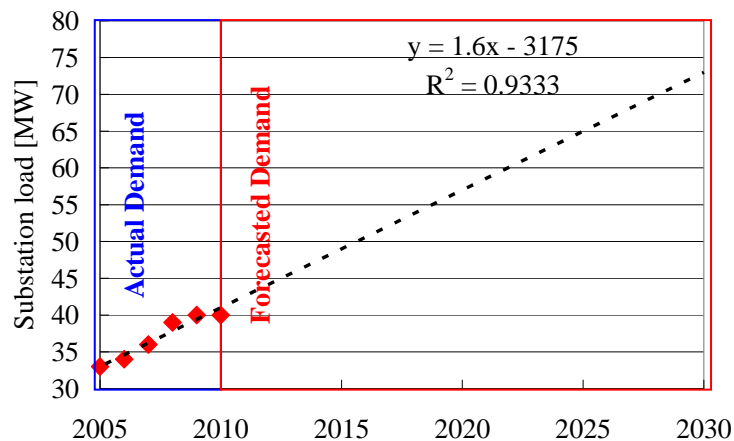
出所：PSMP 調査団/BPDB

7.8 変電所別負荷想定

7.8.1 手法

下記のとおり変電所別の負荷想定を実施した。

- 過去6年間（FY2005-2010）の132/33kV変電所最大負荷データを収集
- 上記データを用いて、2030年までの回帰分析（直線近似）を実施
- 各132/33kV変電所の負荷想定を回帰分析により求め、マクロ分析の需要想定値により比例按分



出所：PSMP調査団

図 7-16 変電所負荷想定概念図

7.8.2 過去の変電所負荷データの分析

2005～2010年の各132/33kV変電所の最大負荷データを表7-11に示す。Slopeの算出にあたっては、最大負荷の増加している年度（網掛け部分）のみを対象とし、変電所増設等により当該期間に最大負荷の増加が見られない変電所については、その地域の平均のSlopeを採用した。

表 7-11 各132/33kV変電所最大負荷データ(2005-2010年)

East or West	Region	Substation	Substation load (MW)						Slope Rev
			2005	2006	2007	2008	2009	2010	
East	Southern	Kaptai	5	5	7.5	7.5	8	5	0.85
East	Southern	Chandraghona	26.6	29.7	32.2	32.2	19.4	22.6	2.80
East	Southern	Hathazari	60	63	66	66	60	62	2.10
East	Southern	Madunaghat	0	42	42	42	52	52	3.00
East	Southern	Sikalbaha	37.1	37.1	37.1	37.1	34	34	2.91
East	Southern	Dohazari	38	42	42	49	52	58	3.91
East	Southern	Cox's bazar	33	34	36	39	40	40	1.60
East	Southern	Halishahar	108	114	114	114	109	109	1.80
East	Southern	Agrabad	0	0	0	0	0	0	2.91
East	Southern	Kulsi	119	132	132	132	118	118	3.90

East or West	Region	Substation	Substation load (MW)						Slope Rev
			2005	2006	2007	2008	2009	2010	
East	Southern	Baraulia	0	60	65	65	58	66	2.50
East	Southern	Baroirhat, Ctg	0	0	0	0	0	0	2.91
East	Southern	Feni	40	50	54	54	60	65	4.43
East	Southern	Chowmuhani	68	0	68	68	65	70	0.30
East	Southern	Ramganj	0	0	0	0	0	0	2.91
East	Southern	Comilla (N)	35	35	35	37	58	59	5.46
East	Southern	Comilla (S)	89	98	98	98	100	122	4.89
East	Southern	Chouddagram	0	68	0	0	0	0	2.91
East	Southern	Chandpur	41	42	0	51	47	62	5.50
East	Southern	Rangamati	0	0	0	0	0	0	2.91
East	Southern	Khagrachari	0	0	0	0	0	0	2.91
East	Southern	Julda	0	0	15	16	15	18	0.80
East	Southern	Bakulia	0	56	72	73	81	82	6.10
East	Southern	Shahmirpur	0	0	0	0	0	0	2.91
East	Southern	Abul Khair Steel Mills	7	8	12.9	12.9	10	19.2	1.91
East	Southern	Daudkandi	0	124	0	124	0	0	2.91
West	Western	Goalpara	7.4	7.4	7.4	7.4	4	5	2.22
West	Western	Khulna(C)	99	99	99	99	90	90	2.22
West	Western	Gallamari	0	0	0	0	0	36	2.22
West	Western	Noapara	24	24	31.2	32.6	32	35	2.30
West	Western	Jessore	87	93	93	93	80	102	1.03
West	Western	Jhenaidah	64	64	64	64	63	72	1.06
West	Western	Magura	0	0	0	0	0	0	2.22
West	Western	Kustia(Bottail)	60	60	60	68	58	72	1.77
West	Western	Chuadanga	0	0	0	0	0	0	2.22
West	Western	Bheramara&GKProject	22	25.8	25.8	25.8	26	30.6	1.25
West	Western	Faridpur	46.2	49.2	49.2	57	56	58.6	2.58
West	Western	Madaripur	53	65.2	65.2	65.2	54.4	58	3.66
West	Western	Barisal	56	58	58	58	62	66.5	1.84
West	Western	Barisal (N)	58	0	0	0	0	0	2.22
West	Western	Bhandaria	16	17	18	22	20	31	2.51
West	Western	Bagerhat	28.5	28.5	34	56	30	37.4	2.03
West	Western	Mongla	19	19	19	24	25	18.2	1.70
West	Western	Patuakhali	33.2	33.2	0	34	41	42.5	4.25
West	Western	Gopalganj	0	13	13	16.6	21.6	21.6	2.58
West	Western	Satkhira	0	0	28	33.8	33.6	36.5	2.53
East	Central	Ashuganj	44.3	44.3	58	58	52	53	1.90
East	Central	Kishoreganj	33	36	40	40.5	42	47	2.53
East	Central	Mymensingh	71	77	80	80	80	81	1.69
East	Central	Bhaluka	0	0	0	0	0	0	2.91
East	Central	Jamalpur	41.5	55	62	78	71	78	7.04
East	Central	Sherpur	109	0	0	0	113	0	2.91
East	Central	Netrokona	26.8	26.8	31	44.5	33	33	1.80
East	Central	Shahjibazar	29	29	30	30	28	46	2.34
East	Central	Sreemangal	30	31	34	34	34	36	1.11

East or West	Region	Substation	Substation load (MW)						Slope Rev
			2005	2006	2007	2008	2009	2010	
East	Central	Fenchuganj	26	26	26	26	31	34	1.57
East	Central	Sylhet	89	92	95	106	111	127	7.37
East	Central	Sylhet New	0	0	0	0	0	0	2.91
East	Central	Chhatak	24	25	25	30	29	33	1.77
East	Central	Brahmanbaria	0	0	0	0	0	0	2.91
West	Northern	Ishurdi	35.3	35.3	21	21	26.4	26.4	2.16
West	Northern	Natore	34	38	41	46	43	58	4.00
West	Northern	Rajshahi	54.7	54.7	57	66.5	71	78.5	5.07
West	Northern	Rajshahi New	0	0	0	0	0	0	2.91
West	Northern	Ch. Nowabganj	49	51	54	58	62	65	3.34
West	Northern	Pabna	37	44	48	48	48	46	1.63
West	Northern	Shahjadpur	27.2	27.2	28	35	39	41	3.18
West	Northern	Sirajganj	34.5	36.5	36.5	37	44	69.5	5.66
West	Northern	Bogra	74	74	82	93	101.5	113	8.24
West	Northern	Noogaon	49	78	78	86	90	85	6.40
West	Northern	Palashbari	28.8	28.8	30.8	30.8	46.6	43	3.55
West	Northern	Rangpur	41	42	53.2	57	58.8	62.3	4.59
West	Northern	Lalmonirhat	24	27	28	32	31	45	3.46
West	Northern	Saidpur	54	64	64	64	57	60	0.26
West	Northern	Purbasadipur	29.7	37.2	37.5	39	41	53	3.70
West	Northern	Barapukuria	0	0	0	14	24	41	2.91
West	Northern	Panchagarh	0	0	34	0	0	0	2.91
West	Northern	Joypurhat	85	0	0	0	0	0	2.91
West	Northern	Thakurgaon	36.5	39	34	55	61	62	6.13
West	Northern	Niamatpur	0	0	0	0	0	0	2.91
East	Dhaka	Haripur	70	78	83	83	66	56	4.40
East	Dhaka	Siddhirganj	98	102	89	89	102	102	0.57
East	Dhaka	Maniknagar	64	67	67	70	64	58	1.80
East	Dhaka	Ullon	111	111	111	111	75	69	2.91
East	Dhaka	Moghbar	111	112	112	119	110	106	2.91
East	Dhaka	Dhanmondi	0	0	124	0	147	143	2.91
East	Dhaka	Narinda	107	107	107	107	90	90	2.91
East	Dhaka	BangaBhaban	43	72	72	72	57	57	2.91
East	Dhaka	Shyampur	0	118	128	128	0	113	2.91
East	Dhaka	Madanganj	63	80	80	80	54	58	2.91
East	Dhaka	Hasnabad	100	107	107	119	91	111	5.70
East	Dhaka	Mirpur	105	116	118	121	122	122	3.03
East	Dhaka	Kalyanpur	0	134	134	138	156	156	6.60
East	Dhaka	Basundhara	144	145	145	145	107	116	9.00
East	Dhaka	Tongi	115	115	115	115	55	60	5.00
East	Dhaka	NewTongi	0	0	0	0	56	58	2.00
East	Dhaka	Kabirpur	134	93	97	112	97	98	9.50
East	Dhaka	Manikganj	52	70	70	70	60	65	5.40
East	Dhaka	Tangail	50	58	58	66	84	86	7.60
East	Dhaka	Ghorasal	75	75	75	84	50	78	2.70

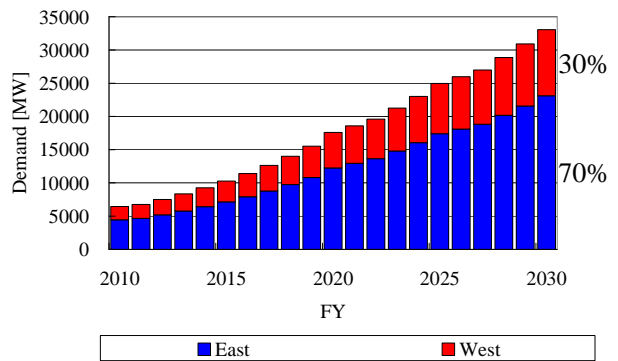
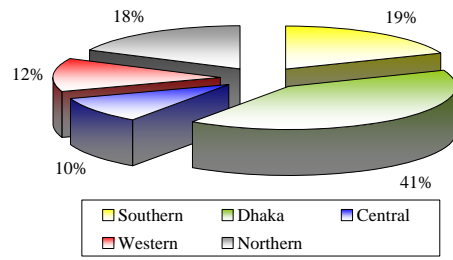
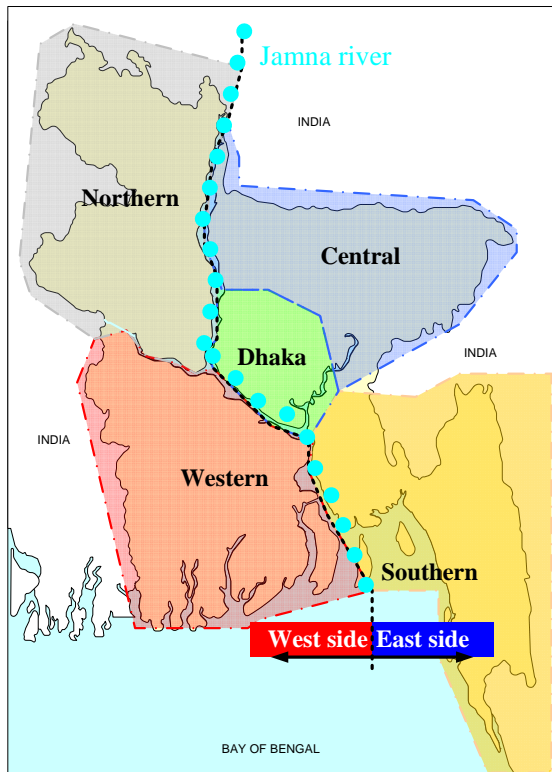
East or West	Region	Substation	Substation load (MW)						Slope Rev
			2005	2006	2007	2008	2009	2010	
East	Dhaka	Joydebpur	87	87	99	100	105	78	4.90
East	Dhaka	Bhulta	61	65	65	65	62	53	1.20
East	Dhaka	Uttara	0	12	67.3	67.3	75.7	97.1	9.78
East	Dhaka	Cantonment	0	0	42	0	0	0	2.91
East	Dhaka	Nabinagar(Md.pur)	69	0	0	0	0	0	2.91
East	Dhaka	OldAirport	0	0	0	0	0	0	2.91
East	Dhaka	DhakaUniversity	118	0	0	0	0	0	2.91
East	Dhaka	Kamrangirchar	0	0	0	45	56.8	73.6	14.30
East	Dhaka	Madartek	42	0	0	0	0	0	2.91
East	Dhaka	Gulshan	0	0	56	77.9	88	79.4	8.03
East	Dhaka	Matuail	0	0	0	23	16.4	40	8.50
East	Dhaka	Sitalakhya	57.4	86	86	86	84.4	70	5.40
East	Dhaka	Meghnaghat	0	0	0	0	0	0	2.91
East	Dhaka	Narsingdi	0	0	0	0	0	0	2.91
East	Dhaka	Savar	0	0	0	0	0	0	2.91
East	Dhaka	Purbachal	0	0	0	0	0	0	2.91
East	Dhaka	Munshiganj	0	0	0	0	0	0	2.91
East	Dhaka	Sreepur	0	0	0	0	0	0	2.91

出所：PGCB

7.8.3 変電所負荷想定結果

上述の変電所別負荷想定結果を元に地域別変電所負荷を図 7-17に示した。ダッカエリアの変電所負荷が約 40%と 5 地域中で最も多く、他地域よりダッカ地域への電力の供給が必要となる。

また、東側負荷が全体の約 70%を占めており、仮に電源が東西に等しく配置された場合には、約 20%の電力が西から東に流れることとなる。この場合、「バ」国を東西に分断するように Jamuna 川が流れており、この川を横断する送電線建設に莫大な資金が必要となる。それゆえに地域別負荷バランスに合わせた電源計画が重要となる。



出所：PSMP 調査団

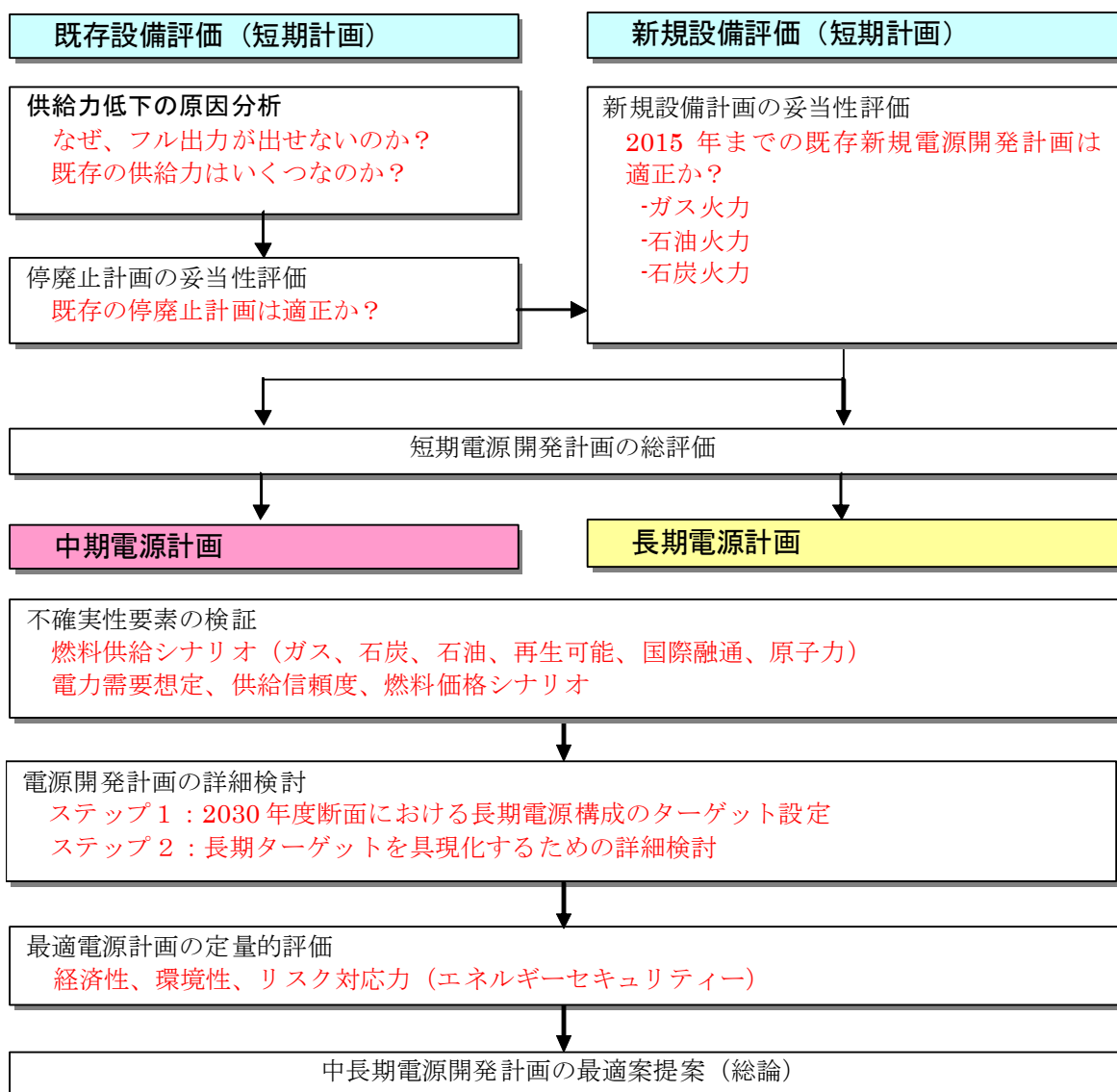
図 7-17 変電所別需要想定を基にした需要想定

第8章 電源開発計画

8.1 電源開発計画策定フロー

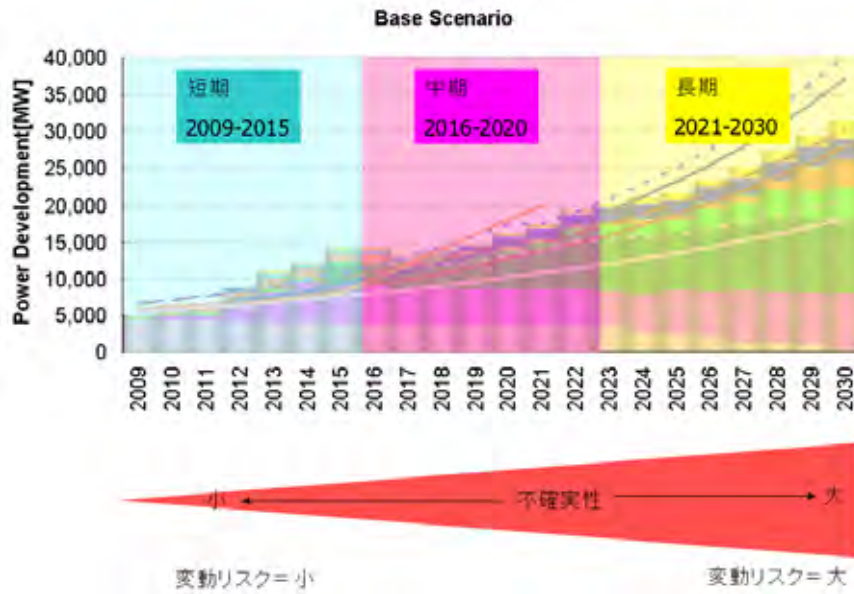
8.1.1 検討フロー

長期にわたる将来の電源計画を策定するにあたっては、下図に示すとおり、短期における不確実性の低い事象（既存設備・計画）の妥当性をレビューし、その妥当性を検証したうえで、基礎となる短期的計画に不確実性の高い中長期の計画を積み上げて長期的計画を策定することが不可欠となる。具体的検討フローは下記に示すとおりである。



出所：PSMP調査団

図 8-1 電源開発計画策定フロー



出所：PSMP 調査団

図 8-2 電源開発計画の考え方

8.1.2 電源開発計画の詳細フロー

長期的な電源開発計画を策定するにあたっては、将来の電力需要、供給力、要求される供給信頼度、燃料制約条件、リスク、コストなどを検証し、最適な新規電源が開発されるポートフォリオを策定する必要がある。

本章では、「バ」国の持続的な発展に資するため、エネルギーの有効活用、環境保全、エネルギーセキュリティを最大化しつつ、さまざまな制約条件の下で、要求される諸条件を満たし、かつ、2030年までの供給システムの拡張および運転にかかる費用を最小化することを基本として電源開発計画を策定することを目的とする。

最適電源計画の策定は、下図に示す2つのステップによって実施する。

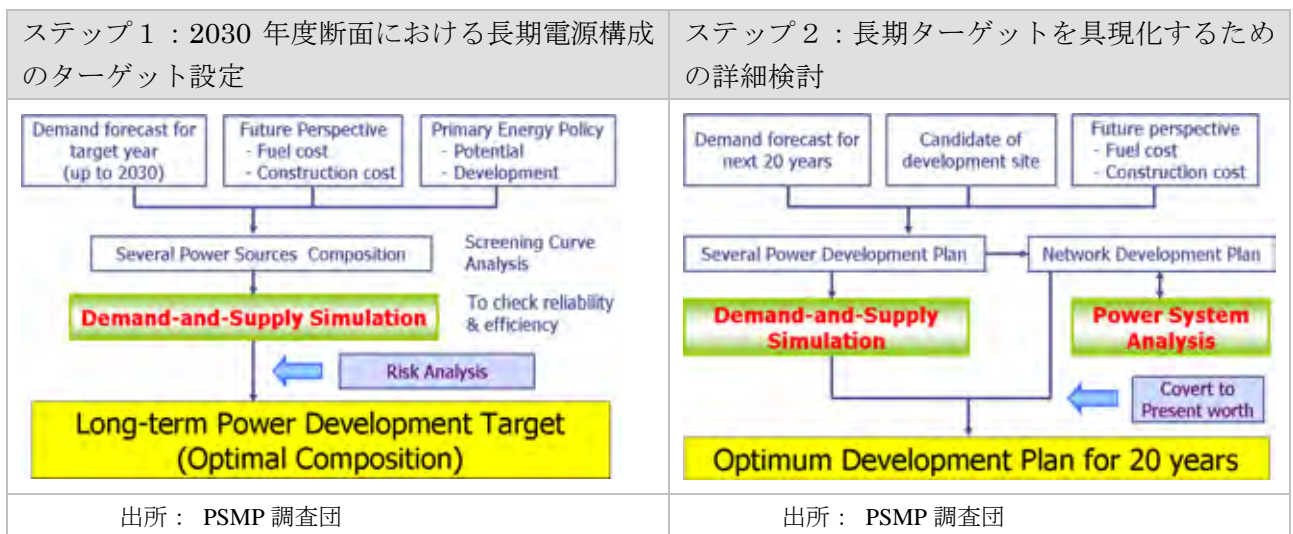


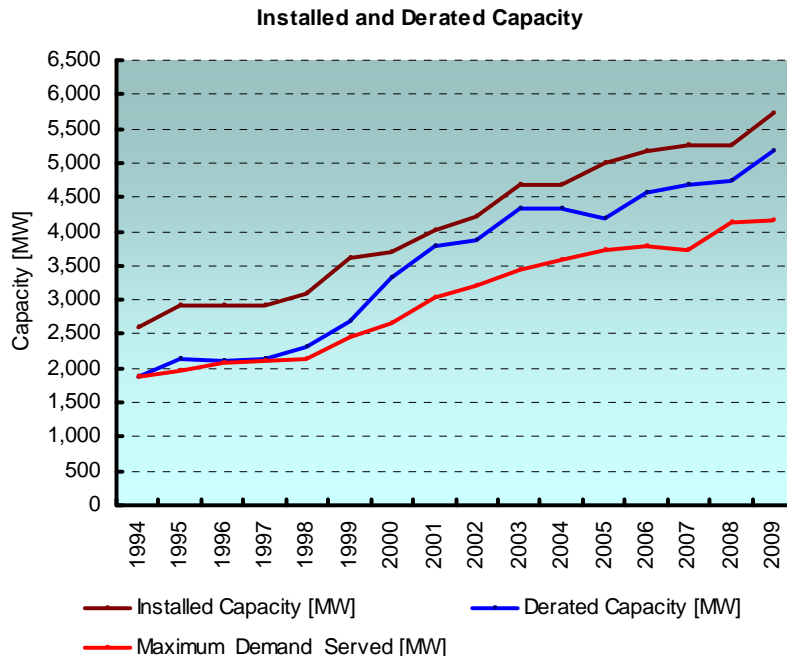
図 8-3 電源開発計画策定フロー（詳細）

8.2 供給力低下の原因分析

電源計画策定を開始するにあたって、前提条件、諸条件を整理する必要がある。特に、「バ」国においては、発電（電源）設備それぞれの設計上の容量（設備容量: Installed Capacity）に対し、実際に設備が発電できる実力としての容量（可能出力: Derated Capacity）、および実際に供給した最大電力（Maximum Demand Served）との間に大きなギャップが存在しており、こうした供給力の低下原因を分析し、既存設備の真の供給力を定めることが将来の電源計画を策定する上で、極めて重要となる。

8.2.1 設備容量・可能出力・最大電力の推移

「バ」国の設備容量(Installed Capacity)、可能出力 (Derated Capacity)および最大電力 (Maximum Demand Served) の推移は下図に示すとおりである。2009年度末時点では、設備容量 5719MW、可能出力 5,166MW、最大電力は 4,162MW であり、1994年断面と比べ、それぞれ約 2~3 倍、2000-2009年における 10年間の平均増加率は、それぞれ 5~6%と高い伸びを示している。



出所: BPDB, system planning

図 8-4 設備容量、可能出力および最大電力の推移

設備容量よりも可能出力が低いことは、設備の経年劣化により設計通りの性能を発揮できなくなっていることに起因する。一方、可能出力を最大限供給できず、実際には最大電力は可能出力を大きく下回り、停電を引き起こしている。その原因として、メンテナンスやトラブルによる設備停止のほか、燃料ガス不足による設備停止や出力制限が一因とされ、BPDB Annual Report でも、この点が指摘されている。以下、これらの差異について詳細分析を行った。

8.2.2 設備容量と可能出力との関係

2009年6月末におけるBPDB、IPP、レンタルパワーそれぞれの設備容量、可能出力を表 8-1に示す。設備容量の合計は 5,719MWであるが、経年劣化等を考慮した実際の発電可能出力は約10%減の 5,166MWとなっている。

