第５章　北西部発電会社の現状と課題

北西部発電会社（North-West Power Generation Company Limited : NWPGCL）は、2007年８月28日にBPDBによりバ国会社法（The Company Act, 1994）による株式会社（Limited Company）として設立された。

設立の直接の理由は、ADBより融資を受けて建設するSirajganj 150MW peaking power plant（2010年度完成予定）およびKhulna 150MW peaking power plant（2010年度完成予定）にかかわるADBとバ国政府間の2007年６月28日締結の融資契約（2332-BAN）で合意された条項に従い、当該Sirajganjとクルナの発電会社を保有し、運転する発電事業を実施するためである（ADB融資契約2332-BANの概要は、「コラム５－１」を参照）。

NWPGCLは、ADBからの融資資金により建設するSirajganjおよびクルナの発電設備を保有・運転するが、ベラマラ新発電所についてもNWPGCLが保有・運転する予定である。したがい、NWPGCLは本格調査が実施された場合の相手国機関の一員となるとともに、ベラマラ新発電所の建設資金に対して円借款が供与された場合、NWPGCLがその設備を保有・運転する実施機関となる。本章ではNWPGCL設立に至ったバ国電力セクターの現状および分社化に関連する課題ならびにNWPGCLに関する今後の課題等について記述する。

５－１　電力セクター改革におけるBPDBの分社化

５－１－１　電力セクター改革と分社化についての現状と課題

電力セクター改革の概要については、「３－６　電力セクター改革」に記載のとおり、発電、送電、配電の各部門の水平分離の方針と電力セクターの分社・株式会社化の方針がある。現時点（2007年10月31日）において存在する政府保有の電力セクターにおける公社・会社を表５－１－１として掲げる。

コラム５－１　ADB融資契約2332-BAN

ADBとバ国政府間の2007年６月28日締結の融資契約（2332-BAN）の総額はUS$400, 000, 000であり、下記の４プロジェクトに対する融資である。

・NWPCGLのSirajganjとクルナの新規発電設備　（US$145, 110, 000）
・PGCB400kV送電線新設等　（US$105, 090, 000）
・DPDCのダッカ市配電線改良（US$49, 630, 000）
・DESCOのグルシャン地区ほか配電線改良　（US$100, 170, 000）

償還期間は据置期間５年を含め25年、金利はLIBOR+0. 6%p.a.である。

この融資契約Section 6. 01において、NWPGCLの設立、機能を果たすための執行役員、経営者の任命、必要な資産の譲渡や権限の付与等を融資契約の発効条件の一つとして規定している。

なお、ADB融資契約（2332-BAN）は添付資料５－１を参照。

表５－１－１　バ国政府保有の電力セクター公社・会社

名前	設立法	株主	設立年	事業内容	売上高	純利益
BPDB（Bangladesh Power Development Board）	Presidential Order #59	MEMR 出資者	1972	- Single Buyer - 発電（設備 3, 500MW） - 配電（他社地域を除く） - 配電会社への売電	46, 568	▲9, 381
DESA（Dhaka Electric Supply Corporation）	Act in 1990	MEMR 出資者	1990	Dhaka 地域での配電（一部委譲済み）	12, 129	▲338
PGCB（Power Grid Company of Bangladesh）	Company Act 1994	BPDP	1996	- 送電 - 中央給電指令	5, 277	620
DESCO（Dhaka Electric Supply Company）	Company Act 1994	DESA	1997	Dhaka 地域での配電（DESA から委譲を受けた地域で配電）	5, 534	548
APSCL（Ashuganj Power Station Company）	Company Act 1994	BPDB	2000	Ashuganj 発電所（660MW）での発電	4, 597	5
WZPDCL（West Zone Power Distribution Company）	Company Act 1994	BPDB	2002	南西部地域における配電	3, 988	88
EGCB（Electricity Generation Company of Bangladesh）	Company Act 1994	BPDB	2004（名称変更）	発電（設備建設中）	0	0
DPDCL（Dhaka Power Distribution Company）	Company Act 1994	DESA	2006	Dhaka 地域での配電（DESA を引き継ぐ）	NA	NA
NWZPDCL（North-West Zone Power Distribution Company）	Company Act 1994	BPDB	2007	北西部地域における配電（未活動）	NA	NA
NWPGCL（North-West Power Generation Company）	Company Act 1994	BPDB	2007	発電（未活動）	NA	NA

注：2007 年 10 月 30 日現在における状況である。
：売上高および純利益は単位：百万 Taka で表している。BPDB、PGCB および WZPDCL は 2005/2006 年度。DESA と DESCO は 2005 年度。APSCL は 2004 年度である。
：BPDB の発電設備 3, 500MW は、Ashuganj 発電所 660MW を含む。
出所：Annual Report および Final Report, Power Sector Financial Restructuring and Recovery Plan

表５－１－１の全会社の利益を単純に合計すると 8, 458 百万 Taka の純損失となるが、財務内容は下記の要素もあり、極めて悪い。

（１）BPDB および DESA は 63, 234 百万 Taka および 32, 175 百万 Taka（合計 95, 409 百万 Taka）の巨額の繰越損失金を有している。

（２）BPDB および DESA の売掛金は、それぞれ 51, 232 百万 Taka および 12, 080 百万 Taka あり、その金額は両社とも年間売上高以上あるいは近い。なお、BPDB の売掛金には DESA よりの未回収金（DESA の未払い）が 30, 000 百万 Taka 以上ある（これ以外に、BPDB と DESA の間での、販売電力量の記録に差があり、実態の把握は非常に困難である）。

（３）BPDB の会計・経理処理は、多くの個別会計単位を本社で集計しているが、不明勘定が 2006 年６月末で 3, 595 百万 Taka ある。

（４）BPDB の貯蔵品の帳簿価額は 7,338 百万 Taka である。しかし、実価値は低いと思われる。
（５）BPDB（DESA も含め）は企業年金制度を採用している。しかし、このための年金資産および計上されている退職給付引当金は極めて少額である。

上記の要素を考慮すると、政府保有の電力セクターにおける公社・会社（特に BPDB と DESA）の損失累計は 2000 億ルピーを超える可能性もある。

政府保有の電力セクターの分社化は、企業経営の手法による合理的な事業の運営・運用を確立する目的がある。企業経営には、正確な企業情報・経営情報の把握は欠かすことができず、会計情報は最重要情報である。分社化により設立した会社は、旧 BPDB（および DESA）の事業資産・事業負債を引き継ぎ、これらを新会社の会計帳簿に記載することとなる。その際、不良資産や過去の損失にかかわる累積債務の処理が問題となる。

現在、WB は Earnest & Young（India）による政府保有電力セクターの資産・負債の見直しに関する技術援助を供与している。

５－１－２　バ国会社法

「５－１－１　電力セクター改革と分社化についての現状と課題」での分社化[1]は、バ国会社法（The Company Act 1994）による株式会社（company limited by share）を設立する分社である。設立法であるバ国会社法の株式会社の概要は、以下のとおりである。

（１）株式会社には公開会社（Public Company）と非公開会社（Private Company）があり、非公開会社の場合は、株式の譲渡制限、株式公募の禁止、株主数 50 名以内の制限がある。上場株式会社は公開会社に限られる[2]。
（２）バ国の株式会社は、バ国の会社法により、また各会社が定める Memorandum of Association と Articles of Association（以下、総称して「定款」と記す。）の定めに従って運営される[3]。
（３）定時株主総会の開催（年１回）が義務づけられ、取締役の選任、会計監査人の選任、財務諸表の承認、配当の決議がなされる。
（４）取締役会において経営方針・経営事項が決定される。
（５）業務の執行は、執行役員（Managing Director）によりなされるが、取締役が執行役員を兼任する場合もあれば、取締役は執行役員にならない場合もある。
（６）会計監査人は公認会計士（Chartered Accountant）でなければならず、定時総会に提出する財務諸表は会計監査を受けたうえで、監査報告書が添付されなければならない。
（７）定時株主総会は事業年度終了の日から９か月以内に開催しなければならない。

2000 年 1 月の Policy Statement on Power Sector Reforms は、“Corporatization and commercialization”と掲げており、この方針に従い、複数の株式会社へのリフォームという形で

[1] 現在までの BPDB の分社化は、日本の会社法の会社分割の手法で実施されているわけではない。新規に株式会社を設立し、その会社に事業譲渡を行う形を採っている。
[2] PGCB と DESCO は設立時は非公開会社であったが、その後定款変更を実施して、公開会社となった。
[3] 日本の会社定款は、Memorandum of Association と Articles of Association の双方の記述を含むため、それぞれの和訳は困難であることから、付さないこととする。なお、前者は、会社の名称、住所、目的等対外的事項を定め、後者は、株主総会、取締役、取締役会等会社の内部の機関についての事項を定める。

政府電力セクター企業の分社[4]を展開している。

５－１－３　電気事業経営

表５－１－１にBPDBの発電設備は3,500MWと記載したが、BPDB Annual Report 2005-2006には発電設備合計が3,985MWとなっている。設備は経年劣化により初期の性能より劣る。経年劣化を考慮したとしても、BPDB Webの、2007年10月31日現在における実際に運転可能な火力発電設備の合計出力約1,900MWは低すぎると考えられる。メンテナンスによる停止もあるが、火力発電設備のうち40%が使用不可能というのは問題があると考えられる。

表５－１－２は、過去３年間のBPDBとIPPの発電を比較した表である。水力発電と火力発電は性格が異なることから、比較は適切でなく、参考情報である。比較結果、BPDBの火力発電設備のPlant Factorは、50%に到達しておらず、一方IPPは70%以上であり、CDC GlobergのHaripurとMeghnaghatは、年によっては80%以上のPlant Factorで運転されている。なお、Plant Factorは、次の式により計算された値であり、発電量をパーセント表示したものである。

$$\text{Plant Factor} = \frac{\text{年間（または一定期間）発電量　(MWh)}}{\text{その期間の時間数} \times \text{発電設備能力 (MW)}}$$

Plant Factorは、単純に発電量をパーセント表示していることから、ピーク発電の使命を帯びた発電設備はPlant Factorが低くなる。そのため、BPDBの発電設備全般を見渡して判断する必要があり、発電設備の最近３年間の各年度のPlant Factorで上位５設備（発電所ではなく、発電機別とした）を表５－１－３に示した。結果、Plant Factorの高い設備が少ないといえ、問題がある。

[4] 表５－１－１のとおり、バ国の電力事業は元来BPDBの独占であった。DESAはBPDBとは切り離してMEMR傘下に設立された。BPDBの配電部門を分社化した際に、その持株会社はDESA分社の結果としてのDESCOやDPDCLも含むかどうかは、今後の課題である。

表５－１－２　BPDB と IPP の発電設備容量と発電量

	設備容量 (MW)	2004-2005		2005-2006		2006-2007	
		発電量 (GWh)	Plant Factor	発電量 (GWh)	Plant Factor	発電量 (GWh)	Plant Factor
BPDB Hydro	230	865	42.9%	623	30.9%	566	28.1%
BPDB Thermal	3,270	12,374	43.2%	13,833	48.3%	13,972	48.8%
BPDB 合計	3,500	13,239	43.2%	14,456	47.1%	14,539	47.4%
Khulna Power	110	564	58.6%	699	72.6%	747	77.5%
Westmont	90	560	71.0%	492	62.5%	492	62.4%
NEPC	110	583	60.5%	669	69.4%	656	68.0%
Meghnaghat	450	3,243	82.3%	3,139	79.6%	2,883	73.1%
Haripur	360	2,382	75.5%	2,564	81.3%	2,536	80.4%
RPCL	140	608	49.5%	722	58.9%	931	75.9%
IPP　合計	1,330	7,939	68.1%	8,286	71.1%	8,245	70.8%
総合計	4,600	21,178	52.6%	22,742	56.4%	22,783	56.5%

出所：BPDB

表５－１－３　BPDB の最近３年間における Plant Factor 上位発電設備

2004-2005 年度		2005-2006 年度		2006-2007 年度	
発電設備	Plant Factor	発電設備	Plant Factor	発電設備	Plant Factor
Baghabari 100 MW Gas Turbine	79.3%	Ashuganj 2×64 MW Steam Turbine	69.0%	Baghabari 100 MW Gas Turbine	84.4%
Baghabari 71 MW Gas Turbine	70.3%	Siddhirganj 210 MW Steam Turbine	65.6%	Ashuganj 2×64 MW Steam Turbine	80.2%
Khulna 1×110 MW Steam Turbine	60.4%	Baghabari 100 MW Gas Turbine	62.8%	Sylhet 1×20 MW Gas Turbine	79.3%
Rauzan 210 MW Steam Turbine (2nd)	59.0%	Rauzan 210 MW Steam Turbine (2nd)	61.2%	Ghorasal 210 MW S/T (5+6th Unit)	67.7%
Ashuganj 3×150 MW Steam Turbine	58.4%	Rauzan 210 MW Steam Turbine (1st)	60.0%	Fenchuganj C.C.	67.1%

出所：BPDB

BPDB の火力発電における 2006～2007 年度の燃料消費量、発電燃料原価等を表５－１－４に示す。

BPDB の火力発電の年間発電量 13,972GWh のうち、13,131GWh が天然ガスであり、94%が天然ガスである。発電燃料コストもガスが安く、軽油を燃料とするガス・タービンは高い。なお、燃料コストは、kWh 当たりで表現しており、この金額は燃料のみのコストであり、発電コストは、運転・費用コスト、設備償却費、設備資金コストが加算される。

表５－１－４　BPDB の火力発電における 2006～2007 年度の燃料消費量、発電燃料原価ほか

発電所形式と燃料 []内は燃料消費量の単位	発電量 (GWh)	平均燃料 単価 (Taka)	年間燃料 消費量	燃料費 (百万 Taka)	燃料 消費率 (/kWh)	燃料 コスト (Taka/ kWh)
一般火力（天然ガス）[百万 cft]	10, 107	2. 61/m^3	116, 283	8, 595	11. 505cft	0. 850
一般火力（重油）[K.lit]	273	18. 4/lit	110, 301	2, 030	0. 404lit	7. 438
一般火力（石炭）	1, 081	4200/ton	0. 510	2, 143	0. 472kg	1. 981
ガス・タービン（天然ガス）[K.lit]	1, 423	2. 61/m^3	20, 804	1, 538	14. 624cft	1. 081
ガス・タービ（軽油）[K.lit]	224	33. 96/ltr	96. 561	3, 280	0. 431lit	14. 627
ガス・タービン（航空燃料）[K lit]	44	33. 28/ltr	18. 489	615	0. 424lit	14. 122
ディーゼル（軽油）[K.lit]	10	32. 49/ltr	3. 608	117	0. 355lit	11. 519
ディーゼル（重油）[K.lit]	4	18. 76/ltr	1, 540	29	0. 396lit	7. 435
コンバインド・サイクル（天然ガス）	805	2. 61/m^3	9, 174	678	11. 398cft	0. 843
天然ガス発電の合計[百万 cft]	12, 335	2. 61/m^3	146, 261	10, 811	11. 858cft	0. 876
合計／平均	13, 972			19, 043		1. 363

