

## 第5章 基本設計

### 5.1 本計画の概要

4.7.2 項および 4.7.3 項よりベラマラ CCGP は、F 型ガスタービン発電機 1 台、排熱回収ボイラ 1 台、蒸気タービン発電機一台および関連補機からなる出力 360MW の高効率多軸型 CCGP として計画する。また、本プロジェクトには隣接する 230kV 送電線からの引込み線、230kV 変電所、既設 132kV 変電所の改修、隣接するガス分配所 (CGS) からのガス引込み管が含まれる。蒸気タービンの復水器冷却設備には強制通風冷却塔設備を採用し、冷却塔の補給水は地下水を利用する。

### 5.2 発電設備運用

#### 5.2.1 概要

発電設備主機と補機は、発電設備運用耐用期間を通じて、起動停止や通常運用上問題ない設計とする。また、高いアベイラビリティを達成するためにも、補機に十分な冗長性を持たせる。発電設備主機と補機は、発電設備運転用のマウス付きキーボードパネルからの操作による起動から定格負荷までの起動工程が可能な設計とする。

#### 5.2.2 発電設備運用計画

発電設備は、実績ある高度な技術に基づいて、高い効率性ならびに信頼性を確保できるものとする。

##### (1) 起動時間スケジュール要件

発電設備機能に対応できるよう、起動時間は可能な限り短縮する。起動時間とは、起動フェーズ選択から、復水器真空が確立し、HRSG 起動、GT 起動、そして並列し定格負荷状態になるまでに必要な時間として定義される。GT・エアパージと並列の時間は除外する。

##### (2) 運用耐用期間

発電設備主機と補機は、以下に定めた運用期間に基づいて設計・建設される。

運用耐用年数 = 30 年

運用耐用時間＝定格負荷で 183,960 時間<sup>1</sup>

発電設備は、定格負荷で年間 6,132 時間以上、継続的な運転ができるように設計される。なお、起動停止工程に必要な時間は、上記の運用時間には含まれていない。

### (3) 起動停止時間

発電設備は、以下の年間起動回数に基づいて設計される。

起動工程	年間起動回数	保証期間中の起動回数
コールド起動 (36 時間以上の停止)	2	60
ウォーム起動 (36 時間以下の停止)	5	150
ホット起動 (8 時間以下の停止)	30	900
ベリーホット起動 (1 時間以下の停止)	5	150
合計	42	1,260

## 5.2.3 発電設備制御概要

### (1) 発電設備自動化

自動化範囲は、操作員が中央操作室から発電設備監視・制御できるよう、発電設備起動停止制御と発電設備保護機能を完全自動化する。しかし、起動停止の制御シーケンスには、必要に応じて操作員による手動操作を認めるブレイクポイントを含めることとする。起動操作は、ベリーホット、ホット、ウォーム、あるいはコールドの各起動条件に従い選択可能であり、自動制御される。

### (2) 発電設備運用

中央操作室は新設タービン建屋内に設置し、需要を満たすように電力を自動制御できるデータログ処理システムを備えた、最先端の DCS (分散制御システム) を実装する。運転状況の監視用 LCD (液晶表示装置) や、発電設備運転用のマウス付きキーボードパネルから構成されるオペレータ・コンソール盤が、中央操作室に設置される。

CPU には待機冗長システムを利用して重複構成とし、制御システムの信頼性を確保する。

### (3) 負荷制御

発電設備の電力負荷は SCADA システムにより、中央給電指令所から発電設備へ要求される。発電設備の電力負荷への需要を満たされるよう、ベラマラ CCGT の操作員がオペレー

<sup>1)</sup> 運用耐用時間 : 24 x 365 x 30 x 設備利用率 70 %

タ・コンソール盤により、発電設備の電力負荷需要を DCS に設定後に、発電設備は自動運転される。

### 5.3 基本的技術課題の検討

#### 5.3.1 ベラマラコンバインドサイクル発電所の予想性能

##### (1) 候補 CCPP モデル

タービン入口温度が F 級レベルの 50Hz の大容量ガスタービンモデルから構成されるコンバインドサイクル発電設備 (CCPP) として国際市場には 4 つのモデルがある。相手先商標製造会社 (OEM) 4 社の F 級ガスタービンによるモデルで、豊富な運用実績に基づいた CCPP であり、本プロジェクトに最も適したものと思われる。Gas Turbine World 2007-08 GTW Handbook によると、その 4 モデルは下記の通りである。尚、ガスタービン発電設備を先行して商業運転に入れることを考慮して、単純サイクルモードでの運転ができることをガスタービン選定の条件とした。

<u>GTOEM メーカー名</u>	<u>CCPP モデル番号</u>
アルストム	KA26-1 AQC
ゼネラルエレクトリック	S109FA
三菱重工業	MPCP1(M701F)
シーメンス	SCC5-4000F 1×1

##### (2) ISO 条件での CCPP 性能諸元

前記 GTW Handbook に記載されている、天然ガス焚き ISO 条件 (101.33 kPa、15 °C、60% RH) 下での上記 CCPP モデルの主要性能データは、次の通りである。

<u>CCPP モデル</u>	<u>発電設備正味出力 (kW)</u>	<u>発電設備正味効率 (%)</u>
KA26-1AQC	無記載	無記載
S109FA	390,800	56.7
MPCP1 (M701F)	464,500	59.5
SCC5-4000F 1×1	416,000	58.2

##### (3) 定格および最大容量サイト条件下での CCPP 性能諸元

「入札仕様書」で発電設備の性能要件を規定するために、CCPP の 4 モデルのサイト定格および最大能力性能を予想する必要がある。そのために、前記 GTW Handbook に記載されているガスタービンの ISO 条件下での性能諸元を用いて、各 CCPP モデルのサイト定

格および最大能力条件における性能を熱平衡計算によって求めた。熱平衡計算に使用するガスタービンのモデルとその性能諸元(上記 GTW Handbook による)を以下に示す。

ガスタービンのモデル	GT26 (AQC)	PG9371(FB)	M701F4	SGT5-4000F
ISO ベース定格 (MW)	288.3	255.6	312.1	286.6
効率 (%)	38.1	36.9	39.3	39.5
圧力比	33.9	17.0	18.0	17.9
空気流量 (kg/s)	648.6	640.9	702.6	689.4
排気温度 (°C)	616.1	602.2	596.7	577.2
燃料ガス流量 (kg/s)	15.40	14.09	16.16	14.76
燃料ガス流量 (MMcf/hr)	2.78	2.55	2.92	2.67

熱平衡計算に用いた天然ガスの正味発熱量は、「バ」国の天然ガスの平均的組成体積率(%)から算出して、49,150 kJ/kg (60°F で 979.2 kJ/cf)と想定した。ISO 条件からサイト条件への大気条件の変更に伴う上記ガスタービン性能諸元の補正は、我々の豊富な経験に基づいて行った。尚、サイトの調査結果に基づいて、サイト条件を次のように設定した。

サイト条件	定格点	最大容量点
乾球温度 (°C)	35.0	10.0
相対湿度 (%)	80.0	80.0
湿球温度 (°C)	31.8	8.3
気圧 (kPa)	101.3	101.3

定格サイト条件は既存のガスタービン発電設備に与えられている条件と同じであるとして決定した。発電所の電気設備や補機の設備容量は、ガスタービンの運転最大容量とそれによって定まるボトミング設備(HRSGと蒸気タービン)の容量に合わせて決める必要がある。したがって、発電所の電気設備や補機の設備容量を決定するためには、ガスタービンの運転最大容量を定義するサイト大気条件(最大容量大気条件)を決める必要がある。ベラマラ・サイト北部のイシュデリでの2002年から2007年の5年間に亘る記録によれば、月平均の最低気温の平均値はプラス 10 °C である。したがって、発電所の電気設備や補機の設備容量はその気温におけるガスタービン運転容量とそれによって定まるボトミング設備(HRSGと蒸気タービン)の容量に合わせて決定する。なお、その気温に対応する相対湿度は80%であった。

CCPP の熱平衡計算に必要となるボトミングシステムのサイクル構成とパラメータは、CCPP メーカーの設計思想によって変わってくるが、類似 CCPP の例に基づき以下のように想定した。

GT 入口空気冷却設備 使用しない  
 GT 出口排気ガス漏れ 0.5%  
 サイクル構成 3 重圧、再熱  
 冷却設備 機械通風式冷却塔  
 HRSG タイプ 非助燃方式  
 サイト定格条件のタービン入口の蒸気条件

HP 蒸気

温度 560 (540)°C  
 圧力 11.8 (9.81) MPa

IP 蒸気 (高温再熱と IP SH 蒸気の混合)

温度 560 (540)°C  
 圧力 2.94 (2.45) MPa

LP 蒸気

温度 LP SH と IPT の出口の蒸気の混合による温度  
 圧力 0.34 (0.29) MPa  
 復水器真空度 定格点: 14.0 kPa、最大容量点:4.1 kPa

ここでは、ガスタービンの排気ガス温度が他の発電設備よりも低いシーメンスの SCC5-4000F 1×1 CCPP については、カッコ内の数値を用いて計算した。ボトムリングシステムの熱平衡計算には、ガスタービンからの排気ガス流量の 0.5% の漏れを考慮した。

(4) 非助燃熱平衡計算結果

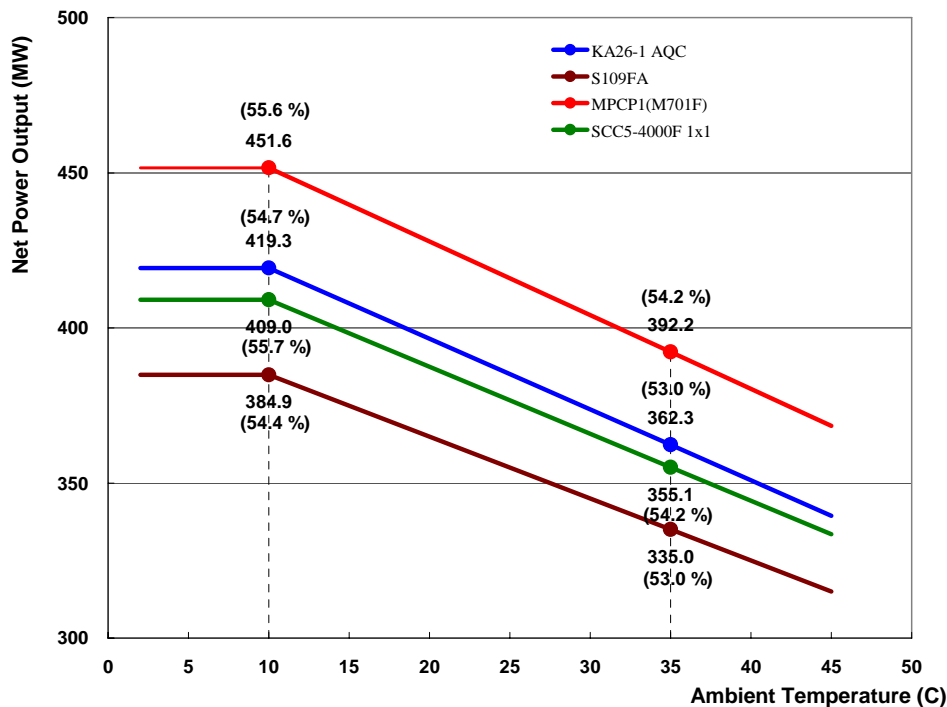
4 つの CCPP モデルの非助燃条件下での熱平衡計算結果は下表の通りである。

CCPP モデル	KA26-1(AQC)		S109FA		MPCP1 (M701F)		SCC5-4000F 1×1	
	定格	最大容量	定格	最大容量	定格	最大容量	定格	最大容量
発電設備総発電出力 (MW)	374.7	433.5	344.9	396.3	403.9	465.0	365.6	421.1
ガスタービン (MW)	245.5	288.7	221.8	260.8	270.5	318.1	244.1	287.0
蒸気タービン (MW)	129.2	144.8	123.1	135.5	133.4	146.9	121.5	134.1
発電設備総熱効率 (%)	54.8	56.6	54.6	56.0	55.8	57.3	55.8	57.3
補助動力 (MW)	12.4	14.2	9.9	11.4	11.6	13.4	10.5	12.1
発電設備正味発電出力 (MW)	362.3	419.3	335.0	384.9	392.2	451.6	355.1	409.0
発電設備正味熱効率 (%)	53.0	54.7	53.0	54.4	54.2	55.6	54.2	55.7

この計算結果の表から、定格サイト条件下での 4 つの CCPP モデルの正味発電出力の平均値は 361 MW と計算できる。したがって、本発電設備の正味発電出力は 360 MW とする。また、購入仕様書に記載すべき非助燃条件下での発電設備の正味発電出力の要求範囲は、多くの入札者の参加を促すために上記の計算値に対して適切な尤度を考慮して“320 MW ~410 MW” と明記することにする。

また、定格サイト条件での発電設備の正味熱効率は、53.0%～54.2%と計算されている。したがって、購入仕様書に記載すべき非助燃条件での発電設備正味熱効率については、適切な尤度を考慮して“発電設備正味熱効率は52.0%以上とする”と明記することにする。発電設備の最大総発電出力は、396.3～465.0MWの範囲であると計算されている。したがって、「バ」国電力系統の課題の検討には、多少の余裕を考え500MWの発電設備発電出力に対して解析することとした。

次頁に4つのCCPPモデルの大気温度性能特性を示す。この図から各CCPPモデル共大気温度に対して同じような出力特性を示していることが分かる。非助燃条件下での定格サイト条件における熱平衡線図(MPCP1(M701F))の例を後続の頁に示す。



大気温度性能特性図

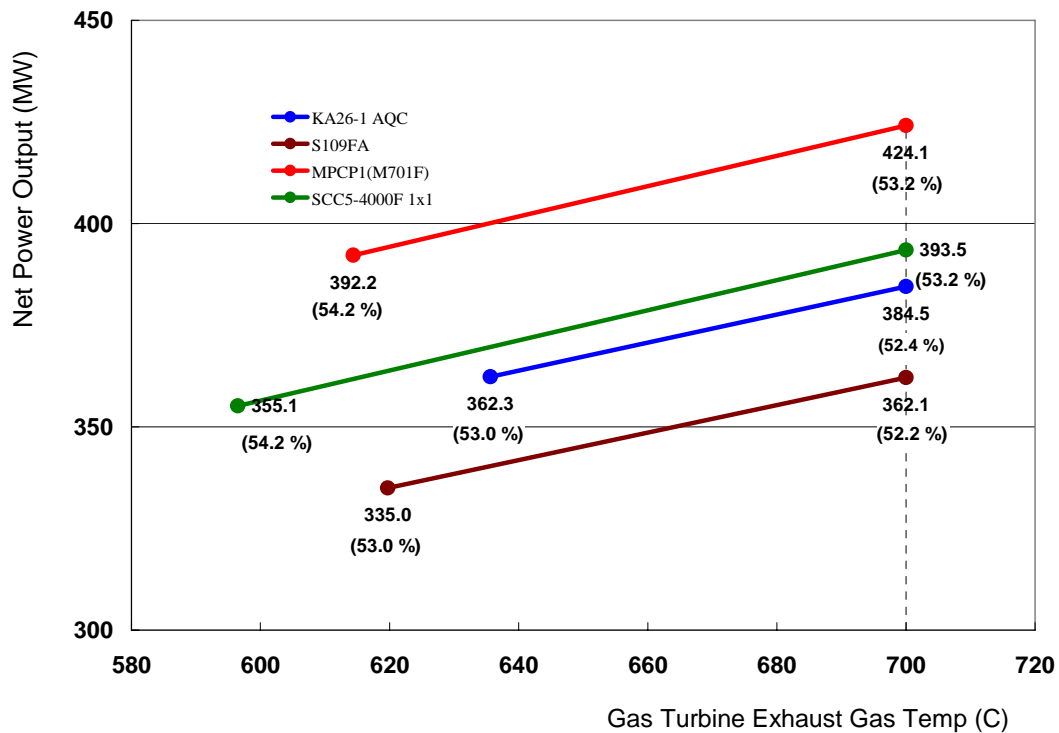
(5) 助燃熱平衡計算結果

ダクト助燃 CCPP は、CCPP のボトミングシステムの出力を増強するのに通常良く使われており、特に技術的な問題も無く確立されたシステムであり多くの実績がある。「バ」国の電力および燃料ガスの現在の料金制度(電気料金:3.2 US cents/kWh, 燃料ガス料金:0.10 US cents/cf)の中では、助燃により発電設備熱効率の低下と建設費用の上昇招くことになって、発電設備の発電出力の増加による経済効果がそれ以上に大きくなり、その発電設備は有利な評価となることが予想される。それを検討するために、先ず、前記4つのCCPPモデルについて、サイト定格条件下で助燃により700°Cまで排ガス温度を上

げた場合の性能を計算した。結果は次の通りである。なお、HRSG のケーシング構造を大きく設計変更することなく、昇温可能な温度限界は、一般的に 750 °C と言われており、多少の余裕を考慮して 700 °C まで昇温するものとして検討した。

CCPP モデル	正味発電出力 (MW)	正味熱効率(%)
KA26-1 AQC	384.5	52.4
S109FA	362.1	52.2
MPCP1(M701F)	424.1	53.2
SCC5-4000F 1×1	393.5	53.2

下図は4つのCCPPモデルについての助燃による排ガス温度上昇と正味発電出力の関係を示したものである。



助燃による排ガス温度上昇に対する出力特性図

(6) 非助燃 CCGP モデルと助燃 CCGP モデルの比較

1) 全体比較

比較項目	助燃なし	助燃つき																
プラント正味熱効率 (SCC5-4000F 1×1 の例)	54.2 %	53.2%																
プラント正味発電出力 (SCC5-4000F 1×1 の例)	355.1MW	393.5MW																
追加設備機器名称と追加建設費(SCC5-4000F 1×1 の例)	-	<table border="0"> <tr> <td>設備名称</td> <td>追加費用(1,000US\$)</td> </tr> <tr> <td>HRSG(追加分)</td> <td>2,900</td> </tr> <tr> <td>蒸気タービン設備(追加分)</td> <td>11,100</td> </tr> <tr> <td>電気設備(追加分)</td> <td>300</td> </tr> <tr> <td>復水器/冷却水設備(追加分)</td> <td>1,000</td> </tr> <tr> <td>燃料設備(追加分)</td> <td>800</td> </tr> <tr> <td>助燃設備(追加分)</td> <td>3,000</td> </tr> <tr> <td>計</td> <td>19,100</td> </tr> </table>	設備名称	追加費用(1,000US\$)	HRSG(追加分)	2,900	蒸気タービン設備(追加分)	11,100	電気設備(追加分)	300	復水器/冷却水設備(追加分)	1,000	燃料設備(追加分)	800	助燃設備(追加分)	3,000	計	19,100
設備名称	追加費用(1,000US\$)																	
HRSG(追加分)	2,900																	
蒸気タービン設備(追加分)	11,100																	
電気設備(追加分)	300																	
復水器/冷却水設備(追加分)	1,000																	
燃料設備(追加分)	800																	
助燃設備(追加分)	3,000																	
計	19,100																	
年間売電収入増加分	-	6,932,000 US\$																
年間燃料支出増加分	-	1,900,000 US\$																
保守管理上の変更点	-	ダクト助燃により HRSG 入口温度は上昇するが、通常発生蒸気の設計温度・圧力は変えない。また、HRSG の熱交換チューブのメタル温度はチューブの中を流れる流体(蒸気、加圧水)の温度によって支配されている。従って、助燃による熱交換チューブのメタル温度の上昇はほとんどない。結果として、非助燃の場合と比較すると、HRSG には保守上の変更点は無い。																

上記表で示されているように、同設備追加による運転保守費等の年間費用増分が追加設備費の 3% とすると、助燃設備追加費用分は約 4.3 年で回収できることになる。また、正味出力増分の建設単価は、約 500US\$/kW になる事が分かる。

2) 各 CCGP モデルの経済性評価

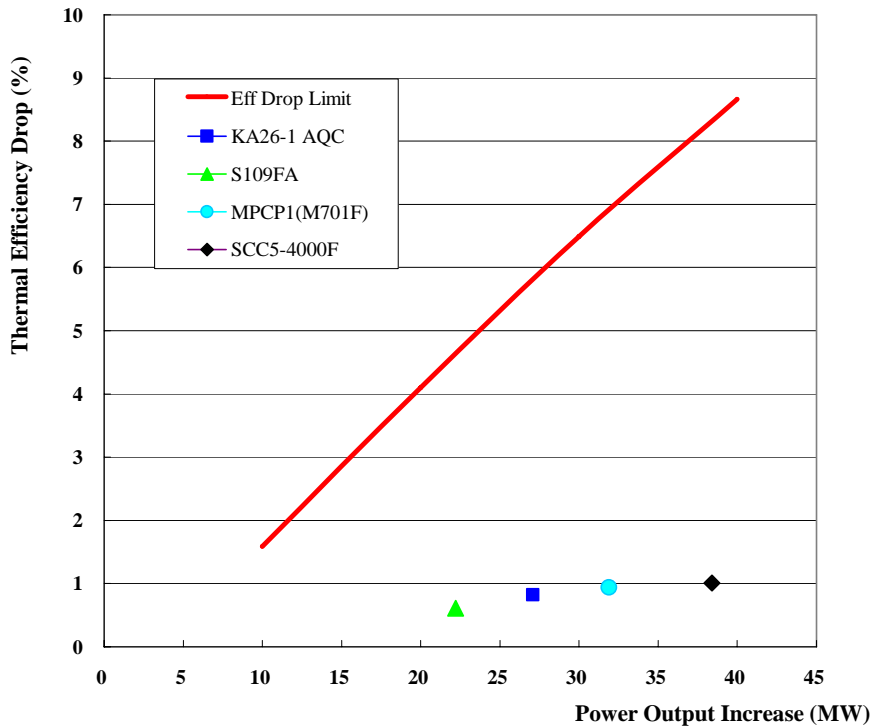
非助燃時と助燃時のプラント経済性比較のための条件を次のように設定した。

電気料金(平均値)	3.2 US cents/kWh
燃料料金	0.10 US cents/cf at 60 °F, 1 atm
電気および燃料料金のエスカレーション	1.5 %/年
検討期間	30 年



建設期間	3 年
出力係数	70 % (=100×年間発電量/定格出力×8,760)
送・配電損失	8.0 %
割引率	10.0 %
建設費増加分見積もり	コンピューター・ソフトウェア

次頁の曲線(赤の実線)は、助燃によるプラント正味出力増加とプラント正味熱効率低下の許容限界の関係を示したものである。助燃による熱効率の低下がこの許容限界以下であれば、そのプラントは助燃によってより経済的なプラントであると評価できることになる。この曲線は、助燃による年間の増加売電量の現在価値が年間の増加燃料費の現在価値と増加建設費の和に等しいと言う条件から計算したものである。