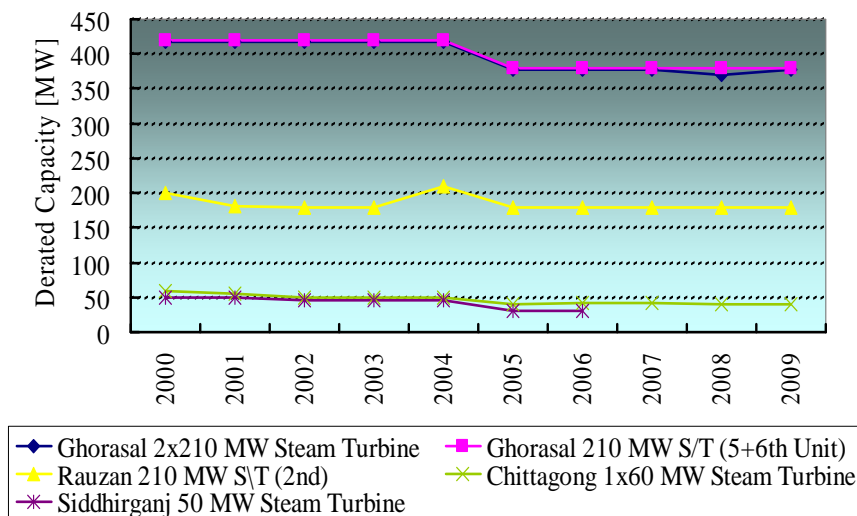
表 8-1 各設備別の定格出力と可能出力(2009.6.30 現在)

Category	Power Station Name	Fuel	Type	Region	Commissioning	Installed Capacity (MW)	Derated Capacity (MW)
Ex Pub	BPDB Ashuganj 64MW ST #1	Gas	ST	EAST	1970/7/17	64	64
Ex Pub	BPDB Ashuganj 64MW ST #2	Gas	ST	EAST	1970/7/8	64	64
Ex Pub	BPDB Ashuganj 150 MW ST #3	Gas	ST	EAST	1986/12/17	150	100
Ex Pub	BPDB Ashuganj 150 MW ST #4	Gas	ST	EAST	1987/5/4	150	140
Ex Pub	BPDB Ashuganj 150 MW ST #5	Gas	ST	EAST	1988/3/21	150	140
Ex Pub	BPDB Ashuganj CC (GT 1,2,ST)	Gas	CC	EAST	1982-1987	146	98
Ex Pub	BPDB Shkalbaha (Chittagong) 60 MW ST	Gas	ST	EAST	1984/4/24	60	40
Ex Pub	BPDB Shkalbaha (Chittagong) 28 MW BMGT	Gas	GT	EAST	1986/10/13	28	10
Ex Pub	BPDB Fenchuganj CC (GT1,2,ST)	Gas	CC	EAST	1994-1995	97	91
Ex Pub	BPDB Ghorasal 55 MW ST #1	Gas	ST	EAST	1974/6/16	55	55
Ex Pub	BPDB Ghorasal 55 MW ST #2	Gas	ST	EAST	1976/2/13	55	30
Ex Pub	BPDB Ghorasal 210 MW ST #3	Gas	ST	EAST	1986/9/14	210	190
Ex Pub	BPDB Ghorasal 210 MW ST #4	Gas	ST	EAST	1989/3/18	210	190
Ex Pub	BPDB Ghorasal 210 MW ST #5	Gas	ST	EAST	1994/9/15	210	190
Ex Pub	BPDB Ghorasal 210 MW ST #6	Gas	ST	EAST	1999/1/31	210	190
Ex Pub	BPDB Haripur 33 MW GT #1	Gas	GT	EAST	1987/10/31	32	32
Ex Pub	BPDB Haripur 33 MW GT #2	Gas	GT	EAST	1987/11/15	32	32
Ex Pub	BPDB Haripur 33 MW GT #3	Gas	GT	EAST	1987/12/2	32	32
Ex Pub	BPDB Karnafuli Hydro #1	Hydro	-	EAST	1962/2/26	40	40
Ex Pub	BPDB Karnafuli Hydro #2	Hydro	-	EAST	1962/8/1	40	40
Ex Pub	BPDB Karnafuli(Kaptai) Hydro #3	Hydro	-	EAST	1982/8/1	50	50
Ex Pub	BPDB Karnafuli(Kaptai) Hydro #4	Hydro	-	EAST	1988/1/11	50	50
Ex Pub	BPDB Karnafuli(Kaptai) Hydro #5	Hydro	-	EAST	1988/1/11	50	50
Ex Pub	BPDB Rauzan (Chittagong) 210 MW ST #1	Gas	ST	EAST	1993/3/28	210	180
Ex Pub	BPDB Rauzan (Chittagong) 210 MW ST #2	Gas	ST	EAST	1997/9/21	210	180
Ex Pub	BPDB Shahjibazar 35 MW GT	Gas	GT	EAST	2000/3/28	35	34
Ex Pub	BPDB Shahjibazar 35 MW GT	Gas	GT	EAST	2000/10/25	35	35
Ex Pub	BPDB Shahjibazar GT (4 units, 2,4,5,6)	Gas	GT	EAST	1968-69	60	38
Ex Pub	BPDB Siddhirganj 210 MW ST	Gas	ST	EAST	2004/9/3	210	190
Ex Pub	BPDB Sylhet 20 MW GT	Gas	GT	EAST	1986/12/13	20	20
Ex Pub	BPDB Tongi 100 MW GT	Gas	GT	EAST	2005/3/28	105	105
Ex Pv	IPP CDC, Haripur 360MW (Haripur Power Ltd.), Narshin	Gas	CC	EAST	2001/12/1	360	360
Ex Pv	IPP CDC, Meghnaghat 450MW	Gas	CC	EAST	2002/11/26	450	450
Ex Pv	IPP NEPC (Haripur 110MW BMPP)	Gas	D	EAST	1999/6/30	110	110
Ex Pv	IPP RPCL (Mymensingh 210MW)	Gas	GT	EAST	2006/6/30	210	175
Ex Pv	Rental Feni SIPP (22 MW)	Gas	GT	EAST	2009/2/16	22	22
Ex Pv	Rental Jangalia, Comilla SIPP	Gas	GT	EAST	2009/6/25	33	33
Ex Pv	Rental Barobkundo SIPP	Gas	GT	EAST	2009/5/23	22	22
Ex Pv	Rental Kumargao 10 MW (15 Years)	Gas	GT	EAST	2009/3/15	10	10
Ex Pv	Rental Kumargao 48MW (3 Years)	Gas	GT	EAST	2008/7/23	48	48
Ex Pv	Rental Sahzibazar RPP (3 Years)	Gas	GT	EAST	2008/11/13	50	50
Ex Pv	Rental Sahzibazar RPP (15 Years)	Gas	GT	EAST	2009/2/9	86	86
Ex Pv	Rental Tangail SIPP (22 MW)	Gas	GT	EAST	2008/11/12	22	22
Ex Pv	Rental Feni SIPP (11 MW) REB	Gas	GT	EAST	2009/4/22	11	11
Ex Pv	Rental Rugganj, Narayanganj, Summit SIPP, REB	Gas	GT	EAST	2009/6/9	33	33
Ex Pv	Rental Chandina, Comilla Sumit SIPP, REB	Gas	GT	EAST	2006/11/15	25	25
Ex Pv	Rental Mahdabdi, Narsindi Sumit SIPP, REB	Gas	GT	EAST	2006/12/16	35	35
Ex Pv	Rental Ashulia, Dhaka Sumit SIPP, REB	Gas	GT	EAST	2007/12/4	45	45
Ex Pv	Rental Mouna, Gazipur Sumit SIPP, REB	Gas	GT	EAST	2009/5/12	33	33
Ex Pv	Rental Narsindi SIPP, REB	Gas	GT	EAST	2008/12/21	22	22
Ex Pv	Rental Hobiganj SIPP, REB	Gas	GT	EAST	2009/1/10	11	11
Ex Pub	BPDB Baghabari 71 MW GT	Gas	GT	WEST	1991/6/4	71	71
Ex Pub	BPDB Baghabari 100 MW GT	Gas	GT	WEST	2001/11/25	100	100
Ex Pub	BPDB Barapukuria 2x125 MW ST (COAL)	COAL	ST	WEST	2006/1/31	250	220
Ex Pub	BPDB Barisal 20 MW GT #1	HSD	GT	WEST	1984/8/5	20	16
Ex Pub	BPDB Barisal 20 MW GT #2	HSD	GT	WEST	1987/10/4	20	16
Ex Pub	BPDB Barisal Diesel (4 units)	HSD	D	WEST	1975-1980	5.5	3
Ex Pub	BPDB Bheramara 20 MW GT #1	HSD	GT	WEST	1976/7/28	20	18
Ex Pub	BPDB Bheramara 20 MW GT #2	HSD	GT	WEST	1976/4/27	20	18
Ex Pub	BPDB Bheramara 20 MW GT #3	HSD	GT	WEST	1980/1/19	20	18
Ex Pub	BPDB Bhola Diesel	FO/HSD	D	WEST	1988/10/8	3	2
Ex Pub	BPDB Bhola New	HSD	D	WEST	1905/6/28	2	2
Ex Pub	BPDB Khulna 60 MW ST	FO	ST	WEST	1973/5/25	60	35
Ex Pub	BPDB Khulna 110 MW ST	FO	ST	WEST	1984/7/7	110	60
Ex Pub	BPDB Rangpur 20 MW GT	HSD	GT	WEST	1988/8/16	20	20
Ex Pub	BPDB Saidpur 20 MW GT	HSD	GT	WEST	1987/9/17	20	19
Ex Pv	IPP KPCL (Khulna, BMPP)	FO	D	WEST	1998/10/12	110	106
Ex Pv	IPP WEST MONT (Baghabari BMPP)	Gas	GT	WEST	1999/6/26	90	70
Ex Pv	Rental Ullapara, Sirajganj Sumit SIPP (REB)	Gas	GT	WEST	2009/3/2	11	11
Ex Pv	Rental Bogra Rental (15 Years)	Gas	GT	WEST	2008/4/11	18	18
Ex Pv	Rental Khulna Rental (3 Years)	HSD	GT	WEST	2008/6/12	40	40
Total Capacity (MW)						5,719	5,166
Total Public East (MW)						3,070	2,700
Total Private East (MW)						1,638	1,603
Total East (MW)						4,708	4,303
Total Public West (MW)						742	618
Total Private West (MW)						269	245
Total West (MW)						1,011	863

出所：BPDB, system planning

「バ」国の火力発電設備において、設備容量よりも可能出力が大幅に低くなっている（設備容量としての性能を発揮できない状態の）最大の要因は、設備の経年劣化によるものとされる。一般的に火力発電設備は、長時間の運転継続により主機部材の熱による劣化やスケール付着等に起因する性能低下が生じ、性能を維持するため、定期的に点検手入を行うことが肝要となる。日本においては法定点検制度と自主点検により定期点検手入が実施され、各発電設備は性能を維持することができている。一方「バ」国の火力発電設備は、長時間運転継続が恒常的に行われており、点検手入が満足に行われていないという実態がある。

これらを総合的に勘案すると、「バ」国には法令点検制度が存在せず、需給逼迫を理由に計画的な定期点検を確実に実施してこなかったが故に、多くの火力発電設備で設備容量の性能を満たすことができず、こうした設備容量と可能出力との間に約 10% のギャップ（ $5719-5166=553\text{MW}$ ）が存在すると推察される。通常、定期点検手入を行っている日本では、このギャップは、ガスタービン設備の夏季温度上昇による出力低下を除き、ほぼゼロに等しい。一方、このギャップの回復可能性については、過去においてメンテナンスによる回復実績も幾つかのケースで見受けられたが、これまでのメンテナンスを全く行わず、長期に渡り運転が継続されてきた実態を鑑みると、メンテナンスやリハビリ実施による機能回復は極めて困難であると判断する。しかしながら、今後、メンテナンスを定期的、継続的に実施することにより、現状の可能出力を維持することは極めて重要となる。



出所：BPDB, system planning

図 8-5 可能出力の推移の例

8.2.3 可能出力と最大電力との関係

本項では、可能出力と実際に供給される最大出力との差異要因について分析する。表 8-2に示すとおり、2009 年度末時点では、可能出力 5,166MW、最大電力は 4,162MWであり、この差分は燃料ガス不足による停止、または出力減による設備停止が主であると説明されている。

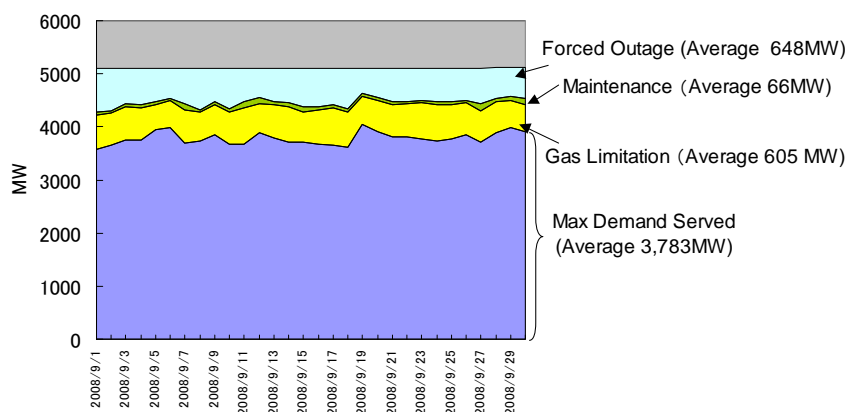
PGCB から入手した 1 年分（2008 年 7 月から 2009 年 6 月）の日報データに基づき、最大電力実績、および各設備の停止状況について整理した。結果は下記に示すとおりである。

表 8-2 供給支障の原因分析 (2008年9月の4ヶ月間)

(MW)

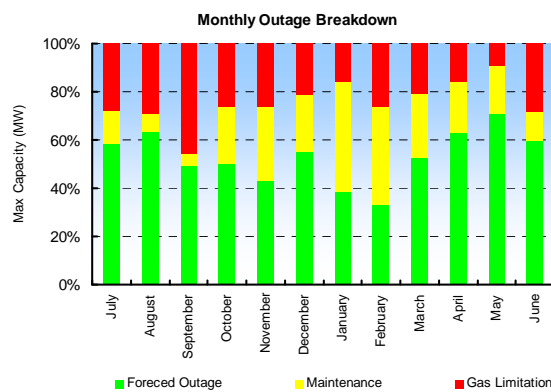
	2009		2010		Average
	Sep.	Dec.	Mar.	Jun.	
Derated Capacity	5,104	5,104	5,282	5,166	5,164
Max Demand Served	3,784	3,560	3,601	3,816	3,691
Reason for shortage					
(1) Gas limitation	605	330	354	385	418
(2) Maintenance	66	358	442	162	257
(3) Forced Outage	648	856	885	803	798

出所：PGCB のデータを元に PSMP 調査団にて作成



出所：PGCB のデータを元に PSMP 調査団にて作成

図 8-6 供給支障の原因分析 (2008年9月の1ヶ月間)

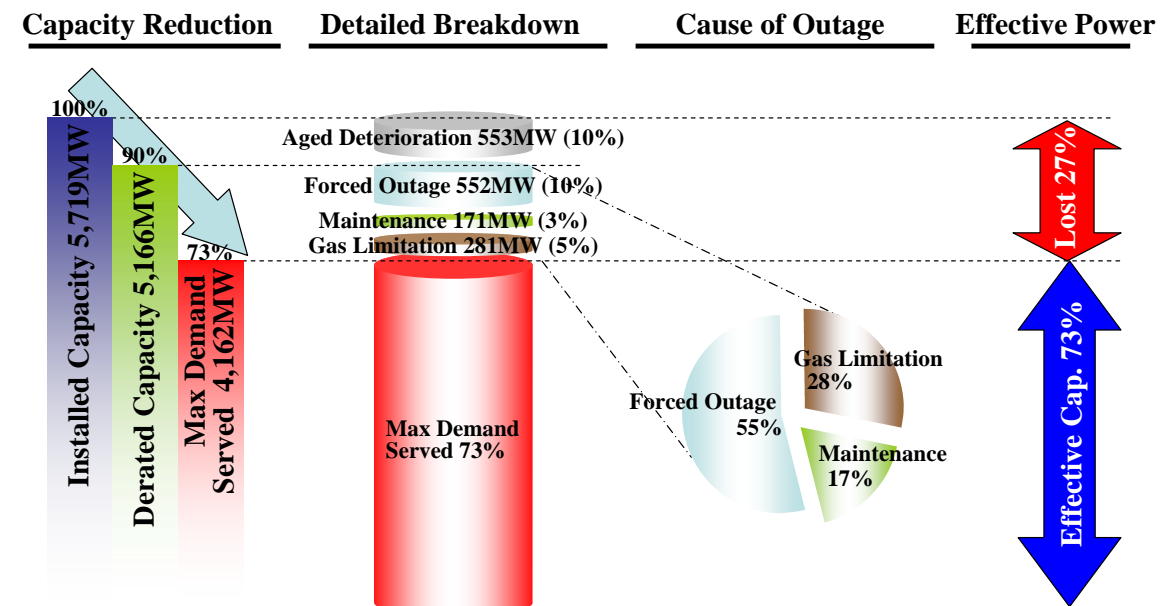


出所：PGCB のデータを元に PSMP 調査団にて作成

図 8-7 供給支障の原因分析 (FY2009年の1年間)

上述したとおり、供給力低下の最大原因である予定外停止は、定期点検が長年にわたり行われず、発電設備が予期せぬトラブルによって停止することに起因し、これを改善するためには、トラブルリスクの軽減をすべく、定期点検を確実に行うことが基本である。一方、燃料ガスの供給支障による運用制限（停止や出力抑制、年平均418MW、最大で600MW以上）も、最大供

給出力を下げる大きな原因の一つになっていることが、実績データの分析により明らかになった。



出所： PSMP 調査団

図 8-8 可能出力と最大電力との関係

8.2.4 結論および提言

以上をまとめると、供給力低下の原因分析の結果として、以下のことが言える。

- 「バ」国では、設備容量（2009年6月末現在5719MW）に対し、設備の実力としての可能出力は約10%低下しており（同5166MW）、更に実際の最大電力（供給実績）は約20%低下（同4162MW）している。
- 可能出力の要因は、定期点検が確実に行われていない事による経年劣化や設備不良に起因し、設備の劣化や運用状況から見て、機能回復は極めて困難であると思われる。
- 可能出力より最大電力が低下している理由は、メンテナンスやトラブルによる停止や制限の他、ガス供給不足による停止や制限も含まれる。後者は2009年実績で平均418MWであり、原因全体の約4割を占めており、大きな支障リスクと言える。
- これらのギャップを解消するためには、定期的な点検手入れを実行することが第一である。このことは既設設備だけでなく新設設備にも言えることで、このままの運用では新設設備も導入後の性能維持が困難となり、O&M体制の早急な改善が求められる。
- ガス供給不足を解消するうえで、ガスネットワーク強化などの方策を講じることも極めて重要となる。

8.3 既設ガス火力発電設備停廃止計画の妥当性評価

次に本項では、「バ」国の既設ガス火力発電設備について詳細調査、現状分析を行い、本調査団として考える停廃止計画の検討、およびBPDBが作成した停廃止計画の妥当性検証を行った。

8.3.1 各発電所設備の現状の検証

BPDB管轄下の設備については、表 8-3に示すとおり 4 区分に分類される。

表 8-3 BPDB 管轄下のガス火力発電所分類

	種類名称	容量	台数	平均熱効率 (実績) ¹
(A)	中容量 蒸気タービン コンベンショナル設備	150～210MW	10 台	31.1%
(B)	小容量 蒸気タービン コンベンショナル設備	55～64MW	5 台	25.6%
(C)	ガスタービン単体設備	15～100MW	15 台	24.1%
(D)	コンバインドサイクル設備	97～146MW	2 台	29.5%

出所：BPDB Annual Report より調査団にて集計

(1) 設備概要の調査結果

各設備の諸元、基礎情報を調査した結果は以下の通りである。

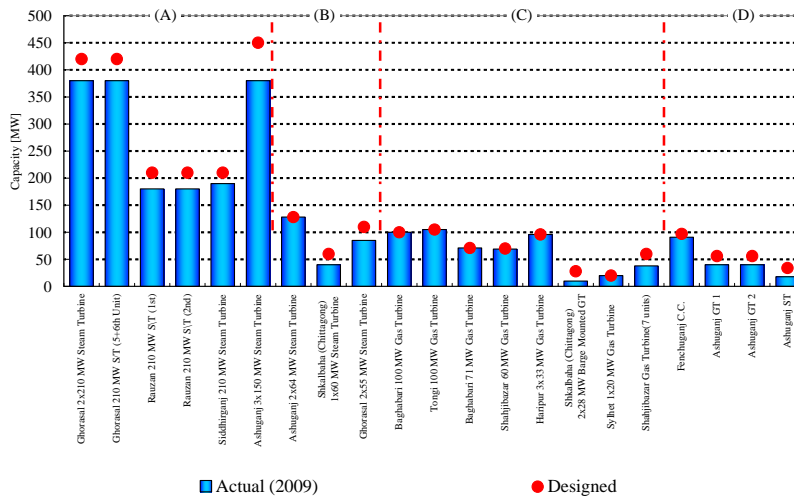
蒸気タービンを用いたコンベンショナル設備 (ST) は、単機容量 55MW から 210MW 程度である。一番古いのは 1974 年製で、メーカーは中国とロシアが多い。採用している蒸気条件としては、最大容量 210MW ユニットで圧力 13MPa、温度 540°C/540°Cの再熱式、その他の小容量のものでは、圧力 9.0MPa、温度 535°C非再熱式が主流であり、いずれも日本の事業用設備では存在しないタイプとなる。設計性能 (熱効率) も 30% 台と、日本で主流の石炭火力発電設備に比べると大幅に低い。

ガスタービン設備 (GT) については、最近設置した Tongi や Baghabari のように大容量機も存在するが、多くは小容量機で熱効率の低いものが主流である。一番古いもので 1968 年製、メーカーは GE (アメリカ)、アルストム (フランス)、三菱重工、日立 (日本) 等多種に及んでいる。

(2) 運転状況の調査結果

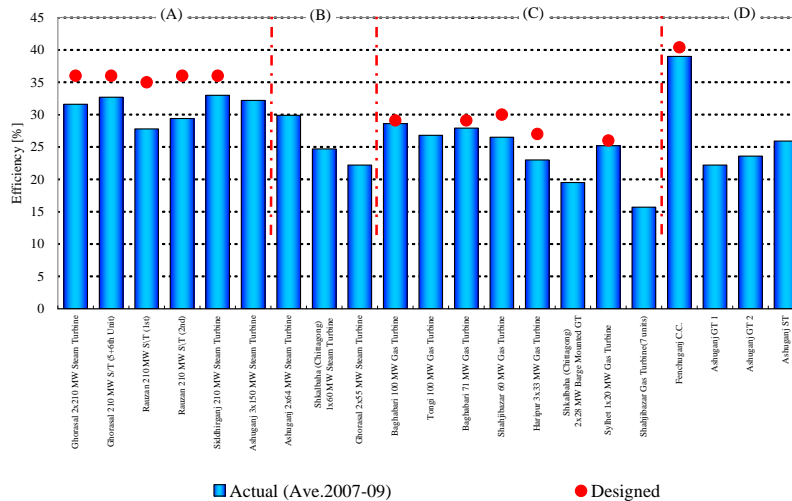
各設備の出力および効率の現状を調査した結果を図 8-9および図 8-10に示す。個々に差はあるものの、全体的に、出力および効率共に設計性能を満たしていない傾向があることが判明した。

¹ 平均熱効率は 2007 年からの 3 年平均値。



出所：BPDB, system planning

図 8-9 ガス火力発電所の出力実績



出所：BPDB, system planning

図 8-10 ガス火力発電所の効率実績

8.3.2 効率性改善に向けた運営状況・管理体制の検証、課題の洗い出し

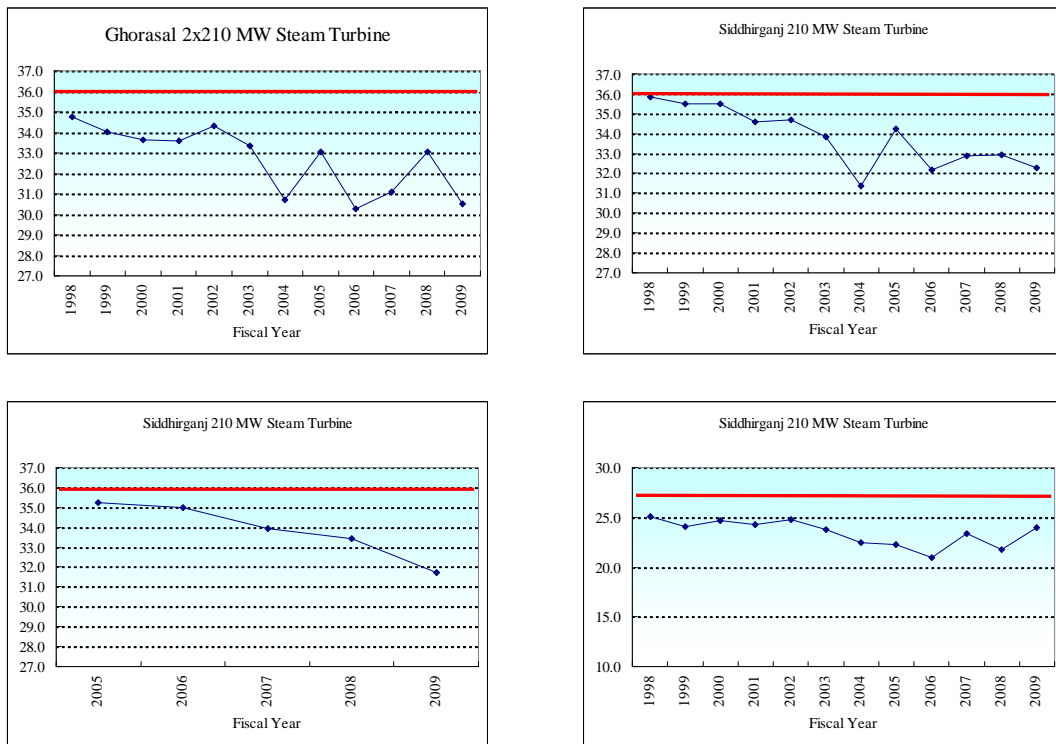
各設備の現状を分析するための評価項目として、(a)性能（熱効率）、(b)予定外停止率、(c)運転年数、(d)発電コストの4つを設定し、それぞれについて以下の通りデータ分析および評価を行った。

(1) 各実績データの分析

(a) 性能（熱効率）

各設備の過去10年間の熱効率実績を図8-11に示す。図の赤線は設計値を示す。

蒸気タービン設備においては、経年的な効率低下が顕著である。全体的に、計画的点検手入れが行われていない。日本国内においては、(簡易点検を含めれば)ボイラは2年に1回、タービンは4年に1回定期点検を行っているが、「バ」国の場合、10～16年間にわたり全く定期点検が行われていないケースも散見する。このため蒸気タービン設備においては、タービン本体における蒸気漏洩や、高圧ヒータ使用不可、復水器真空維持困難、復水器細管漏洩等により効率維持が難しくなっていることが効率低下の原因となっていると考えられる。一方ガスタービン設備においては、一部に設計性能を満たしていない事例が確認されるものの、経年的な効率低下はあまり顕著に現れていない。これはガスタービンについては、メーカーは様々であるものの、欧米製(GE、アルストム)および日本製(日立、三菱)がほとんどであり、メーカー主導により最低限必要なメンテナンスは行われているためであると考えられる。ただしスケジュール通りの定期点検としてではなく、必要となった時に実施するという方法が採られている。また「バ」国のガスタービン設備の場合、一部(Baghabari、Tongi等)を除き小容量のものが多く、そもそも効率が低いため、天然ガスの効率的運用の観点からは、将来的にはピーク対応専用として位置づけすべきである。