出所：BPDB

一方、原油価格上昇に伴い、重油、軽油、航空燃料を使用する発電燃料原価は極めて高くなっている。しかし、原油価格を CIF で 100US$／バレルと想定し、精製費用／輸送費を 15%、為替レートを 68Taka/US$と仮定して軽油価格を試算すると 1 リットルが 49Taka になるのであり、1 リットル 34Taka は高くはない。2007 年 5 月以降の価格は 1 リットル 40Taka であるが、この価格でも高いとはいえず、発電用として特別価格を適用していると思われる。東部地域の火力発電所はすべて天然ガスを燃料としており、石油による火力発電は西部のみである。

BPDB の火力発電における燃料費用を IPP と比較したのが、表５－１－５である。IPP にはコンバインド・サイクルもあることから、燃料費は低い。

表５－１－５　発電燃料費用の比較（2007 年 11 月）

	cft/kWh	Taka/kWh
BPDB ガス火力発電所の平均	12. 1	0. 90
IPP ガス火力発電所の平均	7. 7	0. 57
NEPC Haripur	7. 8	0. 58
CDC Haripur	6. 6	0. 49
CDC Meghnaghat	7. 0	0. 52
Westmont	12. 9	0. 95

出所：BPDB Web と Petrobangla Web の Daily Report より計算

電力は、生活の必需品であり、貧困削減にも重要であり、産業用にも必需品である。電力供給が滞りなく実施されるためには、健全な収支であると同時に合理的な経営が行われて不必要

なコストが発生しておらずステークホルダーのすべてから支持されていることが必要である。

しかし、現実の収支は表５－１－１に示したような状態で、さらには表５－１－１の説明にあるように多くの問題事項がある。設備の信頼性は低く、火力発電の燃料費もガス火力の場合で IPP と比較して、総平均で IPP は BPDB より 35%低い。

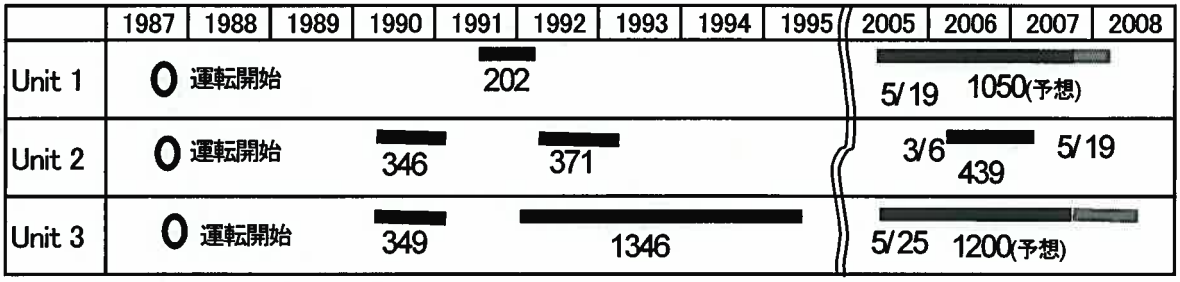
「コラム５－２」にハリプール発電所の長期停止事故について記載したが、同じような理由・原因で停止している発電所がほかにもある。このような事故により長期停止に至った原因の第一は責任ある経営の欠如にあるといえる。

コラム５－２　ハリプール発電所の事故による長期停止

BPDB ハリプール発電所の１号基、２号基、３号基は、それぞれ 1987 年 10 月、11 月、12 月に完成し運転を開始した。

しかし、２号基と３号基は、２年あまり経過した時点で、事故により１年近くの停止となり、１号基も４年足らずで 200 日を超える事故停止となった。そして２号基と３号基は復旧から１年ほど経過すると再び事故停止となり、３号基のこの時の停止は 1,346 日に及んだ。下図の黒線がその停止した期間である。

2007 年 10 月 31 日現在、ハリプール発電所では２号基のみが稼働中である。１号基と３号基は 2005 年５月から事故で既に２年以上停止状態で、２号基も 2006 年３月から１年以上事故により停止していた。１号基と３号基の復旧予定は 2008 年３月と７月であり、最近の事故停止状況も下図に示したとおりである。



このような事故による発電設備の長期停止は、ハリプールに限ったことではなく、2007 年 10 月 31 日現在で、長期停止の発電設備はハリプール以外にバガバリ 71MW（2006 年２月より）、Sahibazar ８号基 30MW（2006 年２月より）と９号基 30MW（2006 年７月より）、クルナ 60MW（2006 年７月より）、Ghorasal 130MW（2007 年３月より）、Ashuganj ５号基 150MW（2007 年７月より）がある。

すなわち、特にガス・タービンは高温部品等が高価であり、メンテナンスのためには、計画的に部品在庫を保有し、一定運転時間ごとに、交換やオーバーホールを実施する必要がある。内容に応じて、メーカー技術者等専門家によるサービスも必要とする。これらすべては、外貨であり、しかも高額となる。

一方、電力不足のために、設備を停止しての保守・点検を実施することの決断が困難となり、事故の前に停止するのではなく、事故により停止し、結果として長期の復旧工事費と復旧費用

を要することとなっている。2007年10月31日現在で、ハリプール１号基、３号基、バガバリ１号基が停止しているが、このような原因である（「コラム５－２」を参照）。

事故の原因は複数の要素が絡み合った結果の可能性もある。事故の原因を究明し、その対策を講じることは経営の重要事項である。その観点からすれば、長期停止の最大の責任者は、経営者である。本来であれば、経営者が再発防止のためにあらゆる努力を払うべきである。現場の運転・保守にかかわる技術者・作業者の権限は限られており、高額部品を購入する権限も発電機をメンテナンスのために停止する権限もなく、場合によっては、現場の技術者が保管中の部品の在庫チェックさえ、数多くの手続きを踏まねば実施不可能であると耳にしたこともある。

BPDBは政府のBoardであり、特別会計により実施されている政府事業といえる。このため、日常的に停電が発生している事態で、発電所を停止することの決定権が発電所には存在せず、BPDBの最高意志決定機関であるBoardになってしまっている。すなわち、組織内のルール（そのルールも最高意志決定機関が作成するものであるが）が不明確であれば、その組織の最高意志決定機関に判断を委ねざるを得ない。設備の効率的な運用という観点で見れば、2000年のVision StatementとPolicy Statement on Power Sector Reformsに沿って、分社化・株式会社化を進めることが、過去の反省点を踏まえた経営改革を実施することであり、有効かつ現実的方法であると考えられる。

５－１－４　BPDBの発電部門の分社化とSBUの推進

Ashuganj発電所とハリプール発電所が、BPDB発電部門改革の中で最初に着手され、2001年のPolicy Statement 2.4項にも、Ashuganj発電所の分社とハリプール発電所のprofit center化の決定が記載されている。

ハリプール発電所が、分社化ではなく、SBUとしての取り組みであった理由に、労働組合との円滑な解決という面も存在した。ハリプールSBUについては、「コラム５－３」に記載したが、SBUはBPDBのBoardに過度に集中している権限を適切に部門、発電所等に付与することにより効率的かつ合理的な運営を計ろうとした制度であった。しかし、単に特定のハリプール発電所の組織のみをSBUとの呼び名で特別扱いをしても、同等の立場で相互に牽制をし、協力・競争する他の組織が存在しない以上は限界があり、また適切にサポートし運用する本社管理部門がなくBoardが直接にすべてを管轄するBPDBのシステムを超越する仕組みの構築は困難であった。

BPDBによるSBUの取り組みは、ハリプールSBUが初めてであった。他の発電所ではバガバリ発電所がSBUとなったが、それ以上には発電部門では広がらなかった。SBUも多くの発電所に広がり、制度も整備されていけば、経営の改善、効率的運用に有効な手段であったと考えられるが、制度として整備される方向にならなかった。

コラム５－３　ハリプール発電所 SBU

ハリプール発電所 SBU は、2000 年１月 25 日に第１回の Haripur Plant Management Board が開催され、発足した。（第１回の Haripur Plant Management Board 議事録の英訳は「添付資料５－２」参照）

ハリプール SBU の組織は、Plant Management Board を発電所運営の意志決定機関とし、発電所内部組織の長により執行機関である Plant Management Committee を組織する２つの機関をその運営の中核とし、日本の会社法でいえば、委員会設置会社のミニ版のような組織であった。ハリプール SBU の目的は、発電所の権限と独立性を確保し、発電所の効率的な運営を行い、事故の発生を防ぐことであった。

Plant Management Board には、BPDB Chairman、Member Generation、その他 BPDB の Board Member が多数参加することにより、Haripur Plant Management Board の決定は、BPDB Board の決定と同レベルであることによりハリプール SBU の独立性を得た面がある。

ハリプール SBU は、本社とは独立した支店・支部のような存在であるが、支店・支部が有効に機能するためには、本社における支店・支部のサポート部門が存在して有効となる面がある。しかし、ハリプール SBU には、そのような本社組織は存在せず、逆に Plant Management Board が BPDB の Board と同じ Member が多く存在したことから、有効な牽制機能が双方ともに働かず、また BPDB が明確な組織ルールを定め組織運営するのではなく、その都度 Board が必要な決断を行うという組織運営であったために、BPDB からの独立性よりは従属性が大きくなってしまった面がある。

ハリプール SBU は、BPDB 内部の組織であり、最終的には BPDB Board の決定に従う義務を持つ組織であった。その意味で、ハリプール SBU の組織ルールも、BPDB Board が常に変更する権利を保有するのであり、内部に牽制機能・牽制組織が確立されていない状態で、その機能には限界が存在した。

ハリプール SBU の取り組みは、BPDB 職員の士気向上に好影響をもたらした。すなわち、表３－６－１の IPP が 1998 年から運転を開始し、BPDB の独占であった電気事業においても発電部門に IPP が参入し、BPDB 職員に多少の危機意識が生じていた時期であった。給与も IPP のほうが高い。一方で、BPDB での雇用は公務員と同等待遇で安定しているが、ボーナスは２～３年遅れで支給され、職務成果はほとんど報われない状態であった。SBU は、BPDB の職員としての雇用を保証する一方で、査定は SBU 内で完結する制度であったことから、職務成果・労働成果・業績成果に対しての報酬がボーナスに結びつきやすい制度であったからである。配電部門においては、SBU が DESA にも広がり最終的には BPDB と DESA を併せて配電 SBU が 24 を数えるに至った。配電においては、代金回収率の向上やロス率の低減等数値目標の作成が比較的容易であったことが、拡大した理由にあると思える。

一方、株式会社として分社する方法を採用したのが、Ashganj 発電所の APSCL であった。し

かし、APSCL に関する調査を本報告書にては実施していないため、APSCL に関する調査ならびに評価も実施し今後の参考とすべきと考える。なお、ハリプール SBU についても SBU として運用が継続したのであり、ハリプール SBU の調査・評価の実施は今後の分社化を考えるためにも必要であると考える。

５－１－５　売電契約（PPA）

2001 年の Policy Statement 5. 3. 3 項は、Single Buyer 制度を適用するとしている[5]。Single Buyer 制度の場合、以下の制度・手続きにより電力供給を行うこととなり、各発電会社と Single Buyer 間の PPA が重要となる。

・発電会社はその発電した電力を Single Buyer に販売する。
・Single Buyer は電力需要に対し、最も合理的な発電（Economic Dispatch）となるように発電会社各社の各発電機に発電指令を発し、需要家に供給する（バ国の場合は、配電会社に卸売り販売する）。

Single Buyer は、Policy Statement 5. 3. 3 項の Economic Dispatch を実施するため、発電機ごとの性能と状態および送電系統の性能と状態を常に把握し、刻々と変化する電力需要に対応した給電指令を発して安定供給を確保することとなる。各発電機の状態は発電所からの年間、四半期、週間、翌日等の予定報告や SCADA によるモニター等で把握されていることが必要であり、性能やコストについては PPA に記載されていることが必要である。

Economic Dispatch においては、BPDB の発電子会社であるか IPP であるかの区別は存在せず、NWPGCL を含め BPDB 発電子会社の PPA は、IPP に特有な例外的な条項を除き、すべて IPP と同一の PPA になるはずである。また、基本項目は同一でなければ Economic Dispatch を実施する際の障害となる[6]。したがい、BPDB 発電子会社が締結する PPA は、各発電機の性能等に関する部分と Tariff 等の部分を除き、IPP を含め標準契約書を採用することになると考えられる。

Private Sector Power Generation Policy 4. 1 項は、PPA の Tariff 構造を Capacity Payment と Energy Payment の２つのコンポーネントと規定している。Capacity Payment は Debt Service、Return on

---

[5] Single Buyer 制度を残しつつ、あるいは Single Buyer から移行して将来電力市場取引や電力託送による発電会社と需要家との直接契約等に移行する可能性は存在する。現在、PGCB 送電線や配電会社の配電線を利用した電力託送制度は、バ国に存在しないが、例外として SPP (Small Power Plant) あるいは CPP (Captive Power Plant) が発電した電力については、託送および配電会社や需要家に直接販売することが認められている。(1996 年の Policy Guidelines for Small Power Plants および 2007 年の Policy Guidelines for Power Purchase from Captive Power Plan)
SPP は、2007 年４月現在で 90MW 存在し、例えば、次の United Summit Power による SPP プロジェクトがある。
設備：11MW Gas Engine 発電機　３設備（３地点）
地点：ダッカ郊外〔Dhaka（Ashulia)、Narsinghdi および Comilla〕
発電開始：2006 年
電力販売先：各地域の REB　３組合（15 年間の PPA）
販売方法：REB 33kV 配電網に送電
プロジェクト総額および資金調達：20 百万 US$で、IFC による出資３百万 US$と融資４百万 US$を受けた。