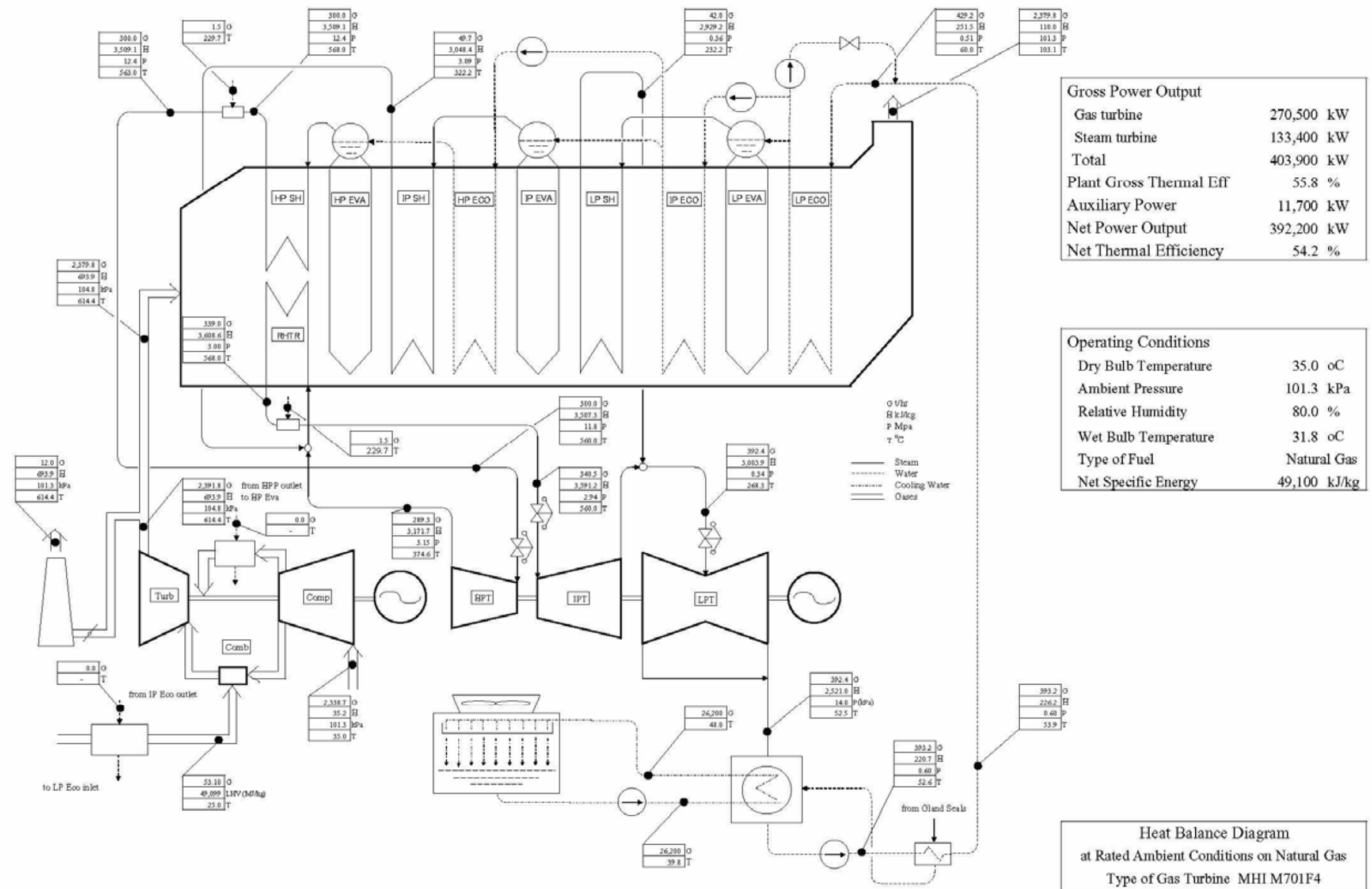


助燃による出力増加と熱効率低下許容限界の関係図

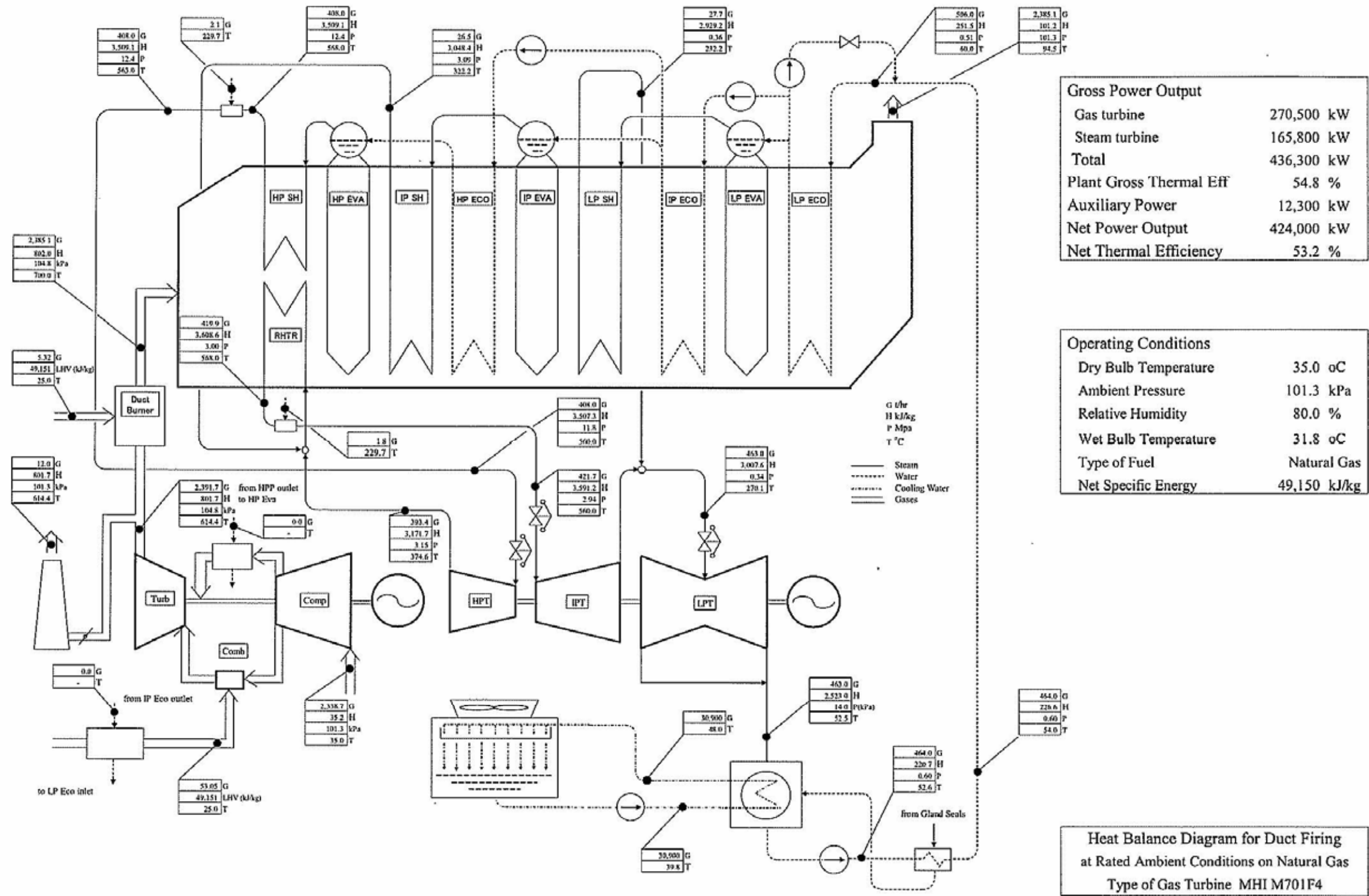
本図中に 4 モデルの CCPP の助燃による計算性能値が色付きの点で示されている。全ての点が熱効率低下許容限界を下回っていることが分かり、このことからどの CCPP モデルに対してもダクト助燃の方がより経済的であると評価できる。

このような検討結果から、助燃形 CCPP についても入札者のオプションとして購入仕様書の中で明記すべきである。その場合の正味発電出力の要求範囲は、上記計算値に対して適切な尤度を考慮して 340 MW～450 MW と指定することとする。

また、上記計算から分かるように、発電設備正味熱効率の最小値は 52.0 % となっている。したがって、助燃仕様の場合に購入仕様書に記載すべき発電設備正味熱効率については、適切な尤度を考慮して“発電設備正味熱効率は 51.0 % 以上とする”と要求することとする。定格サイト条件下で助燃した場合の MPCP1(M701F)の熱平衡線図を示す。



Heat Balance Diagram  
at Rated Ambient Conditions on Natural Gas  
Type of Gas Turbine MHI M701F4



### 5.3.2 ボトミングサイクルの最適化

F型ガスタービンによるコンバインドサイクル発電の場合、三重圧再熱式、三重圧非再熱式、二重圧非再熱式の3つのボトミングサイクルが考えられる。

コンバインドサイクル発電の性能は、トッピングサイクルの入熱が等しいので、発電出力の差に等しい。発電出力の差は、運転期間中の売電量の差である。三重圧再熱式の性能は、三重圧非再熱式、二重圧非再熱式より高い。一方で、三重圧再熱式の建設コストは、三重圧非再熱式、二重圧非再熱式より高い。従って、これら3つのボトミングサイクルは、建設コストの差を運転期間中売電収入の現在価値の差で補完できるか否かで評価できる。

各方式の運転期間中売電収入の現在価値および建設コストを計算した結果、運転期間中売電収入の現在価値の差は建設コストの差より大きくなることがわかる。これは、三重圧再熱式が三重圧非再熱式及び二重圧非再熱式より経済的であることを示している。

従って、このプロジェクトの基本設計及び入札仕様書には、三重圧再熱式の採用を明記する。また、燃料ガス価格は今後上昇することが予想されるため、高効率の三重圧再熱式の採用が望ましい。

さらに、緊急時の電力需要に対応できるダクトバーナ付三重圧再熱式が提案されるべきである。但し、高温材料の使用による設備投資を適切な範囲内に収めるため、ダクトバーナの出口排ガス温度は700°C以下にすべきである。

### 5.3.3 排気ガスバイパス設備

多軸構成のCCPPでは、ボトミングサイクルに何らかのトラブルが起きる場合のことを考え、単純サイクル運転が出来るように、通常排気ガスバイパス設備が装備されていることが多い。1軸構成のCCPPでは、軸系に嵌脱クラッチを付ける場合に、同設備を装備することもある。本設備は、電力供給が逼迫してトッピングサイクルであるガスタービン発電設備をボトミングサイクルに先行して商業運転に入れねばならない場合には必要となる。そのためには、ガスタービンの排気システムとHRSGの間に、バイパススタックとダンパを高温のガス流れの中に設置する必要がある。これらの装置は、650°C前後の高温に耐え得る巨大な機械装置となり、従って、発電設備の運用性に柔軟に対応できるという利点を持つ一方で、発電設備建設費は高くなり、運用上の信頼性は低くなる可能性がある。加えて、ガスタービンの排気ガスの一部が大気へ漏れることにより性能上の損失を招く恐れがある。運用柔軟性、運転信頼性、追加費用、段階的建設、性能、その他配置スペースなどの観点から検討した。

検討結果として、排気ガスバイパス設備の採用によって発電設備の運用上の柔軟性が向上することは言うまでもないが、運用上の信頼性の低下やプロジェクト費用の負担増は避けられないであろう。しかし、当該プロジェクト建設の背景や立地点を考慮し、本設備の採

用を推奨する。なお、排ガスバイパスシステムの CCPP への適応実績は十分であることが分かった。

#### 5.3.4 補助蒸気ボイラ

HRSG 及び付属設備は、ガスタービン単独運転及びコンバインド発電運転共に最短時間で起動する必要がある。

補助蒸気ボイラを適用する場合には、応札者は補助蒸気ボイラの仕様を明示すべきである。補助蒸気ボイラを適用しない場合、応札者は補助蒸気ボイラ無しの起動手順、起動時間、起動時の HRSG 入口給水中酸素濃度及び HRSG 入口給水中許容酸素濃度を明示すべきである。

### 5.4 工事範囲

#### 5.4.1 調達および製造

工事請負者は、新設発電設備の運転などに係る全ての装置、材料に関する進捗統制、品質管理を含む以下の設備の調達、製造を行う。

#### 5.4.2 工事請負者所掌の工事および業務範囲

工事請負者が提供する工事および業務範囲は、既設発電所のインフラ整備を含む新設 CCPP の設計、機器製造、試験、輸送、据付、建設、試運転ならびに性能試験である。

工事請負者の工事範囲は、工事用電源を含め、初期の準備工事から発電設備の運転に必要な試運転および試験までの仮設設備および常設設備の建設業務が含まれる。

工事請負者の業務範囲は、発電設備が運転開始できるための工事請負者およびベンダーへの技術的指導および新設発電設備の運転・保守要員のトレーニングが含まれる。

工事請負者は、ベラマラ CCPP の運転員と協調して、新設発電設備の装置および設備の起動、初期の運転を行うこと。工事請負者は、ベラマラ CCPP の新規運転員を指導し、同運転員と共に新設発電設備の建設から運転開始まで円滑に技術指導する計画を立てる。

#### 5.4.3 顧客所掌の工事および業務

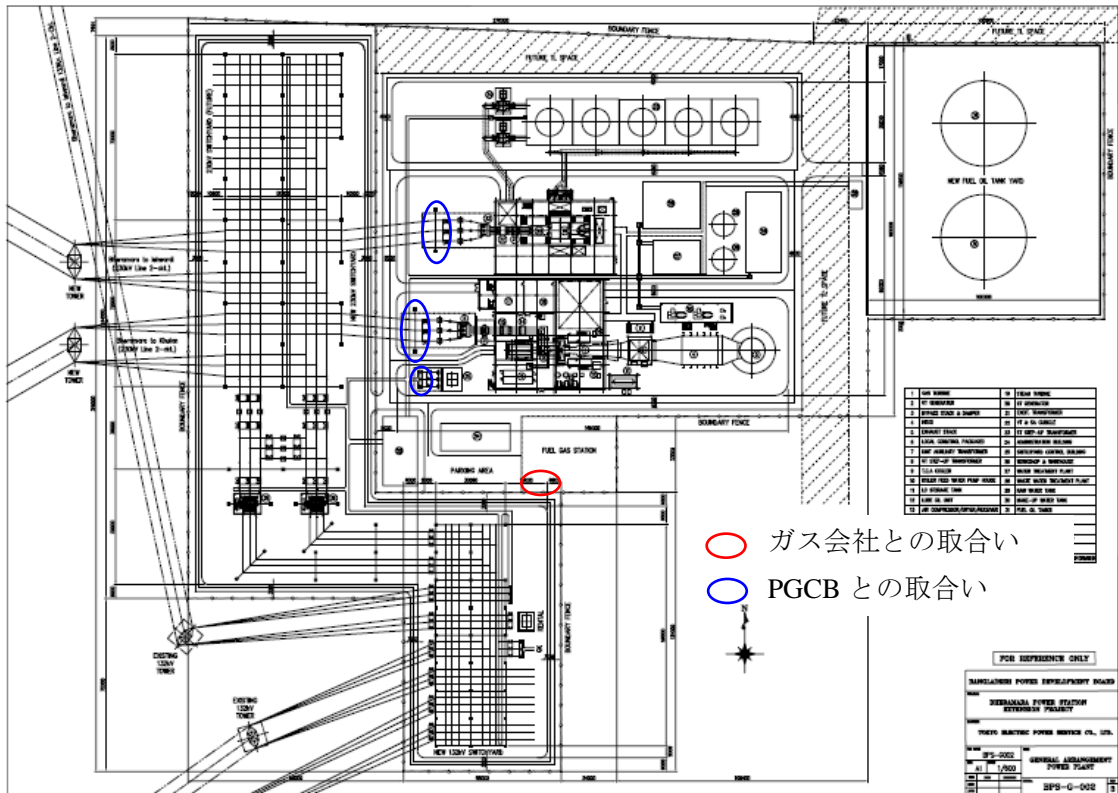
新設発電設備に関連する以下の工事および業務は NWP GCL ならびにコンサルタントが実施する。

- (1) 建設中の飲料水、温水、天然ガスおよび電気の供給

- (2) 起動用電力および補助蒸気の供給
- (3) 環境影響評価書の準備
- (4) 新設発電設備の建設および運転に必要な全ての許認可の助成
- (5) 測量の実施
- (6) 土質調査／ボーリングの実施
- (7) 試運転、保証および信頼性試験のための天然ガス、電力負荷、熱出力需要の情報提供
- (8) 2年間の保障期間における運転・保守データおよび情報の定期条項および運転・保守状況の評価
- (9) 保証期間後に実施する検査に係る現場の労働者、設備および道具の手配

#### 5.4.4 取合い点

ベラマラ CCPP とガス会社および PGCB とで計画されている取合い箇所を以下に示す。



#### 5.5 発電所設計の基本事項

##### 5.5.1 設計条件

7.1.2 項で述べたデータから、ベラマラ CCPP は、下表に示す設計条件に従って設計されるものとする。

Table I-5-5-1 設計条件

設計気温 (乾球) / 相対湿度 (性能保証点)	35°C / 80%
設計最低気温 (乾球) / 相対湿度 (発電機最大容量点)	10°C / 80%
最低 / 最高相対湿度	60%/95%
最低気温 (乾球) / 最大気温 (乾球)	5°C / 43°C
気圧	0.1013 MPa
高度	EL+16 m
最小 / 最大河川水位 (*:1976~2006 年の平均)	LLWL = EL+4.22 m LWL = EL+5.47 m* MWL = EL+8.74 m* HWL = EL+13.63 m* HHWL = EL+15.19 m
耐震基準	BNBC 1993、ゾーン III 基本耐震係数=0.04g
耐風設計	60 m/s
年間降水量	1,524 mm
最大降水率	25 mm /hr (1 時間継続値)
雪荷重	0 kg/m <sup>2</sup>

### 5.5.2 規格および基準

機械、電気、制御装置および機器についてはバ国において特別に要求された事項を除き、国際規格・基準に従って設計されるものとする。

また、土木および建築工事のエンジニアリング、設計、および建設は、特定の規格および基準が適用されなければならない場合を除き、「バ」国の関連規格および基準に準拠するものとする。



### 5.5.3 配置計画

ベラマラ CCPP の配置は、下図のように計画している。詳細図は添付資料 4 BPS-G-002 「General Arrangement Power Plant」を参照のこと。以下に主要機器配置の考慮点を示す。

- まず 230kV 変電所の位置は送電線ルートおよび変電所の拡張を考慮して敷地の北西部とした。
- 風向データから夏季の出現頻度が高いのは南風であるため、冷却塔排気のがスタービン吸気への影響を最小限にするために冷却塔は北側とした。
- 蒸気タービン発電機は冷却塔の南側配置し、さらにその南にガスタービン発電機と HRSG を配置した。また、蒸気タービン発電機、ガスタービン発電機は関連付属設備とともに屋内設置とした。
- 中央操作室、電気室、および電池室は、タービン建屋内に組み込まれるものとする。
- 軽油タンクは既設軽油タンクの北側（現在社宅 F 棟の場所）に 20,000kL タンクを 2 基配置した。防油堤の面積・高さ等は NFPA30 に従い算出した。
- 冷却塔北側のスペースを緑化エリアとした。

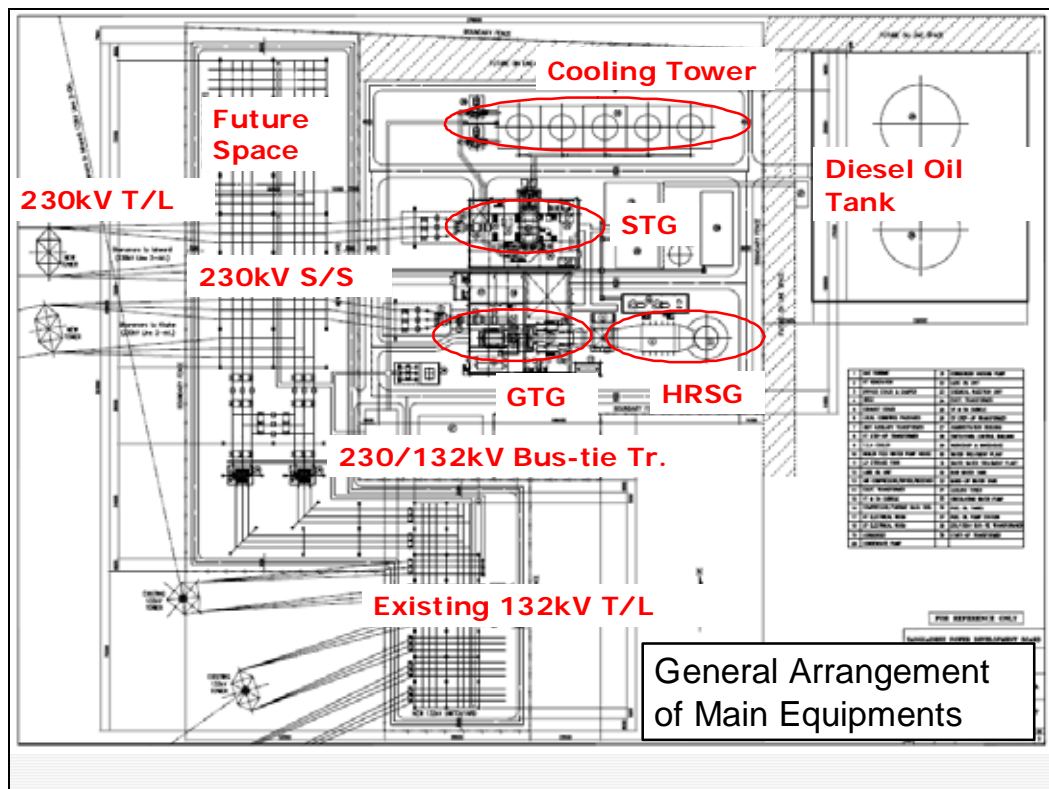


Figure I-5-5-1 主要機器の配置図

### 5.5.4 環境要求事項

#### (1) 大気汚染物質

ベラマラ CCPP の大気汚染物質の排出濃度は、出力 75～100% の範囲で Table I-5-5-2 に示す排出濃度制限値以内になるよう計画するものとする。

Table I-5-5-2 大気汚染物質排出濃度の制限値

汚染物質	排出濃度制限値	
	NO <sub>x</sub>	ガス
軽油		100 ppmv 以下
CO	ガス	20 ppmv 以下
	軽油	50 ppmv 以下
粒子状物質	ガス	10 mg/m <sup>3</sup> N 以下
	軽油	10 mg/m <sup>3</sup> N 以下
SO <sub>2</sub> *	軽油	200 ppmv 以下

上記の内容は、15% O<sub>2</sub> (乾き) 条件に基づく。

(\*) 硫黄分最大 1% の場合。

#### (2) 騒音

ベラマラ CCPP の定常状態でのすべての運転機器に対する騒音レベルは、機器またはエンクロージャ端から 1m の距離の点 (高さ 1 m) で 85dB(A) 以内になるよう計画するものとする。また、ベラマラ CCPP 敷地境界 (北、東および西側、高さ 1 m) では騒音レベルが 70dB(A) を超えないよう計画するものとする。

Table I-5-5-3 騒音基準

	最大騒音レベル
機器またはエンクロージャ端から 1m の点 (高さ 1 m)	85dB(A) 以下
敷地境界 (北、東および西側、高さ 1 m)	70dB(A) 以下