出所：BPDB, system planning

図 8-11 主なガス火力発電設備の効率実績

(b) 予定外停止 (Forced Outage)

各設備の予定外停止率 (Forced Outage Rate = (予定外停止時間) ÷ (運転時間 + 予定外停止時間) × 100%) の過去実績データを取りまとめた結果を表 8-4に示す。データ解析にあたっては以下の手順で実績値を算出した。

- 過去 10 年 (最大) のデータの平均値、標準偏差 (σ) を算出

- σ が 10%未満の場合は、平均値を実績値とする。
- ばらつきが大きく σ が 10%を超える場合、不良データが含まれていると判断し、平均値 $\pm \sigma$ の範囲外のデータを除外し、再度平均値を算出し実績値とする。

表 8-4 予定外停止率 (Forced Outage Ratio) 実績

	Unit Name	1999-00	2000-01	2001-02	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	Average
(A) ST over 150MW	Ghorasal 4x210 ST (#3,4,5,6)	6.84%	9.28%	4.67%	5.14%	1.01%	22.20%	20.47%	2.13%	1.48%	0.00%	6.12%
		13.97%	19.76%	13.21%	58.82%	2.45%	5.38%	2.32%	2.99%	1.36%	1.54%	
		2.61%	1.45%	1.34%	3.79%	2.73%	1.27%	20.47%	2.13%	1.48%	0.00%	
		16.19%	12.29%	4.65%	2.75%	9.52%	5.49%	2.32%	2.99%	1.36%	1.54%	
	Raozan 210 ST #1	11.46%	2.98%	34.62%	6.99%	1.80%	1.97%	4.97%	1.61%	0.00%	10.50%	5.29%
	Raozan 210 ST #2	27.96%	15.61%	22.47%	1.39%	2.74%	1.95%	2.31%	0.00%	0.00%	5.56%	4.93%
	Siddhirgonj 210 MW ST						10.42%	0.12%	0.33%	0.11%	0.07%	0.16%
Ashuganj 3x150 MW ST (#3,4,5)	0.66%	0.95%	0.27%	2.21%	3.69%	0.88%	3.63%	2.27%	3.84%	0.36%	2.01%	
	0.62%	0.56%	0.64%	0.51%	2.85%	9.39%	41.50%	3.89%	2.43%	2.10%		
	0.60%	0.57%	0.06%	1.53%	3.47%	3.33%	100.00%	100.00%	0.27%	2.66%		
(B) ST under 150MW	Ashuganj 2x64 MW ST (#1,2)	1.44%	6.97%	3.60%	1.01%	2.78%	14.00%	11.52%	12.06%	10.09%	11.05%	5.69%
		7.57%	4.60%	2.85%	2.61%	3.91%	5.42%	1.49%	2.78%	4.36%	3.73%	
	Shkalbaha(Chittagong)	9.29%	2.45%	0.77%	1.74%	3.08%	1.81%	2.04%	2.03%	6.36%	3.04%	3.26%
	Ghorasal 2x55 ST	9.33%	25.60%	15.41%	24.49%	70.63%	22.82%	3.77%	0.00%	18.37%	0.00%	10.89%
7.25%		15.29%	6.01%	7.25%	20.82%	10.95%	5.00%	5.55%	0.97%	2.39%		
(C) Gas Turbine	Baghabari 100 MW CT	80.08%	0.78%	0.32%	1.54%	1.82%	2.50%	7.11%	0.00%	0.09%	4.44%	9.75%
	Tongi 80 MW GT							16.64%		11.41%		13.94%
	Baghabari 71 MW CT			1.33%	0.97%	2.06%	6.07%	6.68%	0.32%	0.12%	0.68%	2.28%
	Shahjibazar 2x35 MW CT			24.13%	100.00%	17.97%	2.52%	26.19%	92.34%	4.81%	0.53%	9.91%
				0.00%	0.00%	100.00%	92.51%	9.65%	100.00%	2.49%	0.87%	
	Haripur 3x33 CT	5.36%	1.71%	2.62%	3.75%	0.14%	0.96%	100.00%	0.00%	0.00%	0.07%	4.12%
		0.07%	0.64%	1.43%	0.55%	0.34%	0.05%	34.50%	0.00%	0.03%	24.67%	
		1.16%	2.81%	0.55%	0.02%	0.71%	1.27%	100.00%	0.00%	0.00%	11.31%	
	Shkalbaha 2x28 MW CT	11.01%	20.95%	67.91%	98.04%	97.29%	94.02%	21.40%	7.94%			25.84%
	Sylhet 20 MW CT					4.02%	4.08%	3.19%	0.00%	2.73%	4.09%	14.27%
	Shahjibazar CT	1.39%	7.08%	3.94%	93.30%	0.78%	2.32%	2.32%	46.34%	11.73%	0.00%	9.72%
1.45%		4.05%	0.18%	55.60%	34.49%	0.00%	0.63%	72.40%	24.22%	0.00%		
5.60%		14.68%	95.58%	0.00%	3.39%	50.72%	0.00%	71.17%	3.69%	9.45%		
18.38%		0.90%	0.89%	0.00%	1.45%	1.25%	1.91%	1.84%	2.91%	1.69%		
(D) Combined Cycle	Ashuganj 90 MW CC (GT1,2 +ST)	16.19%	9.10%	2.36%	13.79%	27.06%	15.01%	16.08%	4.79%	5.87%	1.39%	13.70%
		22.45%	24.23%	13.18%	20.39%	24.87%	69.26%	47.41%	20.40%	14.42%	3.67%	
		80.39%	19.14%	1.78%	6.55%	15.46%	16.12%	40.12%	3.17%	1.56%	0.71%	
	Fenchuganj CC (#1,2)		0.75%	0.14%	0.08%	5.72%	3.05%	0.61%	0.78%	0.00%	0.00%	3.03%
			7.22%	3.89%	8.17%	44.52%	70.72%	0.61%	0.78%	0.00%	0.00%	
			6.01%	0.27%	3.74%	2.50%	11.22%	1.84%	0.00%	0.00%	0.09%	

出所：BPDB, system planning

実績値としては、一部例外はあるもののほぼ一ケタ後半～10前半%の範囲となっている。一般に日本での予定外停止率は一ケタ前半であるが、「バ」国の場合は、高い値を示す。定期

点検が計画的に行われておらず、基本的に「トラブルで停止するまで運転する」という運用になっており、計画的な点検の実施により予定外停止率を低減出来る可能性は十分に有する。

(c) 運転年数

各設備の運転開始日、および経過年数（2009.6.30 現在）を表 8-5に示す。

表 8-5 運転開始日と経過年数

	Unit Name	運開日	経過年数	BPDB 廃止予定
(A) ST over 150MW	Ghorasal 4x210 ST (#3,4,5,6)	1986/9/14	22	2029
		1989/3/18	20	2029
		1994/9/15	14	2029
		1999/1/31	10	2029
	Raozan 210 ST #1	1993/3/28	16	2026
	Raozan 210 ST #2	1997/9/21	11	2028
	Siddhirgonj 210 MW ST	2004/9/3	4	2035
	Ashuganj 3x150 MW ST (#3,4,5)	1986/12/17	22	2023
		1987/5/4	22	2023
1988/3/21		21	2023	
(B) ST under 150MW	Ashuganj 2x64 MW ST (#1,2)	1970/7/17	38	2014
		1970/7/8	38	2014
	Shkalbaha(Chittagong) 60 MW ST	1984/4/24	25	2019
	Ghorasal 2x55 ST	1974/6/16	36	2016
1976/2/13		34	2016	
(C) Gas Turbine	Baghabari 100 MW CT	2001/11/25	7	2022
	Tongi 80 MW GT	2005/3/28	4	2030
	Baghabari 71 MW CT	1991/6/4	18	2016
	Shahjibazar2x35MW CT	2000/3/28	9	2023
		2000/10/25	8	2023
	Haripur 3x33 CT	1987/10/31	21	2014
		1987/11/15	21	2014
		1987/12/2	21	2014
	Shkalbaha 2x28MW CT	1986/10/13	22	2010
Sylhet 20 MW CT	1986/12/13	22	2014	
Shahjibazar CT	1968-69	41	2010	
(D) Conbined Cycle	Ashuganj 90 MW CC (GT1,2 +ST)	1982-1987	22-27	2014
	Fenchuganj CC (#1,2)	1994-1995	15	2022

出所：BPDB, system planning

導入時期は一番古いもので「バ」国建国の頃である 1968 年から新しいものでは 2005 年まである。小容量の蒸気タービン設備および小容量のガスタービン設備に 20 年以上経った古い設備が目立つ。

(d) 発電コスト

各設備の発電コストを表 8-6に示す。平均値は単純平均とした。

表 8-6 発電コスト (TK/kWh)

	Unit Name	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	Average
(A) ST over 150MW	Ghorasal 4x210 ST (#3,4,5,6)	1.38	1.37	1.37	1.35	1.32	1.36
	Raozan 210 ST #1	1.60	1.33	1.6	1.76	1.94	1.65
	Raozan 210 ST #2						
	Siddhirgonj 210 MW ST	1.11	2.37	1.52	1.86		1.72
	Ashuganj 3x150 MW ST (#3,4,5)						
(B) ST under 150MW	Ashuganj 2x64 MW ST (#1,2)						
	Shkalbaha(Chittagong) 60 MW ST	2.21	1.92	2.9	2.56	12.21	4.36
	Ghorasal 2x55 ST	1.38	1.37	1.37	1.35	1.32	1.36
(C) Gas Turbine	Baghabari 100 MW CT	1.69	1.59	1.9	1.9	1.56	1.73
	Tongi 80 MW GT		1.81	2.68	1.76	1.54	1.95
	Baghabari 71 MW CT	1.69	1.59	1.9	1.9	1.56	1.73
	Shahjibazar2x35MW CT	3.72	2.88	6.16	2.93	1.83	3.50
	Haripur 3x33 CT	2.28	4.5	9.99	2.72	3.26	4.55
	Shkalbaha 2x28MW CT	2.21	1.92	2.9	2.56	12.21	4.36
	Sylhet 20 MW CT						
	Shahjibazar CT	3.72	2.88	6.16	2.93	1.83	3.50
(D) Combined Cycle	Ashuganj 90 MW CC (GT1,2 +ST)						
	Fenchuganj CC (#1,2)	2.66	1.97	1.05	1.74	1.2	1.72

出所：BPDB Annual Report

全体的な傾向として、小容量の設備、特にガスタービンに発電コストの高いものが多いことが分かる。

(2) 各設備の総合評価

以上4つのデータ分析の結果を用い、それぞれの設備を総合的に評価した。評価方法としてはAHP法を用いることとした。(AHP法の詳細については第12章参照)

(a) 項目の重み付け

下記に示すとおり、熱効率、予定外停止率、運転年数、発電コストの4つの評価項目について、重み付けを行った。

- 基本的には古い設備ほど性能は低く効率的運用には支障をきたすため優先的に廃止すべきである。よって運転年数は重要な評価項目となる。
- 性能(熱効率)低下および予定外停止率の増大は、計画的な定期点検の実行により改善される余地が大きいと考えられるため、停廃止を考える上では大きく重要な項目とは言えない。
- 発電コストの増加は性能に関わる燃料費の増加の他、組織的な問題も含まれており、簡単な解決方法が存在するとは限らないため、廃止を検討する上で若干重視される項目でありうる。

以上の考え方を基にAHP法を用いて重み付けを行った結果を下表に示す。

表 8-7 AHP 法による評価項目の重み付け

	Item	1	2	3	4	Geometric Average	Level of Importance	Point Allocation
1	Heat Efficiency	1	1	1/5	1	0.66874	0.151555	15.2
2	Forced Outage Ratio	1	1	1/3	1/3	0.57735	0.130843	13.1
3	Operation Years	3	3	1	2	2.059767	0.466799	46.7
4	Generation Costs	1	3	1/2	1	1.106682	0.250804	25.1

出所： PSMP 調査団

下記に総合評価結果を示す。

表 8-8 総合評価

	Unit Name	Efficiency	Forced Outage Ratio	Operation Year	Generation Cost	合計	優先順位
		15.2	13.1	46.7	25.1		
1	Ghorasal 4x210 ST (#3,4,5,6)	0.5986	0.6475	2.6699	2.3877	6.3036	6
2	Raozan 210 ST #1	0.4073	0.7553	2.5934	2.0468	5.8028	9
3	Raozan 210 ST #2	0.4399	0.8158	3.6332	2.0468	6.9357	4
4	Siddhirgonj 210 MW ST	0.5131	1.2949	5.7431	1.8235	9.3747	1
5	Ashuganj 3x150 MW ST (#3,4,5)	0.8465	1.1537	1.8338	1.1053	4.9394	10
6	Ashuganj 2x64 MW ST (#1,2)	0.8465	0.7268	0.7497	1.1053	3.4283	17
7	Shkalbaha(Chittagong) 60 MW ST	0.8465	0.9516	1.3176	0.7521	3.8678	14
8	Ghorasal 2x55 ST	0.8465	0.4758	0.8714	2.3877	4.5813	11
9	Baghabari 100 MW CT	1.5083	0.5550	4.8309	1.5041	8.3984	2
10	Tongi 80 MW GT	0.8465	0.4079	5.7431	1.3400	8.3376	3
11	Baghabari 71 MW CT	1.1972	1.1101	2.3477	1.5041	6.1591	7
12	Shahjibazar2x35 MW CT	0.5542	0.5139	4.1561	0.9117	6.1360	8
13	Haripur 3x33 CT	0.4751	0.8811	1.9365	0.6700	3.9627	13
14	Shkalbaha 2x28 MW CT	0.8465	0.3497	1.6868	0.7521	3.6351	16
15	Sylhet 20 MW CT	1.3965	0.3776	1.6868	1.1053	4.5663	12
16	Shahjibazar CT	0.8465	0.5995	0.6640	0.8442	2.9541	18
17	Ashuganj 90 MW CC (GT1,2 +ST)	0.8465	0.4405	1.3693	1.1053	3.7617	15
18	Fenchuganj CC (#1,2)	1.2930	1.0278	2.8462	1.6883	6.8553	5

出所： PSMP 調査団

8.3.3 効率性向上に向けた方策提案

BPDB において、既存発電設備の停廃止計画を立てているが、本調査団による調査結果をもとに評価した結果を比較することにより、その妥当性を評価した。

本調査団による調査結果の総合評価（表 8-8）の合計点数により、以下の様にグループ分けした。下記を元に評価を比較した結果を表 8-9に示す。

- (1) 4 点未満
早急（2015 年まで）の停廃止が望ましいもの
- (2) 4～5 点
比較的早め（2020 年まで）の停廃止が望ましいもの
- (3) 5 点以上
現段階では積極的な停廃止は必要ないもの

表 8-9 BPDB 計画と調査団評価の比較

	Unit Name	BPDB による 停廃止計画年	本調査団による評価		
			停廃止順位	停廃止推奨年	
1	Ghorasal 4x210 ST (#3,4,5,6)	2029	13	2020 以降	
2	Raozan 210 ST #1	2026	10	2020 以降	
3	Raozan 210 ST #2	2028	15	2020 以降	
4	Siddhirgonj 210 MW ST	2035	18	2020 以降	
5	Ashuganj 3x150 MW ST (#3,4,5)	2023	9	2016～2020	★
6	Ashuganj 2x64 MW ST (#1,2)	2014	2	～2015	
7	Shkalbaha(Chittagong) 60 MW ST	2019	5	～2015	★
8	Ghorasal 2x55 ST	2016	8	2016～2020	
9	Baghabari 100 MW CT	2022	17	2020 以降	
10	Tongi 80 MW GT	2030	16	2020 以降	
11	Baghabari 71 MW CT	2016	12	2020 以降	★
12	Shahjibazar2x35 MW CT	2023	11	2020 以降	
13	Haripur 3x33 CT	2014	6	～2015	
14	Shkalbaha 2x28 MW CT	2010	3	～2015	
15	Sylhet 20 MW CT	2014	7	2016～2020	
16	Shahjibazar CT	2010	1	～2015	
17	Ashuganj 90 MW CC (GT1,2 +ST)	2014	4	～2015	
18	Fenchuganj CC (#1,2)	2022	14	2020 以降	

出所： PSMP 調査団、BPDB, system planning

上記の通り、大部分は本調査団の評価と BPDB の計画は一致している。若干付け加えるとすれば以下の通りである。

- (1) Ashuganj 150MW については、(A)中容量蒸気タービン設備の中では比較的古いため若干評価が下がっている。しかし計画的な点検をすれば延命化は十分可能であると考えられる。実際、Ashuganj では設備改修計画が進んでいる。
- (2) Shkalbaha 60MWST については、(B)小容量蒸気タービン設備の中では比較的新しいものの、発電コストが高めのため評価が下がっている。今後延命化をする上ではコスト高めの原因を究明し解決することが望ましい。
- (3) Baghabari 71MWCT については、目立って評価の低い項目が確認できなかったため、ガスタービンの耐用年数を考慮し 30 年ほど運転継続を検討しても良いのではないかとと思われる。

8.3.4 結論および提言

以上をまとめると、既設ガス火力の停廃止計画の妥当性評価について、以下のことが言える。

- 現状を調査し、本調査団としての停廃止優先順位を策定、その結果と BPDB が計画している停廃止計画を照らし合わせることにより、計画の妥当性を評価した。
- 評価の結果、若干の相違はあるものの、大筋で整合している。
- よって、本調査団としては、BPDB の停廃止計画は大筋妥当であると言える。

8.4 新規電源設備

ここでは、「バ」国が現在具体的に進めている、2015 年までに営業運転を開始する予定としている新規電源設備について、現状の把握および調査団としての評価を行った。

8.4.1 標準的な火力発電所の計画・建設工程

新規電源設備の現状評価を行うにあたっては、標準的な工程と照らし合わせることにした。

「バ」国における火力発電所の計画から建設、運転開始に至るまでの工程を以下に示す。

(1) 計画から建設開始まで

計画から建設開始までは、BPDB が主体となる Public Sector と IPP 等の Private Sector によって手続きが違い、それぞれ以下の通りである。

(a) Public Sector

1) F/S (フィジビリティスタディ)、D/D (詳細設計)

発電所建設を計画する地点について、発電所建設のために必要な諸条件を詳細に調査し、実際に建設が実現できるかどうかを検討する(F/S)。実現可能となれば、設備規模、設備種別等メーカー選定に必要な設計内容(仕様)を決定する(D/D)。一般に大型案件や経験のない技術を用いる案件の場合は所要時間が長く、F/S に 9 ヶ月、D/D に 6 ヶ月程度費やす。

2) Development Project Proposal (DPP)

F/S が完了した段階で、次に進めるための政府承認 (DPP) を受ける必要がある。

3) メーカー選定

機器の仕様を詳細に決定した後、購入先のメーカーの選定を行う。具体的には、購入仕様書（EPC 契約の場合は RFP (Request for Proposal) を作成し、メーカーからの見積仕様書（プロポーザル）を募集する。一般的に募集開始から 2 ヶ月程度で終了する。

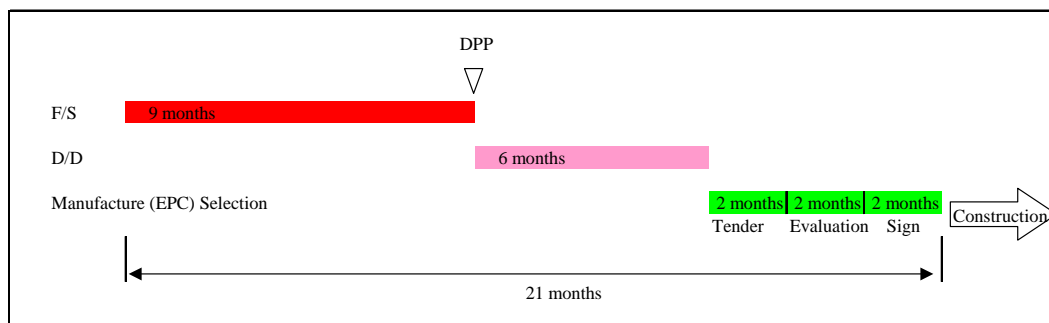
4) 評価 (Evaluation)

募集したメーカーからの見積仕様書について、最適条件選出のための評価を行う。技術面、金額面で評価を行い、契約交渉のための順位付けを行う。一般的な所要期間は 2 ヶ月程度である。

5) 契約

契約交渉順位に従い、メーカー（事業者）と契約交渉を行い、条件が合意された後、契約を行う。2 ヶ月程度で締結する。

以上を、それぞれの所要時間と共に図に表すと図 8-12 のようになる。



出所：PSMP 調査団

図 8-12 契約までの標準工程 (Public Sector)

(b) Private Sector

1) P/Q

事業者募集の前に、絞り込みのための資格審査を行う。募集から評価、決定まで約 4 ヶ月である。

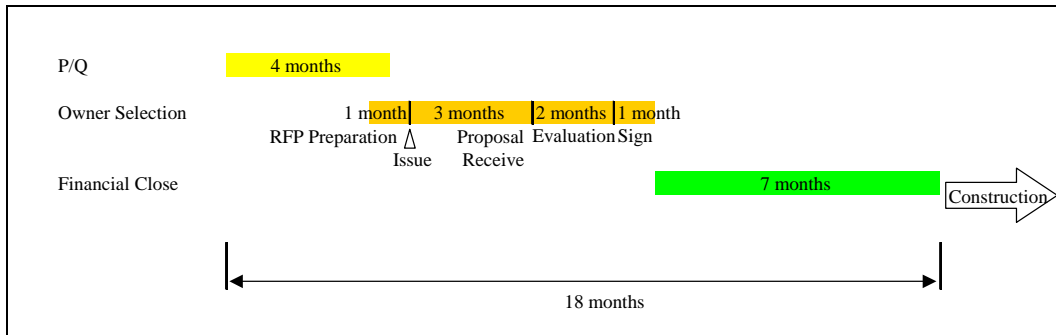
2) 事業者選定

P/Q を通過した事業者の中から選定を行う。RFP (Request for Proposal) を発出してプロポーザルを募り（約 3 ヶ月）、受け取ったプロポーザルから評価を行い（約 2 ヶ月）、契約交渉を行い締結する（約 1 ヶ月）。

3) 融資契約締結

選定された事業者は融資契約を締結した後、工事着工となる。融資契約締結までの所要期間は約7ヶ月である。

以上を、それぞれの所要時間と共に図に表すと図 8-13のようになる。



出所： PSMP 調査団

図 8-13 契約までの標準工程 (Private Sector)

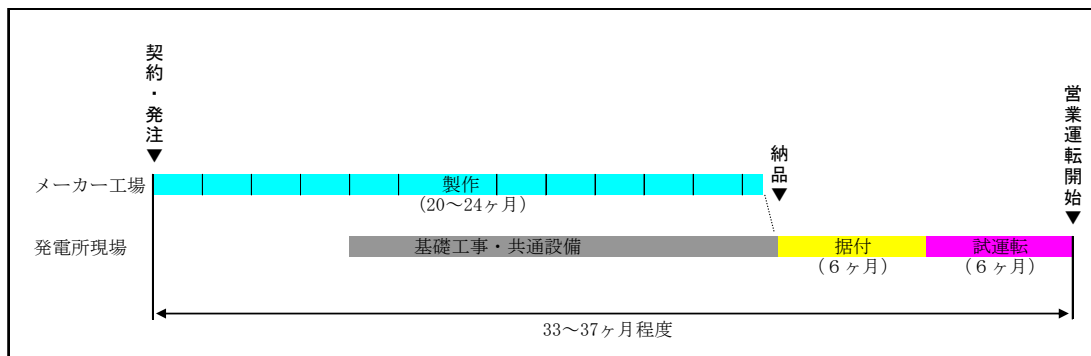
契約までに必要な工程（手続）は、Public Sector であるか Private Sector であるかにより異なるが、おおよそ 20 ヶ月前後である。

(2) 建設工程

火力発電設備の場合、着工から営業運転開始までの建設工程は、設備の種類により一般的に以下の通りである。なお、それぞれの工程において、土地造成の必要なものについてはその期間は含んでいない。

(a) ガス・油焚き蒸気タービン（コンベンショナルタイプ）およびコンバインドサイクル設備

図 8-14に蒸気タービンおよびコンバインドサイクル設備の標準的な建設工程を示す。



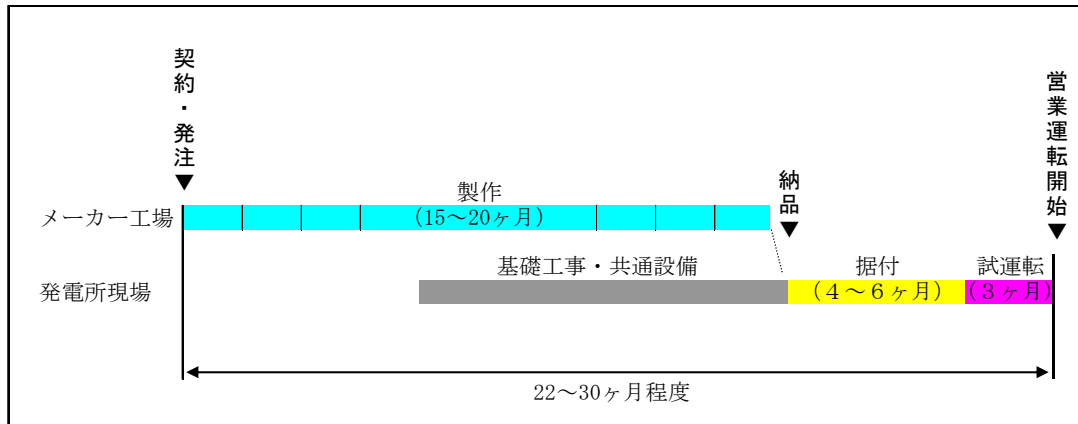
出所： PSMP 調査団

図 8-14 蒸気タービン・コンバインドサイクル設備の標準的な建設工程

主機設備（ボイラ（または HRSG）、タービン、発電機）については、発注してからメーカーでの製作に長期間（約 25 ヶ月）を要す（メーカーの受注状況によって増減あり）。また発電所現場においては、基礎工事や共通設備工事を先行して進めていき、主機が納入されてから、据付されて試運転が完了するまで、1 年程度要す（試運転での要求項目により増減あり）。よって、発注（契約）してから営業運転開始するまでは 3 年以上かかることになる。

(b) ガスタービン単体設備

ガスタービン単体設備の標準的な建設工程を図 8-15 に示す。



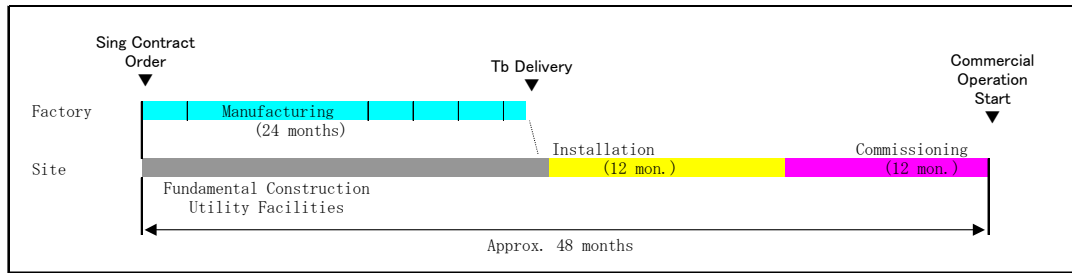
出所：PSMP 調査団

図 8-15 ガスタービン設備の標準的な建設工程

ガスタービン本体および発電機については、同様に発注してから製作に長期間を要す（期間はメーカーおよび受注状況により変わる）が、蒸気タービンやコンバインドサイクルに比べ発電設備がシンプルであり、主機が納入された後の発電所現場における工事（据付および試運転）の所要時間は比較的短い。メーカーの標準工程によると、発注から営業運転開始までは 22~30 ヶ月程度であり、蒸気タービンやコンバインドサイクルに比べ早く運転が開始できるのが利点である。