[6] 現存する BPDB 発電子会社の PPA は、APSCL の IPP であるが、契約書の確認はできていない。子会社ではないが、ハリプール SBU の社内 PPA は、IPP と同一 PPA を目指していた。

Equity や O&M 固定費等の固定費をカバーし、発電設備の実出力と Availability[7] に比例した金額とし、Energy Payment は、燃料費を中心とした変動費をカバーし、電力実引渡量に比例した金額としている。

現在稼働中の IPP で、表５－１－２に記載したように、ハリプールと Meghnaghat の２設備による発電量が IPP 発電量のなかで 66～70%を占める。それぞれ、天然ガスを燃料とする 360MW と 450MW のコンバインド・サイクル発電設備であり、表５－１－５のように燃料消費率は 6.6～7.0cft/kWh であり、0.49～0.52Taka/kWh と想定される。したがい、Meghnaghat とハリプール IPP の Energy Tariff を 0.6Taka/kWh と仮定すると、Capacity Tariff は Meghnahat が 700Taka/kW・月でハリプールが 400Taka/kW・月程度と想定される。Plant Factor 80%で Availability 90%と仮定して年間電力代金を計算すると表５－１－６のとおりとなる。

BPDB 発電子会社からの売電は電力卸売りに該当すると考えられ、Bangladesh Energy Regulatory Commission Act, 2003 の第 31 条に従いエネルギー管理委員会（Bangladesh Energy Regulatory Commission : BERC）により決定されることとなる。入札により落札された PPA Tariff については、価格の公正性について入札を経て確証されていると考えられる。一方、BPDB 発電子会社からの売電については、現在のところ APSCL のケースが存在するのみである[8]。

表５－１－６　ハリプールと Meghnaghat の PPA 売電収入構造の推定

単位：百万 Taka

	設備容量	年間発電量	Energy Tariff (Taka/kWh)	年間 Energy Payment	Capacity Tariff (Taka/kW・月)	年間 Capacity Payment	年間売電収入	平均売電収入 (Taka/kWh)
Haripur	360MW	2,523GWh	0.6	1,514	400	1,555	3,069	1.22
		(2,564GWh)				(3,393)	(1.32)	
Meghnaghat	450MW	3,154GWh	0.6	1,892	700	3,402	5,294	1.68
		(3,139GWh)				(5,373)	(1.71)	

注：下段の括弧内の数字は、BPDB Annual Report 2005-2006 にある実績値であり、比較のために記載した。
：年間支払額は、Plant Factor 80%で Availability 90%として算出している。

ベラマラ 450MW コンバインド・サイクル発電設備からの売電 PPA の Tariff については、2011 年の運転開始を目指して取り組み中の Bibiyana と Sirajganj の IPP（双方とも天然ガスを燃料とする 450MW コンバインド・サイクル発電設備でありベラマラ新発電設備と同一である。）が、その比較対象になると考えられる。ベラマラ新発電設備の売電 Tariff が IPP と比較して相当高いとなった場合、ベラマラ新発電についてその取り組み方針を見直さざるを得ない場合もあり得ると考えられる。なお、売電 Tariff は発電設備建設の入札が実施された段階で、設備金額が確定されるはずであり、設備着工後にプロジェクトの基本方針の見直しとなる事態は発生しな

[7] Availability とは、450MW の発電機が 400MW で運転をしていても、450MW の能力を保有していれば、450MW とする考え方である。もし、一部機器の故障により 300MW に能力が落ちていれば、Availability は 300MW である。（運転出力より設備の実能力を基準とする考え方である。）

[8] ハリプール SBU の社内 PPA の存在はあるが、社内 PPA であり、Regulatory Commission を含む独立性ある機関からの検証を受けておらず。また、実際に締結された PPA は試験的取り組みの色彩が強く、その Tariff も公正な価格を反映していない。

いと考えられる。ただし、設備の運転・保守体制の方針も同一時期に確定する必要があり、設備の Availability が確保しうる確証を得ておく必要はある。

「コラム５－４」のように、ハリプールと Meghnaghat の IPP の実現に至った背景には、WB（IDA と IFC）および ADB が積極的にその実現を支援し、融資・保証を行ったことがあげられる。WB および ADB が支援を実施した理由・背景に、バ国電力セクターに競争原理を導入し、競争原理に基づく電力セクターの改革に結びつける意図があげられる。その意味からして、ベラマラ新発電所は Bibiyana と Sirajganj の IPP と常に比較され続け、比較されることにより BPDB の改革も期待できる。Bibiyana と Sirajganj の IPP は、ハリプールと Meghnaghat の IPP のあと約 10 年近く経過したこととなるが、IFC と ADB がバ国政府（Power Cell, MPEMR）にコンサルティング・サービスを供与し、実現に協力していることから、実現の可能性は高いものと判断される。

なお、BPDB 発電子会社の PPA Tariff を論じる場合において、IPP の導入政策により IPP が有利となっている部分がある。これらの IPP に対する優遇には、Private Sector Power Generation Policy の第 5.0 項 Fiscal Incentives および第 6.0 項 Other Facilities and Incentives for Foreign Investors に記載の事項ならびに PPA とは別に IPP 発電会社とバ国政府との間で締結される Implementation Agreement（実施基本契約）に記載される事項がある。その主な事項としては次の優遇がある。

・15 年間の法人税の免税
・建設時の機材輸入および運転開始後12年間の保守・改造にかかわる部品の輸入税（関税、付加価値税および他の輸入関連税）の支払い免除

政策として、BPDB 発電子会社に同じ優遇を与える方法もあるし、BPDB 発電子会社が優遇を受けられないことにより生じるコストの増加を PPA Tariff を増額することにより解決する方法もある。現状においては、Private Sector Power Generation Policy は、IPP にのみ適用されることから、BPDB 発電会社には優遇は適用されないと理解する。

IPP 優遇事項については、PPA Tariff を調整することで、IPP の発電事業と BPDB 子会社の発電事業を同じ土俵に乗せることができると考えられる。同じ土俵とすることで、Policy Statement が導入を宣言している市場競争原理が有効に働くことが期待できる。

参考として、2000 年 10 月作成のベラマラ 450MW Combined Cycle 発電所の Project Proforma は、発電所建設費（変電所およびガスパイプラインの一部を含む）を 350 百万 US$と見積もっている。この見積金額の内訳には Duties and Taxes〔輸入関税は税率 50%であり、税は付加価値税（15%）〕として、88 百万 US$が含まれている。同じ 450MW Combined Cycle 発電所である Meghnaghat IPP の建設費を 220 百万 US$として比較すると、約 20%（US$42 百万）高いが、ガスパイプラインの建設費（30 百万 US$）を除外すると輸入関税等を含まないベースで 232 百万 US$と 230 百万 US$であり、概ね近い数字となる。したがい、ガスパイプラインを除いた建設費で、輸入関税等を含む場合は、免税となった場合に対して 1.38 倍となる［計算(350-30)/(350-30-88)］。運転保守に関しては、保守用輸入部品の割合が建設時の輸入品割合

より大きい可能性もあり、その場合、差はさらに増大する。

BPDB System Planning の将来計画表の建設費も Bheramara 17,466 百万 Taka、Sirajganj IPP 13,807 百万 Taka と記載されており、税優遇の差と思われる。

コラム５－４　ハリプールと Meghnaghat IPP プロジェクトについて

双方のプロジェクトとも、発電会社を設立し、発電所を建設し、発電した電力の卸売り事業を実施する競争入札が行われ、その結果により選定されたプロジェクトであり、資金については、WB（IDA と IFC）および ADB が支援を供与した。

プロジェクト総コストおよび資金調達は以下のとおりであった。

	Haripur 360MW IPP		Meghnaghat 450MW IPP	
プロジェクト総コスト （うち EPC）		US$183 百万 (US$124 百万)		US$300 百万 (推定 US$220 百万)
資金調達				
-資本金		US$68 百万		US$80 百万
-借入金				
	IFC "A" Loan	US$40 百万	PSIDF (*2)（劣後）	US$60 百万
	IFC "B" Loan	US$14 百万	PSIDF (*2)（普通）	US$20 百万
	IDA PRG (*1)	US$61 百万	ADB "A" Loan	US$50 百万
			ADB "B" Loan	US$20 百万
			ADB PRG (*3)	US$70 百万
（借入金合計）		(US$115 百万)		(US$220 百万)
資金調達合計		US$183 百万		US$300 百万

注：*1 IDA PRG とは、IDA による一般銀行に対する Partial Risk Guarantee であり、発電会社が PPA とは別にバ国政府と締結した実施基本契約（Implementation Agreement）のバ国政府不履行の場合等における返済保証である。ハリプールでは、一般銀行は、IDA PRG のもと、期間 15 年、金利 LIBOR＋２%pa で融資した。

*2 PSIDF（Private Sector Infrastructure Development Fund）は、IDA がバ国政府に貸付けた資金を政府が Infrastructure Development Company Limited（IDCOL）を通じて、ハリプール発電会社に転貸融資した。

*3 ADB PRG も IDA PRG と同じスキームである。

ハリプールと Meghnaghat IPP は米 AES が投資し推進し、それぞれ 2001 年５月、2002 年 11 月に発電を開始したが、AES はこの２社を 2003 年 12 月に CDC Globeleq に 448 百万 US$で売却した。CDC Globeleq は英政府 DFID が全額出資する投資会社 CDC の子会社であり、英プライベート・エクーティー・ファンド Actis がファンド・マネージャーをしている。なお、2007 年 11 月 22 日に CDC Globeleq はマレーシアとサウジアラビアのコンソーシャム会社に 528 百万 US$で売却が完了したことを発表した。

出資者が次々と売却により変わっているが、プロジェクトは表５－１－２のとおりバ国の電力の 24～26%の供給源となっている。その価格（平均 1.47Taka/kWh）も表５－１－６のとおり、BPDB Annual Report 2005～2006 から導きだせる IPP からの購入と自社発電の平均発電原価の単価 2.17Taka/kWh より低い。ハリプールと Meghnaghat IPP が、電力競争市場についての刺激を与え、BPDB を含むバ国電力セクターの関係者に効率経営・コスト削減に対する意識変革をもたらした。

５－１－６　発電会社向け転貸融資契約（Subsidiary Loan Agreement）

円借款融資契約の借入人はバ国政府であり、資金はバ国政府から実施機関に転貸される。従来、BPDB の電力設備資金の円借款における実施機関は BPDB であったが、BPDB は持株会社になることが決定しており、3 Year Road Map では持株会社への移行を 2009 年後半としている。

送電線および変電所については、PGCB が既に実施機関となっており、配電関係についても設立済みの BPDB の配電子会社が存在するかあるいは設立手続き中であることから、BPDB の配電子会社または DPDC あるいは DESCO が実施機関である。新規発電設備に関する融資案件についても、BPDB が持株会社となることから、発電設備を保有・運転する BPDB の発電子会社が実施機関であると了解する。MPEMR も Subsidiary Loan Agreement は、政府と発電子会社の間で締結され持株会社である BPDB は契約の当事者にはならないとの説明をしていた。

政府から発電会社に対する新規設備投資に対する資金貸付の契約になる Subsidiary Loan Agreement において、次の事項についての扱いは、検討をすることが望ましい。

（１）返済期間

円借款は資金協力であることから、返済期間は長期であり、契約調印後 10 年間据置以後 30 年間の均等額返済である。Subsidiary Loan Agreement の目的が、新規設備の投資資金の貸付けを行い、企業経営の手法による合理的な事業の運営・運用にあることからすると、設備の使用期間・耐用年数以上の期間の貸付は不合理といえる。「コラム５－４」で記述したハリプールと Meghnaghat IPP プロジェクトの設備資金の借入返済期間と同等の 15 年元本均等返済等が健全経営を確立するうえでも適切と思える。

（２）据置期間

円借款の据置期間をそのまま発電子会社への Subsidiary Loan Agreement につなぐことは、問題を発生させかねず、据置期間は、対象とする新規発電設備の運転開始までとすることが望ましい。すなわち、運転開始までは当該新規発電設備を利用できず収入が存在しない。しかし、運転開始により直ちに収益が発生するので、この収益により得られたキャッシュ・フローを借入金返済に充当せずに発電会社に止めおくことは、キャッシュフローの無意味な運用や、場合によっては不正流用にもつながりかねず、有利子負債の返済に充当するのが正しいといえる。なお、設備によっては、稼働直後は予定最大需要に達する前であり、稼働率が上昇するまでの期間について返済金の据置を実施するほうがよい場合もある。しかし、電力供給は多数の設備により実施するのであり、新規発電設備は完成から予定した稼働となると考えてよい（なお、電力設備でも送配電設備では、利用率が序々に上昇する場合もある）。

（３）融資利率

融資利率について、（１）返済期間と同様なことがいえるが、一方で融資利率は PPA Tariff で調整可能である（IPP より低い利率であれば、その分の Tariff を下げる）。逆にいえば、返済期間は PPA Tariff で調整不可能な部分を含んでいる。

（４）通貨

借入金を円建てとして、発電子会社が通貨変動リスクを保有した場合、Taka と円の為替

レートにより為替差損益が発生する。一方で、PPA Tariff の円建て Subsidiary Loan Agreement の Debt Service 部分を円建てとし売電代金にヘッジする方法は存在する。この場合において、弁済期日未到来の借入債務額の変動については、ヘッジが有効でありヘッジ会計の要件を満たしているとして時価評価した損益・評価差額を繰り延べるヘッジ会計を適用することが考えられる。外貨建てを採用する場合については、会計基準・制度や税務についても同時に検討する必要がある。

参考情報として、ADB が Ninth Project として送電・変電・配電プロジェクトにかかわる融資（LA 締結 1997 年 7 月、貸付総額 SDR66 百万、ADB Loan No. 1505）についての Subsidiary Loan Agreement は、5 年据置後の 20 年返済、Taka 建、金利 8 %pa で行われている（ADB の融資は、10 年据置後の 30 年返済、外貨建、金利 1 %pa であった）。

Subsidiary Loan Agreement を適切に取り決めることにより、BPDB の各発電子会社が新規発電設備について借入金の返済義務の認識を通じて、各発電会社の取締役、執行役員、発電会社幹部職員が高い経営意識を保有して業務を遂行することが期待できる。