#### (3) 処理排水の水質

ベラマラ CCPP の処理排水の水質は、排水水質に対する世界銀行およびバ国の排出基準のいずれか厳しい方を遵守するよう計画するものとする。

### 5.5.5 ガスタービン

このプロジェクトに採用されるガスタービンに必要な基本設計機能は、本書で説明されているとおりである。

ガスタービンは、タービン入口温度レベルが F クラスである開放サイクル重構造産業形一軸式とする。ガスタービンは、OEM メーカーから供給されるものとする。「バ」国の電力需給バランスが逼迫している状況にあることから、ガスタービンは、ボトムングシステムと別に先に商業運転に入ることも考えられるので、単純サイクルモードで先行して運転できるものとする。このために、ガスタービン排ガスバイパス設備が装備されていることが条件である。このような条件を満足させるガスタービンを「Gas Turbine World 2007-08 GTW Handbook (Volume 26)」に記載されている F クラス・ガスタービンの中から選定すると、次のような 4 のモデルが本プロジェクトの候補機種となる。

OEM メーカー名	型番
Alstom Power	GT26 (エア・クエンチ・クーラー付)
GE Energy Gas Turbine	PG9351 (FA)
三菱重工業	M701F4
Siemens Power Generation	SGT5-4000F

ガスタービン出力は、高温ガス流路部部品の検査間隔の尺度となる等価運転時間(EOH)計算のための負荷による重み係数が 1.0 である連続ベース負荷として定義されているものとする。ガスタービンは、通常、5.5.8 節「燃料供給設備」で指定されている天然ガスで運転され、天然ガスが不足した場合の緊急運転用に ASTM D-2880 で指定されている No.2-GT 油に相当するディーゼル油で運転される機能を備えるものとする。

ガスタービンは、75～100%負荷の下で指定された天然ガスで運転された場合、全ての大気温度条件下で、蒸気や水を噴射しないで 40ppm 未満(15% O<sub>2</sub> の乾燥体積基準)の NO<sub>x</sub> 排出要件を満たす高度な設計のものとする。さらに、軽油で運転した場合、純水を注入して 100ppm 未満(15% O<sub>2</sub> の乾燥体積基準)の NO<sub>x</sub> 排出要件を満たすように運転することができるものとする。

ガスタービンは、ISO 21789 Gas Turbine Application-safety の要件を基本的に満たした上で、製造業者の設計規準により設計され、実証されているものでなければならない。

ガスタービンは、ガスタービン出力を増強するために、蒸発型吸気冷却設備を装備することも可能である。ベラマラ近くの Ishurdi の 2002 年から 2007 年までの 6 年間に記録された気

象データによれば、乾球と湿球温度の温度差の平均値は、2.8℃と推定される。このことは、多くの運転実績がある現行の蒸発冷却設備を使用すれば、ガスタービン入口温度を少なくとも2.4℃下げることが可能であることを意味している。その結果、0.9%程度燃料消費量を増やすことで、1.3%程度の正味発電出力の増大(5MW程度に相当する)を計ることができる。

「バ」国の現行の電力料金システムを考慮すれば、このような吸気冷却設備の採用が、経済的にも、技術的にも有利であることを暗示している。

提案されるガスタービンは、そのガスタービンと類似のモデルのガスタービンで少なくとも1台のガスタービンは、入札締め切り日までに6,500時間以上の実運転時間で商業運転に成功している経験を有していることが条件である。

ガスタービンの軸設計は、最小の軸受けを使用し、鉄骨フレームまたは適切な鉄骨構造およびコンクリート基礎上に配置され、発電機の短絡事故時または位相ずれ同期操作場合のいずれか大きい方の瞬時最大伝達トルクに耐えられるようにサイズが決められるものとする。電力出力は、ガスタービンの低温側である圧縮機側から取り出される構造となっていること。ガスタービンは、動力伝達装置なしで発電機に直接連結された構造となっていること。

### 5.5.6 HRSG

強制循環方式は、暖気又はホット起動時の急速起動が可能である。自然循環方式は循環ポンプが不要なため、循環ポンプの故障又は保守のための運転コストが節約できるので、自然循環方式を利用する可能性が高い。

コールド起動時は、HRSG本体と缶水の昇温に時間を費やすために、自然循環方式と強制循環方式の起動時間には差がない。

自然循環方式も強制循環方式も幅広く採用されているが、自然循環方式は循環ポンプが不要なので、強制循環方式よりも優位である。

従って、本プロジェクトでは、自然循環方式の採用が望ましい。

排ガス流れの方向は、水平でも垂直でも適用可能である。垂直流れ方式は設置スペースを小さくできる。また、排熱回収ボイラが煙突を兼ねるため、煙突材料が比較的少なくなる。

排ガス流れ方式は、契約交渉時、製作者の推奨案及び提案されるレイアウト等からの検討も必要である。

### 5.5.7 蒸気タービン

蒸気タービンは、再熱式、3重圧力、2車室または1車室、復水型で、発電機に直結されているものとする。蒸気は、下方向または軸方向で表面復水器に排出され、循環水により冷却される。その循環水は、強制通風冷却塔で冷却されるものとする。

蒸気タービンは、少ない保守作業で、信頼性の高い経済的な運用を行えるようにメーカーの標準実証済み設計のもので、多くの運転経験を有するものとする。

提案される蒸気タービンは、その蒸気タービンに類似の設計であり、その少なくとも1つのユニットは、入札締め切り時に 6,500 時間以上の商業運転時間を有するものとする。

蒸気タービンおよび補助設備は、ベラマラ CCPP の全耐用期間にわたって、要求されているすべての運転条件下で連続運転するように設計されるものとする。

蒸気タービン最大能力は、ガスタービンが最大能力を発揮する運転条件で運転されるときに、HRSG により発生する圧力、温度、流量条件の蒸気を呑み込めるような能力であるものとする。更に、HRSG が 助燃運転され、その場合の蒸気条件で蒸気タービンの最大能力が決定されることもあるので、その決定に当っては、十分な検討が必要である。

蒸気タービンが指定された条件下で、指定された運用期間運転されたとき、その主要コンポーネント(車室および車軸)は、運用期間終了時点での寿命消費量が、そのコンポーネントの予想寿命の 75%を超えないように設計されなければならない。

タービンは、それが可能な構造設計となっていれば、定期的間隔で羽根とローターの動作状態を簡単に検査できるように必要な数のボアスコープ・ポートを備えるものとする。

#### 5.5.8 燃料供給設備

##### (1) 燃料ガス供給設備

ベラマラ CCPP は、通常は天然ガスで運転される。

燃料ガス供給設備は、ガスタービンの始動、停止、および連続運転に必要なすべての機器をカバーする。昇圧コンプレッサステーション、前処理設備およびガス圧調節装置も、工事請負者の納入範囲に含まれる。前処理設備は、ガスタービンが継続して運転可能となるように天然ガスを前処理する。

##### (2) 燃料油供給設備

ベラマラ CCPP は、非常時は軽油で運転される。

燃料油供給設備は、燃料ガス供給設備と同じようにガスタービンの始動、停止、および連続運転に必要なすべての機器をカバーする。容量 20,000m<sup>3</sup>×2 の軽油タンク、前処理設備、および油圧調節装置も、工事請負者の納入範囲に含まれる。前処理設備は、ガスタービンが継続して運転可能となるように軽油を前処理する。

#### 5.5.9 水処理装置

純水、飲料水、清浄水、消火用水、雑用水等のプロセス水は、地下水から前処理装置を使用して製造される。

冷却塔の補給水は直接、地下水を使用する。

純水は排熱回収ボイラのメイクアップ水、補機器冷却水、薬注用水、油燃焼時のガスタービンへの水注入等に使用される。

前処理装置は、凝集沈殿槽、濾過器等から、純水装置は薬品貯槽、再生装置等から構成される。

#### 5.5.10 排水処理装置

排水は、HRSG ブロー水、ガスタービン及び蒸気タービン建屋の床ドレン、変圧器区域の表面排水の中和再生水である。

汚水とトイレ排水は洗浄装置で処理される。

ガスタービン及び蒸気タービン建屋の床ドレン、変圧器区域の表面排水は、油水分離装置で処理される。

排水処理後、これらのクリーンな排水は主ドレン配管から用水路に放水される。

冷却塔のドレンは、主ドレン配管から用水路に放水される。

#### 5.5.11 消火設備

ベラマラ CCPP の消火設備は、一般的に NFPA の規定を適用する。

NFPA 10 に従い、消火器は分類、評価し、配置する。

NFPA 72 に従い、建物の火災警報、自動火災検知器および火災表示盤を設置する。

NFPA に従い、設備の利用が確実にできるために、2 時間の消火水を供給できる系統とする。

主要な消火水の配管は効果的に配置された給水栓、散水装置に消火水を供給するために配置する。

消火水の供給設備は、とある箇所故障時にも他の箇所が継続して消火設備の機能が維持できるような分離できる設備とする。

油タンクには泡消火設備を設置する。

#### 5.5.12 電気設備

##### (1) 電気系統

###### 1) 発電機から変電所への電気系統

Figure I-5-5-2 にベラマラ CCPP と 230/132kV 変電所の構成を示す。

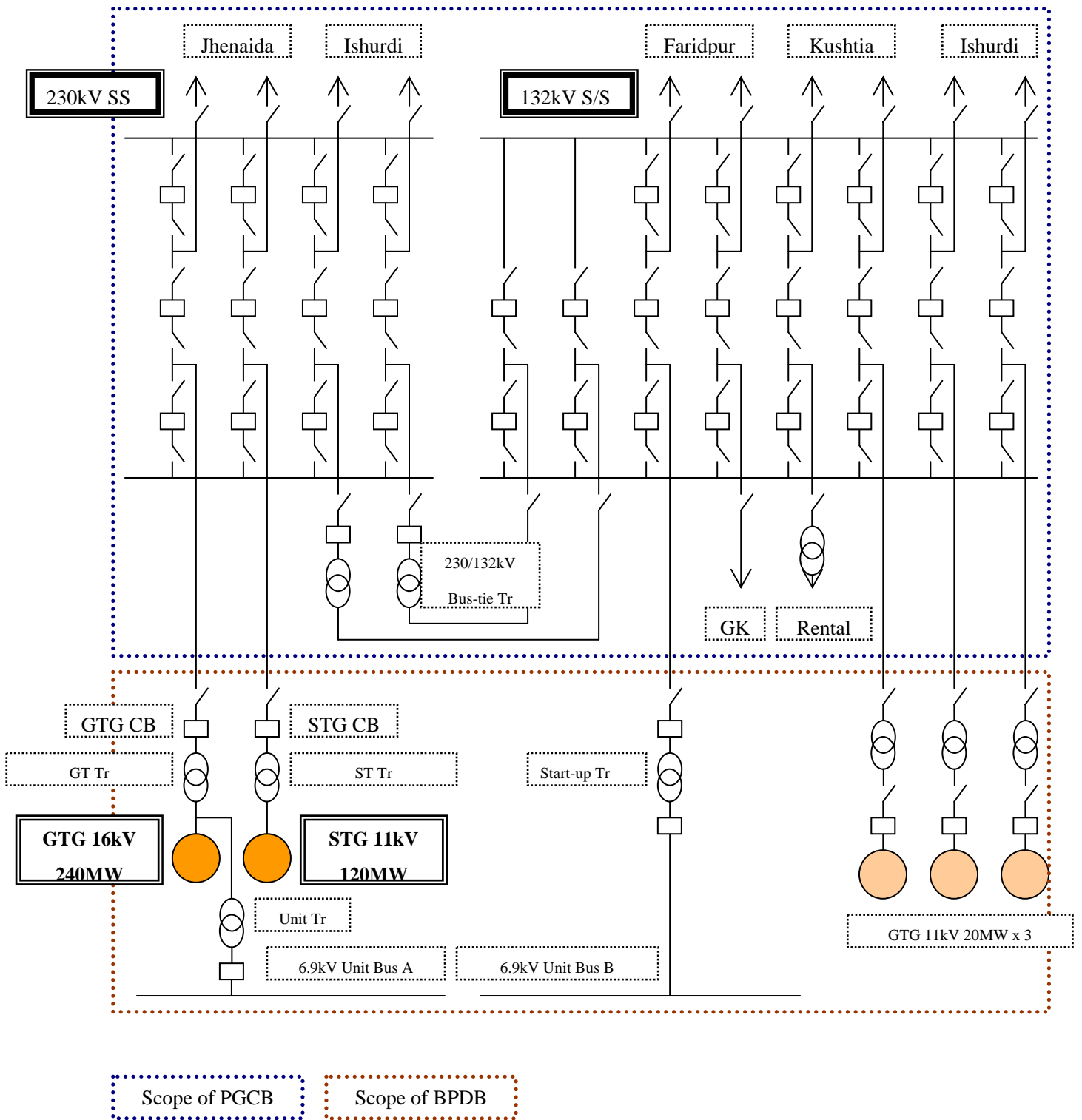


Figure I-5-5-2 ベラマラ CCPP と 230/132kV 変電所の構成

ガスタービン発電機（以下「GT 発電機」）より発生した電力は、ガスタービン発電機昇圧変圧器（以下「GT 変圧器」）を介して昇圧する。また蒸気タービン発電機（以下「ST 発電機」）より発生した電力は、蒸気タービン発電機昇圧変圧器（以下「ST 変圧器」）を介して昇圧し、それぞれ 1.5 母線方式で構成された 230kV 変電所に接続し、外部の電力系統網に発生電力が送られるものとする。

所内補機動力等の電源は、通常運転時には発電機主回路から分岐し所内変圧器を介して供給するユニット方式となっている。起動時所内補機動力等の電源は、132kV 変電所から起動変圧器を介して供給されるものとする。

起動時、GT 発電機が定格速度、定格電圧に到達すると、GT 発電機はガスタービン発電機しゃ断器（以下「GT しゃ断器」）により 230kV 系統に並列される。次に ST 発電機が定格速度、定格電圧に到達すると、ST 発電機は蒸気タービン発電機しゃ断器（以下「ST しゃ断器」）により 230kV 系統に並列される。

GT 発電機と ST 発電機は 1.5 母線方式で構成された 230kV 変電所のしゃ断器でも並解列可能であり、GT しゃ断器と ST しゃ断器は本来必要としない。しかし、230kV 変電所設備は PGCB 所掌である一方、発電機の並解列操作は BPDB で実施される。従い設備分掌のため、BPDB 所掌のベラマラ CCBP 側（GT 変圧器と ST 変圧器の 2 次側）に BPDB による発電機並解列用として GT しゃ断器と ST しゃ断器を設置する。

## 2) 発電機主回路

GT 発電機と ST 発電機の 2 台の発電設備で構成され、それぞれ発電機、主変圧器、励磁変圧器および計器用変圧器が相分離母線（IPB）で接続され、主変圧器 2 次側（高压側）の発電機しゃ断器と発電機断路器を介し、230kV 変電所に接続されるものとする。

## (2) 発電機

### 1) GT・ST 発電機

発電機は次表仕様を標準とする。

Table I-5-5-4 発電機仕様

発電機種類	GT 発電機	ST 発電機
種類	三相交流同期発電機	三相交流同期発電機
極数	2	2
相	3	3
容量	248MVA	131.6MVA
周波数	50Hz	50Hz
回転数	3,000rpm	3,000rpm
端子電圧	16kV	11kV



力率	0.80 (遅れ)	0.80 (遅れ)
回転子冷却法	水素または空気式	水素または空気式
固定子冷却法	水素または空気式	水素または空気式

### (3) 変圧器

GT 変圧器、ST 変圧器、所内変圧器と起動変圧器の接続状態を添付資料 4-12. 単線結線図に示す。

各変圧器は次表仕様を標準とする。

Table I-5-5-5 各変圧器仕様

項目		GT 変圧器	ST 変圧器	所内変圧器	起動変圧器
定格 電圧	1 次	16.0kV	11.0kV	16.0kV	132.0kV
	2 次	230.0kV	230.0kV	6.9kV	6.9kV
定格 電流	1 次	11,547A	8,398A	722A	87.5A
	2 次	803A	402A	1,674A	1,674A
定格 容量	1 次	320MVA	160MVA	20MVA	20MVA
	2 次	320MVA	160MVA	20MVA	20MVA
相結線		Δ-Y	Δ-Y	Δ-Y	Y-Y-Δ (安定巻線)
冷却方式		ONAF (油入風冷)	ONAF (油入風冷)	ONAN (油入自冷)	ONAN (油入自冷)

### (4) 発電機しゃ断器と発電機断路器

GT 変圧器と ST 変圧器の 2 次側に発電機並解列用として GT しゃ断器、GT 断路器と ST しゃ断器、ST 断路器を設置する。

しゃ断器の連続定格電流は負荷容量に見合ったものを選定する。GT しゃ断器と ST しゃ断器の標準仕様を次に示す。

- ・ 標準連続定格電流：800 – 1,250 A
- ・ 標準定格遮断電流：25.0 – 31.5 kA

### (5) 所内電源

所内電源は所内変圧器と起動変圧器で電源供給系統を構成する。

ベラマラ CCPP で使用される設備は所内変圧器から電源を供給することとし、共通設備 (水処理、排水処理設備など) は起動変圧器系統から電源を供給することとする。

また非常用電源として、3 相ディーゼル発電機を 1 基設置し、ベラマラ CCPP の全停時の保安電源確保を可能とする。

1) 6.9kV 所内母線

6.9kV 所内母線は、発電設備を運転するために必要な補機駆動電源や建屋共通動力電源を供給するものとする。

6.9kV 所内母線は A および B の 2 母線で構成されている。

2) 415kV 所内母線

415kV 所内母線は、中容量電動機や開閉装置動力電源を供給するものとする。

3) 220V 直流電源設備

220V 直流電源設備は、A、B220V 直流電源設備（蓄電池）を設置し、直流負荷は直流通分電盤より電源の供給を受ける。

4) 非常用交流電源設備

ディーゼル発電設備を採用し、1 台設置するものとする。

ディーゼル発電機の役割は、安全停止後に再起動操作を可能とするものである。

### 5.5.13 発電設備保護と制御

(1) 発電機・変圧器保護

発電機主回路を構成しているのは、GT 発電機・GT 変圧器と ST 発電機・ST 変圧器である。

発電機と変圧器は 87G と 87T 継電器により保護される。発電機後備保護としては、地絡継電器などが推奨される。

(2) 制御監視システム構成

発電設備全自動運転を可能とする制御監視システムは、技術面、コスト面を考慮した DCS (Distributed Control System) 設備で構成する。DCS 設備は共通設備の制御監視を含む発電設備全体の制御監視を可能とする。

(3) 発電設備 DCS 機能

ベラマラ CCPP 監視制御システムの設計では、GT および GT 発電機と ST および ST 発電機、HRSG および BOP(補機)、空気圧縮機設備などを備えた専用制御装置と組み合わせてデータロギング装置とともに最新技術の DCS(分散制御システム)を使用するものとする。

### 5.5.14 土木および建築工事

(1) 概要

土木および建築工事は、地質学的調査、敷地造成、雨水・構内排水路設備の設計および建設、地下ユーティリティおよび循環水管、道路工事、舗装および路面砂利敷き詰め、基礎を含む主/補助建物および構造物、屋内および屋外機器基礎、照明などの建物設備、避雷設備、汚水設備、空調および換気、およびベラマラ CCPP を完成させるために必要な他のすべての品目を含むものとする。

(2) 敷地条件

1) 敷地面積

定められた建設現場は、添付資料 2 の 2. 構内配置図に示されている。

プロジェクトの用地は約 250m×250m+100m×100m が確保されており、建設工事用の仮設用地も十分に確保されており、工事請負者の要件に応じて提供される。

2) 敷地地盤高

敷地地盤高は、以下のように既存のベラマラ CCPP と同じでなければならない。

GL=EL+16.00m

すべての図面において表示の地盤高と建屋 1 階標高については EL 表示とする。

3) 地質

地質条件は、本書の 4.6.4 節「地形および土質」に示されている。

4) 自然条件

サイトの気象条件は、本書の 7.1.2 節「自然環境の概要」に示されている。

(3) 工事範囲

すべての土木および建築工事は、限定はしないが、以下の主要工種を含む。

- ・ CCR (中央制御室)、関連する部屋、補機類、備品、および建物設備を備える 1 GT ユニットおよび 1 ST ユニットに対する GT および ST 建物
- ・ ガスコンプレッサ用の補助建物など
- ・ 倉庫および作業場
- ・ 工事請負者により供給される HRSG、補機類、屋外スイッチヤード、パイプ、ケーブル支持部材などのすべての屋外構造物、スタック、機器基礎
- ・ 循環水設備
- ・ 飲料水設備
- ・ 発電設備から放出される汚染排水の廃水処理設備

- ・ ベラマラ CCPP の境界のフェンスを含む定められた建設現場の道路、舗装道路、景観、屋外照明、および他の屋外工事物
- ・ 構造物の撤去および撤去された構造物の埋め合わせ、さらには EL+15.00m へ事前整地を含む敷地造成工事

### 5.5.15 変電所

#### (1) 新設 230kV 変電所

新設 230kV 変電所は Table I-5-5-6 新設 230kV 変電所仕様を標準とする。

Table I-5-5-6 新設 230kV 変電所仕様

電圧	230 kV
母線構成	1.5 しゃ断器
変電所型式	屋外従来気中絶縁型
引込線数	4
しゃ断器数	12

既設発電所は既設 132kV 変電所と接続されている。新設されるベラマラ CCPP は新設される 230kV 変電所と接続される。発電機出力は、GT および ST 変圧器を介し、2 回線で 230kV 変電所に送電される。

230kV 変電所は、空気絶縁屋外型とする。母線構成は、1.5 しゃ断器方式を利用する。1.5 しゃ断器方式は、しゃ断器 3 台が回路にしゃ断器のうちの 1 つを共有させる形で 2 つの回路のそれぞれ開閉を行うことができるように変電所で複数の回路およびしゃ断器を相互接続する方法（したがって、しゃ断器および回路毎に 1/2）を実現する。従って、信頼性と運用性を得ることができる。230kV 変電所の場合、4 つの引込線と 12 のしゃ断器を設置することとする。

しゃ断器の連続定格電流は負荷容量に見合ったものを選定する。各しゃ断器の標準仕様を次に示す。

- ・ 標準連続定格電流：1,600 – 2,000 A
- ・ 標準定格遮断電流：40.0 – 50.0 kA

#### (2) 既設 132kV 変電所

調査団は、将来設備容量不足が見込まれることから既設 132kV 変電所改修を推奨する。既設 132kV 変電所母線導体容量、しゃ断器、断路器定格は 1,200A である。しかし既設 132kV 変電所は、230kV 変電所と 230/132kV 母線連絡変圧器を介し、またベラマラ CCPP

と起動変圧器と接続することにより通常状態時 1,207Amp、Bheramara-Jhenaidah 間 1 回線開放時 1,365Amp の電流が流入する見込みである。従って、母線導体と変電所設備のしゃ断器、断路器等の設備容量が不足となり、母線導体、しゃ断器・断路器、その他関連機器を含めて定格 1,600Amp 級に取替える必要がある。また、既設 132kV 変電所のしゃ断器・断路器、その他関連機器は製造中止のものがあり、運用面の理由からも改修を推奨する。改修時の計画は次のとおりである。

132kV 変電所は既設 132kV 変電所と同様、空気絶縁屋外型とする。母線構成も既設 132kV 変電所と同様、1.5 しゃ断器方式を採用する。

改修後の 132kV 変電所からは起動変圧器を介し、2 回線でベラマラ CCPP 6.9kV 所内母線に送電される。この受電系統は発電所起動停止時の所内電源確保のために設置される。

既設 132kV 変電所は、6 つの引込線と 17 のしゃ断器で構成されている。改修後の 132kV 変電所は 2 つの引込線を追加設置し、8 つの引込線と 22 のしゃ断器で構成されるものと計画する。