(c) 石炭火力設備(USC)

USC 石炭火力設備はガス、油焚きに比べ補機の数が多く、据付工事に時間がかかる。また試運転は炭種に合わせたきめ細かな調整が必要となるため、所要時間が長く必要である。石炭火力の標準的な建設工程を図 8-16 に示す。



出所：PSMP 調査団

図 8-16 石炭火力設備の標準的な建設工程

以上に述べた工程について、標準的な所要期間をまとめたものを表 8-10および表 8-11に示す。これらの表は、各過程における標準的所要期間（Lead Time）を表している。

表 8-10 建設段階と所要期間の関係（契約まで）

Step	Public Sector (BPDB)	Lead Time (Month)	Private Sector Rental (IPP,)	Lead Time (Month)
1	F/S	9	P/Q (F/S 後)	4
2	D/D	6	Selection (RFP)	4
3	Selection (Tender)	2	(Evaluation)	2
4	(Evaluation)	2	(Sign Contract)	1
5	(Sign Contract)	2	Financial Close	7

出所：PSMP 調査団

表 8-11 建設段階と所要期間の関係（着工から）

Step		Lead Time (Month)			
		CT	ST/CC	GE	USC
6	Construction (0-30%)	10	16	6	28
7	Construction (30-70%)	6	7	3	12
8	Construction (70-100%)	6	9	3	12

出所：PSMP 調査団

着工からの建設所要期間は発電設備の種類によって異なる。

8.4.2 最新電源計画のレビュー

「バ」国が 2010 年 8 月 31 日現在で具体的に計画実行している新設電源設備について、上記の標準工程と照らし合わせることで現状の評価を行った。

具体的には、例えば Ashuganj 50 については、

現状ステータス Contract Signed

であるので、上記より第5段階（Step 5）であることになる。すなわち営業運転開始までの所要期間は第6～8段階であり、設備がGEであるから表 8-11より4+5+3=12ヶ月となり、これが調査団の評価となる。

このような方法により、各設備について評価した一覧を表 8-12～表 8-14に示す。

表 8-12 2015年までの新規電源設備計画の現状と評価結果（BPDB 管轄）

発電所名	燃料	設備種別	容量 [MW]	段階	営業運転開始予定年月	営業運転開始までの期間 (月)	
						計画	評価
Ashuganj 50	Gas	GE	50	5	Mar-11	6	12
Ghorasal, Dual Fuel, Peaking Plant	Gas	GE	290	5	Jun-12	21	12
Khulna 150MW, Dual Fuel, Peaking Plant	Gas	CT	150	4	Jun-12	21	27
Sirajganj 150MW, Dual Fuel, Peaking Plant	Gas	CT	150	4	Jun-12	21	27
Sylhet 150 MW CCPP (BPDB), U/C	Gas	CC	150	6	Oct-11	13	16
Chandpur 150 MW CCPP (BPDB), U/C	Gas	CC	150	6	Mar-12	18	16
Siddhirgonj 450 MW CC	Gas	CC	450	4	Jan-13	28	34
Bhola 150MW CCPP(Ist unit), BPDB	Gas	CC	150	1	Jan-13	28	44
Sikalbaha 225 MW Dual Fuel, CC	Gas	CC	225	2	Dec-13	39	43
Ashuganj 150 MW	Gas	CC	150	2	Dec-13	39	38
Haripur 360 MW CCPP (EGCB)	Gas	CC	360	3	Jan-14	40	36
Bheramara 360 MW CCPP (NWPGC)	Gas	CC	360	2	Jan-14	40	38
Kodda (North Dhaka) 450MW CCPP	Gas	CC	450	2	Jun-14	45	38
Ashuganj 450 MW CCPP	Gas	CC	450	1	Mar-15	56	44
Faridpur Peaking Plant	FO	GE	50	5	Aug-11	11	12
Gopalganj Peaking Plant	FO	GE	100	5	Aug-11	11	12
Bera, Pabna, Peaking Plant	FO	GE	70	5	Aug-11	11	12
Dohazari Peaking Plant	FO	GE	100	5	Sep-11	12	12
Hathazari Peaking Plant	FO	GE	100	5	Sep-11	12	12
Baghabari Peaking Plant	FO	GE	50	5	Sep-11	12	12
Daudkandi	FO	GE	50	5	Sep-11	12	12
Katakhali Peaking Plant	FO	GE	50	5	Dec-11	15	12
Santahar Peaking Plant	FO	GE	50	5	Dec-11	15	12
Gazipur 50 MW	FO	GE	50	4	Jun-12	21	14
BPDB & RPCL, 150MW	FO	GE	150	2	Jun-12	21	18
Raujan 20 MW	FO	GE	20	2	Jun-12	21	18
Barapukuria 250MW (3rd unit)	Coal	ST	125	2	Dec-13	39	38

出所：PSMP 調査団

表 8-13 2015年までの新規電源設備計画の現状と評価結果 (IPP)

発電所名	燃料	設備種別	容量 [MW]	段階	営業運転開始予定年月	営業運転開始までの期間 (月)	
						計画	評価
Comilla Peaking, Dual Fuel, Peaking Plant	Gas	GE	50	3	May-12	20	26
Kaliakair, Dual Fuel, Peaking Plant	Gas	GE	100	4	Jan-13	28	12
Savar, Dual Fuel, Peaking Plant	Gas	GE	100	3	Jan-13	28	26
Bhola CCPP(2nd unit)	Gas	CC	225	3	Dec-12	27	40
Madanganj, Keraniganj CCPP Dual Fuel	Gas	CC	225	3	Dec-12	27	40
Bibiana 450 MW CCPP(1st Unit)	Gas	CC	450	3	Dec-12	27	40
Bibiana 450 MW CCPP(2nd Unit)	Gas	CC	450	3	Jan-13	28	40
Meghnaghat CCPP (2nd unit) Dual Fuel	Gas	CC	450	3	Jan-13	28	40
Serajganj 450 MW CCPP	Gas	CC	450	3	Jun-14	45	46
Syedpur Peaking Plant	FO	GE	100	3	Apr-12	19	20
Jamalpur Peaking Plant	FO	GE	100	3	May-12	20	20
Chapai Nababgonj Peaking Plant	FO	GE	100	3	May-12	20	20
Khulna Peaking Plant	FO	GE	100	3	May-12	20	18
Tangail 20 MW	FO	GE	20	2	Jan-12	16	20
Chandpur 15 MW	FO	GE	15	2	Jan-12	16	20
Narayanganj 30MW	FO	GE	30	2	Jan-12	16	20
Khulna South 600 MW ST #1	Coal	ST	650	1	Jun-15	57	46
Khulna South 600 MW ST #2	Coal	ST	650	1	Jun-15	57	46
Chittagong 600 MW ST #1	Coal	ST	650	1	Jun-15	57	46
Chittagong 600 MW ST #2	Coal	ST	650	1	Jun-15	57	46

出所：PSMP 調査団

表 8-14 2015年までの新規電源設備計画の現状と評価結果 (レンタル)

発電所名	燃料	設備種別	容量 [MW]	段階	営業運転開始予定年月	営業運転開始までの期間 (月)	
						計画	評価
Fenchuganj - 3 Yrs rental, U/C	Gas	GE	50	8	Oct-10	1	1
Bogra -3 yrs rental, U/C	Gas	GE	20	8	Oct-10	1	1
Kadda, Sidhirganj(quick rental)	FO	GE	100	6	Oct-10	1	6
Noapara, Jessore, Rental, U/C	FO	GE	100	5	Nov-10	2	12
Barisal, Rental, U/C	FO	GE	50	6	Dec-10	3	6
Kadda, Meghna(quick rental)	FO	GE	100	6	Jan-11	4	5
Khulna(quick rental)	FO	GE	115	5	Mar-11	6	9

発電所名	燃料	設備種別	容量 [MW]	段階	営業運転開始予定年月	営業運転開始までの期間 (月)	
						計画	評価
Modanganj(quick rental)	FO	GE	102	5	Mar-11	6	9
Keranigong(quick rental)	FO	GE	100	5	Mar-11	6	9
Meghnaghat(quick rental)	FO	GE	100	5	Mar-11	6	9
Chapai Nawabgonj(quick rental)	FO	GE	50	5	Mar-11	6	9
Katakhali(quick rental)	FO	GE	50	5	Mar-11	6	9
Julda(quick rental)	FO	GE	100	5	Aug-11	11	9
Noapara(quick rental)	FO	GE	40	5	Aug-11	11	9
Bheramara, Rental , U/C	HSD	GE	100	8	Sep-10	0	1
Pagla, Narayaganj(quick rental)	HSD	GE	50	6	Nov-10	2	5
Siddirganj(quick rental)	HSD	GE	100	5	Mar-11	6	9

出所：PSMP 調査団

Quick Rental とは、契約後 6～9 ヶ月で営業運転開始可能なレンタル契約である。

上記の通り、営業運転開始までの期間については、「バ」国が計画しているものと調査団の評価との間で、ほぼ調査団の評価の方が短い、もしくは調査団の評価の方が長くても 6 ヶ月以内に収まっている。調査団の評価は標準的な工程を基にしたため、実際は工程の効率化等により 6 ヶ月程度の短縮は可能であると考えら得るため、確実な工程管理を行うことにより大きな問題はなく計画通り進めることが可能であると評価する。一部、調査団の評価が大きく長いものが見受けられており（網がけ部分）、これらについては予定通り進めるためには今後より一層確実な工程管理が必要であると思われる。

8.4.3 新規の輸入炭火力プロジェクト

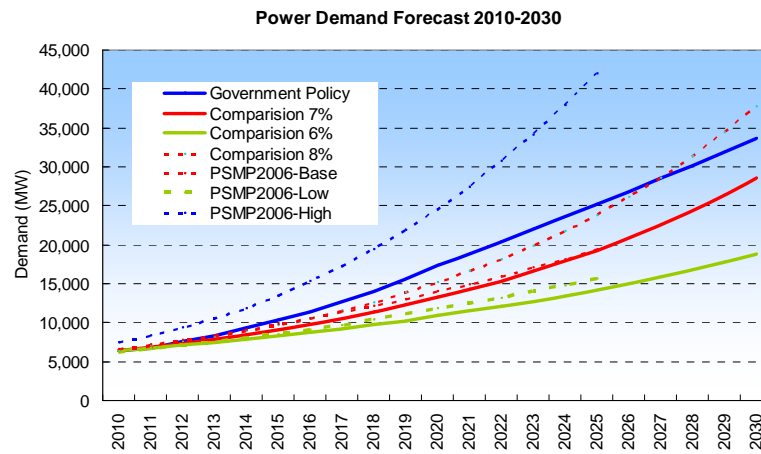
BPDB は 2010 年 11 月、4 件の BOO プロジェクトの募集を開始した。それは 150～300MW と比較的小規模のものが Chittagong および Khulna、300MW～650MW と比較的大規模なものが Chittagong 沿岸部および Maowa-Munshiganj 地域で、いずれも輸入炭火力である。これらのプロジェクト地点は本マスタープランにて検討している候補地点と同じ地域であり、これらは共に 2015 年の運転開始を目標としている。これらのプロジェクトは将来の発電コスト削減に貢献することが期待される。ただしこれらは最新の案件であり、本マスタープランには含んでいない。これらの IPP プロジェクトが計画通り順調に進んだ場合、本マスタープランにおける輸入炭火力の容量を削減することが可能となる。

8.5 電源開発計画策定に係る不確実性要素の検証

8.5.1 長期電力需要想定

前章で述べたとおり、政府目標シナリオでは、2030 年度で約 34,000MW の需要が想定される。近隣諸国との比較シナリオ(GDP=7%)では、同年断面で約 29,000MW、比較シナリオ (GDP6%)

では、19,000MW を想定する。

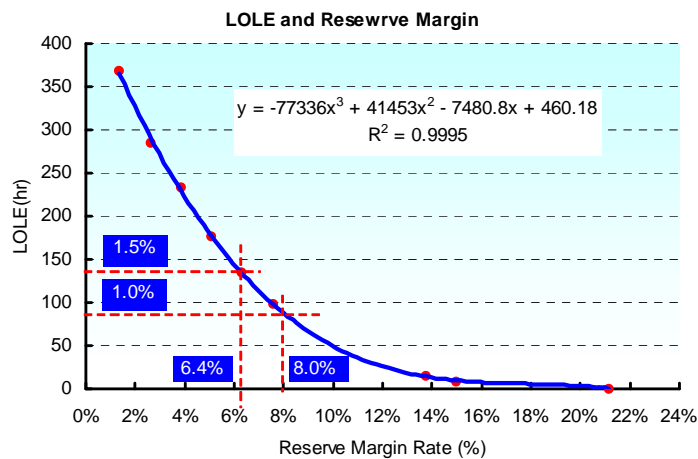


出所： PSMP 調査団

図 8-17 電力需要想定結果

8.5.2 長期的な供給信頼度を考慮した予備率の設定

供給信頼度レベルと予備率の関係は下図に示すとおりである。LOLE を 1%~1.5%とした場合、必要な予備率は 6.4~8.0%となる。本検討においては、「バ」国の現状を鑑み、長期的には予備率 10%を有する供給力を確保すべく電源計画を策定するものとする。

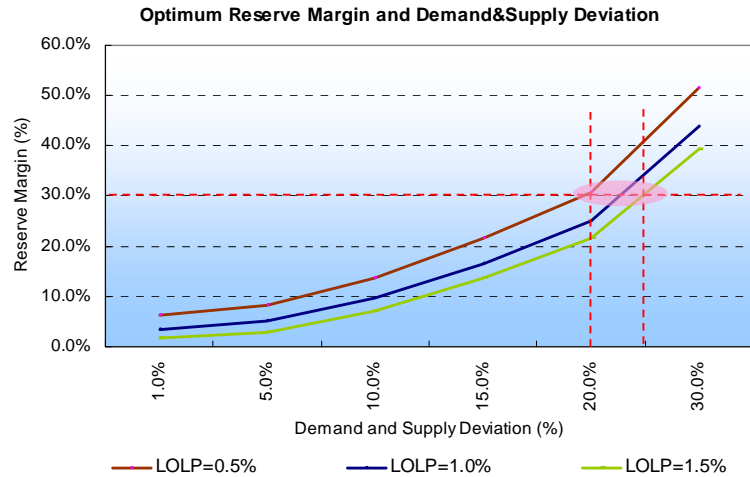


出所： PSMP 調査団

図 8-18 供給信頼度と予備率の関係

8.5.3 プロジェクトの遅延リスク等を考慮した適正予備率の設定

想定される需要に見合う適切な供給計画を策定する場合、特に短期的には、需要予測変動およびプロジェクトの遅延等を考慮した予備率を見込む必要がある。下図に示すとおり、需要および供給力の変動確率を20～25%と見込んだ場合、適正な予備率は、大凡30%となる。

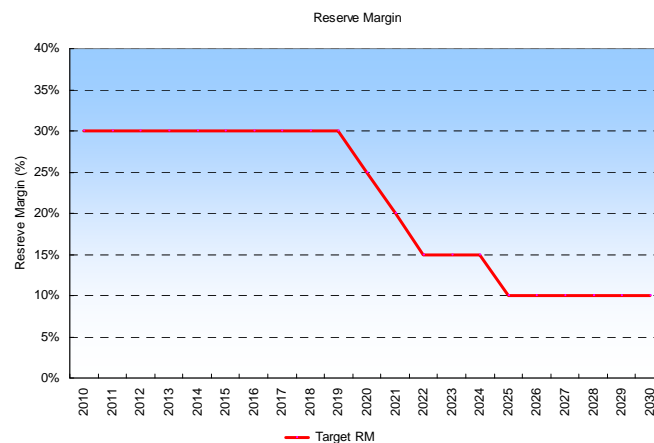


出所： PSMP 調査団

図 8-19 需要および供給力変動と予備率との関係

8.5.4 予備率シナリオ

本マスタープラン策定に当たっては、短期、中期的には、プロジェクトの遅延リスク等を考慮し、予備率を30%程度と定め、その後、段階的に減少させ、最終的には、目標予備率を10%となるように供給計画を策定する。

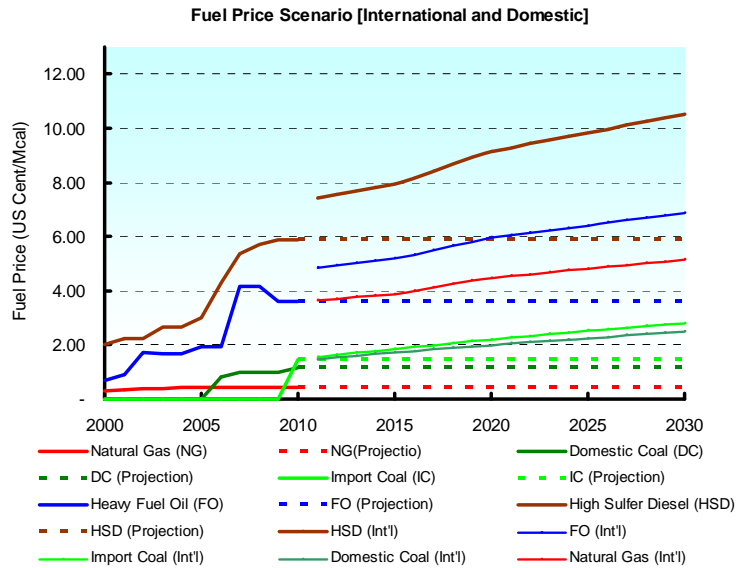


出所： PSMP 調査団

図 8-20 予備率シナリオ

8.5.5 燃料価格の設定

「バ」国での燃料単価は、国際価格に比べガスは圧倒的に安価であり、ガスに限っては、国際価格の 1/7 と大幅な統制価格となっている。経済成長に伴い一次エネルギーの需要が大幅に増加し、将来的には、一次エネルギーの輸入は避けられない状況を鑑み、下記に示すとおり、(i) 国内統制価格が維持される場合、(ii) 国際価格に移行していく場合の 2 ケースについて検討する。なお、国際価格の長期予測に際しては IEA の予測値を採用する。



出所：PSMP 調査団

図 8-21 燃料費シナリオ (国際および国内価格ケース)

本マスタープランに適用する年度展開別燃料価格は、次ページに示すとおりである。

表 8-15 2030年までの燃料費シナリオ

Fuel	Unit	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Revised Levelized	
Crude Oil Price (2009 US\$) 1 IEA	\$/BBL	61.3	79.8	81.2	82.5	83.9	85.3	86.67	89.3	92.0	94.7	97.3	100.0	101.5	103.0	104.5	106.0	107.5	109.0	110.5	112.0	113.5	115.0	77.89	
Crude Oil price (2009 US\$)	\$/MT	468.24	609.55	620.05	630.54	641.04	651.53	662.03	682.39	702.76	723.12	743.48	763.85	775.31	786.76	798.22	809.68	821.14	832.59	844.05	855.51	866.97	878.43	890.00	594.96
Crude Oil price (2009 US\$)	\$/GJ	11.67	15.19	15.45	15.71	15.97	16.23	16.49	17.00	17.51	18.01	18.52	19.03	19.32	19.60	19.89	20.17	20.46	20.74	21.03	21.31	21.60	21.88	22.17	14.82
Heavy Fuel Oil Price 2	\$/GJ	8.75	11.39	11.59	11.78	11.98	12.17	12.37	12.75	13.13	13.51	13.89	14.27	14.49	14.70	14.91	15.13	15.34	15.56	15.77	15.98	16.20	16.41	16.63	11.12
Heavy Fuel Oil Price 2	Cents/Mcal	3.66	4.76	4.84	4.92	5.01	5.09	5.17	5.33	5.49	5.65	5.81	5.97	6.06	6.14	6.23	6.32	6.41	6.50	6.59	6.68	6.77	6.86	6.95	4.65
Low Sulfur Diesel 3	\$/GJ	14.00	18.22	18.54	18.85	19.16	19.48	19.79	20.40	21.01	21.62	22.23	22.84	23.18	23.52	23.86	24.21	24.55	24.89	25.23	25.58	25.92	26.26	26.60	17.79
Low Sulfur Diesel 3	Cents/Mcal	5.85	7.62	7.75	7.88	8.01	8.14	8.27	8.53	8.78	9.04	9.29	9.55	9.69	9.83	9.97	10.12	10.26	10.40	10.55	10.69	10.83	10.98	11.12	7.43
High Sulfur Diesel 3	\$/GJ	13.41	17.46	17.76	18.06	18.37	18.67	18.97	19.55	20.13	20.72	21.30	21.88	22.21	22.54	22.87	23.20	23.53	23.85	24.18	24.51	24.84	25.17	25.50	17.05
High Sulfur Diesel 3	Cents/Mcal	5.61	7.30	7.43	7.55	7.68	7.80	7.93	8.17	8.42	8.66	8.90	9.15	9.28	9.42	9.56	9.70	9.83	9.97	10.11	10.25	10.38	10.52	10.65	7.13
Natural Gas Price 4	\$/GJ	6.56	8.54	8.69	8.84	8.98	9.13	9.28	9.56	9.85	10.13	10.42	10.70	10.86	11.03	11.19	11.35	11.51	11.67	11.83	11.99	12.15	12.31	12.47	8.34
Natural Gas Price 4	Cents/Mcal	2.74	3.57	3.63	3.69	3.75	3.82	3.88	4.00	4.12	4.24	4.36	4.47	4.54	4.61	4.68	4.74	4.81	4.88	4.94	5.01	5.08	5.15	5.22	3.49
LPG 7	\$/GJ	8.53	11.10	11.30	11.49	11.68	11.87	12.06	12.43	12.80	13.17	13.54	13.92	14.12	14.33	14.54	14.75	14.96	15.17	15.38	15.59	15.79	16.00	16.21	10.84
LPG 7	Cents/Mcal	3.57	4.64	4.72	4.80	4.88	4.96	5.04	5.20	5.35	5.51	5.66	5.82	5.90	5.99	6.08	6.17	6.25	6.34	6.43	6.51	6.60	6.69	6.78	4.53
Imported Coal 5	\$/Ton	73.80	73.80	78.10	82.10	86.20	90.00	93.80	97.50	101.10	104.60	108.10	111.40	114.70	118.00	121.20	124.30	127.40	130.50	133.40	136.40	139.30	142.20	145.10	83.22
Imported Coal 5	\$/GJ	3.48	3.48	3.68	3.87	4.06	4.24	4.42	4.60	4.77	4.93	5.10	5.25	5.41	5.56	5.71	5.86	6.00	6.15	6.29	6.43	6.57	6.70	6.84	3.92
Imported Coal 5	Cents/Mcal	1.45	1.45	1.54	1.62	1.70	1.77	1.85	1.92	1.99	2.06	2.13	2.19	2.26	2.32	2.39	2.45	2.51	2.57	2.63	2.69	2.74	2.80	2.86	1.64
Imported coal incl. transport	\$/Ton	88.80	88.80	93.10	97.10	101.20	105.00	108.80	112.50	116.10	119.60	123.10	126.40	129.70	133.00	136.20	139.30	142.40	145.50	148.40	151.40	154.30	157.20	160.10	96.89
Imported coal incl. transport	\$/GJ	4.19	4.19	4.39	4.58	4.77	4.95	5.13	5.30	5.47	5.64	5.80	5.96	6.11	6.27	6.42	6.57	6.71	6.86	6.99	7.14	7.27	7.41	7.54	4.57
Imported coal incl. transport	Cents/Mcal	1.75	1.75	1.83	1.91	1.99	2.07	2.14	2.22	2.29	2.36	2.43	2.49	2.56	2.62	2.68	2.74	2.81	2.87	2.92	2.98	3.04	3.10	3.16	1.91
Domestic coal 6	\$/Ton	85.38	85.38	89.51	93.36	97.30	100.95	104.61	108.16	111.63	114.99	118.36	121.53	124.70	127.87	130.95	133.93	136.91	139.89	142.68	145.57	148.35	151.14	153.93	93.16
Domestic coal	\$/GJ	3.35	3.35	3.51	3.66	3.82	3.96	4.10	4.24	4.38	4.51	4.64	4.77	4.89	5.02	5.14	5.25	5.37	5.49	5.60	5.71	5.82	5.93	6.04	3.65
Domestic coal	Cents/Mcal	1.40	1.40	1.47	1.53	1.60	1.65	1.71	1.77	1.83	1.89	1.94	1.99	2.04	2.10	2.15	2.20	2.24	2.29	2.34	2.39	2.43	2.48	2.53	1.53

出所：PSMP調査団

8.6 2030 年度断面における長期電源構成のターゲット設定

8.6.1 スクリーニング分析による予備的検討(最経済シナリオの検証)

(1) 方法論

スクリーニング分析とは、上側の年経費グラフと下側の電力需要 Duration Curve を組み合わせたものから構成され、それぞれの電源がどの需要を賄えばよいかを示すものであり、同時に、その組み合わせが、経済的に最適な電源構成であるとされる。従って、本検討においては、第 1 ステップとして、スクリーニング分析を用いて、最適電源構成を算定する。

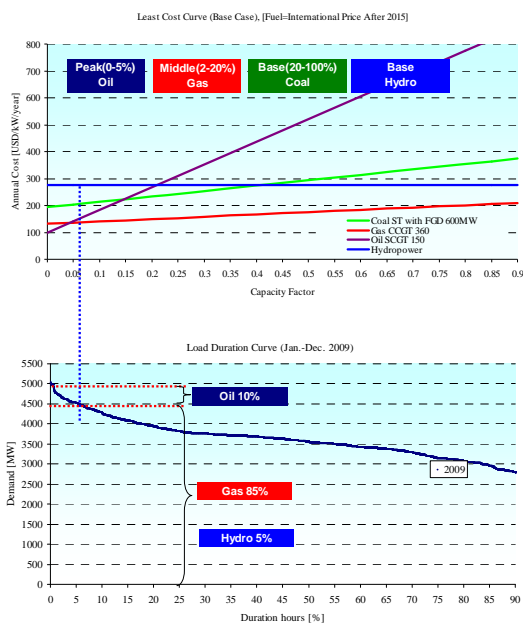
(2) 検討結果

(a) 国内統制価格ケース

燃料価格が統制価格の現状モデルを基本ケースとした場合、分析結果では、最適電源構成は、石油 10%、ガス 85%、水力 5% となり、現状の電源構成が最も経済的に優れていると判断される。

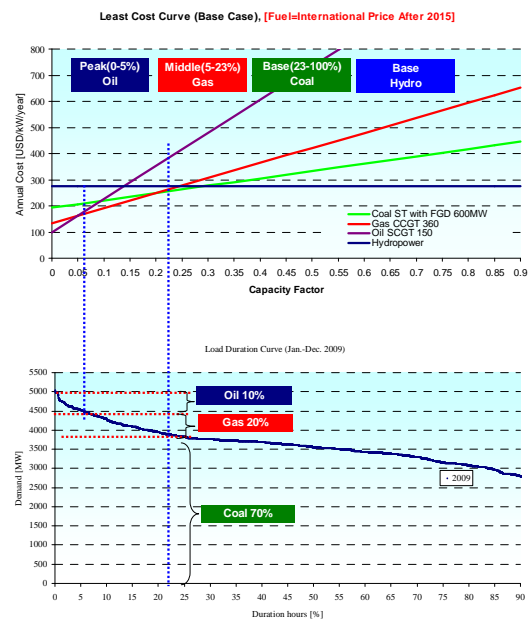
(b) 国際価格ケース

現在の最適電源構成が成り立つ前提としては、ガス価格が国際価格に比べ大幅に安価であることが条件であり、一次エネルギー需給が逼迫する中、燃料価格が上昇すると仮定した場合、その最適電源構成比率は、石油 10%、ガス 20%、石炭 70% となる。