5－1－7　既存発電設備による事業継承

BPDB 発電子会社による BPDB 既存発電所の事業承継により発電事業を実施する場合においても、新設発電所と同一といえる。しかし、事業継承の場合は、新規設備による事業より複雑な要素が関係する。事業資産および事業負債の譲渡対価についてと、継承した事業に関する PPA についてである。

「コラム5－5」は、ハリプール発電所を Strategic Business Unit（SBU）として運営するために締結する社内 PPA の Tariff を導き出すために BPDB 帳簿のハリプール発電所にかかわる資産と負債の会計帳簿の記録を抜き出したものである。ハリプール発電所 SBU の場合に締結する PPA は社内組織用のものであり、外部との債権債務の発生は生じず、また本社とハリプール SBU が分担して認識すべきか、あるいはハリプール SBU が認識したうえで、社内のれんを計上して、その償却額として PPA Tariff を高くするか、どのような方法を採用しようと、社内組織間のことであったので、取り決めによる不都合は生じなかった。

しかし、子会社であっても別法人として事業の承継を行う場合は、IPP や他の BPDB 発電子会社との市場競争があり得ることを考慮する必要がある。また、BPDB 発電子会社が株式会社であることから、法人税の納付義務も生じる。公正な評価額により事業資産・事業負債の継承を実施すべきである。なお、資産についての公正な評価額とは、取得原価を基準とした未償却原価とは限らず、市場価格や割引価値も適用可能であるし、より公平であるともいえる。しかし、Single Buyer 制度における市場価格や割引価値は PPA がその収益源泉であることから、PPA Tariff と資産の残存使用可能期間および今後の予想維持費用により決定するともいえる。

したがい、PPA Tariff を継承した事業資産・負債の金額から算出するアプローチと、逆に当該既存発電設備の性能から PPA Tariff を最初に決定し、その設備の今後の使用可能期間ならびに維持費用および承継することとした負債を基として事業資産の金額を決定するアプローチもあり得る。

既存発電所の承継に関しては、帳簿の問題のみならず、事業資産には人員その他の無形資産も含まれるのであり、事業資産の有効な活用を図ることも重要である。なお、Policy Statement の第６項においては、セクター改革・組織変更の場合に雇用についても注意を払い、職員に不利益を与えないことを求めている。

コラム５－５　既存ハリプール発電所の資産・負債の帳簿価額

2001 年３月の第３回ハリプール発電所 JBIC SAPI 報告書によれば、2000 年１月 31 日現在の BPDB の帳簿におけるハリプール発電所に属する資産および負債は以下であった。

（単位：百万 Taka）

資産の部		負債の部	
固定資産	1,899	固定負債	4,937
取得原価	3,438	政府借入金	109
減価償却累計額	▲1,539	外貨建借入金	4,828
有形固定資産	1,899		
流動資産	119	流動負債	2,486
従業員貸付金	2	未払金	8
貯蔵品	115	未払利息	2,477
前払い費用	2		
資産の部合計	2,018	負債の部合計	7,423

本来であれば、負債金額は資産の金額を下回るべきであるが、負債が資産金額の 3.7 倍計上されていた。原因は、ハリプール発電所は円借款 BP-P17 により 74.6 億円の借入により建設されたあと、1990～1991 年の事故復旧のため、さらに円借款（BD-P30）により 23.3 億円の資金を借り入れた。この借入について、BPDB は、元本の返済を実施しておらず、2000 年１月 31 日の帳簿外貨換算レート 0.4929 Taka／円の換算レートによる 4,828 百万 Taka が外貨借入金として計上されていた。

流動負債にある 2,477 百万 Taka も政府借入金および外貨建借入金の利子の支払いがなされておらず、未払利息として計上されていたためである。

結果、負債金額は当初借入金額より利子未払い額が増加し、さらに為替レートの変動により Taka 換算の債務額は増加していた。

５－１－８　現金・預金の管理

BPDB は損失の経常を続けており、2005～2006 年をキャッシュフローの面から捉えたのが表５－１－７である。発電、買電、送電、配電の経費支払額が販売収入より大きく、営業活動のキャッシュフローで収支がとれていない。営業活動のキャッシュフローにおける支出である発電、買電、送電、配電の経費の支払額を推定したのが、表５－１－８であり、推定額 48,242 百万 Taka は実際の支払額 47,768 百万 Taka より大きく支払うことさえ困難な経費が 500 百万 Taka 存在すると思われる。

設備投資等に支出した金額が 16,231 百万 Taka であり、発電、買電、送電、配電の経費を支払うために 2,811 百万 Taka 不足していることから、合計 19,042 百万 Taka を借入金や預金取崩でまかなったこととなる。その方法をみると、政府融資金借入 5,920 百万 Taka および外貨建て融資金借入額 7,976 百万 Taka の合計 13,896 百万 Taka の借入金収入を調達したが、未だ不足するので、4,348 百万 Taka を政府から得て、798 百万 Taka は預金を取り崩して手当てした。

表５－１－７　BPDB キャッシュフロー計算書（2005 年～2006 年）

項目	キャッシュフロー項目	金額（百万 Taka）
1	電力小売り、卸売り販売収入	44,957
2	発電、買電、送電、配電経費支払い	▲47,768
3	営業活動によるキャッシュフロー	▲2,811
4	有形固定資産の取得による支出	▲15,639
5	その他投資活動によるキャッシュフロー	▲592
6	投資活動によるキャッシュフロー	▲16,231
7	政府融資金借入による収入	5,920
8	外貨建て融資金借入額による収入	7,976
9	資本金増加による収入	6,491
10	その他財務活動によるキャッシュフロー	▲2,143
11	財務活動によるキャッシュフロー	18,244
12	現金および現金同等物の増減額	▲798
13	現金および現金同等物の期首残高	14,821
14	現金および現金同等物の期末残高	14,023

出所：BPDB Annual Report　一部項目の組み替えを行っている。

表５－１－８　発電、買電、送電、配電経費支払いの推定内訳

	項目	金額（百万 Taka）
1	発電用燃料支払い	15,607
2	発電人件費	739
3	その他発電経費	2,021
4	電力購入支払い（APSCL を含む。）	25,382
5	送電費 PGCB への支払い	1,369
6	配電人件費支払い	768
7	配電経費支払い	1,670
8	管理部門人件費支払い	398
9	その他管理費支払い	288
	合計	48,242

出所：BPDB Annual Report から推定

キャッシュフローが回っているあるいは資金繰りに忙しいというよりは、自らは動くことができない状態に近い。BPDB の 2006 年６月 30 日の貸借対照表を分析したのが表５－１－９である。

表５－１－９　BPDB 2006 年６月 30 日の貸借対照表の一部

売掛金（売上高の 13.2 か月分に相当）	51,232
売上高（2005 年～2006 年）	46,568
買掛金（天然ガス・燃料仕入れ高の 10.2 か月分に相当）	13,336
天然ガス・燃料仕入れ高（2005 年～2006 年）	15,731
返済期日経過済み借入金（借入金残高の 48%）	29,015
弁済期日経過済み利払い金（借入金残高の 58%）	34,957
借入金残高（政府借入金と外貨建て借入金の合計）	60,475

売掛金が売上高以上となっていることは、「５－１－１　電力セクター改革と分社化についての現状と課題」でも述べたが、キャッシュフローが不足していることから、仕入代金の支払いも滞っている状態である。借入金の返済については、表５－１－７で当該項目の記載がないように、元本返済のみならず利払いもできていないのである。そのように支払いが滞留した元本は現在の借入金残高の48%相当額になり、利払いの滞留も借入金残高の58%相当額に達してしまった。

以上が、BPDB のキャッシュフローの現状であり、収支均衡を計るには小売り電力料金の値上げを実施せざるを得ない。しかし、料金値上げをするとしても１回の値上げで収支均衡を計ることは無理と考えられ、最低でも数年は要すると思われるし、資金繰りに余裕が出てくる状態には簡単にならないと思える。

キャッシュフローが厳しい状態の中で、Single Buyer が各発電会社に発電代金を支払う場合を考えると、その金額は表５－１－８中の１項から４項の合計 43,749 百万 Taka に加え、借入金の元利返済額を加算した金額となり、49,000 百万 Taka 程度と推定される。

Single Buyer と各発電会社との間で、どのように金銭の決済を実施するのが適切かの検討をしたほうがよいかもしれない。各発電会社は新規設備に関して政府と Subsidiary Loan Agreement を締結する。あるいは、既存の設備の受入れの見返りとして BPDB の借入金を引き継ぐ。発電会社は Subsidiary Loan Agreement の元利返済をする義務がある。もし、Single Buyer が配電会社より回収する金額が IPP を含む発電会社の支払いに満たなかった場合、Single Buyer は別途政府から資金を借り入れて買電代金を支払う。発電会社は Subsidiary Loan Agreement の返済を行い、Single Buyer は借入の結果として借入金残高が増加する。

このストーリーで支障はないが、現実には買電代金は毎月の支払いであり、Subsidiary Loan Agreement は６か月ごとの支払いと想定される。実際に現金の授受または預金の振り替えを実行する場合は、資金が発電会社に眠る期間が発生することから、そのための借入金が生じるかもしれない。これを防ぐためには、Subsidiary Loan Agreement の元利返済相当額は Single Buyer が買電代金支払いに際して差し引きを行い、Single Buyer が代わって返済を実施する方法も考えられる。

これをさらに進めて考えた場合、バ国の電力需要の増加に対応するため、BPDB グループは巨額の設備投資を続ける必要があり、常に資金需要が大きい。BPDB グループ全体で資金の有効利用を図るため、Single Buyer に決済機能を持たせる方法がある。すなわち、発電会社は Single Buyer に預金口座を持つイメージである。あるいは、Single Buyer ではなく、決済関係を専門に担当する持株会社の本社部門あるいは専門子会社を作ってもよく、分社化により BPDB グルー

プの見地で考えた場合に、現金・預金の効率的運用・管理を検討することも重要と考える。

５－１－９　ITの利用

現在は、事業の遂行および管理に際してITを利用することが、日本を含め多くの国の企業において日常的となっている。BPDBにおけるIT利用の現状についての状況を把握する必要があるが、PCをStand Aloneで使用しているケースが多いと思われる。

ITの業務における利用としては、Stand Aloneとして使用し必要に応じてサーバー等によるファイルの共有を行う場合（以下、「Stand Aloneシステム」と記す）と企業のコンピューター・システムとして業務処理に組み込まれたIT利用システム（以下、「業務処理ITシステム」と記す）の２つの形が考えられる。

業務処理ITシステムには、経理・財務システム、貯蔵品管理システム、給与システム等種々のシステムが考えられる。いずれの場合にせよ、それらのアプリケーション・ソフトウェアに加え、ハードウェアとネット・ワークにオペレーション・システムが必要である。ハードウェアとネット・ワークにオペレーション・システムは共通とし、その上で個別の業務処理ITシステムを動かすことも可能であり、さらにStand Aloneシステムも同一のPC端末で使用可能とすることもできる。

すべての基本となるオペレーション・システムとネット・ワーク・システムはBPDBグループ会社すべて共通としたほうが、経費（イニシャル・コストおよび運用コスト）の点においてもグループの効率経営においても優れていると考えられる。

業務処理ITシステムにしても、各発電会社が個別に開発し、採用するよりは、共同開発を行い、最小限の費用で最大限の効果が得られるシステムを開発すべきである。例えば、コンピューター・プログラムに組み込まれた業務処理ITシステムは、意図的または誤りによって変更を加えない限り、継続して機能する性質を保持させる必要がある。この機能を保持させるためには、その目的を達するプログラムでなければならず、さらにはプログラムを含むIT基盤が適切に管理されていることが必要である。また、業務処理に際して煩雑ではなくインプット・アウトプットが容易で、使いやすい業務効率化になるプログラムでなければならない。

IT利用に関しては、情報管理とセキュリティー・システムの構築も必要であり、ITの業務利用については、分社化したBPDBの各子会社が単独で実施するよりもシステム部分等において、共同で費用分担をして開発したほうが、効率が高い部分が大きいと考えら得る。

一方、BPDBグループを考えた場合、PGCBの送電線の架空地線は光ファイバー架空地線（OPGW）の使用を進めている（2006年６月末現在で600km。2007年末に4,000kmの予定）。このことは、BPDBグループがバ国における大容量高速通信網を利用することが容易であり、配電網も有し、配電網にも光ファイバー・ケーブルを設置できることもあり、ITの利用について有利である。固定電話網が貧弱であるバ国であるがゆえに、通信事業会社を営むBPDB子会社を設立することも、将来においては可能性があるかもしれない。参考として、光ファイバーによる通信はマイクロ・ウェーブの場合と比較して、最低数十倍、最高数千倍の通信容量がある。

５－１－10　文書化・マニュアル化

合理的な管理・経営のために、ルールの文書化と業務の記録は不可欠である。文書化や記録は必ずしも紙ではなく電子記録によることも可能である。

BPDB 発電所におけるルールの文書化の度合いを調査していないが、明確なルールがないために、担当者は判断がつかず、上司に多くの事項の判断を求めざるを得ない場合があり得ると理解する。株式会社である発電会社は、執行役員が取締役会の決定に従って業務を執行する。この執行役員の業務指示は、本社管理部門の長や発電所の所長に、所長は担当部課長に、担当部課長は担当者にと受け継がれていくが、この指示は個別の業務指示であるより、一般的事項の指示を行い、許可を要する事項について、その都度指示を仰ぐほうが合理的といえる。予め決められた判断基準をもとに、業務を実行することが効率的であり、慣習として実行している業務を文書化することも含まれる。文書化によりルール、業務手順、業務の内容等が明確となり、不都合な部分の改訂が進む面がある。

業務のマニュアル化も重要である。文書化・マニュアル化されていることにより、不都合な部分、改訂すべき部分、実態にそぐわない部分も放置されることなく改善されるのである。文書化・マニュアル化は分社とは直接関係ない事項ではあるが、分社を機会に会社として文書化・マニュアル化を推進すべきと考える。なお、文書化・マニュアル化にあたっては、（発電所内、発電会社内、社外との情報伝達・受領を含め）矛盾するルールや手順がなく、合理的に作成されていなければならず、このような点のチェックも必要であると同時に、余裕をもって整備することも必要である。