132kV 変電所は Table I-5-5-7 132kV 変電所仕様を標準とする。

Table I-5-5-7 132kV 変電所仕様

仕様	既設 132kV 変電所	改修後 132kV 変電所
電圧	132 kV	
母線構成	1.5 しゃ断器	
変電所型式	屋外従来気中絶縁型	
引込線数	6	8
しゃ断器数	17	22

しゃ断器の連続定格電流は負荷容量に見合ったものを選定する。各しゃ断器の標準仕様を次に示す。

- 標準連続定格電流：1,250 – 1,600 A
- 標準定格遮断電流：25.0 – 31.5 kA

### (3) 230/132kV 母線連絡変圧器

230/132kV 母線連絡変圧器は、230kV 変電所電圧を 132kV 変電所電圧に降圧するものである。

変圧器は次表仕様を標準とする。

Table I-5-5-8 230/132kV 母線連絡変圧器仕様

項目		230/132kV 母線連絡変圧器
個数		2
定格電圧	1次	230kV
	2次	132kV
定格電流	1次	565A
	2次	984A
定格容量	1次	225MVA
	2次	225MVA
相結線		Y-Y-Δ (安定巻線)
冷却方式		ONAF (油入風冷)

### 5.5.16 送電線

#### (1) 接続方法の概要

新設ベラマラ CCPP 建設と接続される既設 230kV 送電線の位置は Figure I-5-5-3 に示すとおりである。既設 132kV 送電線は既設 230kV 送電線と新設ベラマラ CCPP の間を通過しており、既設 230kV 送電線と新設ベラマラ CCPP を接続するためには、この既設 132kV 送電線を横過させる必要がある。

また、既設 230kV 送電線と新設ベラマラ CCPP を接続するために変更するための鉄塔としては、ベラマラ CCPP 近傍の引留型鉄塔を選択する。

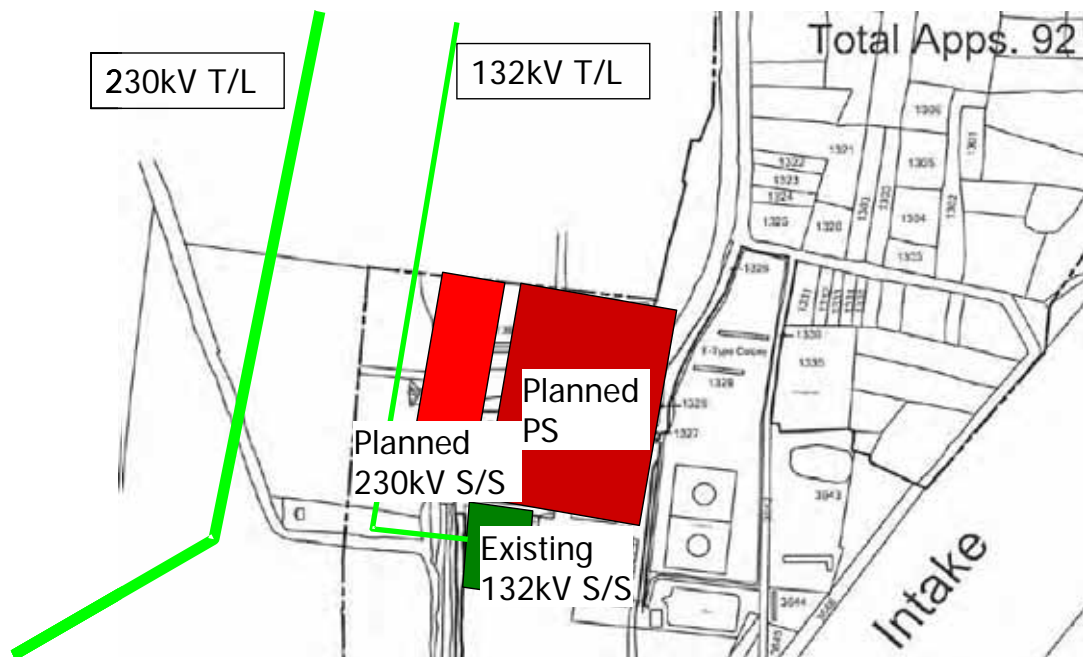


Figure I-5-5-3 ベラマラ CCPP 近傍の送電系統

(2) 設備設計条件

本プロジェクトは既設 230kV 送電線から近く、本調査の気象条件や地質条件等は既設 230kV 送電線の条件と同じである。そのため、既設 230kV 送電線の設計基準を本プロジェクトにも使用する。

(3) 132kV 送電線横過箇所の設計

送電線ルートや鉄塔位置は、上述の条件を満足するのはもちろんのこと、コスト面や環境面等も考慮の上、決める必要がある。

特殊鉄構を採用した場合の平面図を Figure I-5-5-4 に示す。

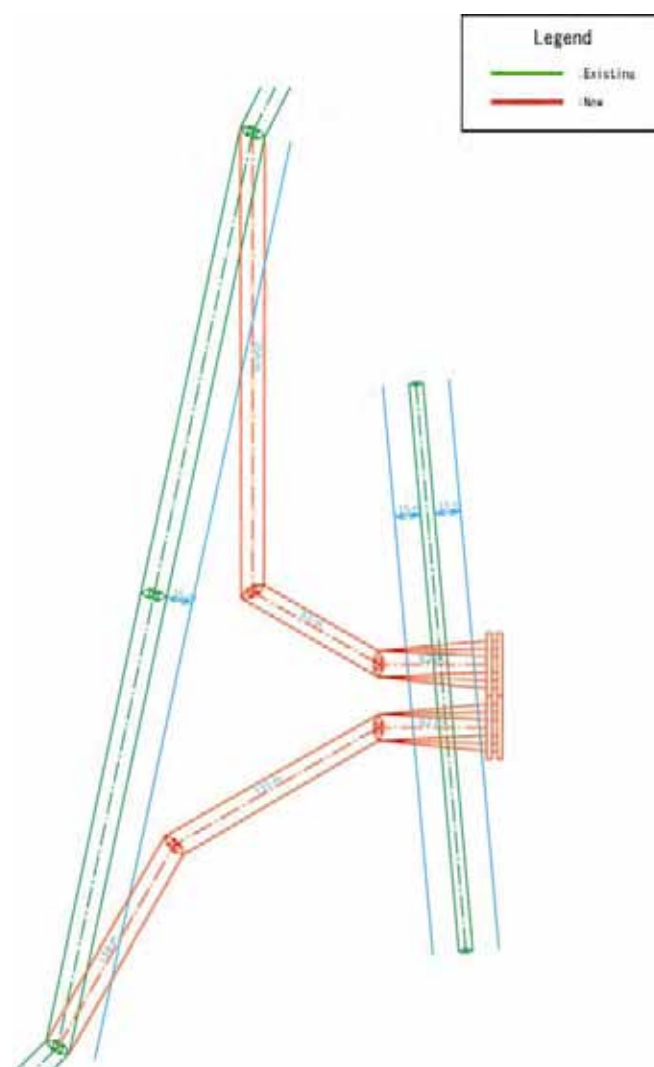


Figure I-5-5-4 特殊鉄構を採用した場合の平面図

また、既設 132kV 送電線の縦断図は Figure I-5-5-5 の通りとなり、送電線横過部の地線の地上高は 24m 以下となる。

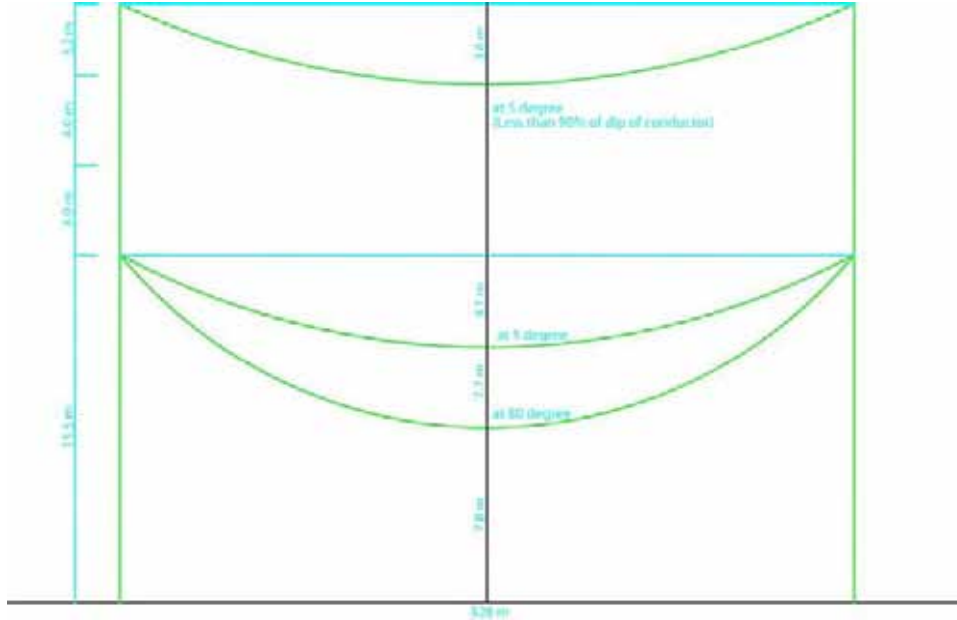


Figure I-5-5-5 既設 132kV 送電線の縦断図

これをもとに、既設 132kV 送電線横過部における検討を行った結果、必要なクリアランスを確保するためには、鉄塔の継脚は 9m とし、鉄構の高さは 35m となることが確認された。

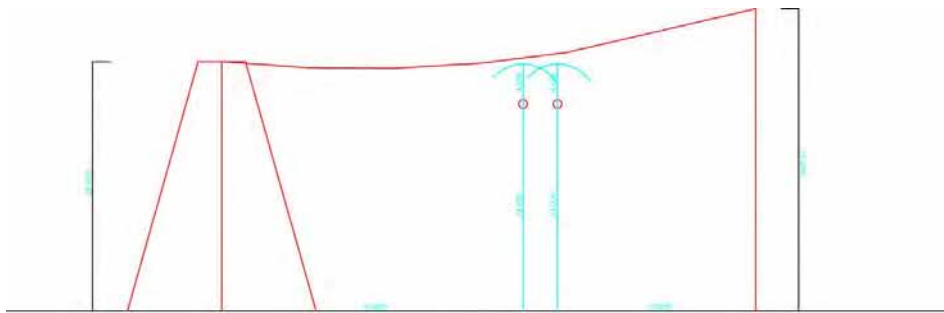


Figure I-5-5-6 132kV 送電線横過部における 230kV 送電線の縦断図

なお、既設 230kV 送電線と既設 132kV 送電線横断部の間の鉄塔は、水平角度が 25° 以上となることから、2DT6 型となる。



## 第6章 施工計画の概略検討

### 6.1 ガスパイプラインとの接続

ベラマラ CCPP へは、ADB 融資により建設されるガスパイプラインおよび CGS から分岐したガスパイプラインによりガス供給する計画である。CGS 下流からベラマラ CCPP までのガスパイプラインの土地収用は NWPGCL、建設は工事請負者が実施し、ベラマラ CCPP 運用後のガスパイプラインの運用はガス会社を実施する。CGS およびベラマラ CCPP の関係位置図を Figure I-6-1-1 に示す。

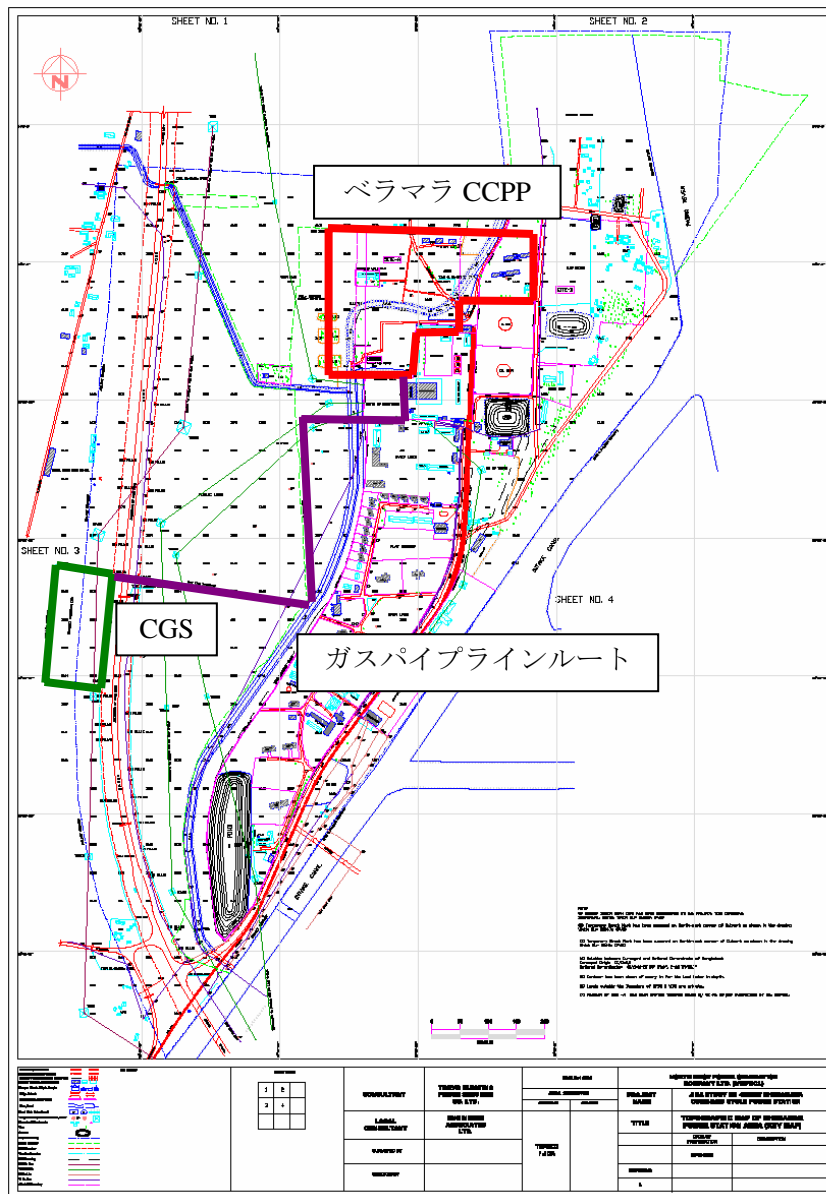


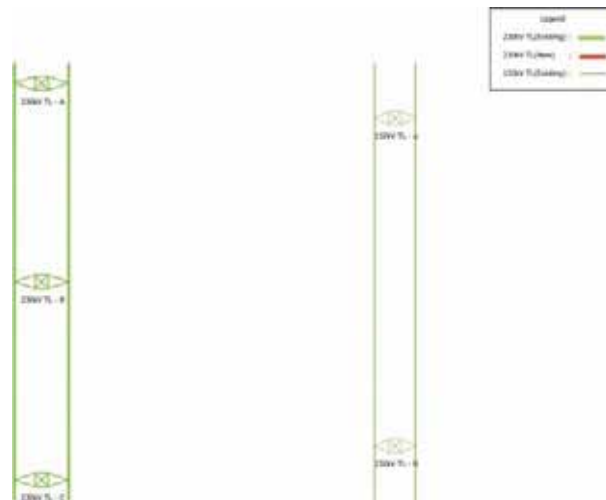
Figure I-6-1-1 CGS からベラマラ CCPP までのガスパイプラインルート

## 6.2 送電線との接続

5.5.17 項で述べたケース 1 の場合における工事工程を以下に示す。

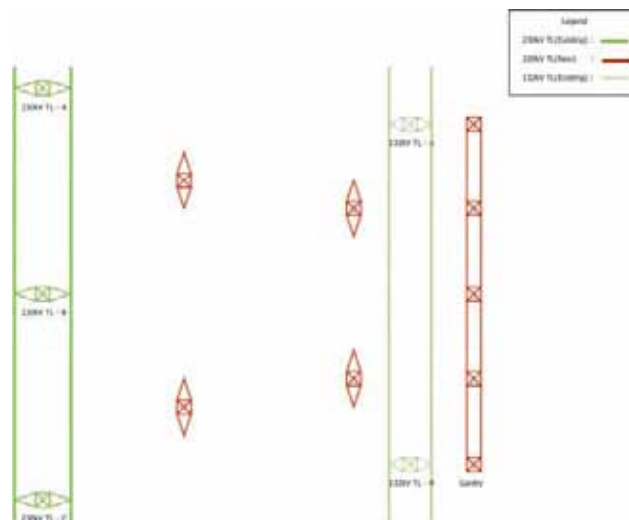
### (1) 初期状態

230kV 送電線と 132kV 送電線が併走している。既設 230kV 送電線とベラマラ変電所を接続するためには、230kV 送電線は既設 132kV 送電線を横過することになる。



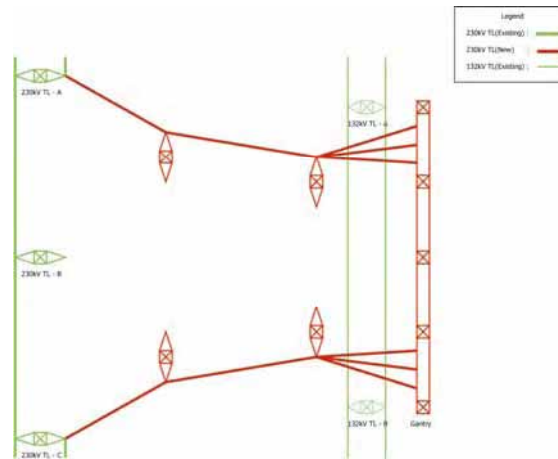
### (2) 引き込み用の鉄塔および鉄構の建設

鉄構および 230kV 送電用鉄塔を建設する。



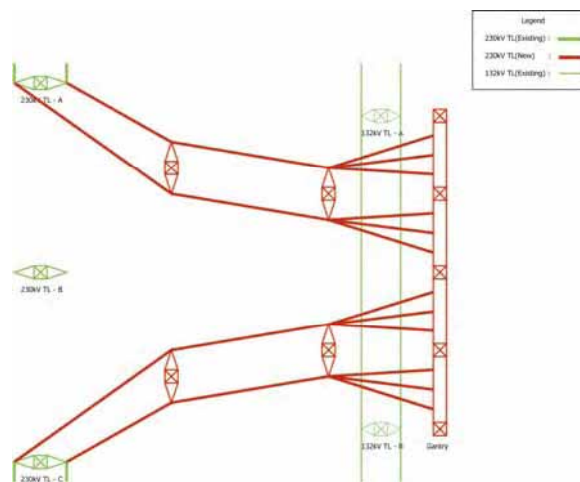
### (3) 1 回線目の架線および撤去

工事を行う回線の送電を停止し、架線工事を行う。架線工事終了後、ベラマラ変電所経由で送電する。



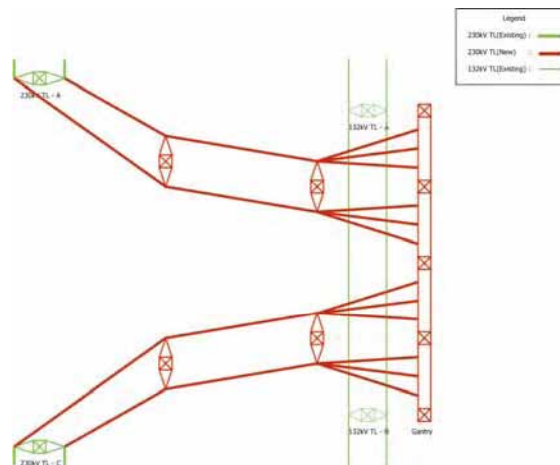
(4) 2回線目の架線および撤去

工事をを行う回線の送電を停止し、架線工事を行う。架線工事終了後、ベラマラ変電所経由で送電する。



(5) 鉄塔の撤去

最後に、230kV 送電線の鉄塔 B を撤去する。



### 6.3 建設用設備

(1) 物揚場、資材置場、アクセス道路

Figure I-6-3-1 に物揚場、資材置場の配置計画とアクセス道路計画を示す。

	計画概要
物揚場	<p>大きさは 100m×75m で、直杭式横棧橋構造である。</p> <p>物揚場は建設時とメンテナンス時重量物の荷揚げに使用するので、恒久的な設備として設置される。</p> <p>建設期間中は資機材置場としても使用する計画である。</p>
資材置場	<p>資材置場の面積は 38,000m<sup>2</sup> である。</p> <p>資材置場は仮設設備として計画する。</p>
アクセス道路	<p>陸上輸送経路を確保するため、物揚場～ベラマラサイト間と高速道路～ベラマラサイト間のアクセス道路を設置する。</p>

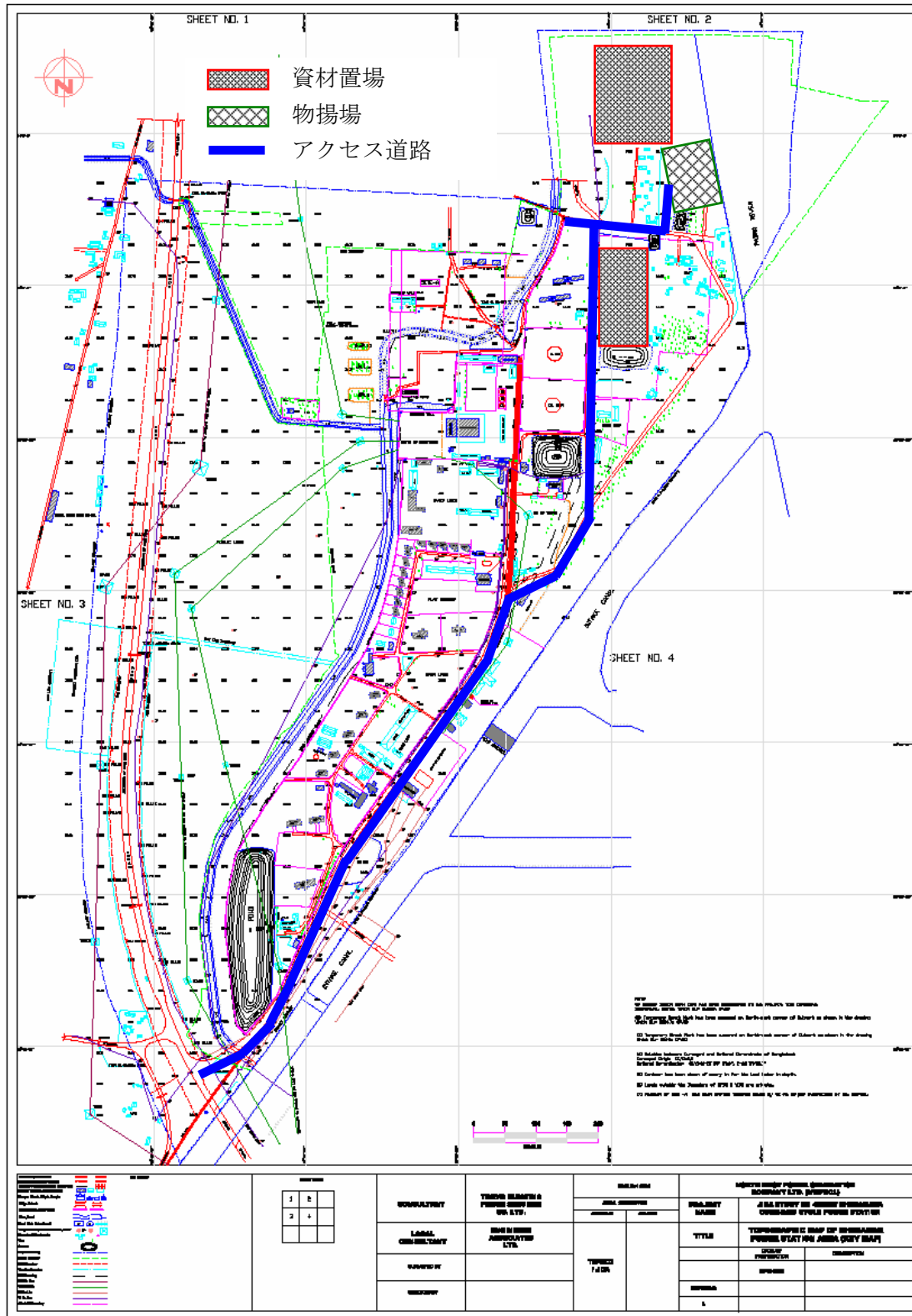


Figure I-6-3-1 ベラマラ CCPP サイト近傍の物揚場、物揚場および高速道路からサイトまでのアクセス道路、建設時の資材置場の配置計画

(2) その他

工事請負者は、建設期間中は以下の業務を実施すること。

- ・ 仮設置場は新設発電設備または NWPGL の敷地内に配置すること。
- ・ 新設発電設備および資材置場ならびに仮設現場事務所用の用地を確保すること。
- ・ 倉庫、作業員の更衣室などを含む全ての仮設設備の設置および維持を行うこと。
- ・ NWPGL がいつでも工事請負者やコンサルタントおよびその代表者と連絡が取れる通信設備を完備した現場事務所も設置すること。
- ・ 装置や資材の安全などを確保するための警備員を配備すること。
- ・ 分析室を設置・維持すること。
- ・ NWPGL の貯蔵設備、トイレを使用しないこと。
- ・ 必要な全ての支持、張り板、工具、供給品、足場、警告灯、建設機械、圧縮空気、試験装置および精密工具を供給すること。
- ・ 上記の全ての仮設据付設備は工事完了後、撤去すること。