出所：PSMP 調査団

図 8-22 スクリーニング分析 (Base Case)



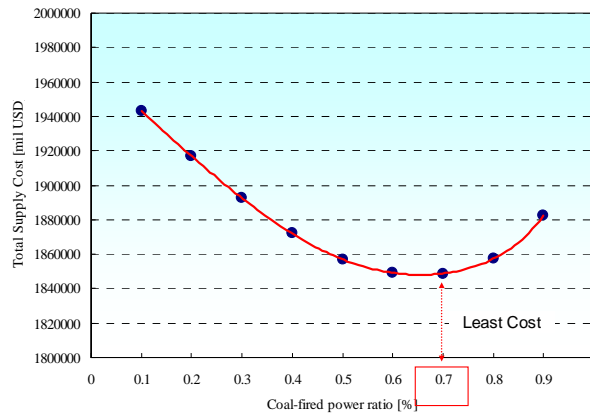
出所：PSMP 調査団

図 8-23 スクリーニング分析 (High Case)

8.6.2 需給運用シミュレーションによる最適電源計画

スクリーニング分析では、各電源種別の中では、全ての発電所が同一の経済特性をかつ燃料効率を有するとの前提条件下で検討を行うため、実際の発電所運用レベルからは、若干乖離する。従って、ステップ 2 としては、より現実的な個々の発電所運用パターンを考慮することが可能

な、需給運用シミュレーションを用いて検討を行った。その結果、下図に示すとおり、スクリーニング分析結果同様、石炭比率が 70%程度の際に最経済断面となる。



出所：PSMP 調査団

図 8-24 最適電源構成の算定 (PDPAT 算定値)

8.6.3 最経済シナリオの策定

下表はベース・ミドル・ピーク電源の特徴を示したものである。原子力と石炭火力は、燃料供給の安定性、経済性に優れていることから、ベース電源として運用され、ガス(LNG)火力は、他電源に比べて、環境適合性、運用性に優れており、ミドル電源として運用、石油火力、揚水式水力は、需要変動に柔軟に対応できるため、ピーク電源として運用されるのが一般的な考え方である。「バ」国の場合、ガス価格が国際価格に比べ 1/10 程度であり、仮にこの価格が維持され、且つ燃料供給量に制約条件がない場合は、どの燃料よりもガスを焚く方が経済上有利であり、このことは現状の電源構成と一致する。しかしながら、供給制約条件下、ガス価格が国際市場価格に近づく場合、前述のとおり石炭 70%程度をベース電源とし、ガス 20%をミドルとピーク、ピークを石油 10%で賄うパターンが最経済的となる。

表 8-16 ベース・ミドル・ピーク電源の特徴

		ベース			ミドル	ピーク		
		流込式水力	原子力	石炭火力	LNG火力	石油火力	揚水式水力	貯水式水力
経済性	固定費	高			安			高
	可変費	—	安		中	高		—
運用特性	起動時間	早	遅	中			早	早
	出力調整	—	—	遅	中		早	

出所：PSMP 調査団

8.7 長期ターゲットを具現化するための詳細検討

8.7.1 電源開発シナリオの設定

長期電源計画策定に際しては、燃料調達シナリオの不確実性を考慮し、下表に示すシナリオについて検証を行うこととする。

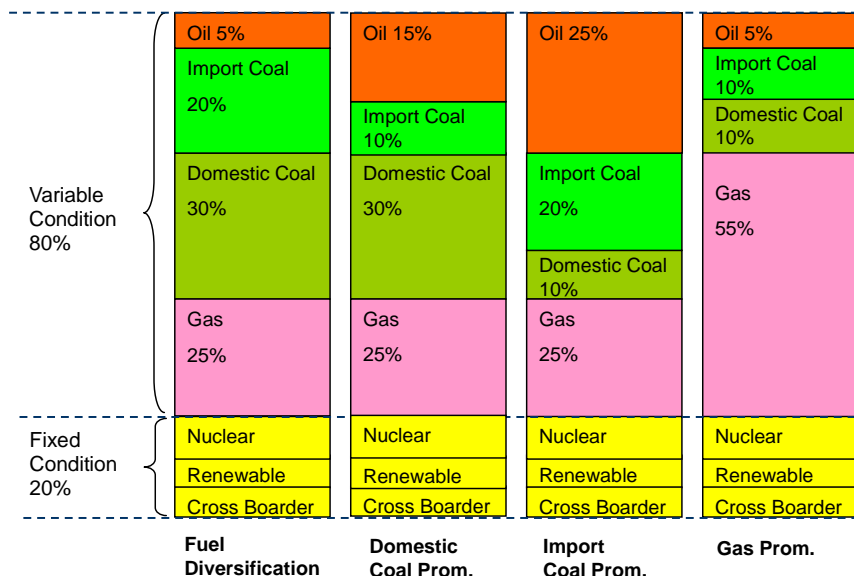
表 8-17 電源開発シナリオ

シナリオ	考え方
ベース多様化シナリオ	石炭（国内炭の開発・既存の炭鉱の増産、新規炭鉱の坑内掘りと輸入炭の確保）を中心に燃源を確保しつつ、その他天然ガス、化石燃料（重油、軽油）、再生可能エネルギー源なども含めた多様な燃源に基づく最適電源計画
国内炭中心による多様化シナリオ	ベースシナリオに対し、国内炭の大幅増産（一部露天掘りによる開発も含む）が可能となった場合による国内炭を主体とした燃源多様化による最適電源開発
輸入炭中心による多様化シナリオ	ベースシナリオに対し、国内炭の大幅増産が不可能、あるいは開発に時間がかかることが判明した場合による輸入炭を主体とした燃源多様化による最適電源開発
ガス中心による多様化シナリオ	ベースシナリオに対し、ガス田の新規開発などによるガスの長期安定確保が可能となった場合による国内天然ガスを主体とした燃源多様化による最適電源計画

出所：PSMP 調査団

8.7.2 一次エネルギー供給計画と密接に関連した電源開発シナリオの策定

電源開発計画は、一次エネルギー供給計画と密接に関連している。本マスタープランにおいては、再生可能エネルギー、国際連系、原子力の政府計画を所与条件とする。また、第5章に詳述しているとおり、ガス供給シナリオはいずれのケースにおいても、2017年をピークに減少するとしており、電源の建設リードタイムを考慮すると、ガスについても現政府計画案を所与条件とする必要がある。従って、本マスタープランにおいては、主に、輸入炭と国内炭からなる石炭の供給シナリオと石油の組み合わせによって電源構成シナリオが構築されることとなる。



出所：PSMP 調査団

図 8-25 シナリオ毎の電源構成

8.7.3 国際連系

隣接諸国との間の国際連系は「バ」国の電力供給のためだけでなく、季節や時間でのピークパターンの違いを活かして余剰電力の輸出も可能となる。発電設備の効率運用に加え国際連系を導入することにより、「バ」国の系統全体の効率および信頼度向上につながる。

8.7.4 電源開発計画

燃源多様化（Fuel Diversification）シナリオに基づき策定した、具体的な電源開発計画を以下に示す。

表 8-18 各年度の発電設備増設個数および系統信頼度（燃源多様化シナリオ）

FY	Peak Load [MW]	Unit Additions, Number of Unit								Cross Border [MW]	Installed Capacity [MW]	System Reliability Indices			
		Domestic Coal 600MW	Domestic Coal 1,000MW	Import Coal 600MW	Gas CC 750MW	Gas CC 450MW	FO Engine 100MW	Nuclear 1,000MW	Hydro 100MW			LOLP [%]	ENS. GWH	Reserve Margin [%]	
2016	11,405			2		1				1	250	14,943	0.001%	0	20.57
2017	12,644			3	1	1						16,399	0.000%	0	23.38
2018	14,014			1	1				1		500	19,249	0.000%	0	31.16
2019	15,527	2					2					20,649	0.000%	0	26.26
2020	17,304	1			1		2	1				22,509	0.000%	0	26.71
2021	18,838						1				500	23,809	0.006%	0	18.39
2022	20,443	1					1				750	24,961	0.017%	0	14.96
2023	21,993	1		1			1				1,000	26,954	0.006%	0	16.57
2024	23,581	2							1			28,966	0.011%	0	15.72
2025	25,199						1	1				29,717	0.079%	0	12.19
2026	26,838	1		2			2					31,388	0.114%	0	11.37
2027	28,487		1	2			1					33,513	0.126%	0	11.20
2028	30,134		2				1					35,253	0.277%	0	9.11
2029	31,873		2	2			2					37,263	0.110%	0	11.94
2030	33,708		1	1								38,685	0.321%	0	9.14
Total		8	6	14	3	2	14	4	1						
TotalMW		4,800	6,000	8,400	2,250	900	1,400	4,000	100	3,000	30,600				

出所：PSMP 調査団

表 8-19 各年度の電源開発計画（燃源多様化シナリオ）

Station Name	Fuel Type	Type	Installed Cap. (MW)	In Service FY	Retirement FY
2011					
Fenchuganj – 3 Yrs rental, U/C	Gas	GE	50	2011	2014
Bogra –3 yrs rental, U/C	Gas	GE	20	2011	2014
Sikalbaha 150MW Peaking Plant, U/C	Gas	CT	150	2011	2031
Siddhirgonj 2X120 MW Peaking Plant (U/C)	Gas	CT	210	2011	2031
Fenchuganj CC(2nd Phase), U/C	Gas	CC	108	2011	2036
Khulna(quick rental)	FO	GE	115	2011	2017
Modanganj(quick rental)	FO	GE	102	2011	2017
Julda(quick rental)	FO	GE	100	2011	2017
Kadda, Meghna(quick rental)	FO	GE	100	2011	2017
Kadda, Sidhirganj(quick rental)	FO	GE	100	2011	2017
Keranigong(quick rental)	FO	GE	100	2011	2017
Meghnagat(quick rental)	FO	GE	100	2011	2017
Noapara, Jessore, Rental, U/C	FO	GE	100	2011	2017
Barisal, Rental,U/C	FO	GE	50	2011	2017
Chapai Nawabgonj(quick rental)	FO	GE	50	2011	2017
Katakhal(quick rental)	FO	GE	50	2011	2017

Station Name	Fuel Type	Type	Installed Cap. (MW)	In Service FY	Retirement FY
Noapara(quick rental)	FO	GE	40	2011	2017
Ghorasal (quick rental)	HSD	GE	145	2011	2014
Bheramara, Rental , U/C	HSD	GE	100	2011	2014
Siddirganj(quick rental)	HSD	GE	100	2011	2014
Khulna(quick rental)	HSD	GE	55	2011	2014
Pagla, Narayaganj(quick rental)	HSD	GE	50	2011	2014
Thakurgao, Rental, U/C	HSD	GE	50	2011	2014
Total MW			2,045		

2012

Ashuganj 50	Gas	GE	50	2012	2032
Syedpur Peaking Plant	FO	GE	100	2012	2030
Jamalpur Peaking Plant	FO	GE	100	2012	2030
Chapai Nababgonj Peaking Plant	FO	GE	100	2012	2030
Khulna Peaking Plant	FO	GE	100	2012	2030
Dohazari Peaking Plant	FO	GE	100	2012	2032
Hathazari Peaking Plant	FO	GE	100	2012	2032
Faridpur Peaking Plant	FO	GE	50	2012	2032
Baghabari Peaking Plant	FO	GE	50	2012	2032
Katakhali Peaking Plant	FO	GE	50	2012	2032
Santahar Peaking Plant	FO	GE	50	2012	2032
Gopalganj Peaking Plant	FO	GE	100	2012	2032
Bera, Pabna, Peaking Plant	FO	GE	70	2012	2032
Doudkandi	FO	GE	50	2012	2032
Total MW			1,070		

2013

Ghorasal, Dual Fuel, Peaking Plant	Gas	GE	290	2013	2033
Comilla Peaking, Dual Fuel, Peaking Plant	Gas	GE	50	2013	2028
Khulna 150MW , Dual Fuel, Peaking Plant	Gas	CT	150	2013	2033
Sirajganj 150MW , Dual Fuel, Peaking Plant	Gas	CT	150	2013	2033
Chandpur 150 MW CCPP (BPDB), U/C	Gas	CC	150	2013	2038
Sylhet 150 MW CCPP (BPDB), U/C	Gas	CC	150	2013	2038
Gazipur 50 MW	FO	GE	50	2013	2033
Katakhali, Rajshahi, Peaking Plant	FO	GE	50	2013	2028
Raujan 20 MW	FO	GE	20	2013	2033
Tangail 20 MW	FO	GE	20	2013	2028
Chandpur 15 MW	FO	GE	15	2013	2028
Narayanganj 30MW	FO	GE	30	2013	2028
Sarishabari, Jamalpur(Solar)	Hydro/RE	SP	3	2013	2063
Rajabarihat Goat Development Firm(Solar)	Hydro/RE	SP	3	2013	2063
Kaptai Power Plant(Solar)	Hydro/RE	SP	5	2013	2063
Patenga Offshore, Chittagong(Wind)	Hydro/RE	WP	100	2013	2063
BAHARAMPUR to BHERAMARA Phase-1	Cross border	CB	500	2013	2063
Total MW			1,736		

2014

Barapukuria 250MW (3rd unit)	Dom. Coal	ST	125	2014	2044
Kaliakair, Dual Fuel, Peaking Plant	Gas	GE	100	2014	2029
Savar, Dual Fuel, Peaking Plant	Gas	GE	100	2014	2029
Siddhirganj 2X150 MW CT(450CC)	Gas	CC	450	2014	2039
Haripur 360 MW CCPP (EGCB)	Gas	CC	360	2014	2039
Bhola CCPP(2nd unit)	Gas	CC	225	2014	2039
Madanganj,Keraniganj CCPP Dual Fuel	Gas	CC	225	2014	2039

Station Name	Fuel Type	Type	Installed Cap. (MW)	In Service FY	Retirement FY
Sikalbaha 225 MW Dual Fuel, CC	Gas	CC	225	2014	2039
BPDB & RPCL, 150MW	FO	GE	150	2014	2034
Total MW			1,960		

2015

Ashuganj 150 MW (150CC)	Gas	CC	150	2015	2040
Bibiana 450 MW CCPP(Ist Unit)	Gas	CC	450	2015	2040
Bibiana 450 MW CCPP(2nd Unit)	Gas	CC	450	2015	2040
Meghnaghat CCPP (2nd unit) Dual Fuel	Gas	CC	450	2015	2040
Serajganj 450 MW CCPP	Gas	CC	450	2015	2040
Bheramara 360 MW CCPP (NWPGC)	Gas	CC	360	2015	2040
Bhola 150MW CCPP(Ist unit), BPDB	Gas	CC	150	2015	2040
Total MW			2,460		

2016

Khulna South 600 MW ST #1	Imp. Coal	ST	600	2016	2045
Khulna South 600 MW ST #2	Imp. Coal	ST	600	2016	2046
North Dhaka 450MW CCPP	Gas	CC	450	2016	2040
Karnafuli Hydro (#6&7, 2x50 MW)	Hydro/RE	HY	100	2016	2066
PALLATANA to COMILLA	Cross border	CB	250	2016	2066
Total MW			2,000		

2017

Chittagong 600 MW ST #1	Imp. Coal	ST	600	2017	2045
Chittagong 600 MW ST #2	Imp. Coal	ST	600	2017	2046
Chittagong South 600MW #1	Imp. Coal	ST	600	2017	2047
Meghnaghat Large #1, 750 MW, CC	Gas	CC	750	2017	2042
Ashuganj 450 MW CCPP	Gas	CC	450	2017	2041
Total MW			3,000		

2018

Meghnagatt 600MW #1	Imp. Coal	ST	600	2018	2048
Keraniganj, 750 MW, CC	Gas	CC	750	2018	2043
Myanmmar to Bangladesh	Hydro/RE	CB	500	2018	2068
Rooppur Nuclear # 1, 1000 MW	Nuclear		1,000	2018	2058
Total MW			2,850		

2019

B-K-D-P 1 600MW #1	Dom. Coal	ST	600	2019	2049
B-K-D-P 1 600MW #2	Dom. Coal	ST	600	2019	2049
Comilla Peaking	FO	GE	100	2019	2033
Jessore Peaking	FO	GE	100	2019	2034
Total MW			1,400		

2020

B-K-D-P 1 600MW #3	Dom. Coal	ST	600	2020	2050
Meghnaghat Large #2, 750 MW, CC	Gas	CC	750	2020	2044
Ashuganj Peaking	FO	GE	200	2020	2035
Rooppur Nuclear # 2, 1000 MW	Nuclear		1,000	2020	2061
Total MW			2,550		

2021

Khulna Center Peaking	FO	GE	100	2021	2036
BAHARAMPUR to BHERAMARA Phase-2	Cross border	CB	500	2021	2071
Total MW			600		

2022

B-K-D-P 2 600MW #1	Dom. Coal	ST	600	2022	2052
Halishahar Peaking	FO	GE	100	2022	2037

Station Name	Fuel Type	Type	Installed Cap. (MW)	In Service FY	Retirement FY
SILCHAR to FENCHUGANJ 1	Cross border		750	2022	2072
Total MW			1,450		
2023					
B-K-D-P 3 600MW #1	Dom. Coal	ST	600	2023	2053
Matarbari 600MW #1	Imp. Coal	ST	600	2023	2053
Jhenaidah Peaking	FO	GE	100	2023	2038
Hydro from Nepal (Kishanganj (PURNIA) to Bogra)	Hydro/RE	CB	500	2023	2073
Hydro from Bhutan (Alipurduar to Bogra)	Hydro/RE	CB	500	2023	2073
Total MW			2,300		
2024					
B-K-D-P 2 600MW #2	Dom. Coal	ST	600	2024	2054
B-K-D-P 3 600MW #2	Dom. Coal	ST	600	2024	2054
Rooppur Nuclear # 3, 1000 MW	Nuclear		1,000	2024	2064
Total MW			2,200		
2025					
Bogra Peaking	FO	GE	100	2025	2040
Rooppur Nuclear # 4, 1000 MW	Nuclear		1,000	2025	2065
Total MW			1,100		
2026					
B-K-D-P 3 600MW #3	Dom. Coal	ST	600	2026	2056
Matarbari 600MW #2	Imp. Coal	ST	600	2026	2056
Megnagatt 600MW #2	Imp. Coal	ST	600	2026	2056
Keraniganj Peaking	FO	GE	200	2026	2041
Total MW			2,000		
2027					
B-K-D-P 4 1000 MW #1	Dom. Coal	ST	1,000	2027	2057
Mawa 600MW #1	Imp. Coal	ST	600	2027	2057
Mawa 600MW #2	Imp. Coal	ST	600	2027	2057
Rajshahi Peaking	FO	GE	100	2027	2042
Total MW			2,300		
2028					
B-K-D-P 4 1000 MW #2	Dom. Coal	ST	1,000	2028	2058
B-K-D-P 5 1000 MW #1	Dom. Coal	ST	1,000	2028	2058
Daudkandi Peaking	FO	GE	100	2028	2043
Total MW			2,100		
2029					
B-K-D-P 5 1000 MW #2	Dom. Coal	ST	1,000	2029	2059
B-K-D-P 6 1000 MW #1	Dom. Coal	ST	1,000	2029	2059
Matarbari 600MW #3	Imp. Coal	ST	600	2029	2059
Zajira 600MW #1	Imp. Coal	ST	600	2029	2059
Mymensingh Peaking	FO	GE	100	2029	2044
Rangpur Peaking	FO	GE	100	2029	2044
Total MW			3,400		
2030					
B-K-D-P 6 1000 MW #2	Dom. Coal	ST	1,000	2030	2060
Matarbari 600MW #4	Imp. Coal	ST	600	2030	2060
Total MW			1,600		

出所：PSMP 調査団

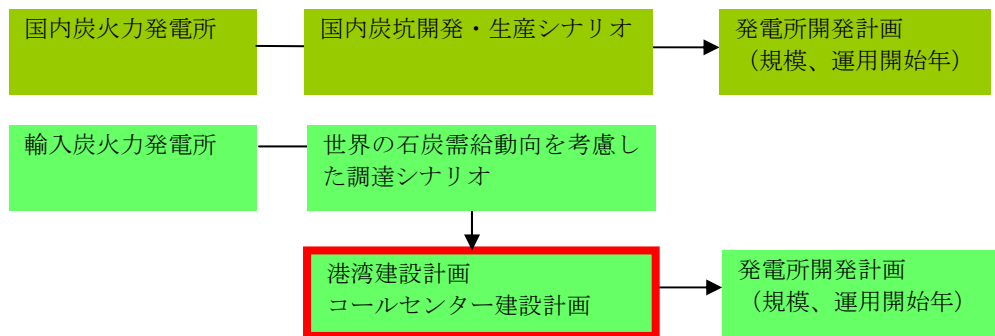
表 8-20 各年度の供給電力量と燃料消費量（燃源多様化シナリオ）

	Net Generation							Fuel Consumption				
	Total [GWH]	D-Coal [GWH]	I-Coal [GWH]	Gas [GWH]	FO [GWH]	HSD [GWH]	Others [GWH]	D-Coal [1,000t/y]	I-Coal [1,000t/y]	Gas [mmcf/d]	FO [1,000t/y]	HSD [1,000t/y]
2011	35,474	659	0	28,885	3,948	1,564	416	239	0	792	882	405
2012	39,467	659	0	29,691	7,383	1,320	416	239	0	811	1,614	359
2013	43,882	659	0	32,037	5,165	1,226	4,796	239	0	851	1,205	341
2014	48,713	2,306	0	36,936	4,369	306	4,796	792	0	898	1,067	104
2015	54,047	2,306	0	42,839	3,801	306	4,796	792	0	989	960	104
2016	59,945	2,300	8,081	40,911	3,676	0	4,976	789	3,188	949	919	0
2017	66,457	2,086	19,496	37,734	2,165	0	4,976	722	7,705	921	549	0
2018	73,671	1,652	18,966	35,096	2,165	0	15,791	588	7,590	898	549	0
2019	81,610	9,474	18,539	35,380	2,281	0	15,938	2,810	7,432	898	562	0
2020	90,950	12,931	16,075	37,122	2,427	0	22,395	3,795	6,517	942	598	0
2021	99,838	13,443	18,830	38,078	2,574	0	26,911	3,938	7,542	939	634	0
2022	108,636	17,025	17,883	37,641	2,721	0	33,363	4,962	7,192	917	670	0
2023	118,485	20,407	17,992	35,078	2,867	0	42,140	5,923	7,320	867	706	0
2024	127,368	25,722	17,016	33,459	2,867	0	48,304	7,470	6,964	823	706	0
2025	137,964	26,453	17,885	33,459	3,028	0	57,141	7,669	7,286	806	745	0
2026	147,245	30,166	23,577	33,151	3,192	0	57,158	8,728	9,584	791	785	0
2027	158,456	37,319	28,891	31,401	3,347	0	57,499	10,748	11,740	754	822	0
2028	167,938	48,404	28,456	30,162	3,378	0	57,538	13,924	11,581	714	827	0
2029	180,089	60,352	31,473	27,053	3,604	0	57,608	17,327	12,882	653	886	0
2030	190,752	66,286	35,130	28,653	3,076	0	57,608	19,023	14,335	677	753	0

出所：PSMP 調査団

8.7.5 石炭開発シナリオ策定の考え方

国内炭火力発電所の開発可能量は、国内炭坑開発・生産シナリオから、輸入炭火力発電所は、世界の石炭需給動向を考慮した調達シナリオとそれらを受け入れる港湾設備の建設計画、すなわち燃料の受け入れ能力との関係から決定される。



出所：PSMP 調査団

図 8-26 石炭の供給計画・インフラ計画と電源開発計画との関連性

図 8-27～図 8-30に、シナリオ毎の石炭供給・開発シナリオを示す。

(1) ベースシナリオ (多様化シナリオ (Fuel Diversification)) の石炭供給・開発計画

Domestic Coal Mine Production Scenario

Coal Mine Name	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Barapukuria (U/G)	1,000																					
Barapukuria (O/C)				Prep.	O/C Trial	Const.			1,000													
Kharaspir (U/G)									500													
Dighipara (U/G)				F/S	Prep.	Construction				500												
Phulbari (O/C)																						
				Prep.	O/C Trial	Eva	Prep.	Const.			2,000											
Total Coal Production (mil t/y)	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.5	3.0	5.0	7.0	9.5	12.0	14.0	16.0	20.0	24.0	26.0	26.0	26.0	26.0	
	20																					
	15																					
	10																					
	5																					

U/G : Under Ground O/C : Opencast

Domestic Coal Power Station (P/S) Development Scenario

P/S Name	Spec.	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Barapukuria P/S	200MW (#1,2) ⁽¹⁾ , 250MW(#3)					2014 ▼#3																	
B-K-D-P ⁽²⁾ 1	3x600MW USC (45%)				F/S	Construction					2019 ▼#1	2020 ▼#3											
B-K-D-P 2	2x600MW USC (45%)														2022 ▼#1	2024 ▼#2							
B-K-D-P 3	3x600MW USC (45%)														2023 ▼#1	2024 ▼#2							
B-K-D-P 4	2x1000MW USC (45%)																		2027 ▼#1	2028 ▼#2			
B-K-D-P 5	2x1000MW USC (45%)																			2028 ▼#1	2029 ▼#2		
B-K-D-P 6	2x1000MW USC (45%)																				2029 ▼#1	2030 ▼#2	
Total Power Plant Capacity (MW)		200	200	200	200	450	450	450	450	450	1,650	2,250	2,250	2,850	3,450	4,650	4,650	5,250	6,250	8,250	10,250	11,250	
	9,000																						
	6,000																						
	3,000																						

¹: Net Capacity
²: B-K-D-P : Middle point of Barapukuria, Kharaspir, Dighipara, and Phulbari

Import Coal Procurement and Power Station (P/S), Coal Center (C/C) development Scenario

Site Name	Spec.	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Khulna P/S	2x600MW USC (45%)																						
Mongla C/C	3.5 mil t/y																						
Chittagong P/S	2x600MW USC (45%)																						
Chittagong South P/S	1x600MW USC (45%)																						
Mother Ship	3.5 mil t/y																						
Chittagong South C/C	1.75 mil t/y																						
Matarbari P/S	4x600MW USC (45%)																						
Meghnaghat P/S	2x600MW USC (45%)																						
Mother Ship	1.75 mil t/y																						
Matarbari C/C	8.75 mil t/y																						
Mawa P/S	2x600MW USC (45%)																						
Zajira P/S	1x600MW USC (45%)																						
Sonadia C/C	5.25 mil t/y																						
Power Plant Capacity (MW)		0	0	0	0	0	1,200	3,000	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	4,200	4,200	4,200	5,400	6,600	6,600	7,800	8,400	
	9,000																						
	6,000																						
	3,000																						