５－１－11　発電会社の分社後の規模

BPDB 分社化の目的の一つは、従来の非効率な経営による損失の継続を防ぎ、株式会社としての利益追求を伴った持続的な経営を目指すことである。この目的達成のためには、分社の単位を極端に小さくするより最適な管理が実施可能な適正規模の分社であることが重要である。分社化したあとの各社で利益が特定の発電会社に集中し、一方で別の発電会社において損失が継続するという状態は避けたほうが望ましいと考えられる。発電会社１社により管理する発電所が多すぎた場合には、ミニ BPDB となり、現状の問題解決にはつながらず、分社化の効果が現れないこともあり得る。

BPDB にはガス・石油、石炭、水力という発電一次エネルギーが異なる発電所が存在する。ピーク対応が容易で、Ancillary Service による系統の安定運用に寄与しうる水力発電は単独で水力発電会社とするほうが良いかもしれない。同様に、石炭発電は、燃料調達が天然ガスとは異なり、運用・保守も多少の違いがあることから石炭火力も単独で石炭火力発電会社とするほうがよいように思える。

BPDB の既存発電所は表３－４－３のとおりであり、系統に接続されていないディーゼル発電設備を除いて 19 か所ある。設備の内訳としては、2007 年６月末現在で、ガス火力発電設備が 2, 526MW、石油火力発電が 308MW、石炭火力発電設備が 250MW で、水力発電設備が 230MW の合計 3, 314MW[9]である。石油火力発電は、すべてジャムナ河より西に存在し、将来は燃料が

[9] 発電設備の合計 3, 314MW は、2007 年６月末現在における設備の最大可発電能出力の合計であり、100MW の設備が経年劣化により現状の最大出力が 80MW である場合は、80MW として扱った。設備最大出力の出所は、BPDB System Planning である。

天然ガスに転換される予定であることから、ガス・石油を燃料とする設備が出力において85.5%、発電量において 88.7%を占める。これら現存する BPDB 発電所を既に分社化されたAPSCL を1グループ、設立済みの EGCB に EGCB が管理を予定している発電所を1グループ、水力発電所を1グループ、石炭火力発電所を1グループとし、これら以外の残る発電所を地区ごとにグループ別として参考に集計したのが表5－1－10である。なお、Ghorasal については、発電所出力が大きいことから単独のグループとした。

表5－1－10には、建設中および今後建設予定の発電設備を含んでおらず、実際には将来計画も含めて考慮する必要がある。また単なる物理的な数字あわせではなく、分社化した各社の収支・財務状態の予測も行った上で、分社計画を立案すべきと考える。例えば、損失の発生が見込まれても系統運用や地域特性のために必要な発電所もあるかもしれない。あるいは、現在のところ規模は小さいが将来大型発電所の建設予定があるのであれば、将来の規模を考慮して計画すべきであると考える。

表5－1－10　BPDB 発電所の参考グルーピング

発電所グループ	発電所	発電所		発電所グループ	
		出力（MW）	発電量（GWh）	出力（MW）	発電量（GWh）
APSCL	Ashuganj	550	3, 248	550	3, 248
EGCB	Siddhirganj	205	1, 174	375	1, 373
	Haripur	90	29		
	Tongi	80	170		
水力	Kamafuli	230	566	230	566
石炭	Barapukuria	250	1, 081	250	1, 081
South East	Raozan	360	1, 828	412	1, 943
	Chittagong	52	115		
Ghorasal	Ghorasal	820	4, 268	820	4, 268
North East	Shahibazar	88	105	198	766
	Sylhet	20	138		
	Fenchuganj	90	523		
South West	Khulna	168	316	267	491
	Barisal	37	61		
	Bhola	5	8		
	Bheramara	57	106		
North West	Baghabari	171	737	212	799
	Rangpur	19	25		
	Saidpur	20	35		
	Thakurgaon	2. 0	2		
		3, 314	14, 536	3, 314	14, 536

注：出力は 2007 年6月末現在における設備の最大可能出力を示す。
　　発電量は 2006 年7月から 2007 年6月までの送電端発電量である。
出所：BPDB グルーピングは調査団による参考グルーピングである。

５－１－12　ガス供給

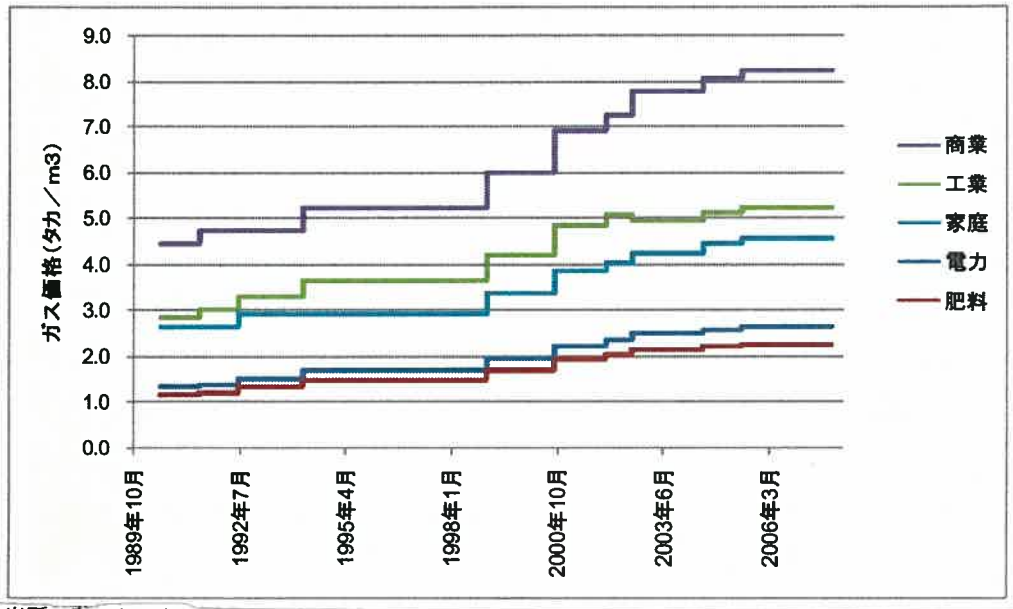
ガス供給について各発電子会社が発電所ごとにガス供給に関する価格や引取量およびその他契約条件に関する取り決めを行う方法が考えられる。この方法の場合は、ミクロ的な利益追求の要素が強くなり、バ国の国産エネルギーである天然ガスを有効に利用し、電力セクター全体の効率的な運用や発展を計る面が阻害される危険性もある。

バ国における 2006～2007 年度の総発電量（送電端）22,783GWh のうち、ガスを一次エネルギーとする発電は 19,833GWh（送電端）であり、総発電量の 87%はガスに依存している。一方、バ国において生産されるガスの 55～56%は、発電に使用される（図４－４－１参照）。

バ国のガス価格は、全発電所で同一価格であり、発電向け以外についても用途別の国内統一価格制度を採っている。1990 年以降のガス価格の推移は、図５－１－１に示した。発電用ガス価格は、低く抑える政策を採用し、2007 年 10 月末現在の単価を比較すると、発電用は 2.61Taka/m^3 であり、工業用（5.23Taka/m^3）はその約２倍、商業用は（8.23Taka/m^3）その３倍強、家庭用（メーター制の場合 4.56Taka/m^3）は 1.75 倍である。ただし、肥料工場の原料用については 2.24Taka/m^3（発電用の 86%）であり、価格を安くする政策を採っている。

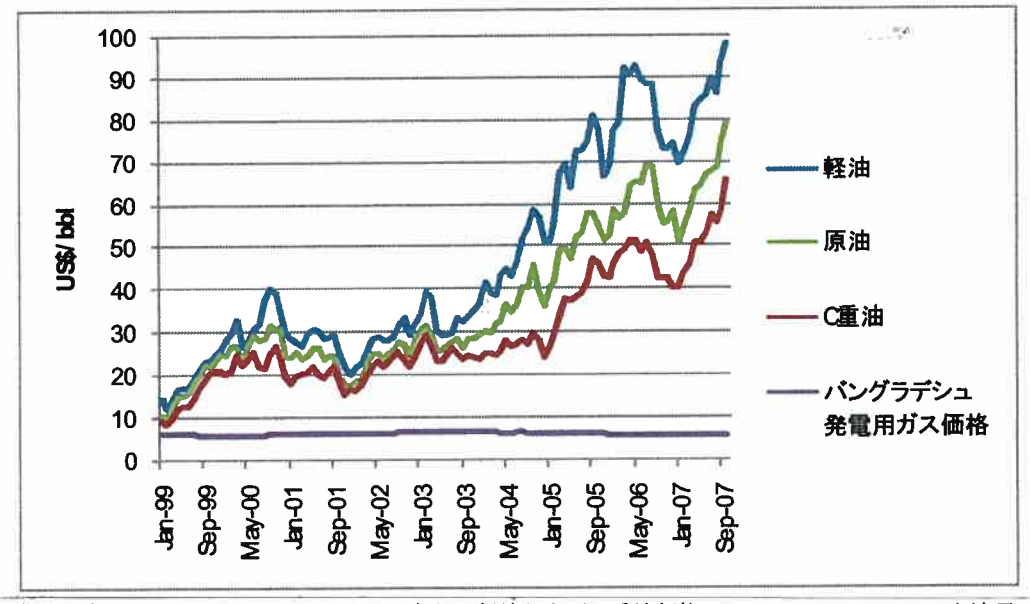
火力発電用の他の燃料の現在の価格は表５－１－４に記載しているが、熱量換算で天然ガスを１とすると、重油 6.6、軽油 13.3、石炭 2.5 であり、天然ガスは石炭の 40%の価格である。

バ国の発電用天然ガス価格を国際原油・石油価格と比較したのが図５－１－２であり、天然ガス価格は国際原油・石油価格とは無関係に推移したことが読み取れる。



出所：Petrobangla

図５－１－１　バ国の天然ガス価格の推移



注：原油は、OPEC Crude Basket Price であり、軽油および C 重油価格は Singapore Market Price を適用。
C 重油は High Sulfur、粘度 380CST を適用（Singapore Market）。
出所：OPEC Statistical Bulletin

図５－１－２　原油および石油価格とバ国発電用天然ガス価格

各ガス田の採掘可能量には限界があり、ある時点からはそのガス田の生産量も漸次減衰していく性格がある。供給量確保のためには、新たなガス田開発が必要となる。新規ガス田の開発は、それまでのガス田より探鉱においても生産においても高度な技術を要し、コスト高になるのが一般的である。図４－４－２において国際石油・ガス・メジャーである IOC が PSC（Production Sharing Contract：生産分与契約）により生産するガスの産出が増加していることが読み取れる。この傾向は今後さらに増加し、新規ガス田の開発は IOC に依存せざるを得ないと考えられる。Petrobangla は IOC より PSC に基づくガス価格を現在は平均 3.00US$/mmBTU（6.86Taka/$m^3$）程度で購入しているが、新規 PSC に対しては IOC の要求は 4.00US$/mmBTU（9.15Taka/$m^3$）を超えている場合もある模様である。なお、4.00US$/mmBTU でも、熱量換算で原油・石油価格１バレル 20US$程度であり、現在の原油・石油価格と比較すると相当安い価格である。

このような環境下、バ国天然ガス価格は確実に上昇するものと思われる。一方、生産量を無制限に拡大することなく、エネルギー利用の効率化を推進し、エネルギーの消費量を抑制する努力も重要である。

天然ガスの生産は、通常最適生産量（MER）[10]で生産される。天然ガスの供給は、供給量を設備能力以上に増加することはできず、バルブを調整し減少させて供給量調節を行うが、バルブ調整による供給量の減少は、供給コストの削減にはほとんどつながらない。このことから、ガス供給契約は Take or Pay と呼ばれる引き取りがなくても支払い義務が発生する契約が締結さ

[10] MER: Most Efficient Recovery Rate と呼ばれ、その天然ガス井から最大の生産するための１日当たりの生産量。

れることが多い。

IPP は、個別に Gas Supply Agreement を締結せざるを得ず、個別契約の場合は、Take or Pay 条項が付く契約にならざるを得ない面がある。一方、BPDB の場合は、BPDB と Petrobangla が協議をして、将来計画を含め個別の発電所ごとではなく全体に関するガス供給について取り決めを行ってきた。ガス供給に関しては、BPDB グループとして一括して Petrobangla と取り決めを行い、通報や連絡事項は発電所ごととするほうが合理的であると思える。老朽化した発電所や、熱効率の悪い発電所の廃止や建替について、個別の発電子会社ごとの検討であるより、BPDB グループとして需要を満たす発電を行うための設備の廃止・建替・新設を検討し、計画するほうが合理的と思える。同様にガス供給についても Petrobangla から供給を受けられるガス量に対して、BPDB グループとして発電所ごとの最適ガス利用計画を検討し、立案するほうが合理的に思える。

この延長として、天然ガスを将来ともピーク発電に使用することに適するのかの検討も必要かもしれない。今回の調査における Petrobangla からの解答書に、ピーク発電に対しては天然ガスではなく代替燃料を検討してほしい旨の下記記述があった。

"To abosultely meet the peak hour demand by the power sector will be a very difficult task. We would recommend diversification of fuel for power generation. Peaking duty power plants should use alternate fuel."