**6.4 仮設ユーティリティ供給**

建設期間中において、工事請負者は、建設に必要な全ての燃料、電気、原材料、ユーティリティ、潤滑油、薬品、触媒、設備等を供給すること。

試運転期間中において、工事請負者は、業務および試運転に必要な全ての原材料、ユーティリティ、潤滑油、薬品、触媒、設備等を供給すること。

## 第7章 環境社会配慮調査

### 7.1 対象地の概要（自然環境、社会環境の概要）

#### 7.1.1 対象地の位置

環境社会配慮に係わる調査対象地は、クルナ管区（Khulna Division）、クシチア県（Kushtia District）、ベラマラ郡（Bheramara Upazila）、バヒルハア地区（Bahirhar union）およびその周辺である。

#### 7.1.2 自然環境の概要

##### (1) 気象状況

サイトから北東 21km のイシュルディ（Ishurdi）の気象観測局の測定結果によれば、年による気温の変化は少なく、季節変化はほぼ一定である。12月～2月の冬季は 15～24℃で推移し、3月～5月にかけて気温は 30℃まで上昇する。6月～9月のモンスーン期では 30℃弱が続き、10月～11月にかけて 24℃程度まで下降する。

年間の降水量は 1,100～1,800mm となっており、その多くは 6月～9月（2005年は10月まで）に集中している。逆に、11月～2月にはまったく降水がない月もある。このように、降水はモンスーン期の雨季とそれ以外の季節の乾季とに明瞭に分けられる。

風向は、10月～2月の秋季から冬季にかけて北系（北～北西）の風が卓越しているが、3月～9月の夏季およびモンスーン期には南系（南～南東）の風が卓越している。

風速は、6月～9月のモンスーン期に強くなる傾向がみられ、南から南東の風が卓越している 9月ごろが最も強くなる。10月～2月の秋季から冬季にかけて北から北西の風が卓越すると風速は弱くなる。

##### (2) 地形および地下水

「バ」国の地形は、チッタゴン丘陵を中心とする東部丘陵地帯と、その他大部分を占める河川の氾濫原である平原部に大別される。国土は平坦である。

ベラマラサイトおよびその周辺の地質、水文、地下水の状況については、4.6.4章と 4.6.5章に詳しく記載している。

##### (3) 大気質、騒音および水質

###### a) 大気質

現地調査の測定結果では、乾季の大気質は、雨季に比べて全般的に高くなっている。乾季と雨季とも各測点で、PM10、SOx および NOx とも大気環境基準（住居地域）を大きく下回っており、比較的濃度が高い PM10 でも、環境基準値のおよそ半分程度の値である。

b) 騒音

現地調査の測定結果では、道路沿いを除き各地点とも住居地では昼間および夜間とも基準値を超えることはなく、静穏な地域である。

c) 水質

現地調査の測定結果では、各測点とも基準値を超える項目はなかった。

季節別および調査点別にみても、BOD、COD および DO といった有機汚濁を示す項目に違いはみられていない。

(4) 生態系の状況

a) 陸上生物

ベラマラサイトには自然林や二次林などの森林はなく、果樹や花などの植生となっている。調査はサイトおよびその周辺の家屋、道路、農地で行われ、樹木、低木、香草、草本などが 66 種確認された。植生はマンゴー、ジャックフルーツ、グアヴァなどの果樹や、花、観賞植物が優占していた。

ベラマラサイト周辺 1km で確認された動物は、哺乳類が 10 種、鳥類が 31 種、爬虫類が 2 種、両生類が 3 種の計 46 種であった。このうち国際自然保護連合の 2007 年レッドリストに載っているものは、哺乳類が 2 種、鳥類が 2 種であった。いずれも、軽度懸念種 (LC) であった。

b) 水生生物

ベラマラサイト周辺のパドマ川、池、沼、水路では、キク科の一種、空心菜、コダチアサガオ、イバラモ科の一種、ホテイアオイが確認されている。また、コウキクサ、ボタンウキクサ、*Saipus articulatus* なども一般的である。

パドマ川には魚類や甲殻類などが多く、これらは水産対象となっている。甲殻類では淡水産のエビやカニ、巻貝や二枚貝などがみられる。

c) 保護区/希少種及び貴重種

「バ」国では国立公園など 4 タイプの自然保護区が設定されているが、ベラマラ郡には自然保護区や保全林・保護林は存在していない。

ダッカ DOE によると、「バ」国では国内法規による貴重種や保護種は定めていないとのことである。

### 7.1.3 社会環境の概要

(1) ベラマラ郡の概要

a) 人口

ベラマラサイトは 12 Dag Village に属しており、近隣には 16 Dag Village がある。

2001 年における 12 Dag Village の人口は 1,420 人、16 Dag Village の人口は 5,428 人である。



b) 地域経済

クシチア県における主要な農産物の耕作面積と収穫量は米の耕作面積と収穫量が圧倒的に大きい。また、クシチア県はタバコの名産地であり、主要な農産物となっている。パドマ川における主要な漁場はハーディング橋を中心に、上流約 2km、下流約 2km の約 4km の間となっている。しかしながら、ベラマラ郡での主要な漁場は、水路や池などである。

c) 地下水利用

2000～2001 年にクシチアの衛生工学局ではベラマラサイト周辺での地下水の調査を行っている。Bangladesh のヒ素の飲料水基準値は 50ppb であり、13 ヶ所の地下水は全て基準を満足していた。

d) 教育

Bheramara Upazila における年齢別の就学率は、全体的に市街の就学率は農村部よりも高く、10 歳過ぎてからの就学率は 10 歳未満よりも高い。

e) 医療

ベラマラ郡統計事務所によると、2008 年 3 月におけるベラマラ地域における医療機関は、公的機関、個人医院、NGO 診療所を合わせて 17 ヶ所がある。

f) 文化財

クシチア県には 2 つの文化遺産があるとされているが、それらはベラマラ郡にはない。

(2) ベラマラサイト周辺の社会環境

サイト近傍においては、インタビュー調査を行いより詳しい社会環境を調べた。周辺の住民の集合状況から 3 つのカテゴリーに分けた。各カテゴリーでの調査対象とした世帯数は以下のとおりである。

Category A : ベラマラサイトに住む全 8 世帯 (既設発電所の作業員) を対象とした

Category B : ベラマラサイトの東側に住む全 72 世帯を対象とした。

Category C : ベラマラサイトの北側に住む、約 300 世帯中 130 世帯を対象とした。

a) 土地利用と所有

既設発電所の西側および北側の地域は水田や畑といった耕作地が広がっている。ベラマラサイトは既設発電所の北側に隣接し、耕作地と既設発電所の作業員の宿舎がある。ベラマラサイトには灌漑用の水路が通じており、水路の土手には農道もみられた。ベラマラサイトは BPDB の所有地であり、北側は民有地、西側のベラマラサイトに隣接する部分は BWDP の所有地であるが、それ以遠は民有地となっている。

b) 地下水利用

ベラマラサイト周辺では、手動式ポンプの井戸 (HTW) と浅井戸 (STW) の 2 種類がある。HTW の井戸の深さは大体 8~16m で、HTW の井戸水は飲料水として家庭で使用される。また、STW の井戸の深さは 40~50m で、STW の井戸水は灌漑用として使われる。

#### c) 職業および収入

Category-A と B は日雇労働者の割合が高く、Category-C では定職者が最も多かった。また、サービス業は Category-A と C で高く、農家は Category-C でのみみられた。なお、Category-A の 8 世帯の職業は、発電所にかかわるサービス業および日雇い労働者であり、ともに官舎で生活している。収入と支出はほぼ同額であるが、Category-B の 1 世帯は収入の半分しか支出していなかった。全体的に Category-C の収入が最も高く、Category-B の収入が最も低い傾向がみられた。なお、Category-B で収入がない世帯があった。

## 7.2 EIA に関わる関連法規について

環境影響評価関連法規について、その基盤となっているのは 1992 年に制定された環境政策 (Environmental Policy) であり、政策大綱として位置づけられており、15 分野に亘る環境政策、法的枠組みと制度について記載がある。また、政策実施にかかる国家環境委員会 (National Environment Committee)、EIA を実施する環境局の法的な位置づけについて規定されている。

### 7.2.1 EIA 法と手続き

環境保護法は、環境局により審査対象となるプロジェクトを、4 つのカテゴリー (Green、Amber-A、Amber-B、Red) に分類している。

発電所建設は、Red カテゴリーに分類されており、これは初期環境調査 (IEE) とそれに続く包括的な EIA とを自動的に要求されるものである。環境アセスメントの十分なレビューが行われた事を前提に、環境局よりプロジェクト実施の承認が交付される。

Amber-B カテゴリーおよび Red カテゴリーに分類されたプロジェクトに関する EIA の中心的要件は、環境管理計画 (EMP) である。EMP は事業者が EIA にて審査された環境パフォーマンスをどのように遂行するか、環境局へ示す事を役割とする。EMP には組織とマネジメントの責任範囲の詳細な記述と、EIA に記載した緩和策をどのように実行するか、モニタリングをどのように実施するかを記載しなければならない。環境局からの認可を取得しても、事業者はなお、その他の環境規制への遵守を求められている。

### 7.2.2 EIA 関連機関

「バ」国の環境行政は、環境・森林省 (MoEF) が中心的官庁となって、国内環境にまつわる政策や規制問題についてのすべての事柄を一手に担っている。

DOE は、環境森林省(MoEF)の1つの局であり、長官 (Director General (DG)) が代表を務める。DG は、DOE 全体を総括するものである。

新規のプロジェクト開発に先立って、プロジェクト主体は DOE より環境認可を取得しなければならない。

発電所のベラマラサイトは、BPDB および BWDB の所有地であり、新たな民有地の土地収用はない。しかし、送電線およびガスパイプラインの設置のため、小規模な農地 (民有地) の土地収用が必要である。

これらの土地収用は、「バ」国では以下の法律や規則に基づき、上記の土地省が事業者の代わりに補償を行う。

- The Land acquisition Act, 1894
- The acquisition and requisition of immovable property ordinance, 1982
- The acquisition of immovable property rules, 1982

これらの法律によると、公共事業における土地収用の補償金額は、地方土地事務所での登記価格の 1.5 倍となっている。

この価格が実際の市場価格より低い場合、再取得価格とならないため、この差を考慮して再取得価格での補償を実施する必要がある。

土地の価格についての情報は限られており、再取得価格で補償することを確実にするため、NWPGCL は土地買収を進めるときには、近隣の ADB のガスパイプライン事業のプロセスを踏襲することを計画している。ADB のプロセスでは、事業者、地方行政 NGO がメンバーとなるチームが住民も招聘しながら、法律に基づく補償価格及び再取得価格を算出し、再取得価格が法律に基づく補償価格よりも高いときは、その差額を事業者が支払うことになっている。

なお、土地収用された場所については、送電線の足場部分を除き、全て現状復帰され、工事終了後再び農地として利用できるよう配慮するため、実際の農作物の消失は、工事中の短期間だけとなる。

工事により、現存している農作物が消失する部分については、1 回限りの補償がなされることになっており、土地の収容等による収入・生計への影響には配慮がなされている。一方、ベラマラサイトでは、BPDB および BWDB の所有地であるものの、周辺住民が耕作をしている。ここでも、現存している農作物が消失する部分については、1 回限りの補償がなされることになっている。

また、工事以降はこれらの住民は耕作できなくなるが、これらによる損失は建設工事で最優先に雇用することで補填する計画である。最優先雇用により収入の減少はなく、収入の増加が想定される。

### 7.2.3 本案件との関連性 (カテゴリ、手続き等)

火力発電所建設のプロジェクトは Red カテゴリに分類される。このカテゴリでは立地許可 (Site Clearance) と環境許可 (Environmental Clearance) を取得しなくてはならない。立

地許可は建設に関するもので、環境許可は操業に関するものである。なお、環境許可は毎年更新される。Site Clearance で必要な書類は要約版の F/S レポート、IEE チェックリストとその付属資料、および IEE レポートであり、Environmental Clearance で必要な書類は F/S レポート、EIA 報告書、および環境管理計画書である。その他には、地方自治体の合意書が求められる。

また、ベラマラ CCPP に関連するガスパイプラインおよび送電線も Red カテゴリーに分類されるため、発電所と同様の手続きが必要である。

#### 7.2.4 EIA スケジュール

環境許認可の取得は大きく 2 段階で行われる。前述したように第一段階は site clearance で IEE の提出から承認であり、これには最大 60 営業日が必要となる。これにより工事を開始することができる。

第二段階は EIA の提出から承認であり、これにも最大 60 営業日が必要となる。そして、最大 30 営業日かかる運転前に行われる ECC environmental clearance certificate を含めた environmental clearance であり、これにより運転を行うことができるようになる。

既に 2008 年 9 月、ベラマラ CCPP について、ガスパイプライン、送電線、物揚場棧橋の建設計画も含めて、IEE の申請書類を提出している。

なお、発電設備の設置に必要な BWDB から BPDB への土地所有権の委譲についての BWDB が同意したという正式な書類が必要であるとの指摘を DOE から受けており、その書類の準備に BPDB で時間がかかっている。

12 月末現在で、この承認がなされていないため、IEE の承認もなされていない。

IEE の内容については、特に問題はなくその書類が DOE に提出されれば、速やかに承認がなされるとのことである。また、EIA 報告書は BPDB と協力して完成しており、IEE の承認後速やかに提出される予定である。

### 7.3 環境影響評価および回避・緩和策

#### 7.3.1 選定された方式に対する環境影響評価

ベラマラ CCPP では、既設発電所北側に建設するものである。住民移転が生じない場所を選定し、冷却方式は冷却塔を採用し、補給水等として地下水を利用する計画である。

発電所建設に伴い、ガスパイプラインと送電線も建設する。重量物の運搬は水上輸送するので、川岸の物揚場には棧橋も建設し、物揚場棧橋から建設場所までのアクセス道路も建設する予定である。

地下水取水のためのポンプハウスは、物揚場と同様に川岸に建設する予定である。

これら、関連するすべての設備について、建設時および運転時の影響要因を抽出し、影響評価を行った。

環境影響評価を実施するに当たっては、EIA に係る「バ」国のガイドラインや国際機関のガイドライン等を参考とした。

各事業活動から想定される影響を抽出し、回避・緩和策どうするか、特に影響が大きいと思われるものについては、定量的な予測を行い、評価を行った。

また、必要に応じて更なる緩和策を検討した。ここでは、周辺の社会環境調査やステークホルダー協議で住民から出されているベラマラ CCPP に対する意見や要望についても考慮した。

選定した主な評価項目は、以下のとおりである。

・ 工事期間

環境汚染—大気汚染、水質汚染、廃棄物、騒音/振動及び悪臭

自然環境—地下水、地盤沈下、土壌浸食、陸上生態系及び河川生態系

社会環境—雇用、生計、土地利用、地域経済、水上交通、陸上交通及び社会基盤・サービス施設

・ 運転期間

環境汚染—大気汚染、水質汚染、廃棄物、騒音/振動及び悪臭

自然環境—地下水、地盤沈下、陸上生態系、河川生態系及び地球温暖化

社会環境—雇用、生計、土地利用、地域経済、水上交通、陸上交通、社会基盤・サービス施設及び事故

### 7.3.2 影響評価および回避・緩和策

#### (1) 工事期間

設置するガスパイプライン、送電線、物揚棧橋、ポンプハウス等は規模が小さく、プラントと隣接して工事が行われるため、ほとんどの項目で影響が小さく、工事全体で捉えても大きな問題はない。

##### a) 環境汚染

###### 大気汚染

建設機械や車両からの排ガスについては、定期的な点検や維持管理の実施、土砂粉塵の飛散については、飛散防止のためのカバー、定期的な洗車、定期的な周辺道路の洗浄等の緩和策を実施し、大気汚染による影響を低減する。

###### 水質汚染

濁水等の排水は仮設沈殿層を設置して、上澄みを排水する等の緩和策を実施する。

機器洗浄排水についてはボイラ洗浄時に化学薬品を使用する場合もあるため、この際は仮設タンクに回収する。生活排水については浄化槽を設置する。これらの排水は、適切な処理を行った後排水する緩和策を実施する。

棧橋の設置に浚渫工事に当たっては、棧橋構造は垂直杭工法とし浚渫区域をできる限り小さくし、工事の実施を乾季に行う等の緩和策を実施する。

これらの緩和策により河川水や地下水の水質汚濁による影響を低減する。

### 廃棄物

金属屑、廃プラスチック、木屑等、ガラス屑等、廃油などについては基本的には廃棄物の削減、再利用、リサイクルを含む廃棄物管理プログラムを策定し、適切な分別、種別ごとの適切な処分場への処分等の緩和策を講じる。

なお、工事中の労働者からのゴミについては、地元の労働者をできる限り採用して、生活系のゴミの発生量を抑制する緩和策を講じる。

これらの緩和策により廃棄物による水質汚濁や衛生上の問題が生じないと判断される。

### 騒音・振動

建設機械の稼働による騒音レベルは、敷地境界で 62.4~74.6dB(A)、住居地側では 26.5~55.1dB(A)と予測された。

敷地境界の予測値は、「バ」国の Industrial Zone の基準 70dBA を一部超える地点もあったが、大部分の地点でこれを満足している。

また、住居側の 3 地点の予測値は、全て住居地域の基準（昼間）55dBA 以下となっている。

実際の建設工事に当たっては、なるべく建設工事量の平準化されるよう、スケジュール管理を行い、最新の低騒音型機器の導入等の緩和策を講じる等、騒音による影響を低減する。

資機材などの運搬車両は、マフラーの設置や住宅地等での減速等、できる限り騒音の発生を抑える緩和策を講じることにより、車両からの騒音による影響を低減する。

### 悪臭

建設工事に当たっては、ゴミを分別収集するよう作業員に指導し、生ゴミは定期的に処分して、腐敗により悪臭が発生させないような緩和策を講じて、悪臭の発生を抑制する。

## b) 自然環境

### 地下水

工事中の地下水の取水量は最大でも 2,000m<sup>3</sup>/day 程度と想定され、運転時の冷却塔での取水量に比べると、その量は 1/15 程度とごく少ない量である。

地下水の取水量の多い運転時でも、地下水位の大幅な低下を来たすことなく、運転時の取水量でも地下水を取水出来ると予測されている。

このため、工事中の地下水の取水により、周辺の井戸の地下水レベルが大きく低下することはないと判断されるが、念のため住民の井戸の水位レベルのモニタリングを行う。

### 地盤沈下

工事中の地下水の取水により、周辺の地下水位のレベルが大きく低下することはないと考えられることから、地下水取水による地盤沈下が生じることはないと判断される。

### 土壌浸食

土砂沈殿フェンスを設置する土砂の流出防止策を講じる。物揚場の工事の実施は乾季に行う等の緩和策を実施する。

### 陸上生態系

ベラマラサイトおよびその周辺は、既に農地として改変され人為的に利用されている地域で、自然林はみられない。生息している植物も、果樹や鑑賞植物等である。送電線、ガスパイプラインおよび棧橋設置に伴い改変される面積は、いずれも小規模であり、動植物への影響は少ないと判断される。

### 河川生態系

工事排水や棧橋工事による河川への水質汚濁については、「水質汚染」で示した緩和策により、河川に生息する動植物への影響を低減する。

### 貴重種

ベラマラサイト周辺では、IUCN のレッドリスト軽度懸念種 (LC) が 4 種みられたが、これらはジャングルキャット、キツネ、ハト、トビである。いずれも移動性が高く、農作地に営巣するなど主な生活場所としていないので、工事による影響は少ないと判断される。

パドマ川では地域での貴重種である魚類がみられているが、河川の水質汚濁については、「水質汚染」で示した緩和策により影響を低減する。

## c) 社会環境

### 雇用、生計、土地利用等

建設工事に当たっては、地元住民の優先的に雇用する。

周辺住民は建設に必要な技術が不足していると想定される。地元雇用を優先的に行うことができるよう、建設の早い段階から地元自治体と協調して事前教育や訓練プログラムを希望者に実施して必要な技術を取得できるような措置を講じる。

また、雇用に当たっては、雇用基準を策定し、雇用の公平性を確保する等の緩和策も講じる。

BPDB および BWDB の用地である発電所サイトで農作物を収穫している住民については、上記の優先的な雇用で、減収による生計に支障が生じない緩和策を講じる。

重量物の運行予定については、早期に漁業者へ説明し、操業に支障が生じないようにする。

送電線とガスパイプラインの敷設工事については、国内法に基づき土地収用での補償を行うとともに、工事はできる限り農閑期に実施し農作業の中断がないよう配慮する。物揚場での棧橋およびポンプハウスの建設工事については、浚渫労働者と土砂売買人には、作業場の移転が速やかに行うことができるように、工事範囲や工程を連絡・調整して、これらの作業の中断が生じないように配慮する。