出所 : PSMP 調査団

図 8-27 ベースシナリオ (多様化シナリオ) の石炭供給・開発計画



(2) 国内炭中心による多様化シナリオ (Domestic Coal Promotion) の策定の石炭供給・開発計画

Domestic Coal Mine Production Scenario

Coal Mine Name	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Barapukuria (U/G)	1,000																					
Barapukuria (O/C)			Prep.	O/C Trial	Const.				1,000					5,000								
Kharaspir (U/G)			Prep.		Construction			500									4,000					
Dighipara (U/G)			F/S	Prep.		Construction			500												4,000	
Phulbari (O/C)			Prep.	O/C Trial	Eva	Prep.	Const.			2,000											12,000	
Total Coal Production (mil t/y)	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.5	3.0	5.0	7.0	9.5	12.0	14.0	16.0	20.0	24.0	26.0	26.0	26.0	26.0	

U/G : Under Ground O/C : Opencast

Domestic Coal Power Station (P/S) Development Scenario

P/S Name	Spec.	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Barapukuria P/S	200MW (#1,2) ^(*) , 250MW(#3)					2014 ▼#3																	
B-K-D-P ^(**) 1	3x600MW USC (45%)			F/S	Construction						2019 ▼#1	2020 ▼#2											
B-K-D-P 2	2x600MW USC (45%)													2022 ▼#1		2024 ▼#2							
B-K-D-P 3	3x600MW USC (45%)														2023 ▼#1	2024 ▼#2			2026 ▼#3				
B-K-D-P 4	2x1000MW USC (45%)																		2027 ▼#1	2028 ▼#2			
B-K-D-P 5	2x1000MW USC (45%)																			2028 ▼#1	2029 ▼#2		
B-K-D-P 6	2x1000MW USC (45%)																				2029 ▼#1	2030 ▼#2	
Total Power Plant Capacity (MW)		200	200	200	200	450	450	450	450	450	1,650	2,250	2,250	2,850	3,450	4,650	4,650	5,250	6,250	8,250	10,250	11,250	

*1: Net Capacity
*2: B-K-D-P : Middle point of Barapukuria, Kharaspir, Dighipara, and Phulbari

Import Coal Procurement and Power Station (P/S), Coal Center (C/C) development Scenario

Site Name	Spec.	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Khulna P/S	2x600MW USC (45%)																						
Mongla C/C	3.5 mil t/y																						
Chittagong P/S	2x600MW USC (45%)																						
Chittagong South P/S	1x600MW USC (45%)																						
Mother Ship	3.5 mil t/y																						
Chittagong South C/C	1.75 mil t/y																						
Matarbari P/S	2x600MW USC (45%)																						
Meghnaghat P/S	1x600MW USC (45%)																						
Matarbari C/C	5.25 mil t/y																						
Power Plant Capacity (MW)		0	0	0	0	0	0	1,200	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,600	3,600	3,600	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	

出所：PSMP 調査団

図 8-28 国内炭中心による多様化シナリオの策定の石炭供給・開発計画

(3) 輸入炭中心による多様化シナリオ (Import Coal Promotion) の石炭供給・開発計画

Domestic Coal Mine Production Scenario		2010	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30								
Coal Mine Name		1,000																												
Barapukuria (U/G)		1,000																												
Barapukuria (O/C)																														
Kharaspir (U/G)						Prep.	Construction				500	1,000																		
Dighipara (U/G)						F/S	Prep.	Construction				500	1,000																	
Phulbari (U/G)						Prep.	O/C Trial	Eva	Prep.	Const.				1,000																
	(mil t/y)	0.9	1.0	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	1.5	2.0	2.5	3.0	3.0	4.0	5.0	6.0	6.0	6.0	6.0	7.0								
Total Coal Production		5																												

U/G : Under Ground O/C : Opencast

Domestic Coal Power Station (P/S) Development Scenario		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
P/S Name	Spec.																						
Barapukuria P/S	200MW (#1,2) ⁽¹⁾ , 250MW(#3)						2014 ▼#3																
B-K-D-P ⁽²⁾ 1 (Kharaspir)	2x600MW USC (45%)						F/S	Construction	Operation				2021 ▼#1										
B-K-D-P 2 (Phulbari)	2x600MW USC (45%)											2026 ▼#1											
Total Power Plant Capacity	(MW)	200	200	200	200	450	450	450	450	450	450	450	1,050	1,050	1,050	1,650	1,650	2,250	2,250	2,250	2,250	2,850	
		9,000																					
		6,000																					
		3,000																					

¹: Net Capacity
²: B-K-D-P: Middle point of Barapukuria, Kharaspir, Dighipara, and Phulbari

Import Coal Procurement and Power Station (P/S), Coal Center (C/C) development Scenario		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030		
Site Name	Spec.																							
Khulna P/S	2x600MW USC (45%)						2016 ▼#1.2																	
Mongla C/C	3.5 mil t/y						2016 ▼3.5																	
Chittagong P/S	2x600MW USC (45%)						2017 ▼#1.2																	
Chittagong South P/S	1x600MW USC (45%)						2017 ▼#1																	
Mother Ship	3.5 mil t/y						2017 ▼3.5																	
Chittagong South C/C	1.75 mil t/y						2017 ▼1.75																	
Matarbari P/S	4x600MW USC (45%)						2018 ▼#1					2021 ▼5.25												
Meghnaghat P/S	2x600MW USC (45%)						2018 ▼#1																	
Mother Ship	1.75 mil t/y						2018 ▼1.75																	
Matarbari C/C	8.75 mil t/y						2023 ▼3.5					2026 ▼7.0												
Mawa P/S	2x600MW USC (45%)											2027 ▼#1.2												
Zajira P/S	1x600MW USC (45%)											2027 ▼3.5												
Sonadia C/C	5.25 mil t/y											2027 ▼3.5												
Power Plant Capacity	(MW)	0	0	0	0	0	0	1,200	3,000	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	4,200	4,200	4,200	5,400	6,600	6,600	7,800	8,400		
		9,000																						
		6,000																						
		3,000																						

出所: PSMP 調査団

図 8-29 輸入炭中心による多様化シナリオの石炭供給・開発計画



(4) ガス中心による多様化シナリオ (Gas Promotion) の石炭供給・開発計画

Domestic Coal Mine Production Scenario

Coal Mine Name	2010	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Barapukuria (U/G)	1,000																					
Barapukuria (O/C)																						
Kharaspir (U/G)				Prep.		Construction					500		1,000									
Dighipara (U/G)				F/S	Prep.		Construction				500		1,000									
Phulbari (U/G)				Prep.		O/C Trial		Eva	Prep.		Const.		1,000									4,000
(mil t/y)	0.9	1.0	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	1.5	2.0	2.5	3.0	3.0	4.0	5.0	6.0	6.0	6.0	6.0	7.0	
Total Coal Production																						

U/G : Under Ground O/C : Opencast

Domestic Coal Power Station (P/S) Development Scenario

P/S Name	Spec.	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Barapukuria P/S	200MW (#1,2) ^{(*)1} , 250MW(#3)					2014 ▼#3																	
B-K-D-P ^{(*)2} 1 (Kharaspir)	2x600MW USC (45%)						F/S		Construction				2021 ▼#1			2024 ▼#1							
B-K-D-P 2 (Phulbari)	2x600MW USC (45%)																	2026 ▼#1					2030 ▼#2
Total Power Plant Capacity	(MW)	200	200	200	200	450	450	450	450	450	450	450	1,050	1,050	1,050	1,650	1,650	2,250	2,250	2,250	2,250	2,850	
		9,000																					
		6,000																					
		3,000																					

*1: Net Capacity
*2: B-K-D-P: Middle point of Barapukuria, Kharaspir, Dighipara, and Phulbari

Import Coal Procurement and Power Station (P/S), Coal Center (C/C) development Scenario

Site Name	Spec.	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Khulna P/S	2x600MW USC (45%)							2016 ▼#1.2															
Mongla C/C	3.5 mil t/y							2016 ▼3.5															
Chittagong P/S	2x600MW USC (45%)							2017 ▼#1.2															
Chittagong South P/S	1x600MW USC (45%)							2017 ▼#1															
Mother Ship	3.5 mil t/y							2017 ▼3.5															
Chittagong South C/C	1.75 mil t/y							2017 ▼1.75															
Matarbari P/S	2x600MW USC (45%)														2023 ▼#1			2026 ▼#2					
Meghnaghat P/S	1x600MW USC (45%)																	2026 ▼#1					
Matarbari C/C	5.25 mil t/y														2023 ▼1.75			2026 ▼5.25					
Power Plant Capacity	(MW)	0	0	0	0	0	0	1,200	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,600	3,600	3,600	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	
		9,000																					
		6,000																					
		3,000																					

出所： PSMP 調査団

図 8-30 ガス中心による多様化シナリオの石炭供給・開発計画

8.7.6 シナリオ毎の最適供給計画の策定

上述したとおり、燃料調達制約条件を考慮した 2030 年度断面の最経済的電源構成に、短期的計画を組み合わせ、燃料調達に必要なインフラ計画を考慮したうえで燃料供給量を確定すると、下図に示すような電源構成が決定される。特に、石炭火力発電所の計画策定にあたっては、炭鉱開発とその供給スケジュールに基づく国内炭発電所開発計画と、港湾計画、コールセンター化構想などの燃料受け入れインフラの整備計画と密接に関係する輸入炭発電所開発計画との両者を満足する必要がある。前述したとおり、最経済断面では、石炭の比率が 70%となるが、現実的には、この値を達成することは、供給シナリオに基づく燃料供給制約条件下においては実



現可能性が低く、結果として、線形計画法から求まる石炭開発に係る最適値は、燃料供給制約条件の上限に貼り付く形で約50%となる。

表 8-21 電源開発シナリオのケース番号

Scenario	Power Demand Forecast			Remarks
	Government Policy Scenario	Comparison Scenario 7%	Comparison Scenario 6%	
Fuel Diversification	Case 1-1	Case 1-2	Case 1-3	シナリオ毎に各燃源の構成比率が異なる
Domestic Coal Prom.	Case 2-1	-	-	
Import Coal Prom.	Case 3-1	-	-	
Gas Prom.	Case 4-1	-	-	
Remarks	シナリオが同じで需要が異なる場合は、原則として電源構成比率は変更せず、圧縮されるイメージ			

出所：PSMP 調査団

(1) 燃源多様化シナリオ (Fuel Diversification)

政府政策の需要想定を満足するよう、各燃源一様に開発を促進。国内炭、輸入炭ともこのシナリオの開発には相当な努力が必要。

(2) 国内炭促進シナリオ (Domestic Coal Promotion)

(1)を基に、輸入炭の開発が不調となるリスクを考慮。輸入炭の不足分は石油にて補い、結果、石油の比率が増大(6%→15%)。

(3) 輸入炭促進シナリオ (Import Coal Promotion)

(1)を基に、国内炭の開発が不調となるリスクを考慮。国内炭の不足分は石油にて補い、結果、石油の比率が増大(6%→28%)。

(4) ガス促進シナリオ (Gas Promotion)

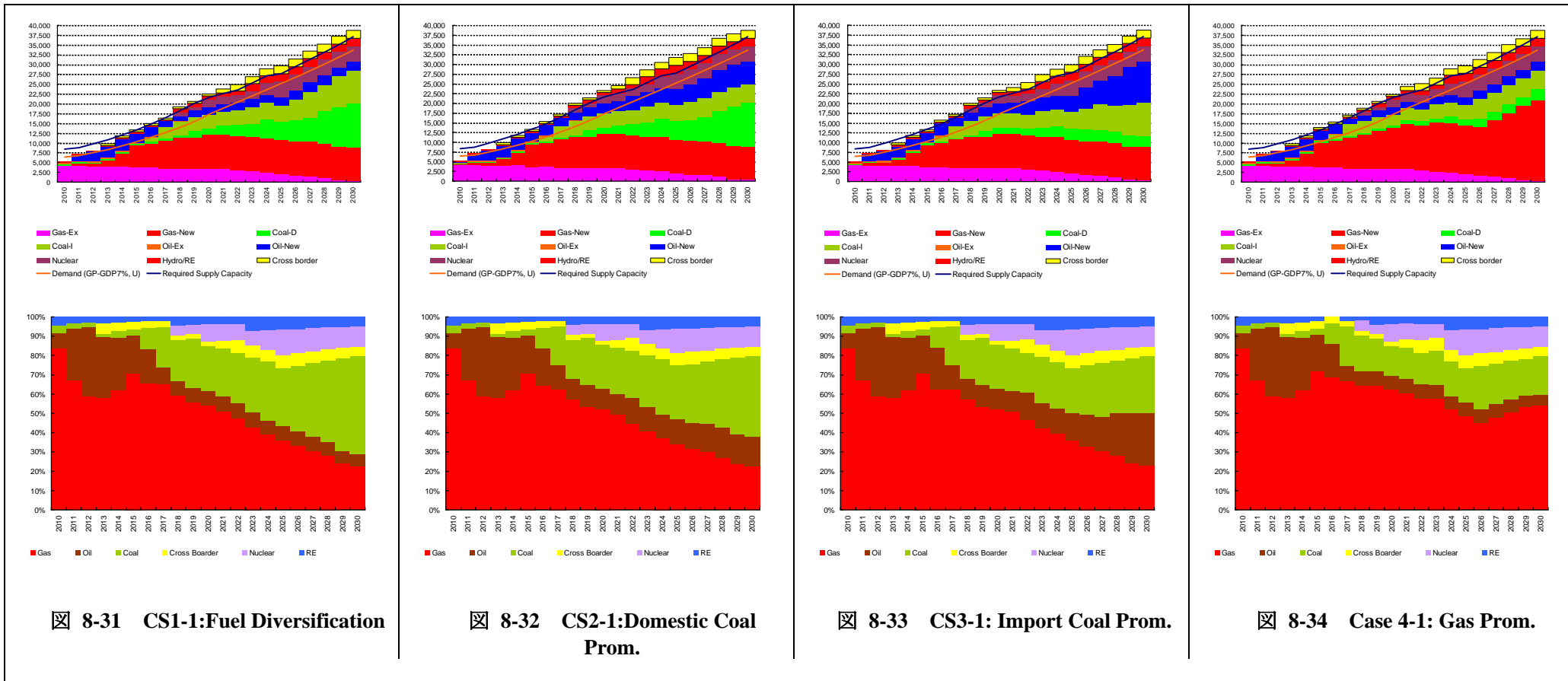
(1)を基に、輸入炭、国内炭共に開発不調となるリスクを考慮。ただしガスの開発が順調で、石炭の不足分をガスで補う。結果、ガスの比率が増大(23%→54%)。

それぞれのケースでの電源構成は以下の通り。

表 8-22 シナリオ毎の燃種別構成比率

Case	Dom. Coal	Imp.Coal	Gas	Oil	Nuclear	RE/Border
Fuel Diversification	29%	22%	23%	6%	11%	10%
Domestic Coal Prom.	29%	12%	23%	15%	11%	10%
Import Coal Prom.	7%	22%	23%	28%	11%	10%
Gas Prom.	7%	12%	54%	6%	11%	10%

出所：PSMP 調査団



出所：PSMP 調査団



表 8-23 発電設備の特性値

No.	Power Station	Thermal Parameters	Fuel	Net Unit Capacity (At Grid) [MW]	Auxiliary Power Including Main Transformer Loss	Heat Rate (LHV)				Design Efficiency	Construction Cost			O&M Cost			Others				
						(At Gen. Term Btu/kWh)	(At Gen. Term kCal/kWh)	(At Grid kCal/kWh)	at Minimum Operation	(At Gen.LHV, 100% load)	Equipment Cost \$/kW	Installation Cost \$/kW (Include utility)	Total Project Cost \$/kW	Fixed (\$/kW/Year)	Fixed (\$/kW/Month)	Variable (\$/MWh)	Fuel Cost (\$/MWh)	Time required for Construction	Forced outage Rate	Schedule Maintenance Required (Weeks/year)	Life Time
1	750MW CC (Gas)	1300 degree C class	Gas	750	2.0%	6,206	1,564	1,596	1,877	55.00%	US\$429	US\$231	US\$660	13.2	1.10	0.8	55.6	36	6%	6	25
2	450MW CC (Gas)	1300 degree C class	Gas	450	2.0%	6,206	1,564	1,596	1,877	55.00%	US\$600	US\$330	US\$860	17.2	1.43	1.0	55.6	36	6%	6	25
3	360MW CC (Gas)	1300 degree C class	Gas	360	2.0%	6,206	1,564	1,596	1,877	55.00%	US\$618	US\$333	US\$950	19.0	1.58	1.1	55.6	36	6%	6	25
4	150MW CC (Gas)	1300 degree C class	Gas	150	2.0%	6,206	1,564	1,596	1,877	55.00%	US\$761	US\$410	US\$1,170	23.4	1.95	1.3	55.6	36	6%	6	25
5	300MW ST (Gas)	SubC(16.6MPa,566/566deg)	Gas	300	3.0%	8,031	2,024	2,086	2,196	42.50%	US\$832	US\$208	US\$1,040	20.8	1.73	1.2	72.7	36	6%	6	30
6	150MW CT (Gas)	-	Gas	150	6.0%	9,481	2,389	2,542	3,177	36.00%	US\$312	US\$315	US\$500	10.0	0.83	0.6	88.6	24	4%	4	20
7	120MW CT (Gas)	-	Gas	120	6.0%	10,038	2,530	2,691	3,364	34.00%	US\$338	US\$286	US\$530	10.6	0.88	0.6	93.8	24	4%	4	20
8	Gas Engine (Gas)	GE	Gas	16.5	5.0%	7,230	1,822	1,918	2,019	47.27%	US\$800	US\$200	US\$1,000	20.0	2.6	1.1	66.8	24	4%	2	15
9	1000MW ST USC (Coal)	USC(24.5MPa,600/600deg)	Coal	1000	7.0%	7,585	1,911	2,055	2,163	45.00%	US\$1,080	US\$270	US\$1,350	45.0	3.75	2.6	31.4	48	8%	8	30
10	600MW ST USC (Coal) Domestic	USC(24.5MPa,600/600deg)	Coal	600	5.0%	7,585	1,911	2,012	2,118	45.00%	US\$1,200	US\$300	US\$1,500	50.0	4.17	2.9	30.7	48	8%	8	30
11	600MW ST USC (Coal) Import	USC(24.5MPa,600/600deg)	Coal	600	5.0%	7,585	1,911	2,012	2,118	45.00%	US\$1,280	US\$320	US\$1,600	53.3	4.44	3.0	30.7	48	8%	8	30
12	300MW ST (FO)	SubC(16.6MPa,566/566deg)	F.oil	300	6.0%	8,031	2,024	2,153	2,266	42.50%	US\$944	US\$236	US\$1,180	31.5	2.62	1.8	100.0	36	6%	6	30
13	Gas Engine (FO)	GE	F.oil	16.5	5.0%	7,780	1,961	2,064	2,172	43.93%	US\$904	US\$226	US\$1,130	30.1	2.51	1.7	95.9	24	4%	2	15
14	120MW CT (HSD)	-	HSD	120	6.0%	10,038	2,530	2,691	3,364	34.00%	US\$338	US\$286	US\$600	16.0	1.33	0.9	191.7	24	4%	4	20
15	Gas Engine (HSD)	GE	HSD	16.5	5.0%	7,230	1,822	1,918	2,019	47.27%	US\$904	US\$226	US\$1,130	30.1	2.51	1.7	136.7	24	4%	2	15
16	1000MW Nuclear	Light Water		1000	6.0%	10,343	2,606	2,773	2,919	33.00%			US\$2,400					60	6%	8	40

出所：PSMP 調査団

8.8 3E（経済・環境・エネルギーセキュリティ）の定量的評価

経済性、環境性、およびエネルギーセキュリティの観点から定量的評価の検証を行い、「バ」国における最適電源構成の妥当性について検証した。

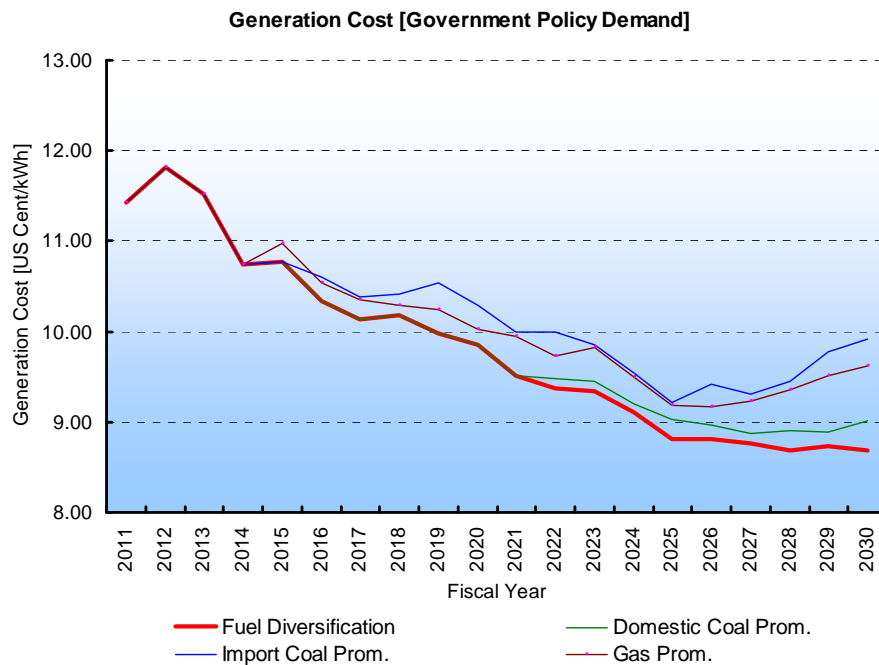
8.8.1 経済性評価

(1) 指標

全電源平均の発電原価（US Cent/kWh）を指標とする。

(2) 時系列推移

各シナリオの発電原価は下図に示すとおりである。燃源多様化シナリオの場合、発電原価は2012年に約12USCent/kWhのピークを迎えるが、その後は、段階的に石炭導入が進むに従って燃料費が低減され、2030年度断面においては約9 USCent/kWhとなる。



出所： PSMP 調査団

図 8-35 発電原価の推移

(3) 定量的評価結果

各シナリオの2030年断面における発電原価および評価基準、結果は下表に示すとおりである。

表 8-24 評価基準

Range (USCent/kWh)	Point
10 ~	1
9.5 ~ 10	2
9.0 ~ 9.5	3
8.5 ~ 9.0	4
~ 8.5	5

出所： PSMP 調査団

表 8-25 評価結果

Scenario	Index (USCent/kWh)	Point (Economy)
Fuel Diversification	8.68	4
Domestic Coal Prom.	9.01	3
Import Coal Prom.	9.92	2
Gas Prom.	9.62	2

出所： PSMP 調査団

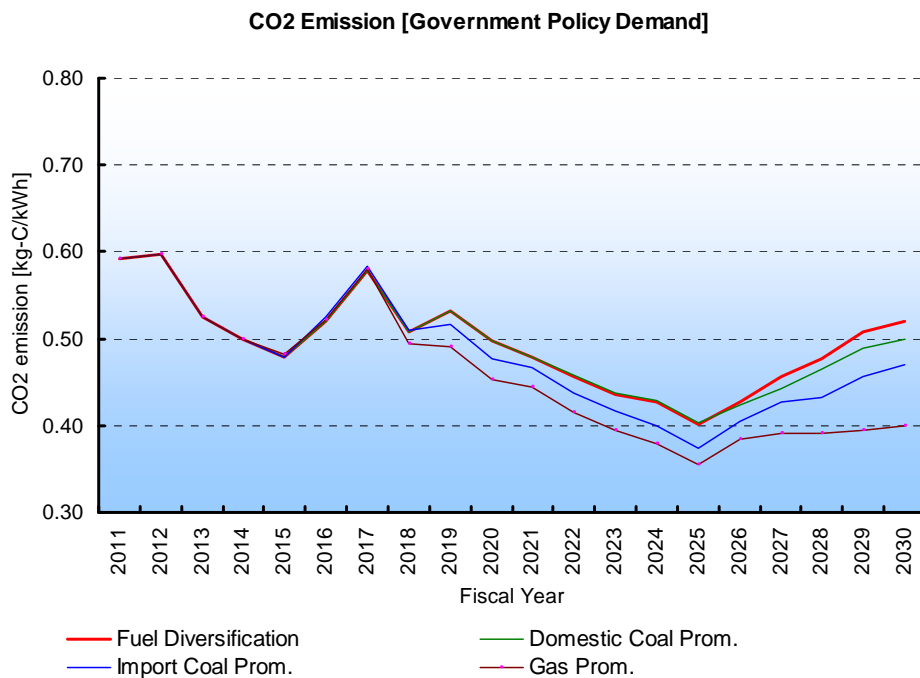
8.8.2 環境性

(1) 指標

全電源平均の CO2 排出量 (kg-C/kWh) を指標とする。

(2) 時系列推移

各シナリオの CO2 排出量推移は下図に示すとおりである。低効率既存ガス発電所の廃止や超々臨界石炭火力発電設備 (USC) の導入により電源の高効率化が進展するため、石炭火力の増加によっても、CO2 排出係数は減少することになる。



出所： PSMP 調査団

図 8-36 CO2 排出量の推移

(3) 定量的評価結果

各シナリオの 2030 年断面における CO2 排出量、評価基準、結果は下表に示すとおりである。

表 8-26 評価基準

Range (kg-CO2/kWh)	Point
0.55 ~	1
0.50 ~ 0.55	2
0.45 ~ 0.50	3
0.40 ~ 0.45	4
~ 0.40	5

出所： PSMP 調査団

表 8-27 評価結果

Scenario	Index (kg-CO2/kWh)	Point (Environment)
Fuel Diversification	0.52	2
Domestic Coal Prom.	0.50	3
Import Coal Prom.	0.47	3
Gas Prom.	0.40	4

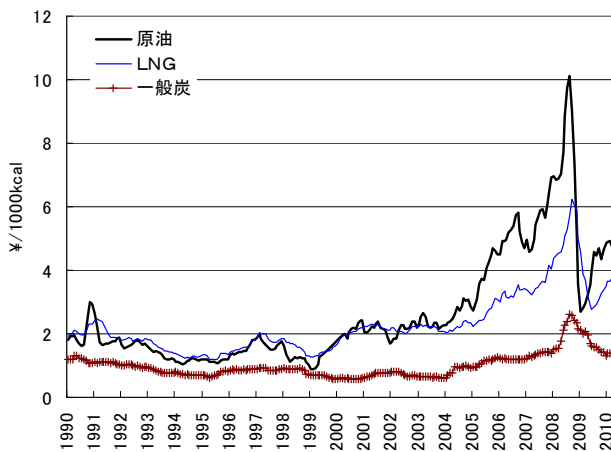
出所： PSMP 調査団

8.8.3 エネルギーセキュリティ

(1) 指標

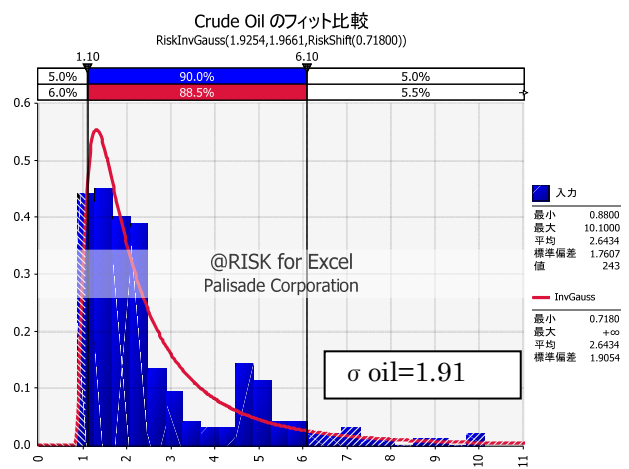
下図は、過去 20 年間における石油、ガス、石炭の価格を時系列に示したものである。燃種によって価格変動リスクは大きく異なることに着目し、この現象を対数正規分布によるモンテカルロシミュレーションモデルによって表現することで、燃料価格に対するリスクとその構成比率によって、エネルギーセキュリティ指標の定量的評価を試みた。これらの値を用い、以下で計算される値をエネルギーセキュリティの指標とした。

$$\begin{aligned} \text{エネルギーセキュリティ指標} = & (\text{Coal の電源構成比率}) \times \text{標準偏差(Coal)} \\ & + (\text{Gas の電源構成比率}) \times \text{標準偏差(Gas)} \\ & + (\text{Oil の電源構成比率}) \times \text{標準偏差(Oil)} \end{aligned}$$