ピーク発電設備は、短い稼働時間数における発電コストが低いことが求められる。このためには燃料消費率よりも、キャピタル・コストが低いことを優先したほうがよい。燃料消費率が高いことは、一定の量のガス（燃料）に対して発電量が小さいことを示す。ガス消費量が供給能力を超える場合は、ガス圧低下を避けるために特定の供給先に対する供給停止を実施し、優先供給を行わざるを得ない事態も発生しうる。電力需要ピークとガス需要ピークが一致する場合は、電力の一次エネルギーは他のエネルギーとするほうが合理的である。

天然ガスは、バ国の純国産エネルギーであり、現在および将来のバングラデシュ国民のために利用されるべきである。BPDB 発電所が天然ガスの最大の需要であることから、分社化した発電会社へのガス供給については様々な面における十分な検討が必要である。

５－１－13　エネルギー管理委員会（BERC）

エネルギー管理委員会（Bangladesh Energy Regulatory Commission : BERC）は、Bangladesh Energy Regulatory Commission Act 2003（BERC Act）により設立され、政府と相談のうえ電力料金を決定する（BERC Act 第 34 条）。BERC が関与する電力料金は、最終小売り電力料金のみならず、配電会社への卸売り電力料金、発電料金も含まれ、送電料金も対象であると考えられる。

電力セクター改革の一環としての BPDB 分社化の目的には、持続的な発展を確立するための電力セクターとして健全な収支・財務の確保がある。健全な収支・財務の確保のためには、総収入額の基となる最終小売り電力料金が適正に設定され、その収入により電力セクターにおいて発生するすべてのコストと合理的な利潤をカバーしなければならない。同時に、分社化され

た各社に、その収入額が合理的に配分されなければならない。

しかし、料金の設定は、複雑な要素が存在する。「５－１－５」において、各発電子会社からのPPAによる売電料金はBERCの承認事項であり、入札を経て決定したIPPの類似発電所の売電料金が承認に際して参考料金になるとの予想を記載した。BERCは、発電子会社のPPA料金について、IPPの類似発電所のみならず、既存BPDB発電所からの売電料金についても審査・承認を行わなければならない。その際に非効率で廃止することが望ましい発電設備についてコスト・アプローチのみにより決定した売電料金では合理的料金とはいえない。

他の要素として、電力のユニバーサル・サービスを基本として、地域差が大きくない現行の国内統一料金的な最終小売り電力料金を維持する場合は、配電会社ごとの収益・コスト構造にも配慮して配電会社ごとの優遇卸売り料金を設定する必要があるかもしれない。

分社化したことにより、各企業の規模が経営・管理を行ううえで適正化することが期待できる反面、企業の経営環境の差による収益のアンバランスが生じ、高収益の企業が存在する一方で、累積損失が発生する企業が生まれ、従業員の意欲低下や新規投資の停滞等の問題が発生する危険性もある。BPDBのすべての発電所が分社化されるのは、３Year Road Mapにおいては、2009年である。2009年までに、最終小売り電力料金が電力セクターの健全な収支・財務の確保に必要な収入を生み出せるように設定されていなければ、分社化の成功はおぼつかないといえる。

BERC Actは、2003年に制定されているものの、BERCが電力料金を決定したのは、2007年３月１日から適用の現在の電力料金が初めてであり、BERCの活動はほとんど実態がなかった。BERCが所定の機能を発揮するようにすることは重要である。

５－１－14　管理会計・財務会計

バ国会社法は、定時株主総会を年度末から９か月以内[11]としていることから、各社の財務諸表の作成が極めて遅い。また、財務諸表の作成を公認会計士に大きく依存している面もあり、会社独自の会計業務実施能力が低い面がある。

（１）管理会計

管理会計においては、必要な最新会計情報を経営者はじめ関係者が入手可能でなければならない。IT化も実施し、入力すべきデータのインプットと必要なアウトプット情報を整理し、定時株主総会の９か月以内のスケジュールとは無関係に整備すべきである。なお、発電会社において生産物は電力という単一品目であり、販売先はSingle Buyerに限られ、生産量は中央給電司令所からの発電指令に基づく量となることから、一般製造業と比較すると管理の対象とする会計情報が多少異なると思われる。

[11] バ国会社法第183条。

（2）財務会計

財務会計は、各企業の事業成績と財政状態を示す。最終的には、定時株主総会において承認された財務諸表であるが、9か月経過した情報より承認手続きがなされていなくとも正確に作成された試算表が重要であり、毎月の試算表が翌月の早い時期に作成されていることが望ましい。

そのような試算表は、経営の情報として役立つのみならず、BERC が適切な料金を設定するために欠かせない情報である。BPDB 持株会社が発電子会社の管理を実施するうえでも、欠かせない情報である。

財務諸表の株主総会提出にあたっては、会計監査も必要であることから短縮可能期間の制約はあるものの、定時株主総会が年度末から9か月目である必要はなく、可能な限りの財務諸表の早期完成、早期開示を目指すべきと考える。

財務会計情報は、料金設定を検討する際の最重要情報であり、電力需用者である国民に早期開示を行うことが、赤字体質を脱却し電力料金値上げを実施していかざるを得ない局面において重要と考える。

5－1－15　本社機能

分社化した各発電子会社が機能するに不都合、不適切、困難あるいは個別発電子会社が単独で実施するより、持株会社またはその子会社として別途設立した専門子会社が実施するほうが適切である事項が存在する。そのような事項について記述する。

（1）設備投資計画

各発電会社が市場競争原理のもとで安い発電原価を実現し経営効率を目指すことが、分社化の効果として考えられる。しかし、現状において、市場原理を新規設備投資に適用するには困難な点がある。すなわち、現時点における電力設備投資は、そのほとんどすべてが WB 資金、ADB 資金、円借款等の開発援助に依存しており、IPP の場合についても、「コラム5－4」に記載のように WB、ADB の融資と保証により成立している。

開発援助資金については、政府が借入人となり実施機関に Subsidiary Loan Agreement により転貸している。これらプロジェクトについて、バ国政府の関与なくして、その実現は困難である。

政府がプロジェクト資金手当の斡旋・支援をするに際しては、BPDB 分社後に残る本社機能の部分が新規プロジェクトを評価し、最適計画を作成することが望ましい。電力需給、設備仕様、系統運用、運転・運用計画、収支予想等電力事業に関するデータとその分析等に基づく計画がなされ優先順位づけも必要であるが、この作業は MEMR ではなく、BPDB 本社機能が担当すべきと考える。

設備の廃止の場合も、本社機能が関係する。例として、ベラマラ発電所の既存ガス・タ

ービン発電機３基は、廃止すべきか、450MW コンバインド・サイクルの発電設備完成後も運転はせずとも非常時に備え維持すべきかを考えた場合、ベラマラ発電所あるいは発電会社の判断よりも、本社が全体の電力需給のなかで検討したほうが合理的といえる。設備廃止は、一方で新規設備投資と一体の関係にあり、新規設備計画と同時に検討したほうがよいと考える。

（２）電力セクターの企画・計画

電力セクター改革は分社化により完了するものではない。分社化した各社の事業内容を把握し、問題点の解決、各社取締役・経営陣の人選や指導、各社の合理的な評価、その他持株会社としてなすべき仕事が存在する。

ある発電会社が赤字になったとして、その会社の取締役・経営陣に交替を迫っても解決にならない場合がある。赤字となった真の原因は何であるか、止むを得ない理由であることもあれば、その原因を取り除くために人員の補強等対策を実施することが必要な場合もある。適切な保守部品を保有せずに、事故を起こしている場合には、経営者の責任を追及することが必要な場合もある。

分社化は、経営規模を適切にし、バ国会社法による株式会社としてのガバナンスの強化が期待できるが、その効果をさらに上げるためには、持株会社による子会社の適切な管理は重要である。

（３）共通・共同事項

個々の発電会社が単独で実施するより、多数の発電会社の共通・共同事項として取り組んだほうが適切である事項も存在する。例えば、下記のような事項がある。

・研究開発（単に技術面のみではなく将来の電力セクターの制度等も含め）
・発電所計画、建設（各発電子会社が、その人材を保有するより、専門部隊をグループとして保有するほうが効率的と思える。）
・大規模保守メンテナンス（中央に１社のみとするかは別として、各社が個別に保有するより共同でメンテナンス会社を保有したほうが合理的な可能性がある。）
・情報交換（本社がリードして推進しないと、進まない可能性がある。）
・IT 戦略（IT の基盤は各社共通が望ましく、経費節減の点からも共通・共同事項として取り組んだほうが、効果的と考えられる。）
・外国企業への発注・支払い業務（ガス・タービンやそれを組み込んだコンバインド・サイクルにおいては、メンテナンスのための高温部品は相当な金額となる。強い交渉力で、購入するには中央発注制度を採用したほうが、データの蓄積、他メーカーとの価格比較が容易であり、効果的な場合がある。）
・会計・経理システム（BPDB は、連結財務諸表を作成していないが、今後その必要性は高まるし、持株会社の管理上、援助機関の管理上、BERC による料金の検討、消費者・需要者への情報公開等様々な面で、連結財務諸表が望まれる。連結財務諸表を作成する際、会計方針が異なると作業が膨大となる恐れがある。連結財務諸表の作成を容易とす

る PC と Network を利用した会計ソフトを開発、使用すれば短期間に連結財務諸表が完成することが期待できる。会計ソフトにフレキシビリティーをもたせ、発電、送電、配電の差、また各社事業内容の差により追加情報の蓄積や取り出しが行えるシステムであれば、各現場においても使いやすく、持株会社としても常に最新情報が得られる効率的経営が期待できる。)

・「５－１－８　現金・預金の管理」に決済制度の可能性を記載した。現実には、発電子会社で資金不足が生じたとしても、借入を行える先が存在しない。BPDB グループ内で資金援助を実施するしかない。そのためには、決済および金融機能をもつ本社が存在したほうがよいと考えられる。資金不足が生じないように安全幅をもつ料金設定をすることは、適切でないと思える。

上記以外にも、共通の課題として BPDB グループとして取り組んだほうが、効果的、効率的な事項は多数存在すると思われる。分社化の優位点を発揮するように努めるとともに、BPDB グループ一体として取り組んだほうがよい事項については、共通・共同事項として取り組んで効率を上げる努力をすべきと考える。

（４）人事・人材交流および教育・人材育成

分社化したあとにおいても、人事・人材交流は BPDB グループの中で継続したほうが、望ましいと思える。全員を対象とするかは検討を要すると思うが、人事・人材交流をスムースに友好的に実施するためには、本社機能が必要と考えられる。

教育や人材育成についても、各社が単独で実施するより、共通・共同事項として取り組んだほうが効果的と思える。

５－１－16　BPDB の持株会社移行（ADB TA 4626-BAN）

ADB の BPDB 持株会社化支援にかかわる技術協力（ADB TA 4626-BAN : Corporatization of Bangladesh Power Development Board）の 2007 年 11 月 17 日付 Draft Final Report（DFR）が BPDB の Web Site：http://www.bpdb.gov.bd/download/BPDB%20Draft%20Final%20Report.pdf に掲載された。本章とも関係することから、以下を記述する。

（１）持株会社の機能・性格・所有構造

BPDB 持株会社にどのような位置づけを与えるかは、BPDB 分社化・株式会社化の基本部分であり、今後の電力セクター改革の推進に本質にもかかわると判断する。DFR（2.3 項）は、次の５種類の構造を適用可能な所有構造として紹介している。

・Option１：持株会社を作らず、MEMR が発電、送電、配電子会社に直接投資をする。

・Option２：現在の BPDB が持株会社となり、発電、送電、配電子会社を保有する。
（DESA、DESCO、REB は BPDB 子会社ではないので、従来通り。）

・Option３：現在の BPDB が持株会社となり、発電、送電、配電子会社を保有することに加え、Single Buyer と本社機能を果たす子会社を設立する。

・Option４：現在の BPDB が持株会社となり、発電、送電、配電子会社を保有するが、BPDB も存続することとし、Single Buyer 機能は BPDB に残して存続させる。

・Option５：発電持株会社と配電持株会社を設立し、発電、送電、配電の分離を明確にす

る。Single Buyer 機能は BPDB 子会社を設立して子会社に移す。送電については PGCB 1社であることから、送電持株会社は設立せず。

上記について、DFR は次のように、Option 4 がバ国政府の意向に合うと述べている。しかし、本事項は、電力セクター改革の基本部分であり、各 Option の優劣を今後関係者が正確・適切に分析し、慎重に検討を重ねることが重要と考える。

"Based on the above considerations, the Government advised that corporatization of BPDB should aim for Option 4, a non-operating holding company with a separate single buyer, as an interim target. Option 3 or Option 5 can subsequently be selected as the ultimate long term target depending on plans to introduce competition and the initial operating experience gained with Option 4."

各 Option についての優劣についての参考意見を以下に述べる。

1）Option 1 については、持株会社であっても、子会社経営（あるいは支援）を株主の立場として実施することから、MEMR が直接発電会社に出資することより、株式会社としての持株会社を経由し、持株株式会社が子会社の経営（あるいは支援）を株主の立場として行うことが、現時点での電力セクター改革の方針に合致すると思うことから、Option 1 は除外してよいものと考える。

2）Option 2 は、分社化後に残った BPDB を株式会社に移行する案であり、最も素直な持株会社化であると考える。なお、発電と配電を分社したあとに残るのは、親会社としてのサポート機能と Single Buyer である。

3）Option 3 は、Option 2 から Single Buyer 部分も子会社として別会社にする案である。この場合、PGCB と Single Buyer が兄弟会社となることや、決済機能に関連する問題も生じると考えられる。Single Buyer の機能は、大別すると以下となる。

a）System Operation

各発電所の発電所の発電と送電系統の電力潮流（無効電力と電圧を含め）をモニターし、各発電所に発電指令を行うとともに、供給力が需要に満たない場合は供給中止を行い、場合によっては、一部の変電所の遮断機を閉鎖し、電力供給を強制的に中止する。

b）決済機能

配電会社に対する電力供給量と発電会社からの電力受電量ならびにキャパシティーや PPA・発電指令違反等を把握し、配電会社からの卸売り電力料金の回収と発電会社に対する発電代金の決済を行う。

上記の a)、b) とも重要な機能・役割であり、現在は BPDB 内部の関係であるが、これが社外取引となることにより問題発生となることを避けなければならない。すなわち、a) は失敗すると大停電や大事故につながりかねないし、電圧変動、周波数変動、停電という事態の増加があり得る。b) は「５－１－８　現金・預金の管理」で記載した Single Buyer との決済方法、あるいは「５－１－13　エネルギー管理委員会（BERC)」で記載した電力セクター全体の料金体系と関連するが、IPP を含めたすべての発電代金の決済と配電会社からの卸売り電力代金が Single Buyer を経由して行われることである。制度が機能しなかった場合には、Single Buyer は直ちに破産状態となり、混乱状態となる。

Single Buyer は、制度上極めて重要な機能・役割を果たすことから、慎重な検討が必

要である。

4）Option 4は、Option 2のなかで、分社後に残る BPDB を株式会社に改組しない案である。セクター改革の大きな目的にアカウンタビリティを高め健全な収支・財務の確保があることを考慮すると、Single Buyer の部分のアカウンタビリティの確保と、それに伴う健全な収支・財務の確保は重要であり、BPDB の改革は欠かせないと考える。BPDB を改組し、財務諸表を年度末から一定期間内に消費者・需要者を含む利害関係者に公表することは重要である。また、各発電所にメンテナンス・アウテージの権利を与えるためには現在の BPDB ではない新組織が望ましいと思える。