## 地域経済

上記の「雇用と生計」で示したように、建設工事に当たっては、地元住民を優先的に雇用する。

ケータリングサービス、物資などもなるべく地元の企業から調達する等の措置も講じる。

また、国内法に基づき土地収用での補償を行うとともに、周辺の農民、漁業者及び浚渫労働者等の収入が減少しないような措置を講じる。

なお、自治体と協議しながら、新たな地場産業の育成にできる限り協力することも重要である。

これらによる地元住民や企業等の収入の増加により地域の経済活動の活性化に寄与できるものと考えられる。

## 水上交通、陸上交通、社会基盤とサービス施設

大型重量機器の船舶による運搬に当たっては、河川交通の管轄機関である内水面輸送管理局と協議し、適切な安全・運行予定を策定する。

栈橋設置工事は船舶交通量の少ない乾季に実施する等の緩和策を講じる。

建設工事に伴う資材の搬入や作業員の移動に使用する車両については、大型バスの利用、通学路や住宅地での減速、標識の設置、安全運転教育等を行う計画である。

労働者のために設置する医療施設について、労働者以外にも使用できるよう配慮することとしている。

ベラマラサイト内にある既存の農道と水路は、敷地周囲に迂回させる緩和策を講じることにしている。

## (2) 運転期間

### a) 環境汚染

#### 大気汚染

ベラマラコンバインドサイクル発電所では、天然ガスをガスタービンで燃焼する方法を採用した。基本的には以下のように環境への負荷が低減されている。

- ・ 天然ガス中には硫黄分および灰分は含まれていない。
- ・ ガスタービンでは基本的には燃料の完全燃焼が行われるため、CO および SPM の発生もほとんどない。
- ・ 低 NO<sub>x</sub> バーナを採用して、窒素酸化物の発生を抑制している。排出ガス濃度を 40ppm 以下とし、排出基準値以下とする計画であり、これは世界銀行のガイドライン値も十分下回っている。
- ・ 煙突高さについては、高さ 60m の高煙突を採用した。また、建物が拡散に影響を与える場合をできる限り回避するため、主風向である北系と南系の風下方向に、出きる限り高い建物がこないような配置としている。

窒素酸化物の最大着地濃度が最も高くなるのは、大気安定度 B で風速 3.9m/s のときであり、濃度は 7.91 $\mu$ g/m<sup>3</sup> で「バ」国の環境基準値とくらべて 1/10 以下となっている。



発電所周辺での、乾季と雨季における現況調査結果では、既設の発電所が運転中であった、乾季の北側の調査点で最も濃度が高くなっており、その濃度を現況濃度として予測値に加えて将来濃度と想定した。

将来濃度は  $30.16\mu\text{g}/\text{m}^3$  で「バ」国の環境基準値と比べても十分低くなっている。また、世界銀行のガイドライン値と比べても十分低くなっている。

### 水質汚染

発電所の運転に伴う排水については、凝集沈殿・中和・油分離処理ができる排水処理装置及び生活排水処理装置を設置する。

冷却塔のブロー排水については、希釈による水温の低減等の緩和策を講じる。

これらの排水は、Bangladesh の排水基準値以下として排水することになっている。

その他には予備燃料である軽油の漏洩が考えられるが、新たに設置するタンクは地下水の油汚染対策等の緩和策を講じることにしている。

### 廃棄物

発電所の運転に伴い発生する廃棄物については、削減、再利用、リサイクルを含む廃棄物管理プログラムを策定する。具体的には、現場での組織的なごみ収集、汚染物質投棄の禁止、適切な分別、種別ごとの決められた処分場への処分を行う緩和策を講じる。

### 騒音・振動

発電設備の稼働による騒音レベルは、敷地境界で  $40.6\sim 64.9\text{dB(A)}$ 、住居地側に  $200\text{m}$  離れた地点では  $46.6\sim 51.7\text{dB(A)}$ 、 $400\text{m}$  離れた地点では  $44\text{dB(A)}$  となっている。

敷地境界の予測値は、「バ」国の工業地帯の基準  $70\text{dBA}$  以下となっている。

また、最寄の住居に近い  $400\text{m}$  離れた場所では昼夜とも住居地域の環境基準を下回っている。

今後、さらに詳細設計においては、最新の低騒音型機器の導入も含めて、予測された発電設備の稼働による騒音レベルを達成できるような配慮が望まれる。

### 悪臭

発電所では悪臭を発生させる施設や装置は導入されない。

従業員の生活系のゴミは分別収集するようにし、生ゴミは定期的に処分して、腐敗により悪臭が発生しないような緩和策を講じる。

## b) 自然環境

### 地下水

4.6.5(2)項で示したように、地下水位は、最大でも  $2\text{m}$  の低下となっており、地下水位の大幅な低下を来たすことなく、地下水を十分取水出来ると予測される。

ただし、これらの範囲に位置する既存の浅井戸に関しては、乾季に地下水の汲み上げが阻害される可能性もある。

地下水位等のモニタリングを行い、十分な地下水が得られなくなった井戸については NEPGCL が井戸の掘り増し等の対策を講じる。

#### 地盤沈下

地下水の取水により、周辺の地下水位のレベルが大きく低下することはないと予測されており、地下水取水による地盤沈下が生じることはない判断される。

#### 陸上生態系

ベラマラサイトおよびその周辺は、既に農地として改変され人為的に利用されている地域で、自然林はみられない。生息している植物も、果樹や鑑賞植物等である。発電所および物揚場棧橋で使用される面積は、いずれも小規模であり、動植物への影響は少ないと判断される。ただし、緩衝帯は植樹などで緑化することになっている。また、ガスパイプラインは敷設後埋め戻され、送電線も足場部分を除いて現状復帰することにしており陸上生態系への影響はほとんどないと判断される。

#### 河川生態系

河川における水質汚濁については、「水質汚染」で示したように緩和策を講じることにしており、河川に生息する動植物への影響は低減されている。

#### 地球温暖化

新規発電設備からは約 88 万 ton/yr の CO<sub>2</sub> が排出されると予測される。本計画は高効率で単位発電量あたりの CO<sub>2</sub> の発生量の少ないコンバインドサイクル発電方式を採用し、さらに 4.7.2 章に示したように効率のよいガスタービンの形式を採用することになっている。

### c) 社会環境

#### 雇用、生計、土地利用等

ベラマラサイト周辺では日雇い労働者の割合が高く、工事期間だけでなく、発電所運転期間でも雇用を継続してほしいとの要望がある。

周辺住民は発電所の運転に必要な高度な技術が不足していると想定される。地元雇用をできる限り行うために、建設時から継続して地元自治体と協調してより高度な事前教育や訓練プログラムを希望者に実施して、運転に必要な技術を取得できるような措置を講じる。

また、用地内で耕作している農民等を中心に清掃等の簡単な作業は地元住民を優先的に雇用する。

また、雇用に当たっては、雇用基準を策定し、雇用の公平性を確保する等の緩和策も講じる。

ガスパイプラインは敷設後埋め戻し、また送電線は足場部分を除いて現状復帰させて農地として利用できるよう配慮し、農民の収入が減らないよう緩和策を講じる。

また、維持管理時は重量物の物資はパドマ川を使って輸送する計画であり、そのとき

には漁業活動を妨害する可能性がある。  
運行予定については、早期に漁業者へ説明し、操業に支障が生じないようにする。  
物揚場栈橋は維持管理時に物資を荷降ろしするときには、浚渫労働者の作業の中断が予想される。土砂置き場の一時移動や工程の調整などで、作業に支障がでないような緩和策を講じる。

### 地域経済

上記の「雇用と生計」で示したように、運転中でも、地元住民をできるかぎり雇用する。  
ケータリングサービス、物資などもなるべく地元の企業から調達する等の措置も講じる。  
なお、自治体と協議しながら、新たな地場産業の育成にできる限り協力することも重要である。  
これらによる地元住民や企業等の収入の増加により地域の経済活動の活性化に寄与できるものと考えられる。

### 水上交通、陸上交通、社会基盤とサービス施設

維持管理時に重量物の物資は水上輸送する計画であるが、輸送は水深が十分に確保できる雨季に行う計画であり、雨季は川幅も広がるので水上交通への影響は少ない。  
通勤車両については、バスを利用し、通学路や住宅地での減速、標識の設置、安全運転教育等を行う計画である。  
工事で設置された医療施設は継続して存続し、地元住民も使用できるようにする。  
ベラマラサイト内にある既存の農道と水路が工事により消失するため、これについては、敷地周囲に迂回させる緩和策を講じる。

### 事故

事故対策として下記のような対策を行うことにしている。

- ・ 衛生安全教育プログラム作成と実施
- ・ 応急処置施設の設置と医療施設への速やかな搬入システムの導入
- ・ ガスの漏洩防止管理計画の策定し、防止機器を漏洩危機管理計画の一環として整備する。
- ・ 固定式防火設備、消火栓、消火器、火事脱出口、火災報知機、防火区画設備、非常口などの設置。
- ・ 安全規定の策定

## 7.4 環境管理計画およびモニタリング

### 7.4.1 環境管理計画 (EMP) の目的

環境管理計画 (EMP) および環境モニタリングは、以下のことを基本に計画する。

- ・ 建設工事中や運転中に、緩和策により環境影響を許容できるレベル（排出基準および環境基準）まで低減し、有害な影響が生じないようにする。
- ・ 緩和策の実施に当たっては、責任のある組織を構築する。
- ・ EMP および環境モニタリングは、建設工事中および運転中について適切に行う。

## 7.4.2 作業計画とスケジュール

### (1) 工事期間

建設工事に当たっては、BPDB または NWP GCL のベラマラ建設所長は、建設事業の内容を十分考慮し、必要な EMP およびモニタリングについて、建設事業者に十分理解させ、実施する必要がある。

このため、BPDB または NWP GCL のベラマラ建設所長は、必要な組織を形成する必要がある。

特に、工事中は作業員の流入や工事車両の数も多く、周辺地域のコミュニティーへ工事内容、工事スケジュール、保全対策を十分説明し、住民の意見を把握して、必要な対策を随時変更する必要がある。

なお、分社化に伴いプロジェクトの実施主体が BPDB から NWP GCL へ順次移行するが、移行前に事前に協議調整することが必要である。

なお、建設工事中は、作業員として地域から労働者を雇用することは地域経済に良い影響をもたらすことから、事前の作業員の教育訓練プログラムの実施も含めて、地元雇用に十分配慮する必要がある。

工事中の EMP の基本的な内容は、Table I-7-4-1 に、環境モニタリングは Tabel I-7-4-3 に示すとおりである。

これらの EMP およびモニタリングについては、BPDB または NWP GCL と建設事業者の間で十分協議して計画する。実施した内容の確認や更なる対策を検討するため、建設事業者から実施状況について、報告書を用いた報告のスケジュールを策定する。

これらの報告書は、クルナ DOE に提出し、協議する。

Table I-7-4-1 工事期間中の主な環境影響とその緩和策

要素	潜在的な影響	計画している環境保全措置	責任者
作業員の流入	生活排水やごみ・悪臭の発生	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ し尿処理槽設備の設置</li> <li>・ 生ゴミの分別及び定期的な処分</li> <li>・ 缶やビン等は分別し、再利用のため第三者に供給</li> <li>・ 決められた処分場への処分</li> </ul>	建設事業者 (BPDB 又 NWP GCL)
	病気の発生・衛生	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ し尿処理槽設備の設置</li> <li>・ 医療施設の設置および定期的な健康診断の実施</li> <li>・ 労働者の衛生管理等についての教育訓練の実施</li> <li>・ 建設作業員の HIV/AIDS、デング熱、マラリア、A 型肝炎などの予防</li> <li>・ 害虫の繁殖地になりそうな場所の排除、必要に応じた予防薬の提供</li> </ul>	

要素	潜在的な影響	計画している環境保全措置	責任者
	安全・事故防止・陸上交通	<ul style="list-style-type: none"> <li>通勤ではバスの利用</li> <li>通学時間帯の運行の回避</li> <li>通学路や住宅地での減速</li> <li>交通規則の点検、標識の設置、安全運転教育</li> <li>安全プログラム（道路標識、速度制限、トラックの点灯、積載制限、装備の点検（ブレーキ、クラクションなど））の実施。</li> </ul>	
	雇用・生計・地域経済・社会的弱者、不公平な配分	<ul style="list-style-type: none"> <li>地元住民の雇用・雇用基準の策定</li> <li>清掃やケータリング、物資の地元からの調達</li> <li>地元自治体と協調した雇用事前教育や訓練プログラムの実施</li> </ul>	
	インフラ	<ul style="list-style-type: none"> <li>医療施設の建設</li> </ul>	
工所用機材の搬入	安全・事故防止・陸上交通	<ul style="list-style-type: none"> <li>通学時間帯の運行の回避</li> <li>通学路や住宅地での減速</li> <li>交通規則の点検、標識の設置、安全運転教育</li> <li>安全プログラム（道路標識、速度制限、トラックの点灯、積載制限、装備の点検（ブレーキ、クラクションなど））の実施。</li> </ul>	建設事業者 (BPDB 又 NWPGL)
	騒音の発生	<ul style="list-style-type: none"> <li>夜間の通行の禁止</li> </ul>	
	車両からの排ガスや土砂粉塵の飛散	<ul style="list-style-type: none"> <li>定期的な点検や維持管理の実施</li> <li>法規制に基づく車両排ガス濃度の定期的な確認</li> <li>作業待ち時間のエンジンの停止</li> <li>飛散防止のためのカバー、定期的な洗車</li> <li>定期的な周辺道路の洗浄</li> <li>住居地域でのモニタリング</li> </ul>	
	生計・河川交通	<ul style="list-style-type: none"> <li>BIWTA 協議し、適切な安全・運行予定を決定</li> <li>運行予定の早期の説明</li> </ul>	
掘削工事および建設機械稼働	機械からの排ガスや土砂粉塵の飛散	<ul style="list-style-type: none"> <li>土砂堆積場等への定期的な散水</li> <li>住居地域でのモニタリング</li> </ul>	建設事業者 (BPDB 又 NWPGL)
	騒音の発生	<ul style="list-style-type: none"> <li>原則として作業は昼間のみ</li> <li>低騒音型の機械の採用（消音器、マフラー等）</li> </ul>	
	労働安全衛生	<ul style="list-style-type: none"> <li>工事用地の周囲に仮設障壁を建設する。</li> <li>労働者の長時間に渡る騒音曝露の規制</li> <li>個人用保護具（PPE）の使用</li> </ul>	建設事業者 (BPDB 又 NWPGL)
	建設廃棄物の発生	<ul style="list-style-type: none"> <li>削減、再利用、リサイクルを含む廃棄物管理プログラム</li> <li>汚染物質投棄の禁止</li> <li>種類ごとに適切な分別し、決められた処分場への処分</li> </ul>	
	土砂の流出・濁水の発生・機器洗浄排水	<ul style="list-style-type: none"> <li>土砂堆積フェンス、仮設沈殿層の設置</li> <li>機器洗浄排水は仮設タンクに回収し、適切な処理を行った後排水する。</li> <li>排水出口でのモニタリング</li> </ul>	
	有害物質の漏洩	<ul style="list-style-type: none"> <li>漏洩防止対策を実施、洗浄設備の装備</li> </ul>	
	動植物の生息場の消失	<ul style="list-style-type: none"> <li>緑化帯の設置</li> </ul>	
	雇用・生計・地域経済・社会的弱者	<ul style="list-style-type: none"> <li>国内法規に基づき既に栽培されている農産物は補償</li> <li>工事範囲や工事工程の早期の説明</li> <li>減収が予想される耕作民を優先雇用</li> </ul>	
	安全・事故防止・陸上交通	<ul style="list-style-type: none"> <li>安全管理計画の策定規定の策定</li> </ul>	

要素	潜在的な影響	計画している環境保全措置	責任者
	上交通・社会基盤	<ul style="list-style-type: none"> <li>・病院への迅速な搬送</li> <li>・交通規則の点検、標識の設置、安全運転教育</li> <li>・通学路や住宅地での減速</li> <li>・サイト内の農道および水路の迂回路の設置</li> </ul>	
取水	地下水の低下	<ul style="list-style-type: none"> <li>・周辺の井戸での地下水位のモニタリングの実施</li> <li>・必要に応じて、深度のある井戸掘削</li> </ul>	建設事業者 (BPDB 又 NWPGL)
	地盤沈下	<ul style="list-style-type: none"> <li>・周辺の井戸での地下水位のモニタリングの実施</li> </ul>	
ガスパイプライン・送電線建設	農地の損失	<ul style="list-style-type: none"> <li>・国内法規に基づき土地収用の補償</li> </ul>	建設事業者 (BPDB 又 NWPGL)
	生計・地域経済	<ul style="list-style-type: none"> <li>・工事は農閑期に実施</li> </ul>	
栈橋建設	土砂の流出・濁りの発生	<ul style="list-style-type: none"> <li>・栈橋構造は垂直杭工法とし浚渫区域の最小化</li> <li>・水位/水量が最低となる乾季に実施</li> <li>・影響を最小化する浚渫方法の採用</li> <li>・汚濁拡散防止膜を適宜使用する。</li> <li>・浚渫土砂は陸揚げし、乾燥。</li> <li>・土砂堆積フェンスの設置</li> </ul>	建設事業者 (BPDB 又 NWPGL)
	河川交通	<ul style="list-style-type: none"> <li>・浚渫工事は交通量の少ない乾季に実施</li> </ul>	
	生計・地域経済	<ul style="list-style-type: none"> <li>・栈橋の建設範囲の最小化</li> <li>・工事範囲や工事工程の早期の説明</li> </ul>	
ポンプハウスの建設	生計・地域経済	<ul style="list-style-type: none"> <li>・浚渫土砂労働者への工事範囲や工事工程の早期の説明</li> </ul>	建設事業者 (BPDB 又 NWPGL)

## (2) 運転期間

運転中は分社化により NWPGL が主に発電所に、必要な組織を形成し、環境管理を行う責任がある。

運転中の周辺地域の住民からの苦情等についても把握・対応する組織とし、住民の意見を把握して、必要な対策を行う。

地域のコミュニティと連携することを基本とし、発電所での十分な環境管理方法等の説明は重要であり、例えば住民や学校児童の発電所見学等も有用である。

なお、運転作業員は専門知識を有する必要があるが、作業員として地域からの雇用は困難が予想されるが、作業員を雇用することは地域経済に良い影響をもたらす。事前の作業員の教育訓練プログラムの実施も含めて、簡単な作業を行う作業員については地元雇用に十分配慮する必要がある。

運転期間中の EMP の基本的な内容は、Table I-7-4-2 に、環境モニタリングは Table I-7-4-4 に示すとおりである。

これらの EMP およびモニタリングについては、NWPGL は実施状況について、報告書を作成し、クルナ DOE 等関係機関に提出し協議する。

Table I-7-4-2 運転期間中の主な環境影響とその緩和策

要素	潜在的な影響	計画している環境保全措置	責任者
発電	排ガスの発生	<ul style="list-style-type: none"> <li>・高煙突の採用</li> <li>・排ガス連続監視装置の設置</li> <li>・低NOx 燃焼器の採用</li> </ul>	NWPGL

要素	潜在的な影響	計画している環境保全措置	責任者
		<ul style="list-style-type: none"> <li>・周辺大気のモニタリングの実施</li> <li>・定期的な維持管理</li> </ul>	
	排水の発生	<ul style="list-style-type: none"> <li>・凝集沈殿・中和・油分離処理ができる排水処理装置の設置</li> <li>・生活排水処理装置の設置</li> <li>・排水のモニタリングの実施</li> <li>・河川または水路の水のモニタリングの実施</li> <li>・油貯蔵区域は、防油堤設置、地下への漏洩対策等の物理的封じ込め地区に指定する。</li> <li>・冷却塔のブロー排水については、希釈による水温の低減</li> </ul>	
	騒音・振動の発生	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発電所周囲への樹木帯および防音壁の設置</li> <li>・低騒音型の機器の採用、防音カバーの設置</li> <li>・低振動型の機器の採用、基礎を強固とする</li> <li>・定期的な維持管理</li> <li>・ベラマラサイト境界および住宅地でのモニタリングの実施</li> <li>・発電施設やタービンなど高騒音の労働者による耳覆い、耳栓など聴力保護材の使用</li> </ul>	
取水	地下水の低下	<ul style="list-style-type: none"> <li>・周辺の井戸での地下水水位のモニタリングの実施</li> </ul>	NWP GCL
	地盤沈下	<ul style="list-style-type: none"> <li>・必要に応じて、深度のある井戸掘削</li> </ul>	
廃棄物の発生	汚泥・廃油の発生	<ul style="list-style-type: none"> <li>・削減、再利用、リサイクルを含む廃棄物管理プログラムの策定</li> </ul>	NWP GCL
	生活廃棄物の発生	<ul style="list-style-type: none"> <li>・現場での組織的なごみ収集</li> <li>・汚染物質投棄の禁止</li> <li>・適切な分別、種別ごとの決められた処分場への処分</li> </ul>	
発電所の存在、職員の通勤	動植物生息場の消失	<ul style="list-style-type: none"> <li>・緑化帯の設置</li> </ul>	NWP GCL
	雇用・生計・地域経済・社会的弱者・不公平分配	<ul style="list-style-type: none"> <li>・地元住民の雇用・雇用基準の策定</li> <li>・清掃やケータリング、物資を地元から調達</li> <li>・地元自治体と協調した雇用事前教育や訓練プログラムの実施</li> </ul>	
	陸上交通	<ul style="list-style-type: none"> <li>・通勤でのバスの利用</li> <li>・交通規則の点検、標識の導入、安全運転教育</li> <li>・居住地域と学校付近での車両速度制限</li> </ul>	
	社会基盤	<ul style="list-style-type: none"> <li>・救急医療施設の提供</li> </ul>	
	病気の発生	<ul style="list-style-type: none"> <li>・医療施設の設置および定期的な健康診断の実施</li> <li>・労働者の衛生管理等についての教育訓練の実施</li> </ul>	
	安全・事故	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ガスの漏洩防止管理計画の策定し、防止機器を漏洩危機管理計画の一環として整備する。</li> <li>・固定式防火設備、消火栓、消火器、火事脱出口、火災報知機、防火区画設備、非常口などの設置</li> <li>・安全規定の策定</li> </ul>	
ガスパイプライン・送電線存在	土地の取用	<ul style="list-style-type: none"> <li>・設置後の耕作活動の継続の保証</li> </ul>	NWP GCL
栈橋の存在	河川交通・土地利用・生計	<ul style="list-style-type: none"> <li>・適切な維持管理スケジュール計画</li> </ul>	NWP GCL

### 7.4.3 環境活動とトレーニング

運転期間中、NWPGL は発電所に、必要な組織を形成し、環境管理を行う責任がある。環境管理および後述する環境モニタリングを確実にするために上級環境エンジニアである環境マネージャがこれらの組織を管理しなければならない。

環境マネージャは、発電所の建設から運転中も含めてすべての段階で環境管理計画および環境モニタリングの計画や実施した内容について、発電所長に報告し、発電所長が最終的にこれらに責任を持つことになる。

環境マネージャは、運転開始前にすでに環境管理の内容を職員に教育し、運転中もチェックを行いながら、再教育を行う必要がある。

また、周辺住民等との対応やクルナ DOE や JICA 等関連機関への環境管理、環境モニタリングおよび訓練状況についても、あわせて環境マネージャが責任をもって報告を行う。

### 7.4.4 環境モニタリング計画

工事中及び運転中のモニタリングは Table I-7-4-3 及び Table I-7-4-4 に示すとおりである。

Table I-7-4-3 工事期間中のモニタリング・スケジュール

項目	パラメーター	場所	頻度
大気質	SPM, SO <sub>2</sub> , NO <sub>2</sub>	住居地域、学校	SPM は 2 週間に一度 SO <sub>2</sub> , NO <sub>2</sub> は 2 ヶ月に一度
水質	TSS	排水出口	1 ヶ月に一度
騒音	騒音レベル	住居地域、学校	最も工事量が大きくなる時期に 1 週間に一度
地下水*	地下水水位レベル 水温、重金属類 (As 等)	住居地域	年 2 回 (乾季、雨季)