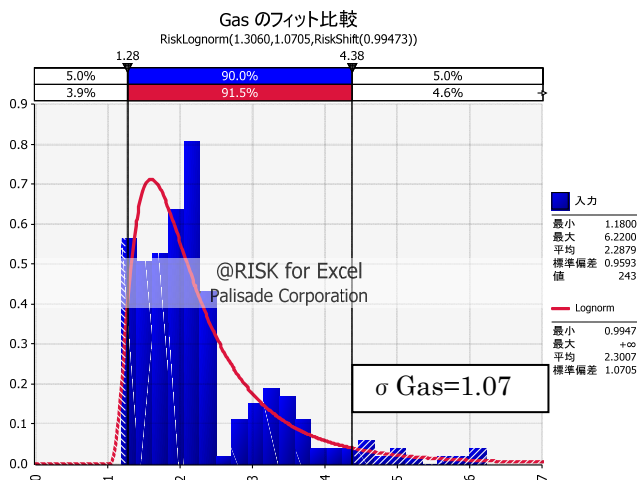
出所：PSMP 調査団

図 8-37 燃料の時系列価格推移



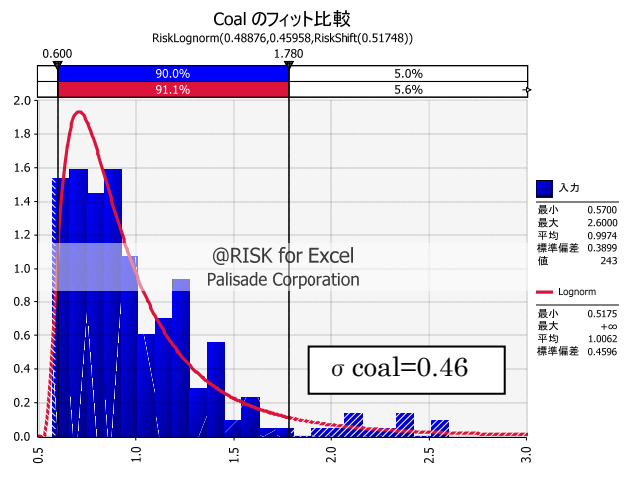
出所：PSMP 調査団

図 8-38 石油価格の対数正規分布モデル



出所：PSMP 調査団

図 8-39 ガス価格の対数正規分布モデル

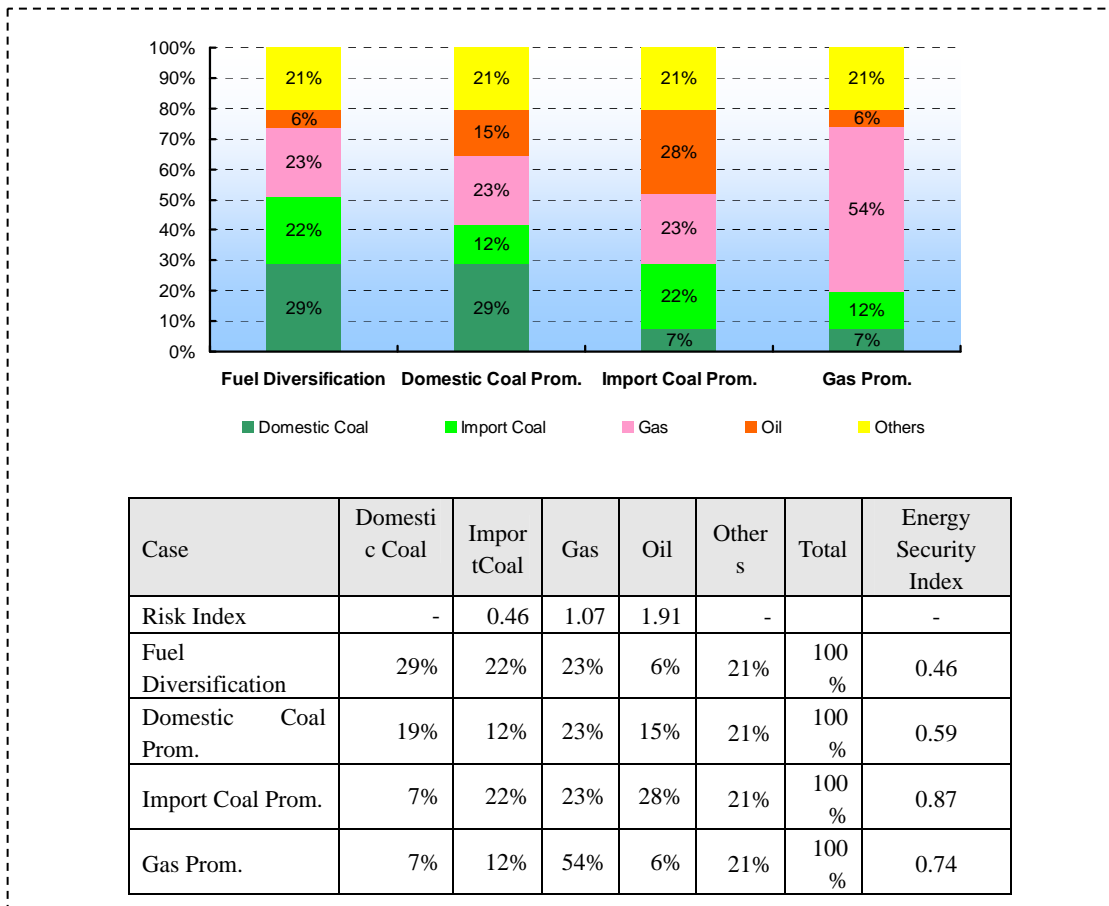


出所：PSMP 調査団

図 8-40 石炭価格の対数正規分布モデル

(2) 電源構成比率

各シナリオの2030年断面における燃種別の電源構成比率は下図に示すとおりである。



出所：PSMP 調査団

図 8-41 燃種別の電源構成比率

(3) 定量的評価結果

各シナリオの2030年断面におけるリスク指標、評価基準、結果は下表に示すとおりである。

表 8-28 評価基準

Range (Risk index)	Point
0.80 ~	1
0.70 ~ 0.80	2
0.60 ~ 0.70	3
0.50 ~ 0.60	4
~ 0.50	5

出所：PSMP 調査団

表 8-29 評価結果

Case	Risk Index	Point (Security)
Fuel Diversification	0.46	5
Domestic Coal Prom.	0.59	4
Import Coal Prom.	0.87	1
Gas Prom.	0.74	2

出所：PSMP 調査団

8.8.4 AHP法による評価項目の重み付け

経済性、環境性、エネルギーセキュリティの3Eについて、定量評価を行うにあたり、AHP法を用いて重み付け比率の決定を行った。指標およびその重み付け（重要度）は下表に示すとおりである。

表 8-30 AHP法による評価項目の重み付け

Index	1	2	3	Average	Priority
Economy	1	5	4	2.714	0.7
Environment	1/5	1	1/4	0.368	0.1
Energy Security	1/4	4	1	1.000	0.2

出所：PSMP調査団

以上をとりまとめると以下のようなになる。よって、一番順位の高い Fuel Diversification が最適解となる。

表 8-31 3Eの定量評価結果

Scenario	Economy	Environment	Energy Security	Total Point	Priority
	0.7	0.1	0.2		
Fuel Diversification	4	2	5	4.064	1
Domestic Coal Prom.	3	3	4	3.245	2
Import Coal Prom.	2	3	1	1.845	4
Gas Promotion	2	4	2	2.180	3

出所：PSMP調査団

8.9 中長期電源開発計画の提案

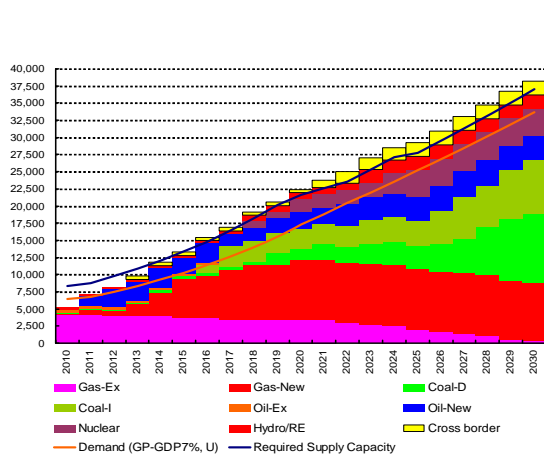
8.9.1 最適電源構成

2010年度断面でガスが80%以上を占めるが、多様化ベースシナリオ、すなわち3Eが最大となる最適電源計画においては、2030年度断面で、石炭が約50%、ガス約25%、その他、石油、原子力、国際連系、再生可能エネルギーを併せて約25%となり、ガス一辺倒の電源構成から、徐々に燃源の多様化を進めるべきとの結論に至る。次ページには、各需要パターンにおける最適電源開発計画を示す。

8.9.2 最適電源計画時における日負荷運用特性の推移

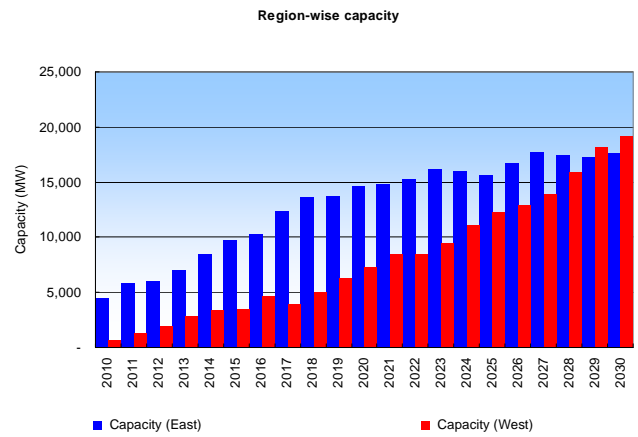
図 8-48～図 8-49には、ピーク月における最大負荷および最低負荷の日運用状況を示す。以下、提言を示す。

- ガス主体から石炭を中心とした多様化燃源に変化すべき。
- ガスはベース電源からミドル・ピーク電源へとシフトすべき。
- 高負荷時には、燃料価格の廉価な石炭やその他電源がベース電源化すべき。
- 石炭は、低負荷時でも高い負荷追従性を有する機器を導入すべき。



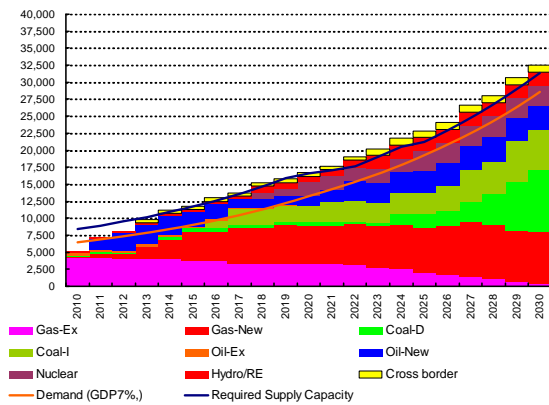
出所：PSMP 調査団

図 8-42 2030 年までの電源開発計画（政府需要）



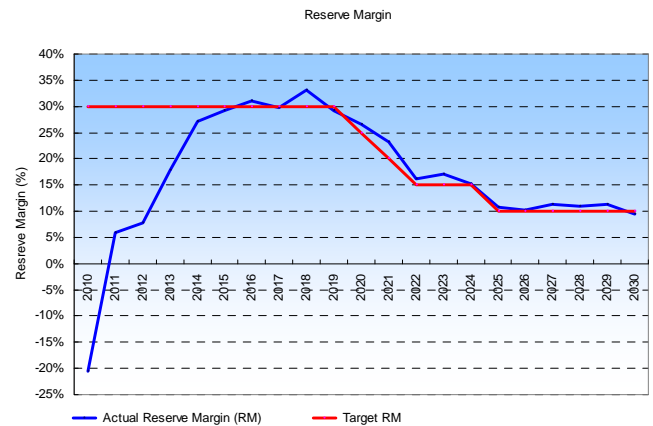
出所：PSMP 調査団

図 8-43 東西地域別の電源構成



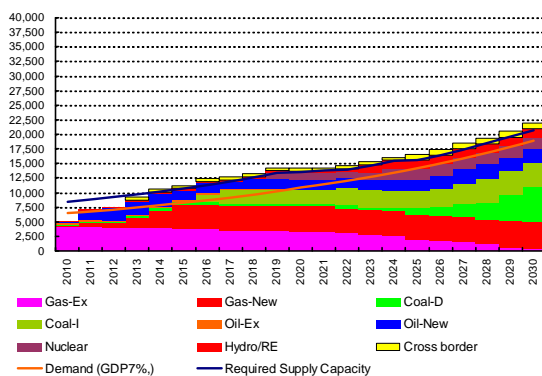
出所：PSMP 調査団

図 8-44 2030 年までの電源開発計画（比較 7%）



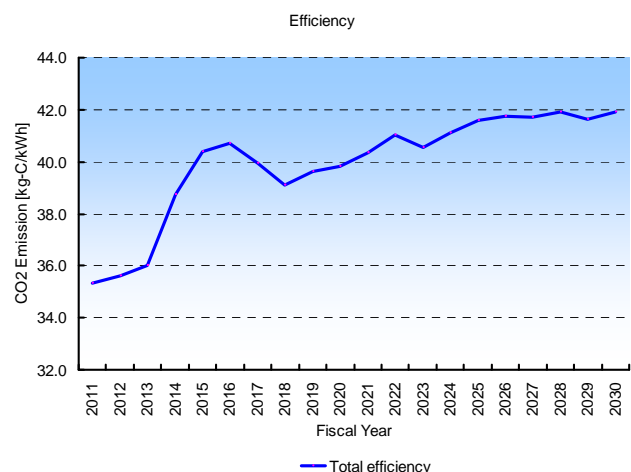
出所：PSMP 調査団

図 8-45 供給信頼度と供給力との関係



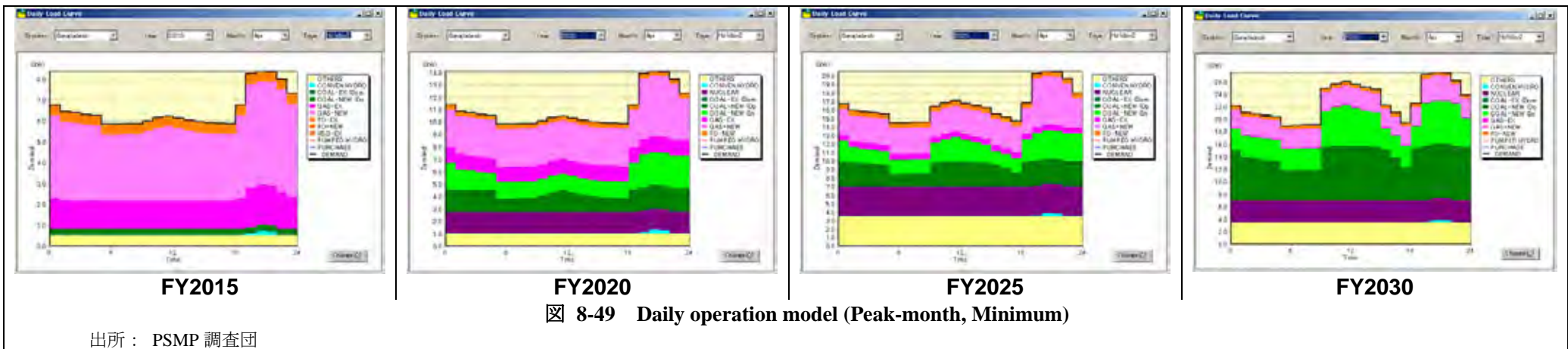
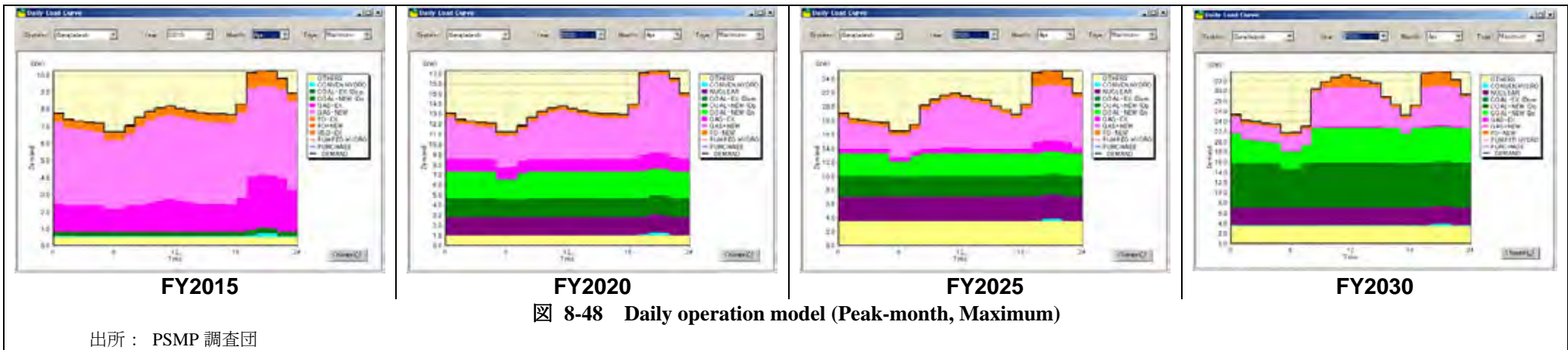
出所：PSMP 調査団

図 8-46 2030 年までの電源開発計画（比較 6%）



出所：PSMP 調査団

図 8-47 効率の推移



第9章 系統解析

本章では、2030年までの需要想定ならびに最適電源開発計画に基づき、「バ」国内の送電網増強、延伸計画を検討する。同送電網増強、延伸長期計画については、将来的な国際系統連系も加味した上で、系統解析ソフト PSS/E を活用し、必要な系統解析を行った。

9.1 最適送電網開発計画策定にあたっての基本的考え方

9.1.1 計画策定にあたっての準拠事項

「バ」国の電源計画マスタープランについては、ADB の支援により BPDB が 1995 年に作成し、2006 年には、2025 年までの計画に見直しを行っている。

PSMP 調査団は、2006 年のマスタープラン(PSMP2006)をレビューし、今回調査を行う電力需要予測、電源開発計画に基づいて、最適送電網開発計画の策定を行う。

また、将来の電力需要の増加に伴い、供給力が不足することが予測される。このため、長期的供給力確保の観点から、周辺国との系統連系の整備についても考慮したうえで、最適な送電網開発計画を策定する必要がある。

送電網の開発計画は、以下の事項を考慮して、目標年である 2030 年および至近年である 2015 年の計画をまず策定した上で、2020 年、2025 年の計画を順に策定する。

- (1) 電力需要予測
- (2) 各年次の供給力、即ち電源開発計画
- (3) 既設送電網の有効利用と増強および送電網の開発計画
- (4) 設備増強基準への適合性
- (5) 周辺国との系統連系の整備
- (6) 最小コストによる設備構築
- (7) 環境法令への準拠

9.1.2 設備計画基準

本調査では、BANGLADESH GRID CODE DRAFT (2000 年 10 月 18 日)に基づく信頼度基準を満足した設備増強計画を策定する。

電力系統の設備形成は、設備故障の頻度や影響などを踏まえ、設備健全時及び設備故障時における信頼度基準を満足した設備増強計画を策定する必要がある。

本調査における「信頼度基準」は、BANGLADESH GRID CODE DRAFT (2000 年 10 月 18 日)に則り、「単一の事故が起きた場合を想定した系統信頼度に関する目標とすべき水準」と定義する。

具体的な設備健全時および設備故障時の信頼度基準は表 9-1のとおりである。

表 9-1 設備健全時、設備事故時の信頼度基準

設備健全時	<ul style="list-style-type: none"> - 潮流が設備の常時容量を超過しない。 - 電圧が適正に維持（±5%以内）される。
設備故障時 (N-1 故障)	<ul style="list-style-type: none"> - 潮流が設備の常時容量を超過しない。 - 電圧が適正に維持（±10%以内）。 - 3相地絡故障除去後、発電機が安定に運転可能。

出所： BANGLADESH GRID CODE DRAFT (2000年10月18日)

設備増強計画の策定にあたっては、表 9-1の信頼度基準を満足しているか適切に評価する必要がある（表 9-2）。

表 9-2 信頼度基準の評価方法

項目	評価方法
設備の常時容量 と過負荷容量	送電線、変圧器等の機器損傷を防止するため、潮流が設備の「常時容量」、 「過負荷容量」を超過しないことが必要である。
系統安定度	交流の電力系統では「系統安定度」が保たれなくなると発電機が脱調し、 電力系統に大きな影響を与えることから系統安定度の確保が必要である。 具体的には、「過渡安定度面」から安定である必要があり、系統安定度が確保 できない場合は、送電線の多ルート化、中間開閉所の設置等適切な対策 を行う。
電圧安定性	電力系統では、重負荷期における負荷の急激な増大、送電線故障等による 系統じょう乱をきっかけとして電圧制御に有効な調相設備や変圧器タップ 等の制御効果が不十分となり、電圧安定性が維持できなくなると、電圧 が異常な水準まで低下し、最終的には広範囲な供給支障に至ることがある ことから、電圧安定性の確保が必要である。電圧安定性が確保できない場 合は、無効電力補償装置の設置等適切な対策を行う。

出所： PSMP 調査団

9.1.3 電力品質の向上

送電網開発計画を策定する際には、下記要素を確保して、高品質の電力を安定して供給することが命題である。

- (1) 設備健全時はもとより設備事故時にも、できるだけ電力を継続して供給できるように設備を形成し、停電回数・停電時間を極力少なくすること（供給信頼度）
- (2) 負荷増加や設備事故、送電線長距離化による無効電力アンバランスに対し、電圧調整設備（AVR や負荷時電圧調整装置など）および調相設備（電力用コンデンサや分路リアクトルなど）を適切に設置して、電圧を適正な範囲に維持すること（電圧維持）

9.1.4 効率的・安定的・経済的な計画の策定

送変電設備は、効率的かつ安定的に電力を輸送できるように、「必要送電容量の確保」、「適正な電圧維持」、「短地絡事故からの設備保護」などの電気的性能、および機械的性能を兼ね備えたものとする。さらに、送電損失低減効果も考慮し、総合的に最適な送電網開発計画を策定・設計を行う。

送変電設備の経済性を高めるための電力損失の低減には、

- (1) 送電線電線の太線化と回線数の増加
- (2) 送電電圧の昇圧
- (3) 無効電力の調整（キャパシタの設置等）

などの技術的方策がある。

9.1.5 環境社会配慮条件

水力発電所や火力発電所に比べて、送電線や変電所建設による環境社会に与える影響は通常軽微である。新規送電線のルートや新規変電所の位置は、「バ」国の環境法や指針に規定されている条件を参照し、環境管理・社会配慮の専門家と協働して検討する。また、送電線ルートと変電所位置の選定に当たっては、地図上での検討や現地踏査において、以下の要素を考慮する。

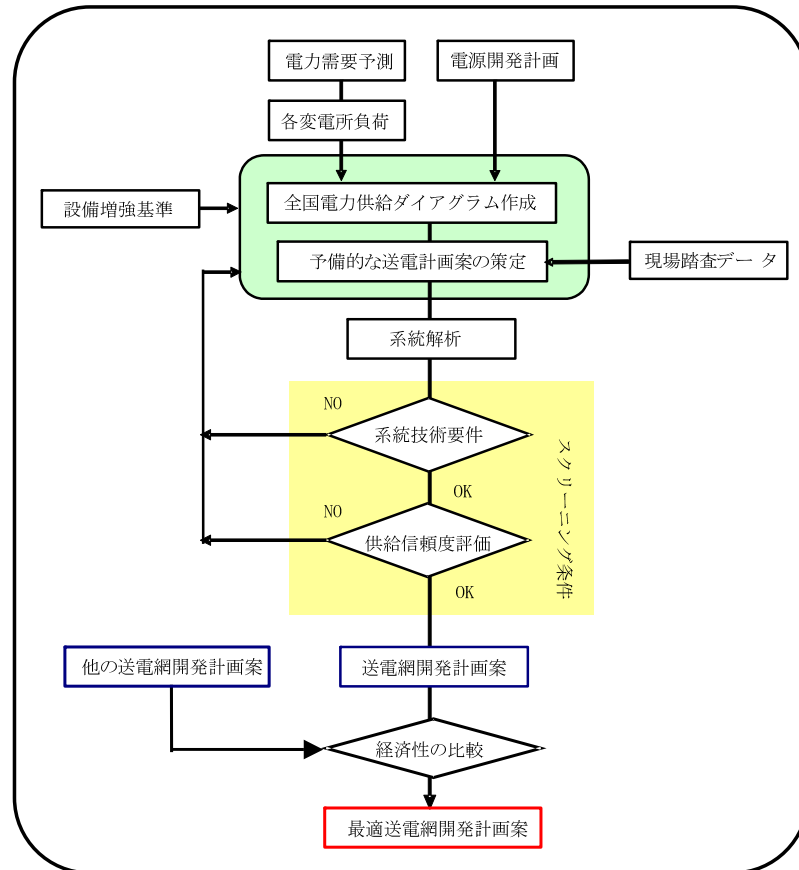
- (1) 既設インフラ設備への影響を最小にする
- (2) 樹木伐採をできる限り少なくする
- (3) 新設設備を史跡・文化遺産地域から回避する
- (4) 国指定の動植物保護区域や景勝地を避ける
- (5) 自然災害の恐れのある地域や地質の悪い場所を避ける
- (6) 軍管轄区域、空港、公共施設を避ける
- (7) 住民の移転、住宅地への影響を最少にする

9.2 計画策定の手順

9.2.1 最適計画案の選定

最適送電網開発計画策定手順は図 9-1に示すフローのとおりで、以下の段階を想定している。

- (1) 既存計画のレビュー
- (2) 既存設備の状況確認・情報収集
- (3) 系統・発電機データの確認
- (4) 需要想定、最適電源開発計画の確認
- (5) 予備的な送電網開発計画案の策定
- (6) 系統解析（潮流・電圧、事故電流、系統安定度）の実施
- (7) 最適送電網開発計画のとりまとめ