分社後に残る部分の BPDB をどうするかは電力セクター改革の骨幹部分であるゆえ重要な課題であり、充分な検討を行う必要がある。

なお、DFR は、Option 4 に対して、Option 2 よりも高い評価を行っている。DFR で行った Option 4 に関する財務の健全性、自治の確保、売買機能、本社機能、改革内容の５点の評価で、Option 2 よりも優れているとしているが、５点すべて正しくないと思える[12](単純性は Option 4 において高いとしているが、改革を伴わないから単純であり、評価の基準が異なると思える)。

5）Option 5 は、Option 3 をさらに持株会社を発電、送電および配電の３社に分割し、配電持株会社の子会社に DESA と DESCO も加えた案である。Option 5 については、持株会社を３社に分離しなければならない積極的な理由が特に存在せず、あえてこの案を推進しなければならない理由は見あたらないと考える。

上記のように Option 2 が望ましいと考えるが、どうしても Option 4 を採択するのであれば BPDB 改革を積極的に推進する体制を残し、Option 2 に至る途中経過として止めることが望ましいと考える。

（2）子会社の定款

NWPGCL の定款について、「５－２－１　定款」において EGCB 及び WZPDCL の定款と比較を行い、記載した。「５－２－１」に述べるとおり、現在の NWPGCL の定款に不都合な点は存在しないと考える。むしろ、PGCB や DESCO が上場を果たし、上場を目指す課程においてガバナンスやアカウンタビリティの強化が実施されたと理解することから、PGCB や DESCO の定款に近いと思われる NWPGCL の定款は優れていると考える。

例えば、社外取締役の人数を定款に記載することによる優位点についても評価すべきと考えるが、DFR（3.2.6 項）は異議を唱えている。

子会社の定款はすべて統一されていたほうがよい場合もある。しかし、移行途上であり、十分な経験が得られていないこともあり、失敗も含めた経験も踏まえて、改正を重ねるほう

---

[12] DFR は、IPP との PPA Buyer が BPDB であることから、BPDB の改組は IPP プロジェクトに関する関係者の承認取り付けが必要であることを述べている。ハリプールと Meghnaghat の IPP は、当初スポンサーが AES であった。ところが、「コラム５－４」に記載のように、プロジェクトの稼働後に AES は、CDC Globeleq に譲渡し、CDC Globeleq は再度マレーシアとサウジアラビアのコンソーシャム会社に譲渡した。約５年の間にスポンサーが２回変わったが、プロジェクト・ファイナンスでスポンサーは根幹部分であり、スポンサーの交代は特殊ケースである。一方、PPA の売電先の交代はバ国政府の保証は継続することから、実質は変化がない。また、ファイナンス構築上で大きな役割を果たしているのは WB（IDA と IFC）および ADB であり、電力セクター改革を前進させるための売電先変更には積極的に賛同する。DFR に携わったコンサルタントの途上国 IPP の知識・経験の不足が関係している可能性もある。

が大きな失敗につながらないことも期待できる。いくつかの定款を使用することにより、それぞれの優劣が評価でき、最適なものを作り上げることが可能である面を考慮すべきと思う。

（３）懸念事項

DFR は問題が生じる危険性を含んでいる可能性ありと考える。1991 年に BPDB から分離する形で DESA が設立された。この経緯は、電力セクター改革でダッカ地区の配電合理化であった。DESA 設立によるセクター改革は失敗であったと現在は多くの関係者が認める[13]。DESA 設立を進めたのは ADB の TA 報告書であったと聞く。

BPDB の財務諸表はその信頼性を含め問題ありとの指摘が古くからある。ADB は TA を供与し、会計作業・手続きの合理化を支援した。これについても、その結果として問題が一層深刻化したと BPDB 関係者から聴取したことがある。

分社化・株式会社化のよい面ばかりを期待してはならない。逆に問題を複雑化し、解決を困難ならしめることもある。例えば、発電・送電・配電を分離し、その中で発電と配電は複数の子会社に分割し、Single Buyer 制度を採用している国が途上国でどれほどあるか、その現状、問題点、課題等を調査して、その調査結果をバ国電力セクター改革にフィード・バックすることは極めて重要と考える。

DFR では、そのような調査は全く実施されていない。実は、発電・送電・配電の分離が行われ、かつ発電と配電の複数の子会社分割がなされ、Single Buyer 制度である国は存在しない可能性がある。もし、バ国電力セクター改革が、第一号であった場合慎重に取り組むべきであると考える[14]。

脚注 13 に引用したのは 3 Year Road Map の文章である。“Implementation of road map should be based on in-depth study.” は、重要であると考える。

５－２　北西部発電会社の現状と課題

５－２－１　定　款

NWPGCL は、2007 年 8 月 28 日に BPDB によりバ国会社法（The Company Act, 1994）による株式会社（Limited Company）として設立された。NWPGCL はバ国会社法の規定とその定款（Memorandum of Association と Articles of Association）により運営されることとなり、NWPGCL の定款に記載の主要事項を、表５－２－１に記載する。表５－２－１には、参考比較として EGCB と WZPDCL の該当する定款の定めを記載した。

---

[13] 例えば、3 Year Road Map に次の文章がある。

“Creation of DESA as a separate authority, without introducing new management & corporate culture and without sufficient autonomy & incentive, did not yield good results. Again creation of Ashuganj Power Station Company Ltd (APSCL) and WZPDC without sufficient preparatory works and addressing governance & employee issues properly created mismanagement in the business. Implementation of road map should be based on in-depth study.”

[14] 先進国において、発電・送電・配電が分離され、ISO（Independent System Operator）による電力市場で運営されている電力系統は多く存在する。しかし、この場合においても、発電と配電で市場を通さず直接取引で売買されている量が多い場合がある。また、市場取引商品にアンシラリー・サービスが存在し、電力安定供給・系統安定に多くの配慮がなされている。

表５－２－１　電力セクターBPDB 子会社の定款

	NWPGCL	EGCB	WZPDCL
授権資本	100 百万 Taka（M13）	3,000 百万 Taka(MV)	25 百万 Taka（MV）
払込済資本金	100,000Taka（M13）	11,000Taka（MV）	1,000,000Taka（MV）
株主構成 （2007 年 10 月現在）	BPDB　93% BPDB 理事・元役員　5% 社外取締役　2%	BPDB　50% BPDB 理事　50%	BPDB　99.994% BPDB 理事　0.005% WZPDCL 社長　0.001%
公開・非公開	公開会社　(A4)	非公開会社　(A3)	公開会社　(A4)
取締役	最低７名、最大 21 名（現在８名） 半数以上は社外取締役とし、さらにこの社外取締役の半数以上は需要家代表とする。(A78)	社外取締役の規定なし。	最大 12 名 - BPDB 最大６名（現在４名） - 需要者・第三者　３名 - 執行役員　３名 (A72)
執行役員	名称 CEO　(A100) 取締役会における投票権なし　(A88)	Managing Director　(A82)	取締役中の３名が - Manag. Director - Director（Technical） - Director　(Finance) に就任する。取締役会で投票権あり。(A91、A92)

注：（　）内の M13 や A78 は、当該事項を定めた定款の条項であり、例えば M13 は Memorandum of Association 第 13 条を意味し、A78 は Articles of Association 第 78 条を意味する。

会社により多少の違いはあるものの、共通事項としては、

（１）BPDB を主株主とするが、取締役に就任する BPDB 理事は、名目的に１株を出資している。

（２）CEO（執行役員）は、取締役会（Board）の決定に従い、日常業務を執行する。取締役会は方針と重要事項の決定を行い、執行役員がその方針と決定事項に従い業務を執行する。

NWPGCL の場合は、CEO を取締役でないこととしている。この場合、CEO への権力集中を避けることが可能である。WZPDCL の場合は、執行役員３名を取締役としている。この場合、取締役・取締役会と執行役員との間の意思疎通をよくすることが期待できる。

EGCB は、非公開会社であり、定款変更を行い、将来は公開会社になるもものと思われる。その際、社外取締役についても定款の定めを設けるものと思われる。

５－２－２　組　織

NWPGCL の図５－２－１に示したような組織になることが想定される。

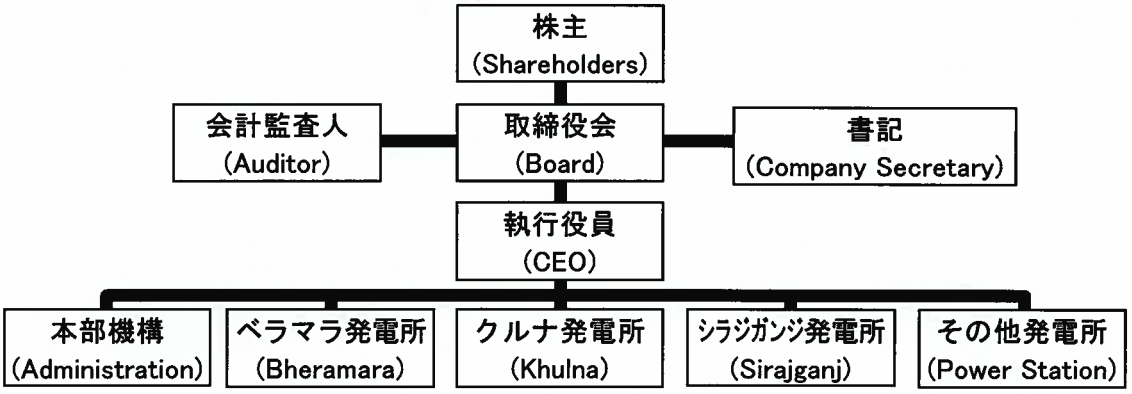


図５－２－１　NWPGCL の組織図（予定）

取締役なくして会社設立は不可能であることから、NWPGCL の取締役および取締役会は存在する。しかし、2007 年 10 月 31 日の時点では、執行役員は選定中とのことで、決定していなかった。一方、ベラマラ新設 450MW コンバインド・サイクルの発電所長は、既に BPDB Board の承認を経て Mr. Mukbul Hossain（役名としては Project Director, Bheramara 450MW Power Station）に決定しているとのことであった。

取締役会は最低３か月に１回開催[15]され、経営方針と重要事項が決定される。取締役会により執行役員が選任[16]され、執行役員が取締役会で決定した経営方針と重要事項に従い、取締役会により委任された業務を執行[17]する。

執行役員が業務を執行する組織として各発電所ごとの運転保守の組織と会社としての総務人事業務、経理・財務業務、社外からの仕入・物品購入業務（発電所にても保有する可能性はある。）等および内部監査業務を行う組織、ならびに必要があれば各発電所をサポートする NWPGCL の本部サポート部門が構成されることと考える。

日常の運転保守の組織は各発電所ごとに構成されるのが合理的であり、各発電所所長に対する業務権限を適切に設定する必要がある。NWPGCL は、BPDB より小規模であり、各発電所長が執行役員と綿密な連絡を保ち、必要な決断を遅滞なく下せ、効率的に発電事業を実施することが期待できる。しかし、発電所長がすべての事項を執行役員に相談し決定することは、非効率であり非実務的である。合理的な所長の権限規定の整備が望まれ、各発電所においてはさらに、その下部組織の長の権限規定も作成されることとなるが、下部組織の権限規定についても可能な範囲で NWPGCL 内は共通にすることが NWPGCL の会社運営・管理上も望ましい。

ただし、一方であまりにも細部にわたる規定は、逆に非効率にもなりかねず、合理的な規定が望ましい。例えば、支払金額や契約金額で権限を規定することがよいのか、予算を重視して承認された予算の範囲内であれば自由度を大きくするのが適切かなどである。他の例として、EGCB は、ハリプール 360MW を SBU として運営する意向でいると聞く。しかし、執行役員が

[15] バ国会社法 96 条。
[16] 定款 Articles 100 条。
[17] 定款 Articles 101 条。

有する権限を超える権限を、SBU であることを理由に SBU の Plant Management Committee に与えてしまうと、執行役員の機能や会社定款、取締役会決議との相互関係を崩すことになりかねないと危惧するし、図５－２－１のように執行役員が実務上の最高責任者としていることから、それに反することは混乱を来すと思われる。権限規定は、会社として機能するように作成する必要がある。何故ハリプール 360MW に Plant Management Committee を設置したのか、EGCB から説明を受ける機会がなかったが、本部機構を充実し、執行役員の管理業務を補佐し、社内監査機能[18]を強化する方法もあると考える。特に BPDB であれば、Board の下部に執行役員が存在しなかったが、バ国会社法の株式会社の機関としての執行役員制度をフルに活用することも効率的であると考える。

本部機能として預金管理の集中が考えられる。すなわち、小口支払いのための一定の金額を限度とした現金・預金は発電所長の管理とするが、給与の支払いを含め、通常の支払いは本社経理が管理することである。発電所が支払伝票を起票し、それを NWPGCL 本社経理がチェックのうえ、小切手を発行したり、銀行振り込みの行為をすることである。

５－２－３　雇用問題

Policy Statement の「６．Employment Issues」は、労働組合の雇用に関する要求もあり、取り入れられたと理解する。WZPDCL は、2002 年 11 月に設立され、2003 年 10 月に南西部の BPDB の配電に関する事業資産の譲渡を受け、事業を開始した。従業員約 2,700 名のうち 2,300 名以上は BPDB との雇用を継続し WZPDCL への出向の形である。これら 2,300 名強の出向者は、WZPDCL との雇用契約を締結するか、あるいは BPDB に止まるかの選択実行期限を 2007 年 12 月として WZPDCL において就業している。このような従業員の雇用主選択オプションを設定したのは、雇用問題の解決のためと理解する。選択オプションの結果 WZPDCL と雇用契約を締結した場合、給与水準は BPDB よりも高いと聞いた。

ベラマラ発電所については、既存ガスタービン発電機３基は撤去する計画と聞いているが、例え既存発電設備を非常用電源として残すとしても、ベラマラ発電所の現在の人員は既存設備のためには不必要となる。大半の人員は新規 450MW コンバインド・サイクルの発電設備の運転・保守に従事するのが自然であると考えるが、一方で新規 450MW コンバインド・サイクルの発電設備における発電コストのみを考えた場合には、O&M Contract を締結してすべて外部のコントラクターに発注し、成果が悪い場合の多額の損害賠償条項を付した条件で契約したほうが有利であることもあり得る。あるいは、給与単価が高くても有能な人材を新たに雇用したほうが、良い結果が期待できる場合もある。