注：※地下水水位レベルがさがり、対策として掘り増しが行われる井戸は、工実施の前後で地下水水位レベル及び水質を確認する。

Table I-7-4-4 運転期間中のモニタリング・スケジュール

項目	パラメーター	場所	頻度
排ガス	SPM, SO <sub>2</sub> , NO <sub>2</sub>	煙道	SO <sub>2</sub> , NO <sub>2</sub> は連続 (連続監視装置) SPM は 1 ヶ月に一度
大気質	SPM, SO <sub>2</sub> , NO <sub>2</sub>	住居地域、学校	SO <sub>2</sub> , NO <sub>2</sub> は 1 ヶ月に一度 PM <sub>10</sub> は 2 ヶ月に一度
排水	水温、DO、SS、Oil、BOD、 重金属類	排水出口	2 ヶ月に一度
水質	水温、DO、SS、Oil、BOD、 重金属類	河川または水路	年 2 回 (乾季、雨季)
騒音	騒音レベル	ベラマラサイト境界、 住居地域、学校	年 2 回
地下水*	地下水水位レベル 水温、重金属類 (As 等)	住居地域	年 2 回 (乾季、雨季)

注：※地下水水位レベルがさがり、対策として掘り増しが行われる井戸は、工実施の前後で地下水水位レベル及び水質を確認する。



## 7.5 ステークホルダー協議 (住民説明)

### 7.5.1 目的

ステークホルダー協議とは、プロジェクトの実施に伴い利害関係を有する個人や組織の意見を聴取し、意思決定に十分に反映させることを目的とする。行政機関や発電会社などはダッカが本拠地であり、ワークショップなどで意見交換できるので、ここでのステークホルダー協議はベラマラサイト周辺の住民、地方行政組織、NGO を対象とした。

### 7.5.2 実施方法

第 1 回ステークホルダー協議は、ベラマラサイトや設備概要等のプロジェクトの詳細が決まっていないので、地方行政組織を対象とした。第 2 回と第 3 回は地方行政組織の他に地域住民と NGO を対象とし、Table I-7-5-1 に示す内容で行った。

Table I-7-5-1 ステークホルダー協議の内容

項目	第 1 回	第 2 回	第 3 回
予定している議題	<ul style="list-style-type: none"> <li>プロジェクトの概要説明</li> <li>スコーピングの説明</li> <li>調査の目的、背景、内容、スケジュールの説明</li> <li>プロジェクトに関する意見</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>設備概要の説明</li> <li>環境影響評価の方法説明</li> <li>環境管理計画の基本方針の説明</li> <li>意見の把握</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>環境影響評価結果</li> <li>環境管理計画、モニタリング計画の説明</li> <li>意見に対する回答</li> </ul>
対象者	地方行政組織等	NGO、上記地域の住民および漁民、地方行政組織、送電線およびガスパイプラインの土地収用にかかわる住民等	
会議場所	既設発電所周辺	既設発電所周辺	
会議の開催の告知方法	関係機関に 1~2 週間前に既設発電所所長の招待状を送付し、告知した。	関係機関や NGO 等には 1~2 週間前に既設発電所所長の招待状を送付した。村長およびサブリーダーには、協議の開催 1 週間前に、既設発電所所長の招待状を直接に手渡し、住民への告知をお願いした。	
議事録の開示方法	関係機関にコピーを送付した。	関係機関や NGO 等にはコピーの送付した。既設発電所と村長およびサブリーダー宅にはコピーを置き、常時閲覧できるようにした。	

### 7.5.3 実施結果

#### (1) 第 1 回ステークホルダー協議

開催日時：6 月 16 日 10：00~12：00

開催場所：既設発電所内の学校

出席者：64 名

(主な意見)

- ・発電所からでる温排水による漁業への影響はないのか。
- ・学校等への騒音による影響は大丈夫か。

(2) 第2回ステークホルダー協議

**1日目**

開催日時：9月21日 10:00～13:00

開催場所：既設発電所内の学校

出席者：75名

(主な意見)

- ・地下水の使用により、現在利用している井戸が使用できなくなる懸念と、その対策
- ・発電所からの排水の影響
- ・工事中だけでなく、操業中の地元住民の雇用も期待している。
- ・緑化に際して、果樹を植えて、住民が利用できるようにして欲しい。
- ・工事中の従業員のための医療施設を設置してほしい。

**2日目**

開催日時：9月22日 10:00～12:00

開催場所：既設発電所内の学校

出席者：96名

(主な意見)

- ・土地収用が行われるのならば、代替地が欲しいという要望があったのに対して、新たな土地を購入する補償金が欲しいという要望もあった。
- ・既設発電所の運転に伴い発生している騒音について、周辺住民からの苦情がある。

(3) 第3回ステークホルダー協議

**1日目**

開催日時：11月30日 11:15～14:30

開催場所：既設発電所内の学校

出席者：66名

(主な意見)

- ・地下水の使用により、現在利用している井戸が使用できなくなる懸念と、そのミチューゲーションについての質問
- ・発電所からの騒音は、全運転期間で影響がでないようにすべきである
- ・発電所からの排ガスにより酸性雨が発生し、農作物に影響がでることはないか。

**2日目**

開催日時：12月1日 10:45～14:00

開催場所：既設発電所内の学校

出席者：合計92名

(主な質疑内容)

- ・住民移転はないと考えてよいか
- ・送電線の設置に伴い補償はなされるのか。
- ・近隣の 12 Dag 及び 16 Dag の住民は影響を受けるが、プロジェクト実施により利益は

得られるのか？

#### 7.5.4 フォーカス・グループ・ディスカッション

フォーカス・グループ・ディスカッションは、Category-B とベラマラサイト外について、各々男性および女性のグループに分けて 4 回行った。男性および女性に分けたのは、女性の意見を把握しやすくすることに配慮したためである。

聴取した意見でも大きな反対はなく、土地収用に伴う適切な補償があれば発電所の建設に肯定的なものである。また、発電所による新たな雇用も期待している。

#### 7.5.5 社会環境調査での住民意見

2008 年 6 月に行った社会環境調査でインタビューした住民に、ベラマラサイトと冷却方式がまだ未定であるものの、発電所建設のプロジェクトがあることを説明し、それについての意見を収集した。

概ね肯定的な意見が多く、なかでも電力危機を改善できることの期待が大きく、次いで地域への利益や雇用の促進も期待されている。

その一方で、否定的な意見としては、Category-B では住居がなくなることへの不安が大きく、Category-C では騒音についての指摘が若干あった。

## 第8章 プロジェクトコストおよび経済財務分析

### 8.1 ベラマラ火力発電所の運用条件

本章では Table I-4-7-8 に示す F 型コンバインドサイクル発電設備（以下 CCPP）4 モデル中で中間的な価格と想定される Siemens 社の SCC5-4000F をモデルケースとして選定し、検討を行った。

経済財務分析に用いるベラマラ CCPP の運用条件を Table I-8-1-1 に示す。

Table I-8-1-1 ベラマラ CCPP の運用条件

C/C Model	Siemens SCC5-4000F
Gross Power Output @35°C,1013hPa, RH60%	365,600 kW
Net Power Output @35°C,1013hPa, RH60%	355,100 KW
Net Thermal Efficiency (LHV)	54.2%
Net Heat Rate (LHV)	6642 kJ/KWhr
Construction Period	42 months
Plant Load Factor	70 %
Project Period	30 years

### 8.2 プロジェクトコスト

#### 8.2.1 F 型コンバインドサイクル発電設備の価格動向

主要機器であるガスタービンは（以下 GT）ニッケル、クロム、コバルト等の稀少金属をその高温部の主要素材として製作されるため、近年におけるそれら稀少金属やその他の鋼材の価格高騰により GT の製作コストは著しく増加している。加えて、エネルギー価格の高騰により高効率 CCPP の需要は供給を凌ぐほど高いレベルにあり、CCPP の価格高騰の一因となっている。

Gas Turbine World GTW Handbook 掲載のデータでは F 型 GT1 台からなる CCPP の FOB 価格の平均値は 2004 年頃から価格が急騰し、以降 3 年間で約 1.66 倍、年率で約 18% 上昇している。2008 年においてはさらに急激に上昇し、2008 年 6 月時点で約 300 百万ドルレベルに達していると推定される。

しかし、世界銀行が 2008 年 6 月に作成した「Study of Equipment Price in the Energy Sector」では今後の価格動向として、2007 年のサブプライム問題以降、米国経済の減退によりここ数年の急激な価格上昇が沈静化すると予想している。本調査においては、CCPP 市場を取り巻く環境が大きく変化しつつあり、CCPP 価格も落ち着きを取り戻すものと推察する。

### 8.2.2 F 型コンバインドサイクル発電設備の契約実績

直近約 1 年間の F 型 CCPP の契約実績では Alstom 社は長期保守契約（以下 LTSA）を含まない EPC コストで平均 427 百万ドルに対し、Siemens 社は 10～25 年の LTSA 付き EPC コストで平均 425 百万ドルである。

### 8.2.3 プロジェクトコストの算出

プロジェクトコストは発電所建設費 (EPC コスト)、コンサルタント費、予備費、各種租税、建設中金利 および BPDB 側で発生する直接経費から構成されているが、そのうち 2008 年 6 月現在の発電所建設費、コンサルタント費、予備費等を Table I-8-2-1 に示す。

契約実績価格をベースに昨年から今年の価格上昇率を年率 20～40%と推定し、至近の価格上昇を加味して Table I-8-2-1 の費用を算出した。

算出されたプロジェクトコストは鋼材等の原材料が高騰していた 2008 年 6 月時点のものであるため、今後は 8.2.2 項で述べたように世界的景気減速を受けて CCPP 価格も落ち着きを取り戻すものと推察する。

Table I-8-2-1 ベラマラ CCPP プロジェクトのコスト見積 (2008年6月現在)

Category	Local Portion		Foreign Portion	Total	
	MTk	Eqv. MJPY	MJPY	MJPY	Eqv. MTk
<b>A. Power Plant Construction and Associated Works</b>	<b>4,331</b>	<b>6,713</b>	<b>36,445</b>	<b>43,158</b>	<b>27,844</b>
<b>A1. Power Plant</b>					
(1) FOB Price of Imported Equipment	-	-	31,457	31,457	20,295
(2) Marine, Freight and Insurance	-	-	790	790	510
(3) Inland Transportation and Insurance	255	395	-	395	255
(4) Construction, Erection, Commissioning and Insurance	3,821	5,922	1,974	7,896	5,094
<b>A2. Fuel gas brunch pipeline</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>43</b>	<b>50</b>	<b>32</b>
<b>A3. 230kV Substation</b>	<b>138</b>	<b>214</b>	<b>1,517</b>	<b>1,731</b>	<b>1,117</b>
<b>A4. 132kV Substation (Replace)</b>	<b>111</b>	<b>172</b>	<b>601</b>	<b>773</b>	<b>499</b>
<b>A5. Transmission line (230kV main T/L to 230kV S/S)</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>64</b>	<b>67</b>	<b>43</b>
<b>B. Consulting Services</b>					
incl. Price Escalation and Physical Contingency	197	305	1,911	2,216	1,429
<b>C. Contingency</b>					
C1. Physical Contingency on A (5% of A)	217	336	1,822	2,158	1,392
C2. Price Contingency on A (Foreign:4.1%/yr, Local: 5.4%/yr)	1,216	1,884	7,560	9,444	6,093
<b>D. Custom Duties, Tax, and VAT</b>					
D1. Custom Duties (15% of Foreign portion of A and C1)	3,703	5,740		5,740	3,703
D2. VAT (15% of A and C1)	4,385	6,797		6,797	4,385
D3. Income Tax (4%) and VAT (4.5%) for B	121	188		188	121
<b>E. Interest During Construction on A</b>	<b>132</b>	<b>205</b>	<b>2,420</b>	<b>2,624</b>	<b>1,693</b>
<b>A-E. Sub-Total (Construction Portion)</b>	<b>14,302</b>	<b>22,168</b>	<b>50,157</b>	<b>72,326</b>	<b>46,662</b>
<b>F. 6-year LTSA Cost for Gas Turbine</b>					
F1. Initial Spare Parts for LTSA	-	-	6,807	6,807	4,392
F2. Maintenance Fee	-	-	2,397	2,397	1,546
<b>G. Contingency</b>					
G1. Physical Contingency on F (5% of F)	-	-	4,410	4,410	2,845
G2. Price Contingency on F (Foreign:4.1%/yr, Local: 5.4%/yr)	-	-	2,844	2,844	1,835
<b>H. Customs Duty, Tax, and VAT</b>					
H1. Custom Duties (15% of Foreign portion of F and G1)	692	1,072		1,072	692
H2. VAT (15% of F and G1)	692	1,072		1,072	692
<b>I. Interest During Construction on F</b>					
F-I. Sub-Total (LTSA Portion)	1,383	2,144	27.30	27.30	17.61
			10,018	12,162	7,847

## 8.2.4 プロジェクトコストの妥当性評価

プロジェクトコストの妥当性を検証するため 2008 年 7 月に実施した A プロジェクト (IPP) の入札結果 (推測値) との比較検討を実施した。その結果を Table I-8-2-2 に示す。A プロジェクトは IPP のため関税・VAT 等の免税措置がある一方、ベラマラ CCPP は関税・VAT 等で 136 百万ドル必要となり、この差が全プロジェクトコストの差に大きく影響している。しかしながら実質的なコストとしては A プロジェクトと比較しても遜色ないレベルであり、本プロジェクトコスト見積は妥当であると考ええる。

Table I-8-2-2 プロジェクトコストの比較

Unit: Million USD

		360 MW Bheramra CCPP (Cost estimation as of June 2008)	450 MW A CCPP Project (Expected Cost as of July 2008)	360MW B CCPP Project (Budget as of 2007)	Remarks
<b>A</b>	<b>Direct Cost</b>				
A1	FOB cost	294	300	193	FOB Price in 2007(GTW2007-8) Siemens E-CCPP : 223 MUSD Siemens F-CCPP : 217 MUSD
A2	Transportation, Insulance, Construction and Comissioning	85	165	77	Including Risk premium for Project A
A3	Related facilities (T/L, S/S, gas pipeline etc.)	24	40	17	
A4	Consulting Service	13	N/A	13	
	Sub-Total (Sum of A)	416 (1,155 \$/kW)	505 (1,122 \$/kW)	299 (831 \$/kW)	
<b>B</b>	<b>Indirect Cost (1)</b>				
	IDC / Financial Charge	61	143	34	
<b>C</b>	<b>Indirect Cost (2)</b>				
	Custom Duty, Tax, VAT	136	N/A	93	
<b>D</b>	<b>Contingency</b>				
D1	Physical Contingency on A	24	N/A	17	Bheramara CCPP: 5% of A
D2	Price Contingency on A	91	N/A	20	Bheramara CCPP: Foreign:4.1%/yr, Local: 5.4%/yr
	Sub-Total (Sum of D)	115	N/A	37	
<b>E</b>	<b>LTSA Cost</b>	64	N/A	15.7	Bheramara CCPP: 6yrs B CCPP Project: 3yrs
	Total Project Cost (A+B)	477 (1,325 \$/kW)	648 (1,440 \$/kW)	333 (925 \$/kW)	
	Total Project Cost (A+B+C+D+E)	791	648	478	

### 8.3 経済財務分析の基本と基礎的条件

#### (1) プロジェクトの稼働時期および稼働期間

プロジェクトの実施時期および期間として、2010年着工、2014年10月完成、商業運転開始、2044年まで30年間の運転を行う計画である。ただし、分析の都合上プロジェクトの完成、商業運転開始を会計年度開始日である2014年7月1日と想定し、実施する。費用および便益の価格は2014年6月末価格にて表示する。2014年末以前の価格を分析データとして使用する場合には、各通貨の母国のインフレ予測値により調整を行う。

#### (2) インフレーション

インフレーションの指標としてCPIを採用する。最近10年間の平均インフレ率は、Bangladesh: 4.63%、日本: -0.9%、米国: 2.54%であることが判明した。将来のインフレ率を推定するが、Bangladeshおよび米国については過去10年間の平均を2010年度以降のインフレ率として仮定する。日本については過去10年間のインフレ率が歴史的に歪んだ数値となっていることを勘案、直近の傾向から年率1.0%を将来のインフレ率として仮定する。

#### (3) 為替相場

将来の為替相場について過去10年間のトレンドを把握、過去と同様の変化の方向および率が将来に亘ると仮定する。求められた近似曲線の関数は、対米ドルについては、 $Y=2.3906X+43.732$ 、対円では、 $Y=0.0232X+0.3655$  (Y: 為替相場、X: 1998年度をゼロ年とする経過年数)となっている。双方の関数を用いて、2009年度以降についての為替相場を仮定する。

#### (4) 資金調達

本調査においては、プロジェクト実施に要する資金を日本の円借款とBangladesh政府からの出資・融資によって賄うことを想定する。Bangladeshに対する円借款の標準的供与条件は現在、金利0.01%、期間40年（うち据置10年）、借款適格部分の総額について供与が可能である。総事業資金のうちに含まれる用地買収資金、租税公課および支払利息は融資の適格性がなく、円借款がカバーする上限々度は総事業費から非適格品目を控除した金額が限度として適用される。Bangladesh国内における転貸条件は財務省が「対外借款および国内借款の融資条件規則」<sup>1</sup>により標準的な条件を設けている。同規則では借款に適用する条件として、国内の政府支出部分に関して、出資: 借款=60: 40、借款期間は据置5年を含む25年、金利は外国借款: 4%/年、国内借款: 3%/年となっている。

分析の都合上、円借款の対象額は事業総所要資金の80%とし、残り20%を政府が出資および借款にて供与することを前提とする（実際の借款上限額が80%となるものではない）。

<sup>1</sup> Ministry of Finance, "Lending and Relending Terms of Local Currency and Foreign Loans", March 7, 2004



(5) 債務履行

債務の返済及び利息の支払いは年間2回、各年6月末および12月末行われると想定する。元本の据置期間は商業運転開始後5年間とする。

(6) 売電料金

現在の消費者に対する電力タリフは2007年3月1日付けにて実施されたものである。同タリフにおいては消費者に対するタリフと合わせて卸売りのタリフが決定されていたが、卸売りタリフについては2008年9月29日付けをもって平均16%を引き上げるが行われている。財務評価においてはBERCが承認した卸売りタリフを基準として2014年価格での水準を推定、単価とする。他方、経済評価においては消費者の支払い意志(Willingness-to-Pay)を算出し、便益計算を行う。

(7) 設備耐用年数および減価償却

本プロジェクトでは、残存価値として10%を設定、耐用年数を30年、減価償却方法として定額方法を採用する。残存価値部分はプロジェクト最終年次に便益として認識する。

(8) 建中金利

建設期間中の金利については上記(4)項に述べた転貸金利および国内借款金利が適用される。建設期間中に発生する金利は商業運転を開始するまでの間、建設仮勘定に記帳され、商業運転を開始する時点で固定資産勘定に元化して振り替えられることとなる。

(9) 予備費

既述のプロジェクト総コストの中には、物的および価格双方の予備費を含んでいる。経済財務分析においては価格変動に対する予備費は費用から除外する。他方、物的予備費については事業のための費用として勘案されるべきであり、経済評価および財務評価の双方においてこれを事業の費用としてカウントする。

## 8.4 財務評価

### 8.4.1 評価の手法と基本条件

財務分析においては、プロジェクトを実施する事業体の立場に立ってプロジェクトの財務的採算性を評価する。評価の目的とするところは、事業体が財務上運営を継続できる状況を確認することにある。評価の方法としては、本プロジェクトに係る支出(=財務費用)と収入(=財務便益)を比較、財務的内部収益率(FIRR)を算出する。算出されたFIRRが本事業に投入された総資金の平均コスト(Weighted Average Capital Cost : WACC)を十分にカバーしているかを検証する。

## 8.4.2 財務費用

### (1) 計画範囲

Bangladesh 西部地区の Kushtia 県 Bheramara 郡に天然ガスを燃料とするコンバインドサイクル発電所を建設、ベースロード運転を行う。用地は BPDB 所有地（既存発電所の用地）を利用する。燃料の天然ガスは Petrobangla が建設するベラマラークルナ幹線を利用、送電は既存発電所からグリッドに繋がる既存の送電設備を使用する。

### (2) 事業費

プロジェクトの総コストは 2008 年 6 月現在の価格を用いて積算されている。財務分析に使用するため、全ての積算値を 2014 年 6 月末の価格（予測値）に置き換えることにより、2014 年 6 月末価格（固定）を算出、以下のような結果を得た。

Table I-8-4-1 経済財務分析用事業費（2014 年 6 月価格）

	外貨（百万円）	内貨（Tk 百万）	合計（Tk 百万）*1
A. プラント建設	38,688	5,823	31,907
B. コンサルティング費用	1,634	313	1,414
C. 予備費			
C1. 物理的予備費	1,934	291	1,595
C2. 価格変動予備費*2	8,801	849	6,872
D. 公租公課	0	9,826	9,826
E. 建中金利*2	1,135	72	1,766
コスト総額	51,935	19,078	54,170

(注) \*1: JPY 1 = 0.67Taka (2014 年)

\*2: 価格変動予備費及び建中金利は経済財務分析のための事業費から除外される。

(出所) 調査団

### (3) 燃料費

ガス価格のタリフは 2005 年 1 月に改定されたもので、国際的な価格水準の 1-2 割の低価格にある。電力用のガス価格は Taka 73.91/mcf<sup>2</sup> であり、用途別の中では肥料製造用（Taka 63.41/mcf）に次いで低くなっている。本分析においては、2008 年現在の価格をベースとし、他の費用項目と同様にインフレ率を乗じることにより 2014 年価格を算出する。

### (4) 維持管理費

本プロジェクトではプロジェクト運転開始後 6 年間（2015 - 2020 年度）について長期保守サービス契約を締結、保守を外部サービス会社に委託する。7 年目以降は NWPGL が

<sup>2</sup> mcf は 1,000 立方フィート

独自に維持管理を行う。

(5) 租税公課

公租公課は国内における移転支出であり、国民経済のレベルにおいて評価を行う経済評価においては除外する。他方、財務評価においては、これら租税公課が事業実施機関にとって財務上の支出となることから、輸入関税、付加価値税および所得税をコストに参入する。

(6) 資本費用(WACC)および資本の機会費用

算出された FIRR を本事業に投入された総資金の平均コスト (WACC) と比較を行い、FIRR が投下された資金全体 (株主資本および借入金) の加重平均コストをカバーしているかを確認する。投入される資本の平均コストは税引前で 5.24%、税引後では 3.11% と計算される。本プロジェクトが財務的にフィージブルであるためには、基準となる WACC = 3.11% (税引後) をクリアすることが必要である。

これに対し、経済評価は国民経済全体の視野にたつて評価を行うことから、算定される EIRR は資本の機会費用をクリアするかが、バイアビリティの基準となる。資本の機会費用は短期国債の利回りを資本の機会費用として採用、現在の Bangladesh における資本の機会費用を凡そ 8% であると想定する。

8.4.3 財務便益

(1) 財務便益の定義

財務便益として、プロジェクトの完成によって予想される電力販売収入を計上する。本項分析に当たっては、BPDB が現在認められているタリフを基準として適用することとし、財務的な持続可能性をテストする。