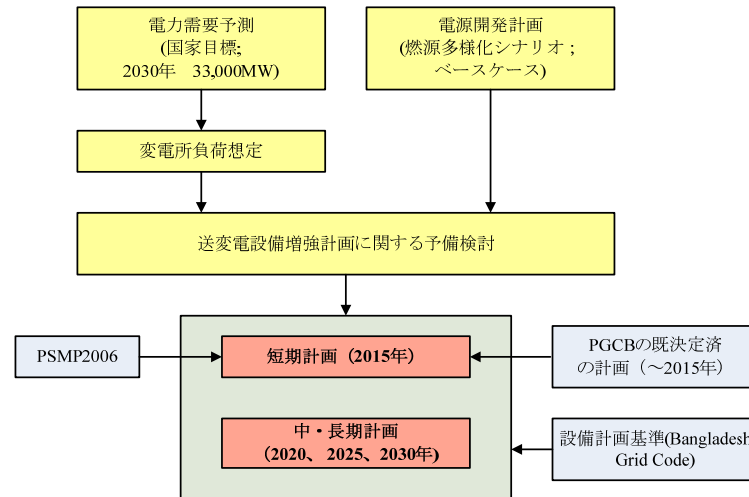
出所：PSMP 調査団

図 9-1 最適送電網開発計画策定のフローチャート

- (1) まず、想定される電源計画および電力需要予測をもとに、全国レベルの「電力供給ダイアグラム」を作成する。このダイアグラムは、電源および需要地（既設および計画する変電所地点）と、それらを結ぶ送電線の電力系統図であり、既存の系統計画の電力系統図をベースとしたものである。
- (2) さらに、計画策定に関する基本事項・条件から短期、中期、長期の各フェーズにおける送変電設備の予備的な設計を行い、電気データを設定する。
- (3) それらをもとに、後述する手法で系統解析を実施する。
- (4) 系統技術要件および供給信頼度面のスクリーニング条件を満足しなければ、電圧や送電線の建設、電線種類（導体数・回線数）、変圧器種類（容量・台数）などを部分的または全面的に見直し、条件を適切に満たすまで「計画」と「解析」を繰り返し実施する。
- (5) 発・変電所の接続ルートについても同様の解析を繰り返し、設定した基準・条件を満たす系統計画を策定する。送電網開発計画諸案について、電源のコストも含めた電力設備の総合的コスト比較を行い、投資と予測される効果の関連を十分吟味し、諸案の中から最も効率性の高い最適送電網開発計画を選定する。

9.2.2 系統解析

図 9-2に示すとおり、第7章の電力需要予測および第8章の電源開発計画をもとに、PSMP2006およびPGCBの2015年までの送変電設備増強計画にも配慮しつつ、設備計画基準を満たす最適な系統計画を策定する。潮流・電圧、事故電流、安定度は、電力系統が適切に機能するための技術的基本事項である。



出所：PSMP 調査団

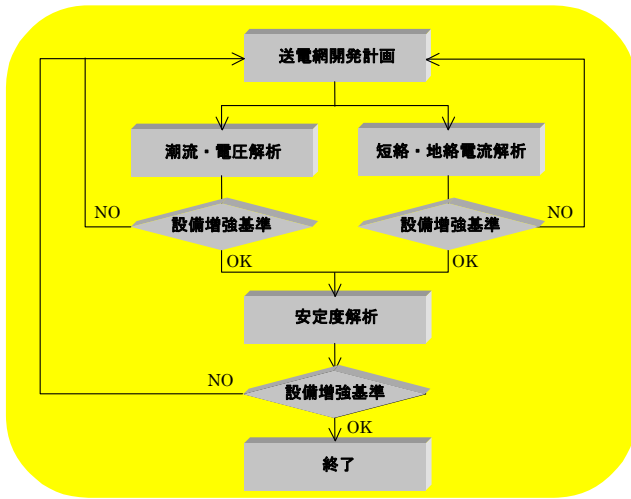
図 9-2 系統解析を実施するにあたって配慮すべき事項

送電網開発計画を検証するにあたって重要な作業は「系統解析」である。系統解析の検討フローチャートを図 9-3に示す。解析にあたっては、以下の問題点が解消されているかを中心に評価を実施する。

- 潮流・電圧解析：過負荷や異常電圧が生じないか確認
- 短絡・地絡電流解析：過大な事故電流が生じないか確認
- 安定度解析：発電機が安定した運転を継続できるか確認

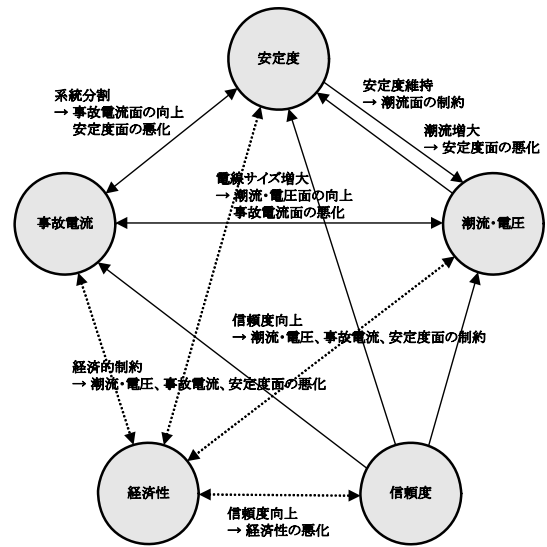
上記技術的基本事項は図 9-4に示すように相互に影響し合う。例えば、送電線の過負荷を解消するため電線サイズを大きくすると事故電流が増大してしまう。このため、全ての技術的基本事項において系統計画基準を同時に満足するまで「計画系統の見直し」と「技術的基本事項の系統解析」を繰り返し行った。

なお、本調査では、系統解析の基本ツールとして PSS/E を使用する。



出所：PSMP 調査団

図 9-3 系統解析の検討フロー



出所：PSMP 調査団

図 9-4 系統解析関連事項の相互関係

9.2.3 計画にあたって配慮すべき事項

(1) 設備増強検討範囲

長期計画における 132kV 系統計画は現実的ではないことおよび、すべての電圧階級の解析を行うと解析量が膨大となることから 2030 年までの設備増強検討範囲について PGCB へ下図のとおり提案し、了解を得た。

表 9-3 設備増強検討範囲 (○：要検討)

		短期計画	中・長期計画		
		2015 年	2020 年	2025 年	2030 年
送電線	400kV	○	○	○	○
	230kV	○	○	○	○
	132kV	○	—	—	—
変電所	400/230kV	○	○	○	○
	230/132kV	○	○	○	○
	132/33kV	○	—	—	—

出所：PSMP 調査団

(2) 変電所負荷想定

第 7 章電力需要予測に述べた方法により、系統解析に使用する 2030 年までの各変電所の負荷を AP 表 9-1 に示す。

(3) 変電所増設にあたっての基本的考え方

PGCBとの協議に基づき、230kV変電所ならびに 132kV変電所の最大通過電力は表 9-4に示すとおりとし、この値を超過した場合には、原則として変電所の増設を検討する。

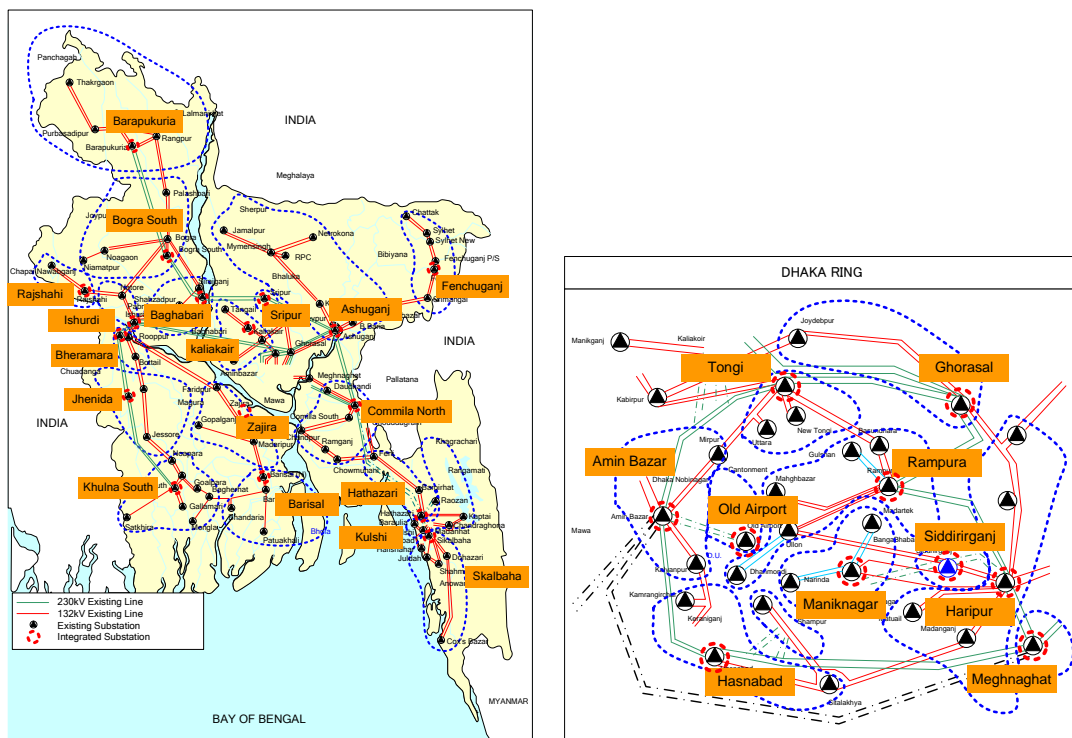
表 9-4 変電所の最大通過電力

		最大通過電力
230kV 変電所	都心系統	500MW
	地方系統	300MW
132kV 変電所		100MW

出所：PGCB

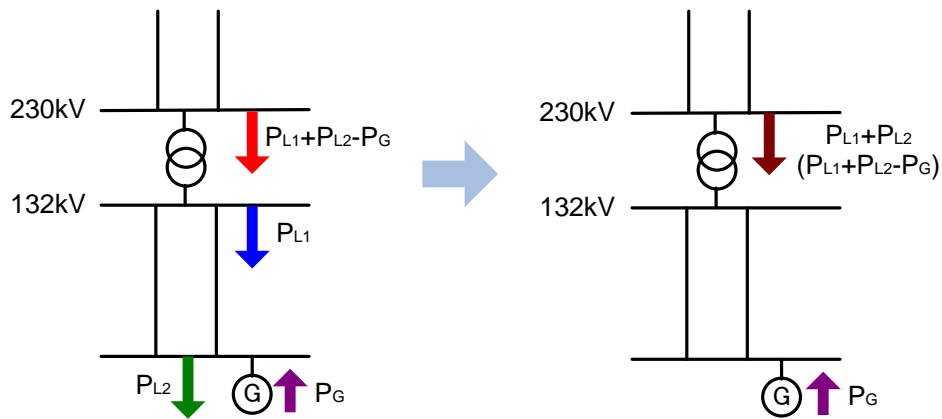
(4) 中・長期計画検討にあたっての系統模擬方法

中・長期計画検討にあたっての系統模擬方法については、図 9-5、図 9-6に示すとおり、132kV変電所負荷を 230kV変電所母線に縮約した。



出所：PSMP 調査団

図 9-5 132kV 変電所負荷統合



Note: Power flow in parenthesis is only used for the study on the necessary number of transformers.

出所：PSMP 調査団

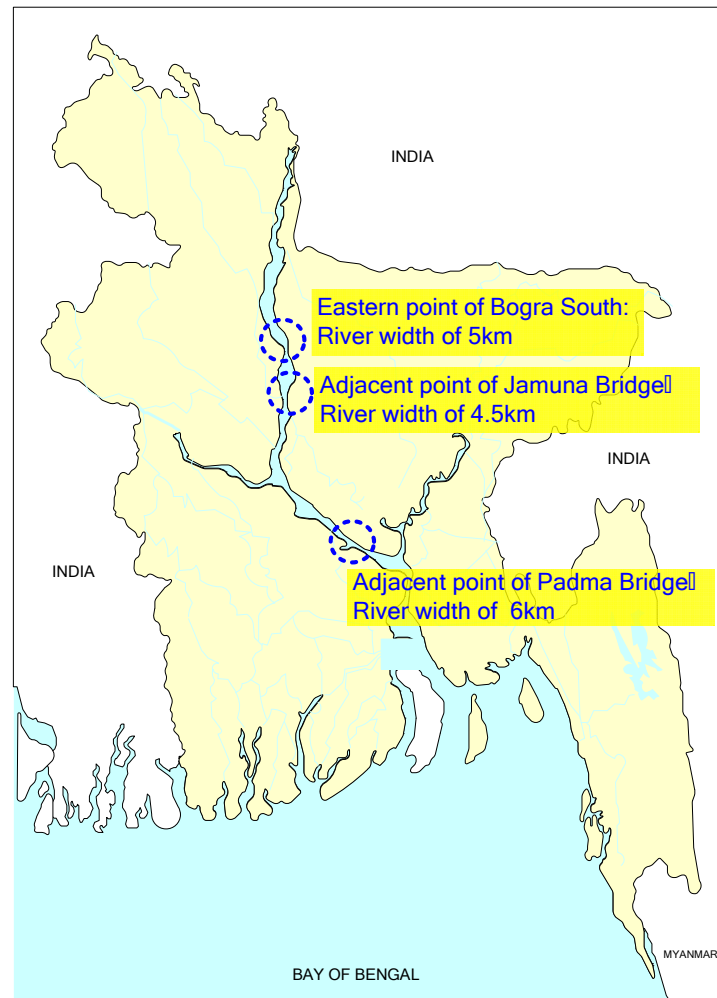
図 9-6 132kV 変電所負荷統合方法

(5) 河川横断送電線増強にあたっての基本的考え方

BPDB、PGCB との協議に基づき、Jamuna 川、Padma 川を横断する送電線増強にあたっては、以下の事項を考慮した。

(a) 候補地点

図 9-7に示すとおり、比較的川幅の狭いJamuna川、Padma川横断の3地点を候補とした。



出所： BPDB、PGCB、PSMP 調査団

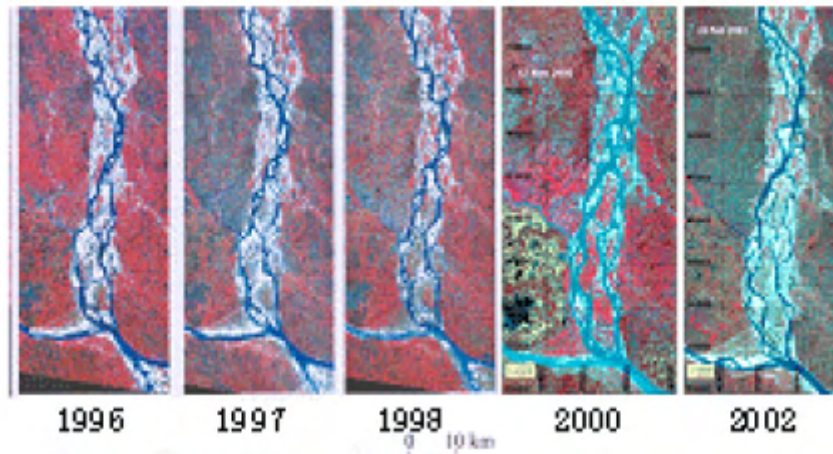
図 9-7 河川横断候補地点

(b) 川底ケーブルの適用可否

川底ケーブルの適用も考えられるが、以下の理由により困難と考えられることから、3地点とも川底ケーブルは適さないと判断した。

- 当該河川については世界有数の暴れ川で、図 9-8に示すとおり、ヒマラヤ山脈から運ばれてきた軽く細かい砂は、堆積・移動を繰り返し、網状河川かつ常に流路形状が変動している。また、一度の洪水で、川の位置が 5kmも移動することもあり、川底ケーブルの布設には不向きである。

- 仮に川底ケーブルを布設するためには、川の流れてケーブルが流されて、想定外の力がケーブルにかからないように川底に埋設し、侵食によりケーブルが露出しないよう深く埋設することが必要であり、コストが割高となる。
- また、堆積によって埋設の深さが深くなれば、ケーブルトラブル時に改修を行うことが極めて困難となる。



出所： 玉腰良樹「網状河川における河岸侵食とその制御に関する基礎的研究」岐阜大学院工学研究科土木工学専攻修士論文中間発表会（2005年9月）

図 9-8 Jamuna 川の年度別流路形態

(c) 送電線の大容量化

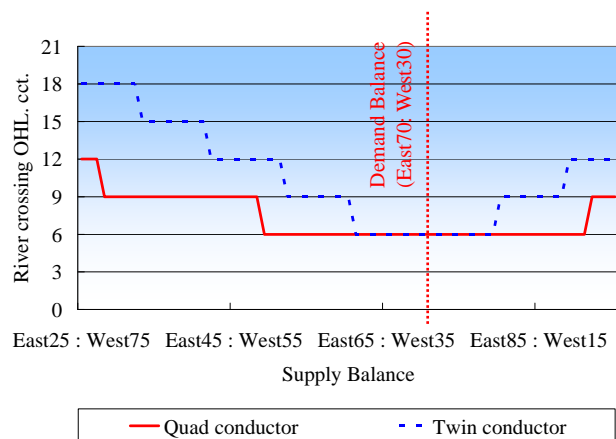
Jamuna 川を横断する送電線の建設には多大な費用が必要となるため、河川横断をする送電線回線数を減少させることにより、送電コストを削減することが可能である。

図 9-9 に供給力の東西バランスおよび送電線種（導体数）を変化させた場合の Jamuna 川横断回線数の概略検討結果を示した。河川横断送電線回線数を減少させるためには、

- 東西需要バランスにあわせた電源計画の策定
- 送電線の大容量化

が有効である。そこで、中・長期的に増大する西側から東側への連系潮流に対処するため、400kV 大容量送電線（4 導体）の採用を基本とする。

ここで等価断面積の単導体に比較して、多導体は、次のような特徴を有する。



出所： PSMP 調査団

図 9-9 Jamuna 川横断送電線回線数検討

- コロナ臨界電圧が15～20%程度上昇し、コロナノイズ、コロナ損が少ない。
- 線路インダクタンスが20～30%程度減少し、また静電容量が20～30%程度増加する。このため、サージインピーダンスが減少し、固有送電容量[SIL = (系統電圧)² 乗サージインピーダンス]が2割程度増加する。
- 表皮効果が少ないので、電流容量が多くとれ、送電容量が増加する。

(d) Padma 多目的橋への橋梁添架可否

現在計画されているPadma多目的橋（全長 6.15km）に400kVケーブル（XLPE 3000mm²）2回線を添架するスペースが管路方式で確保されている。^{1,2}

橋梁添架にあたって考慮すべき事項を以下に示す。

- 添架方式としては、ラダーやトラフへの布設と管路布設の2通りがある。ラダーやトラフであれば、通常のトンネル布設と同様な布設形態ででき、中間接続部も比較的施工はしやすい。
- 一方、管路方式は、管路内布設のため、長距離になれば、引き入れ張力の点から、ケーブルスパン長が制限され（通常の地中ケーブルでも同様）、また中間接続箇所（工事スペース含めて）を用意しておく必要がある。
- 通常の地中ケーブルと異なる点は、橋梁の伸縮（熱伸縮と、鉄道列車のような超重量物の通過に伴う垂直方向への橋のたわみ）、自動車や列車などによる振動、ケーブルの滑落（特に管路の場合、橋から地中に移行する区間）を考慮する必要がある。
- この対策としては、伸縮に対しては、パンタグラフ方式を用いた伸縮吸収装置や長大オフセットの設置、橋のたわみに対しては、角折れ吸収装置の設置、滑落では滑落防止装置がある。
- 橋の振動による中間接続作業への影響とともに、布設後のケーブルへの振動の影響も評価しておく必要がある。

400kV級ケーブルの橋梁添架は、架空送電線による河川横断と比較して、上記の伸縮吸収装置などの特殊設備を除けば、通常の地中ケーブルの建設コストとあまり変わらないことから、コストメリットはあるものの、日本国外での実績もなく、今回調査では従来型の架空送電線による河川横断を基本とした。なお、兩岸の送電線鉄塔については河川護岸工事と同時に設置することが好ましい。²

¹ ADB: "Proposed Technical Assistance Loan People's Republic of Bangladesh: Padma Multipurpose Bridge Design Project", November 2007

² Bangladesh Bridge Authority: "Environmental Assessment, Report: Padma Multipurpose Bridge Project", July 2010

表 9-5 河川横断方法の比較

オプション	利点	欠点
架空送電線	<ul style="list-style-type: none"> 「バ」国で 230kV における経験がある。 保守点検が容易である。 	<ul style="list-style-type: none"> 建設コストが高い。
ケーブル橋梁添架	<ul style="list-style-type: none"> 建設コストが安い 	<ul style="list-style-type: none"> 「バ」国で経験が無い。 橋構造等による制約がある。 他の設備（道路や鉄道）との併架のため、工事や保守を行う時、制約を受ける。 事故時の復旧等に長時間を要し、供給信頼度が著しく低下する。

出所：PSMP 調査団

なお、後述するように、2030 年断面において、当該地点の河川横断に必要な回線数は、400kV 架空送電線（4 導体）の場合 4 回線であり、400kV ケーブル（XLPE 3000mm²）の場合も概略 4 回線必要となる。

9.3 既存の送電網および送電網開発計画

9.3.1 既存の送電網

送電設備は 230kV の基幹系統とそれを補完する 132kV の送電線で構成されており、回線亘長は 230kV 送電線が 2,644.5km、132kV 送電線が 5,818km である（2010 年 6 月末現在）。

230kV 基幹系統は、すべて 2 回線で構成され、首都圏周辺では 132kV 系統とあわせてループを形成している。

230kV 系統は首都圏周辺にある主要変電所を結ぶとともに、東西地域を連系している。

首都圏に新設を計画している Meghnaghat～Aminbazar 送電線は当初 230kV 運転であるが、将来は 400kV に昇圧する予定である。

変電設備は表 9-6、表 9-7に示すとおり、230/132kV 変電所が 15 箇所(出力 6,850MVA)、132/33kV が 93 箇所（出力 9,899MVA）である（2010 年 6 月末現在）。

図 9-10、図 9-11に代表的な 230kV 送変電設備を示す。また、図 9-12に「バ」国の送電系統図（132kV 以上）を示す。

表 9-6 既設変電設備 (230/132kV 変電所) (2010 年 6 月末現在)

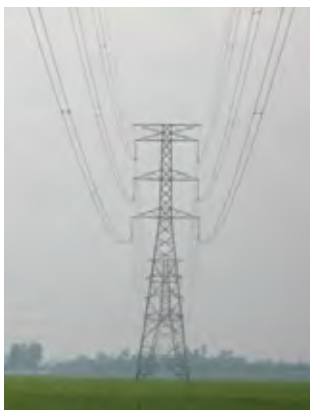
	PGCB		BPDB		DPDC	
	箇所数	出力 (MVA)	箇所数	出力 (MVA)	箇所数	出力 (MVA)
南部 (Chittagong)	1	450				
中央部 (Comilla)	1	225	1	300		
Dhaka	5	3,375	1	250		
西部 (Khulna)	1	450				
北部 (Bogra)	4+1 (開閉所)	1,800				
計	13	6,300	2	550		
合計出力	6,850					

出所：PGCB Special Annual Bulletin (2010.7)

表 9-7 既設変電設備 (132/33kV 変電所) (2010 年 6 月末現在)

	PGCB		BPDB		DPDC	
	箇所数	出力 (MVA)	箇所数	出力 (MVA)	箇所数	出力 (MVA)
南部 (Chittagong)	11	1,317	2	103	1	30
中央部 (Comilla)	9	837	2	157		
Dhaka	21	2,973	1	100	12	1645
西部 (Khulna)	17	1,367			Bheramara GKP	20
北部 (Bogra)	17	1,350				
計	75	7,844	5	360	13	1,695
合計出力	9,899					

出所：PGCB Special Annual Bulletin (2010.7)

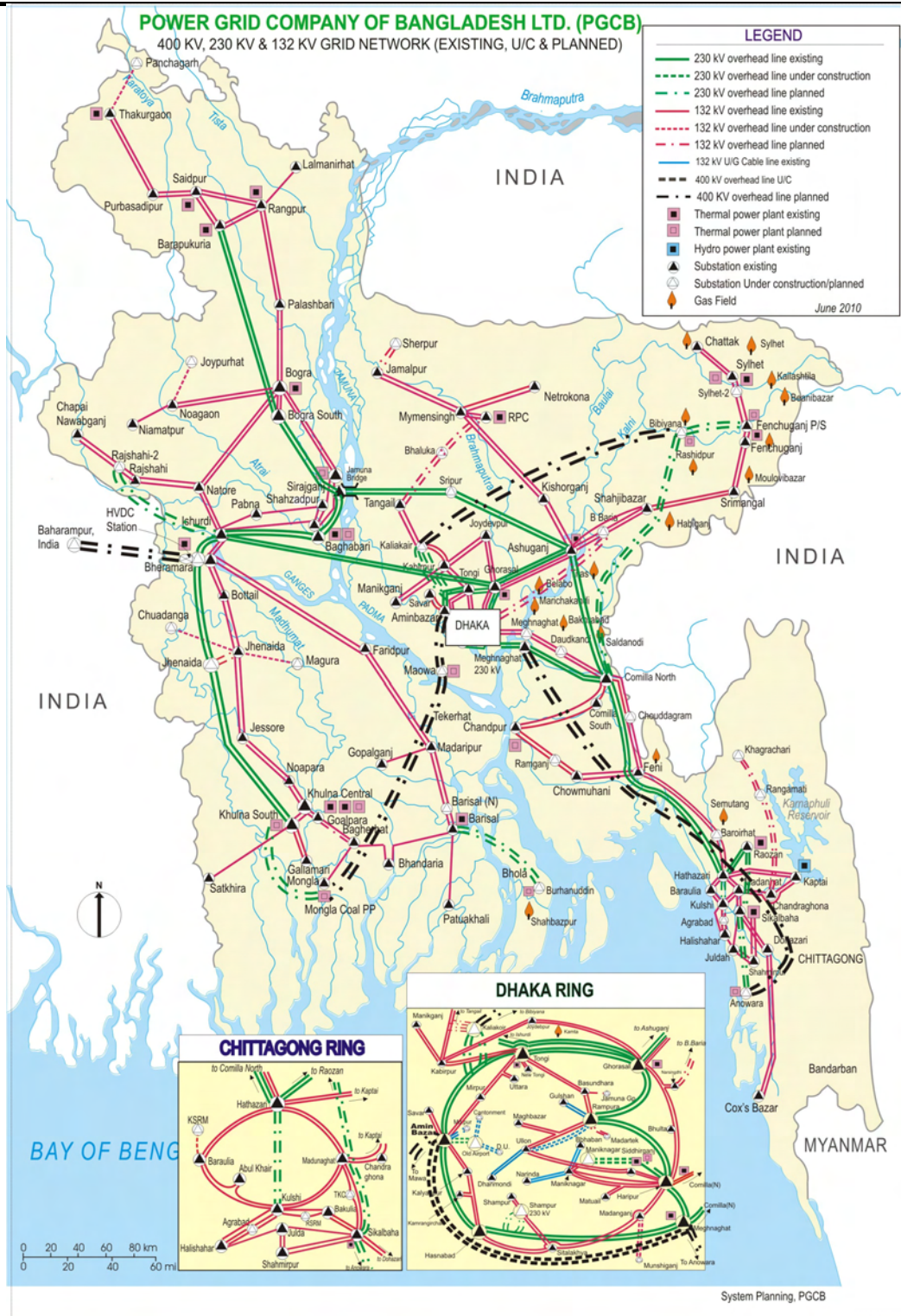


出所：PSMP 調査団 (2009 年 11 月撮影)

図 9-10 230kV Barapukuria～
Bogra South 送電線

出所：PSMP 調査団 (2009 年 11 月撮影)

図 9-11 230/132kV Bogra South 変電所



出所：PGCB

図 9-12 送電系統図 (132kV 以上、2010 年 6 月時点)