雇用・労働問題が発生した場合、ベラマラ発電所あるいは NWPGCL のみの範囲で収まらず、すべての BPDB 発電子会社の労働問題へと拡大する可能性もある。WZPDCL の場合は、全員の雇用を継続し、従業員の雇用選択オプション実行を事業開始から４年以上の期間としたのであり、労使間の協議による円満な解決は必要であると考えられる。

ベラマラ 450MW コンバインド・サイクルの発電設備の運転保守を O&M Contract を締結して実施すべきかどうかは、雇用問題も考慮して検討すべきである。なお、現在の人員による新規

[18] 社内監査機能とは単に不正の摘発のみとは限らない。例えば、必要なスペアーパーツを保管しているかなどの運転・保守に関する事項など多岐にわたると考える。

450MW コンバインド・サイクルの発電設備に対する運転保守の能力の評価、そして人員の研修・教育・トレーニングならびに必要な外部（他の発電所も含め）からの補強・雇用も当然実施すべきと考える。Long Term Maintenance Contract については、その Scope を大きくした場合は O&M Contract と差がなく、一方で Scope を少なくすると発電会社が十分な保守部品を保有し、必要に応じ必要な専門技術者を必要な人数を招聘することと差がなくなる。目標とする発電所の運転管理指標（Performance Indicators）を確保するために、どの方法が、一番コストが低くなるかの問題と考える。実態に合わせた運転・保守の体制を敷くことが重要であり、かつ IPP とコスト（「５－１－５　売電契約（PPA）」で述べた税の優遇の部分は別にして）的に競争力ある運転・保守の体制を構築しなければならない。

なお、保守（Maintenance）に関しては、ベラマラ発電所の組織のみで対応するのか、NWPGCL として本社保守部隊を設置し、日常メンテナンス以外は本社保守部隊が実施することもあり得ると考える。さらに拡大して、BPDB グループとして保守に関する高度技術サポート部や特殊メンテナンス部隊を保有し、BPDB 持株会社が保守会社を１社保有することも検討の価値はあると思う。研修・教育・トレーニングについても同様であり、小規模な単位で保有するより、合同で保有して利用するほうが、費用も安く、効果も高い事項も存在する。

５－２－４　西部地区既存発電所

「５－１－11」に発電会社の分社後の規模についての記述を行ったが、NWPGCL について MPEMR と BPDB の関係者で、NWPGCL はジャムナ河～パドマ河～メグナ（Meghna）河より西部の地域すべての発電所を保有・運転すると述べた人もいた。

当該西部地域は面積で 77,000km^2 あり、バ国の全国土面積 147,570km^2 の 50%強を占めることから、BPDB 分社後の発電会社１社の地域としては広大すぎると思える。また、次のような問題点も存在する。

（１）現在８か所の発電所が存在し、少なくとも Sirajganj 発電所が加わることになるので、最低でも９か箇所の発電所となる。

（２）クルナ～Thakurgaon 間は直線でも 400km 近くあり、交通の便が悪い西部において、この地域を１社の発電会社とすることは非効率であると思える。

（３）Barapukuria の石炭火力発電所が存在し、Barapukuria 発電所を含めて１社とすることは、望ましいとは思えない。

一つのアイデアとしては、表５－１－10 の BPDB 発電所の参考グルーピングに記載したように、西部を南部と北部に分け、さらに Barapukuria 発電所は石炭火力発電所として１社とすることであると思える。この場合、Sirajganj 発電所は、ベラマラ発電所やクルナ発電所とは別の北部に位置することから、NWPGCL に属することとなるが、NWPGCL が既存発電所の事業を継承していく段階で、Sirajganj 発電所を事業譲渡して再編成を実施していけばよいものと考える。

５－２－５　Bibiyana と Sirajganj の IPP との比較参照

Bibiyana 発電所および Sirajganj 発電所は双方ともベラマラ新発電所と全く同一の 450MW のコンバインド・サイクルが計画されており、この２つのプロジェクトは本ベラマラ 450MW コンバインド・サイクル・プロジェクトが比較参照すべき好都合な対象である。

バ国において IPP は、表３－６－１記載のように Meghnaghat の 450MW コンバインド・サイ

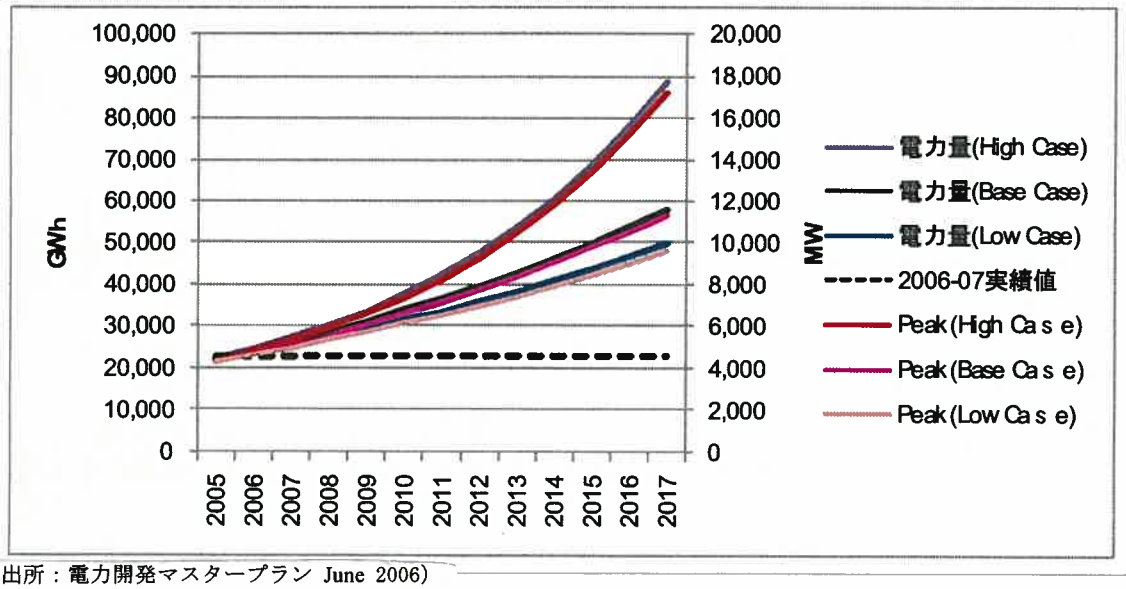
クルが 2002 年 11 月に稼働開始して以来、約５年間実現したプロジェクトはなく、Meghnaghat Phase 2 および Phase 3 （共に 450MW コンバインド・サイクル）は政府とスパンサーの間で交渉中であったが、Phase 2 は契約の停止条件により破棄となり、入札手続きが行われていない Phase 3 もファイナンス・アレンジの目処も立たずプロジェクト中止になる見込みである。

BPDB から分割され、株式会社となった発電会社が参入する Single Buyer 制度の市場競争を導入しようとしている政府事業の活性化政策の推進には、IPP として民間事業の参入を計ることは重要である。限定した範囲であっても民間事業との競争を導入せず、政府事業を単に分割し、株式会社化したのみでは、不十分である。電力セクター改革の基本方針である Policy Statement の 5. 2. 2 (d) 項においても、発電部門および配電部門における民間企業の参入が述べられており、Policy Statement 5. 3. 1. 2 項において新規発電プロジェクトは政府事業と民間事業の双方で実施することが述べられている。

Bibiyana と Sirajganj IPP は表３－４－５の IPP の第２項と第５項のプロジェクトであり、それぞれ IFC と ADB が計画段階からバ国政府にプロジェクトの推進を支援しており、プロジェクトが成立する可能性が高いと期待される。現在稼働中のバ国における大型 IPP はハリプール 360MW と Meghnaghat 450MW のコンバインド・サイクル発電であるが、「コラム５－４」に記載のとおり、融資金（Debt）部分はすべて IDA、IFC および ADB のいずれかが融資、保証を行い、あるいは一部を B Loan として Syndication が行われたのである。バ国のカントリー・リスクを IDA、IFC、ADB が引き受けたことにより資金調達・組成が可能であったのであり、計画段階から入札・落札者の選定について IFC と ADB が支援している Bibiyana と Sirajganj の IPP は実現の可能性が高いと思われる[19]。

ベラマラ 450MW コンバインド・サイクルと Bibiyana および Sirajganj IPP の３つの 450MW コンバインド・サイクル発電所プロジェクトは、相互に刺激をする比較対象となるプロジェクトである。現在でも需要調節のための停電を余儀なくされている状態であり、電力開発マスタープランによる将来の電力需要を図５－２－２に示したが、2011 年の電力需予測は Base Case で 36, 642GWh、High Case で 42, 202GWh そして Low Case で 33, 659GWh である。これらは、表５－１－２に示した 2006～2007 年の発電量のそれぞれ 1. 61 倍、1. 85 倍、1. 47 倍である。

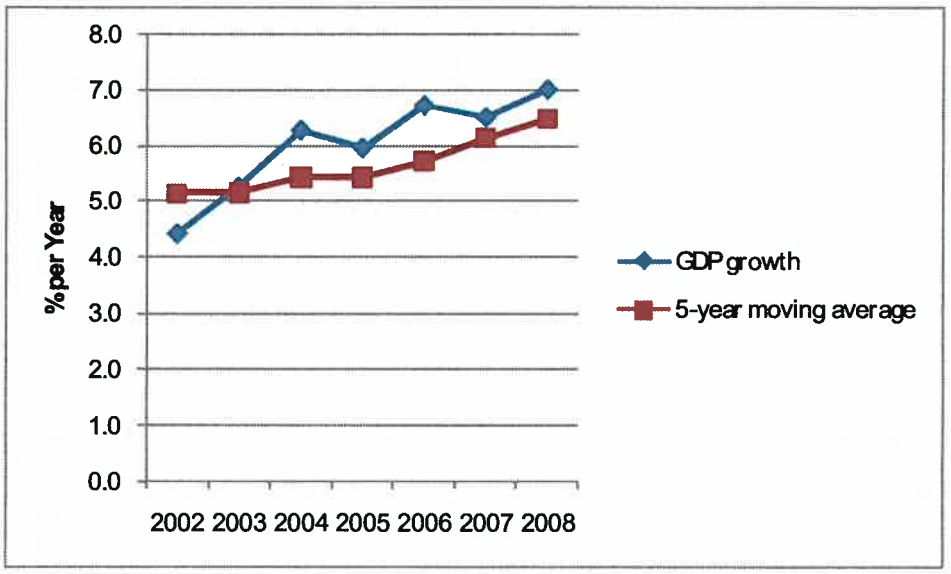
[19] ADB Technical Assistance Report, Project Number 41125, July 2007 においては、Sirajganj と Meghnaghat Phase 3 の２件を TA の対象としているが、２件を同時に実施する場合は、融資・保証金額も２倍となることから、可能性の高い Sirajganj が最初に実現すると想定した。



出所：電力開発マスタープラン June 2006)

図５－２－２　バ国の電力需要予想

バ国の GDP は、図５－２－３のように年率６～７％の高率で増加している。年率６％の成長率で５年間推移すると 1.34 倍になり、年率５％の場合で 1.28 倍となる。電力開発マスタープランは、Base Case において GDP 成長率を 5.2%として、送配電損失の改善を含んだ GDP 弾性率を 1.5 程度で見込んでおり、この前提で考えると５年間で 1.46 倍である。現状の発電設備容量は IPP を含め実質 3,300MW であるが、常に 300MW 程度は需要のピーク時間帯において供給停止を行っている現状においても 3,600MW は最低限必要といえる。3,600MW の 1.46 倍するためには 1,656MW を追加する必要があり、さらに発電所完成後３～４年後の 2015 年頃の電力需要を考えると図５－２－２のように合計で 10,000MW 程度の発電設備が必要である。老朽化による休止する設備もあり、450MW コンバインド・サイクルの発電設備がベラマラ、Bibiyana および Sirajganj の３か所で 2011 年頃に同時期の完成となっても過剰設備状態にはならないと考えられる。



出所：ADB Asian Development Outlook 2007。2007 年と 2008 年は ADB の予測数値

図５－２－３　バ国 GDP 成長率

コラム５－６　450MW コンバインド・サイクル発電設備

450MW コンバインド・サイクルの発電設備は、主機としてガス・タービン発電機２基とその廃熱回収による蒸気発生機２基およびこの蒸気を利用する蒸気タービン１基より構成される。蒸気は、廃熱回収により発生し、燃料は２基のガス・タービンのみで燃焼されることから、使用するガス・タービンにより蒸気発生量が決まり、発電所の出力もほぼ決まってくる。参考として、下記がガス・タービン各社の参考出力である。Bibiyana および Sirajganj の IPP を推進している Power Cell は、発電所出力は 450MW と特定せず 400～450MW のような許容範囲を設けて入札を行う予定でいる。

ガス・タービンの製造者	Model 名	ガス・タービン出力（ISO）	2-2-1 コンバインド・サイクル参考出力（ガス・タービン出力の３倍とする。）
General Electric	MA9171E	126. 1MW	378. 3MW
三菱重工業	M701D	144. 0MW	432. 0MW
Alstom	GT13E2	179. 9MW	539. 7MW
Siemens	SGT5-2000E	168. 0MW	504. 0MW

５－２－６　ベラマラ発電所のマニュアル作成

発電所のマニュアルとしてはコントラクターが完成図書として納入するマニュアルが存在するが、発電所の運転・保守を実施する発電所としてのマニュアルも、機器のマニュアル以上に重要である。

日常業務として実施すべき事項、事故対応を含め、発電所独自のマニュアルも存在するであろうし、他の発電所と共通するマニュアルも存在するはずである。各種のマニュアル類を発電所の運転開始を目指して作成することにより、問題の少ない運転・保守の体制が確立されることが期待される。例えば、ガス・タービンのメンテナンスとして Combustion Inspection、Hot-Gas-Path Inspection や Major Inspection のインターバル・所要日数、実施のための人員計画、部品等の購入手続き、計画、予算や発注手続き等々発電所が機能するためには、予めシミュレーションを行い、取り決めを文書化し、マニュアル化することが合理的な運営のためには重要である。

NWPGCL として各担当者が予算案を作成し、それを集計し、見直し・修正をして発電所単位・会社単位の予算を作成し、最終的に取締役会で承認を受ける積み上げ方式で予算作成を行うはずである。このような予算作成および実行に関するルールや参考事項等もマニュアルとして作成されるべきと考える。