(2) 電力料金

現行の消費者向け電力タリフは 2007 年 3 月 1 日に改定実施されている。卸売タリフは、2007/08 年度における BPDB の発電コストを基礎として BERC による審査が行われ、自己資本収益率をゼロとして同年度のコストをカバーする水準に決定されている<sup>3</sup>。承認された卸売りタリフの平均は Taka 2.37/kWh となる。同価格を自己資本収益率を勘案しない場合の 2007-08 年度のあるべき水準と認識する。本分析においては Taka 2.37/kWh を 2007-08 年度の価格とし、以降の期間についてインフレ率による調整を行い、2014 年価格の単価 Taka 3.22/kWh を得る。

8.4.4 財務評価

<sup>3</sup> BPDB および BERC でのヒアリングにより確認

#### (1) 財務的内部収益率 (FIRR)

以上の基本条件および前提条件をベースとし、モデルを構築、稼働させることにより FIRR を算出する。事業コストには輸入関税および付加価値税を含み、年間収入は所得税控除後の数値とする。FIRR は 5.88% と計算される。先に見た WACC (税引後) が 3.11% であり、本プロジェクトは、WACC をクリアしており、財務的にバイアブルな水準にあると言える。

#### (2) 損益分析

金利・税引前利益 (EBIT) では操業初年度より黒字を計上するが、税引後利益では、操業開始初年度に初期補修部品調達のために O&M が嵩み、赤字が発生する。しかし、第 2 年度 (2016 年度) において黒字に転換、以後プロジェクト期間を通じて安定的な黒字基調を維持する。第 2 年度より所得税を納付することとなるが、モデル上では、第 2 年度以降最終年度にいたるまで税引後利益の水準も安定的に推移することが見通され、9% の配当 (税引前の資本収支率=15%) を支払うに十分な利益を確保する。

### 8.4.5 感度分析

事業の前提となる基本的な与件が変更になった場合の財務的フィージビリティに与えるインパクトを考察する。ここでは、1)建設コスト、2)燃料費、3)電力料金、4)維持修繕費用、5)プラントファクタ、のそれぞれがベースケースから乖離して実施される場合の FIRR がどのように変化するかを吟味する。変動要因として取り上げた 5 項目については、変動幅が 20% 以内に留まる限りフィージビリティが損なわれるケースはない。

## 8.5 経済評価

### 8.5.1 評価の手法と基本条件

財務分析が事業者の立場から分析を行ったのに対し、経済分析は国家的に資源の最適あるいは効率配分をする立場から評価する。評価の方法としては、経済費用が生み出す経済便益について、「With Project」、「Without Project」のケースを対比、経済的内部収益率 (EIRR) を算出する。算出された EIRR が投入された資本の機会費用を十分にカバーしているかを検証する。

### 8.5.2 経済費用

#### (1) 事業費

経済分析を行うについては、総事業費 (2014 年固定価格) を利用、30 年間のプロジェクト費用便益スプレッドシートを作成する。建設費および保守運転費用は財務分析のデータから租税公課を除外する。燃料費および発生した電力販売価格について市場価格もしくは国際価格からの乖離が激しいため、これを市場価格もしくは国際価格と等しいレベ

ルに修正する作業を行う。

(2) 燃料費

Bangladesh におけるガス価格は国際水準と比較して極めて低位にあり、経済的合理性のある価格とはなっていない。便益である電力価格についても同様のことがいえる。真の機会費用を表すように調整が必要である。ここではガスの価格について変換の作業を行う。作業に当たっては、米国エネルギー省が発行する Natural Gas Monthly が掲出している 2008 年 1 - 3 月の実績値 US\$8.96/mcf を基礎として、2014 年におけるガス価格を推定する。2014 年におけるガス価格は 2008 年価格表示で US\$9.10/mcf と求められ、これを 2014 年価格の GJ 単位に換算すると US\$10.58/GJ<sup>4</sup>となる。

(3) 維持管理費

プロジェクトの維持管理費用については財務分析に用いたデータより租税公課に該当する金額を除去したものを使用する。

(4) 標準変換係数・為替シャドープライス

市場価格に調整する手段として、標準変換係数及び為替シャドープライスが用いられるが、本調査分析作業においてはこれら係数による調整は行わないものとする。

8.5.3 経済便益

(1) 経済便益の定義

本プロジェクトの経済分析はプロジェクトが実施されることによる「With Project」を、実施されない場合の「Without Project」におけるケースと比較する。プロジェクト実施により便益を受ける者としては、1)現在電力の供給を受けていない消費者がプロジェクトの実施によって、新たに電力供給を受けられるようになる、2)現在電力供給を受けているが、供給者側の制約要因により、必要とする電力量を受けることができていない消費者がプロジェクトによって現在より多くの電力量を受けられることができる。本プロジェクトの経済便益はこのような消費者に対する電力供給量が増加する部分によって実現される。一般的に行われる経済分析の手法としては、プロジェクトから発生する便益を直接的に定量化、価値付けを行い、その結果を費用と対比することにより内部収益率を求める方法と便益の計測・計量化が難しい場合に、同等の便益を有すると想定される次善策の費用と当該プロジェクトの費用の差を便益として計上する方法（最小費用分析）の二つの方法がある。本調査分析では「支払い意志額 (Willingness-to-Pay: WTP)」を用いた定量化により便益を直接的に定量化する手法を選択する。

(2) 支払い意志 (Willingness-to-Pay : WTP)

<sup>4</sup> 換算式は、1mcf=0.950MMBTU、1BTU=1.055KJ を使用。

支払い意志 (Willingness-to-Pay: WTP) は特定の財・役務の消費に関して消費者が支払う意志のある最高限度金額を言い、消費者にとって当該財・役務の経済価値を表象する。WTP を測定する方法としては、当該財・役務について描かれる需要曲線の下に当たる部分の総面積を求めることによって測定される。需要曲線より下に属し、現行タリフより高い部分が、消費者が現在の電力料金を超えて支払う意志を有している部分 (消費者余剰といわれる) である。消費者余剰を含む WTP は以下の算式によって求めることができる。需要曲線の勾配としては 1/3 を採用する。

$$\text{WTP (平均)} = \text{WTP 下限} + 1/3 \times (\text{WTP 上限} - \text{WTP 下限})$$

WTP の下限としては現在の均衡価格を適用する。2008 年タリフ改定後の平均販売価格 (2008) は Taka 2.37/kWh と計算され、2014 価格では Taka 3.22/kWh と計算される。

他方、上限としてはディーゼル自家発電のコストから推定する。多くの電力需要家は必要とする電力の一部もしくは全てについて供給が得られない場合、ディーゼル発電のために資本費用、燃料費、維持運転費用を支払っているわけであり、消費者の支払い意志を確認することができる。本調査分析ではディーゼル発電設備に対する投下資本をサンクコストとして扱い、燃料費以外の運転維持経費をゼロであると仮定、WTP の上限は発電に使用される燃料 (ディーゼル油) のコストのみを計上する。WTP 上限値は Taka 27.16/kWh と求められる。

以上に入手した WTP 上限値および下限値を用い、既述の算式によって WTP を算出する。計算の結果、WTP=Taka 11.06/kWh と計算される。これを単位電力当りの経済価値として、プロジェクトの産み出す電力総量に乗じることにより、プロジェクトの便益を定量的に把握、燃料ガスの価格を国際市場価格として計算される経済費用との間における内部収益率を求めることにより、EIRR が算出される。

#### 8.5.4 経済評価

##### (1) 経済的内部収益率 (EIRR)

以上の基本条件、費用および便益単価をベースとし、分析用モデルを構築、同モデルを稼働させることにより EIRR を算出する。以上の作業の結果経済的内部収益率 (EIRR) は 20.64% となることが判明した。求められた EIRR の水準は先に見た資本の機会費用 (= 約 8%) を大きく凌駕し、通念的に認識されているレベル (=10 - 12%)、あるいは Bangladesh 政府が DPP 作成で指示している割引率 (=15%) をも上回る高い水準であることが判明した。プロジェクトのフィージビリティは問題ないことが確認された。

##### 8.5.5 感度分析

事業の前提となる基本的な与件が変更になった場合の経済的フィージビリティに与えるインパクトを考察する。ここでは、1)建設コスト、2)燃料費、3)電力料金、4)維持修繕費用、5)プラントファクタ、のそれぞれがベースケースから乖離して実施される場合の EIRR がど

のように変化するかを吟味する。変動要因として取り上げた 5 項目については、いずれについても変動幅が 20%内に収まる限り、基本的なフェージビリティを揺るがすことにはならない。

## 8.6 運用効果指標の設定

次に示す運用効果指標は、発電所の性能管理モニタリング、運用保守管理そしてそれらの効果を確認するために設定される。

次表に示すように、各目標値は確認、評価されるべきである。指標は「Operation and Effect Indicators Reference, 2nd Edition, Established by JBIC, October 2002」に基づいて設定された。

Table I-8-6-1 運用効果指標

指標名	目標値	確認時期 *1	評価時期 *1	備考
<b>運用指標</b>				
最大出力 *2	360 MW	毎月	毎年	ベラマラ CCPP はコンバインドサイクル型式であるため、GT のデグラデーションによる出力低下とそれによるプラント全体の出力低下が想定される。従って、評価が必要な指標である。
設備利用率 *3	70%	毎月	毎年	$= \text{年間発電端発電電力量} / (\text{定格出力} \times 24 \times 365) \times 100$ ベースロード運用での設定のため部分負荷運用となった場合、低下する可能性がある。定期検査期間は設備利用率に大きく影響する。目標値を設定する際は、定期検査期間を十分考慮する。
稼働率 *3	90%	毎月	毎年	$= \text{年間運転時間} / (24 \times 365) \times 100$ ベースロード運用での設定のため部分負荷運用となった場合、低下する可能性がある。定期検査期間は稼働率に大きく影響する。目標値を設定する際は、定期検査期間を十分考慮する。
発電端熱効率 *2	54%	毎月	毎年	$= (\text{年間発電端発電電力量} \times 860) / (\text{年間燃料消費量} \times \text{低位燃料発熱量}) \times 100$ 発電端熱効率は、契約者の評価ガイドラインに基づき、また運用開始後の状態を十分考慮して定められた期間と条件の下、評価される。
人為ミスによる停止時間	0	毎年	毎年	
機器故障による停止時間	438	毎年	毎年	機器故障による停止時間は約 18 日間 (438 時間) を想定している。コンバインドサイクル火力発電所運転実績から、不測の機器故障による停止は不可避である。
計画停止による停止時間	192	毎年	毎年	燃焼器点検実施年での設定となっている。燃焼器点検：192 時間×4 回/6 年、GT 点検：360 時間×1 回/6 年、定期検査：720 時間×1 回/6 年を予定している。



指標名	目標値	確認時期 *1	評価時期 *1	備考
<b>効果指標</b>				
最大出力 *2	360 MW	毎月	毎年	ベラマラ CCGP はコンバインドサイクル型式であるため、GT のデグラデーションによる出力低下とそれによるプラント全体の出力低下が想定される。従って、評価が必要な指標である。
送電端 発電量 *2	2,141 GWh	毎月	毎年	送電端発電量の目標値は次のように設定される。 360MW x 8760 hour x 0.70 x (1 – Auxiliary power ratio: 0.03)

- 1) 各指標の目標値は表中の「確認時期」に基づいて確認し、「評価時期」に基づいて評価する
- 2) 「最大出力」、「発電端熱効率」、「送電端発電量」の目標値は EPC 契約者の保障された仕様に基づいて設定する
- 3) 「設備利用率」、「稼働率」はバングラデシュ中央給電指令所からの運転指令によるより変動する

## 第二編

# 北西部発電会社およびベラマラ発電所 に係るコーポレートプラン及び組織制 度の提案

## 第1章 序章

### 1.1 背景および目的

本調査は、Bangladesh 国（以下「バ」国）における電力セクター改革方針に基づき、会社法（The Company Act, 1994）により分社化された発・送・配電会社の先行事例の組織体制、運営方針等について調査を行い、BPDB の分社化計画動向および先行他社事例を踏まえ、北西部発電会社（以下 NWPGL）およびベラマラ発電所における自立的・効率的経営に資するコーポレートプランを提案するものである。

### 1.2 業務実施内容（TOR）

経営管理に係る業務実施内容（TOR）は、発電会社および発電所の経営基盤整備に対する支援であり、具体的な内容は以下のとおりである。

#### (1) 北西部発電会社(NWPGL)の組織体制確立への支援

##### (a) コーポレートプランの策定支援

自立的・効率的経営に資する下記を含むコーポレートプラン（経営計画書）の策定支援

- 1) 組織体制：①組織図、②各部門・階層の業務分掌
- 2) 人事・労務：①給与・賞与制度、②福利厚生制度、③人材育成方針、④雇用計画（人員計画）
- 3) 財務会計制度：①財務会計制度、②投資計画及び予算計画、③財務会計運用プロセス
- 4) IT システム：①システム運用ポリシー及び計画、②システム投資計画
- 5) 関連契約：（Subsidiary Loan Agreement、売電契約、燃料供給契約、運用保守管理契約等）

##### (b) リスク軽減策の策定および提案

バ国の商慣行等を加味し、予想される経営リスクを列記し、代表的な代替案について提案する。

##### (c) 中期経営計画策定の支援

BPDB の分社化計画の動向を踏まえ、先行他社の事例も参考にしつつ、向こう 3 年程度の経営計画を策定する。

#### (2) ベラマラ発電所ビジネスプラン策定への支援

下記を含む発電所稼働に必要な制度、関連規則、サービスプロバイダとの契約などを含むベラマラ発電所経営計画書の策定支援

- 1) 組織体制：①組織図、②各部門・階層の業務分掌、③発電所業務規則
- 2) 人事・労務：①給与・賞与制度、②福利厚生制度、③人材育成方針、④雇用計画（人員計画）
- 3) 財務会計制度：①財務会計制度、②投資計画及び予算計画、③財務会計運用プロセス
- 4) IT システム：①システム運用ポリシー及び計画、②システム投資計画
- 5) 運用維持管理体制
- 6) 関連契約：（Subsidiary Loan Agreement、売電契約、燃料供給契約、運用保守管理契約等）
- 7) 中長期経営計画（売り上げ、コスト、借入れ金返済等）

## 第2章 NWPGL の目指すべき方向性

### 2.1 時間軸

今後、NWPGL の経営陣は、Bheramara 火力の建設と NWPGL の会社化を同時並行的に進めて行くことが求められる。その際に、様々な局面で的確な対応を図っていく必要がある。状況の進展の程度により、表面化してくる課題が異なることから、Bheramara 火力の進捗状況に合わせて時間軸を4つのPhaseに切り分け、Phase毎に課題と対応策案を提案する。

具体的なPhaseは以下の通りである。

- (a) Phase 0 : Loan agreement 締結 (2009年6月を想定) まで  
Bheramara 火力の設計を進めるとともに、NWPGL の基礎を固める時期である。
- (b) Phase 1 : 建設実施期間  
Loan agreement 締結後、Bheramara 火力の入札プロセスを経て、建設工事実施期間中である。この段階では、Bheramara 火力からの収入は期待できない。
- (c) Phase 2 : 移行期 (運転開始後、3年間程度まで)  
運転開始後3年間程度は、発電所の運転や業務運営システムが安定せず、初期トラブルや課題が多く発生する可能性がある。
- (d) Phase 3 : 安定期 (運転開始後、3年間経過後以降)  
ある程度初期トラブルが解決すれば、安定期に移行する。

上記の状況を踏まえたスケジュール表を以下に示す。

Table II-2-1 Time Schedule for Corporatization of NWPGL

	2008 June	2009 June	2014	2017	2025
Phase 0 (2008-2009) Until L/A	■				
Loan agreement (GOJ, JICA and GOB)		▼			
Tender process		■			
Phase 1 (2009-2014) During construction		■	■		
P/S Commissioning				▼	
Phase 2 (2014-2017) Transition period				■	
Phase 3 (2018-2025) Stable period				■	

2.2 あるべき姿

会社が継続的に発展していくためには、効率的な経営を実施するとともに、社内の人材を育成していくことが必要である。

以下の表に示すように、現在のバ国電力セクターでは、効率的な経営に不可欠な自立的経営と人材の育成を同時に実現している企業は少ない。NWPGL の目指すべき方向性は、会社が継続的に発展していくことを目指し、自立的経営と人材の育成を同時に実現することである。

Table II-2-2 バ国電力セクターの先行事例

	自立的経営	人材の育成
BPDB P/S	完全に BPDB の支配下であり、すべての判断は、BPDB の意思決定による。	メンテナンス要員は確保しているが、体系だった人材育成を行っていない。
IPP	完全に IPP 独自の意思決定による。	メンテナンスはメーカーとの長期契約による。メンテナンス要員は保有していない。
Ashuganj P/S	BPDB の子会社であり、点検による停止など重要な意思決定は、完全に BPDB の支配下にある。	メンテナンス要員を確保しており、体系だった人材育成を開始している。
PGCB	BPDB の子会社であるが、経理は分離しており、経営陣に経営権が委ねられている。	他社にはない特殊な技術が必要であり、体系だった人材育成を行っている。
DESCO	BPDB の子会社であるが、経理は分離しており、経営陣に経営権が委ねられている。	配電線の工事など主要な部分はアウトソーシングしている。

上記の状況を踏まえ、NWPGL の目指すべき方向性を図示すると以下の通りである。

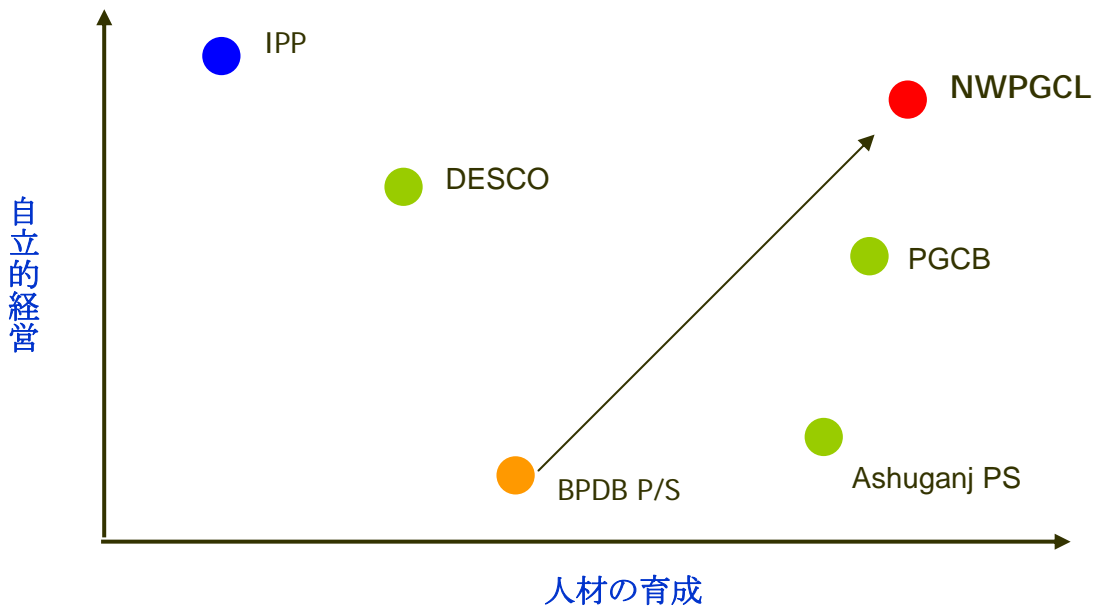


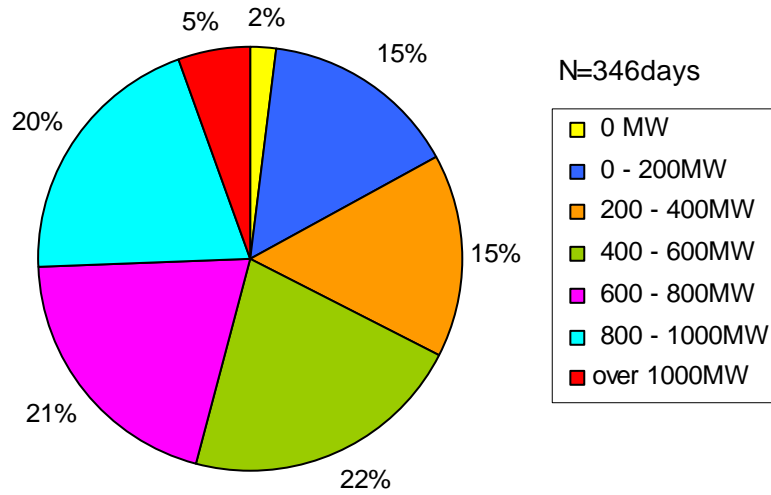
Figure II-2-1 NWPGL の目指すべき方向性

### 2.3 電力危機の要因分析

#### (1) Load shedding の発生状況

バ国では、現在、供給力の不足に伴い、電力危機の状況が継続している。2007 年における Load shedding 実施日数の頻度分布を以下に示す。

2007 年における最大発電量は 4130MW であったので、年の 70%程度は、最大発電量の 10%程度に相当する 400MW 以上の Load shedding を実施していた。また、年の 1/4 に相当する 90 日程度は、最大発電量の 20%程度に相当する 800MW 以上の Load shedding を実施していた。全く Load shedding を実施しなかった日は 10 日以内であり、連日、夕方のピーク時間帯に 2~3 時間程度、Load shedding が行われていた。この状況は、2008 年 10 月現在一向に改善されていない。



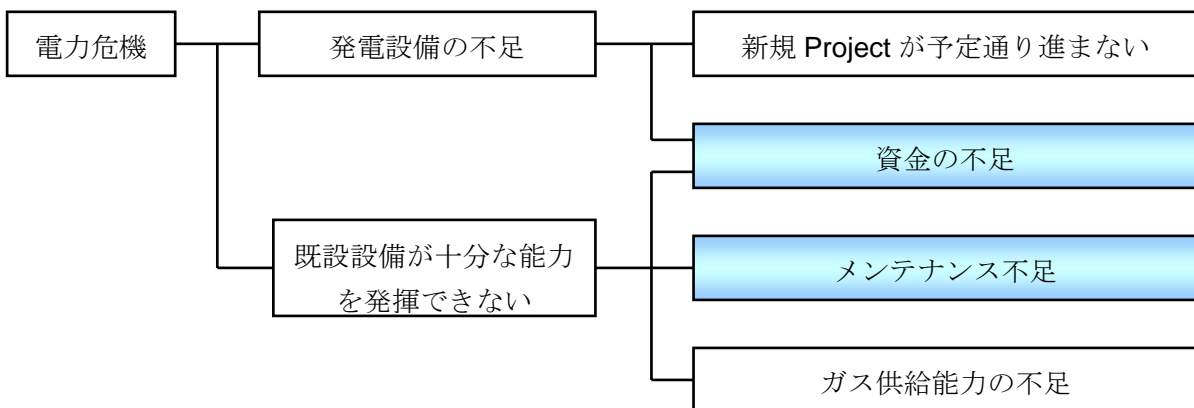
BPDB ホームページ上のデータにより、調査団が作成

Figure II-2-2 Load shedding 実施日数の頻度分布 (2007 年)

#### (2) 電力危機の要因分析

NWPGCL は、バ国電力セクターの一員として、この電力危機を打開する一翼を担っていくことが求められている。

このような観点から、現在発生している電力危機の要因について分析を行った。



上記の要因のうち、NWPGL 内部で改善が可能と考えられる「資金の不足」と「メンテナンス不足」について、その要因の深掘りを実施した。

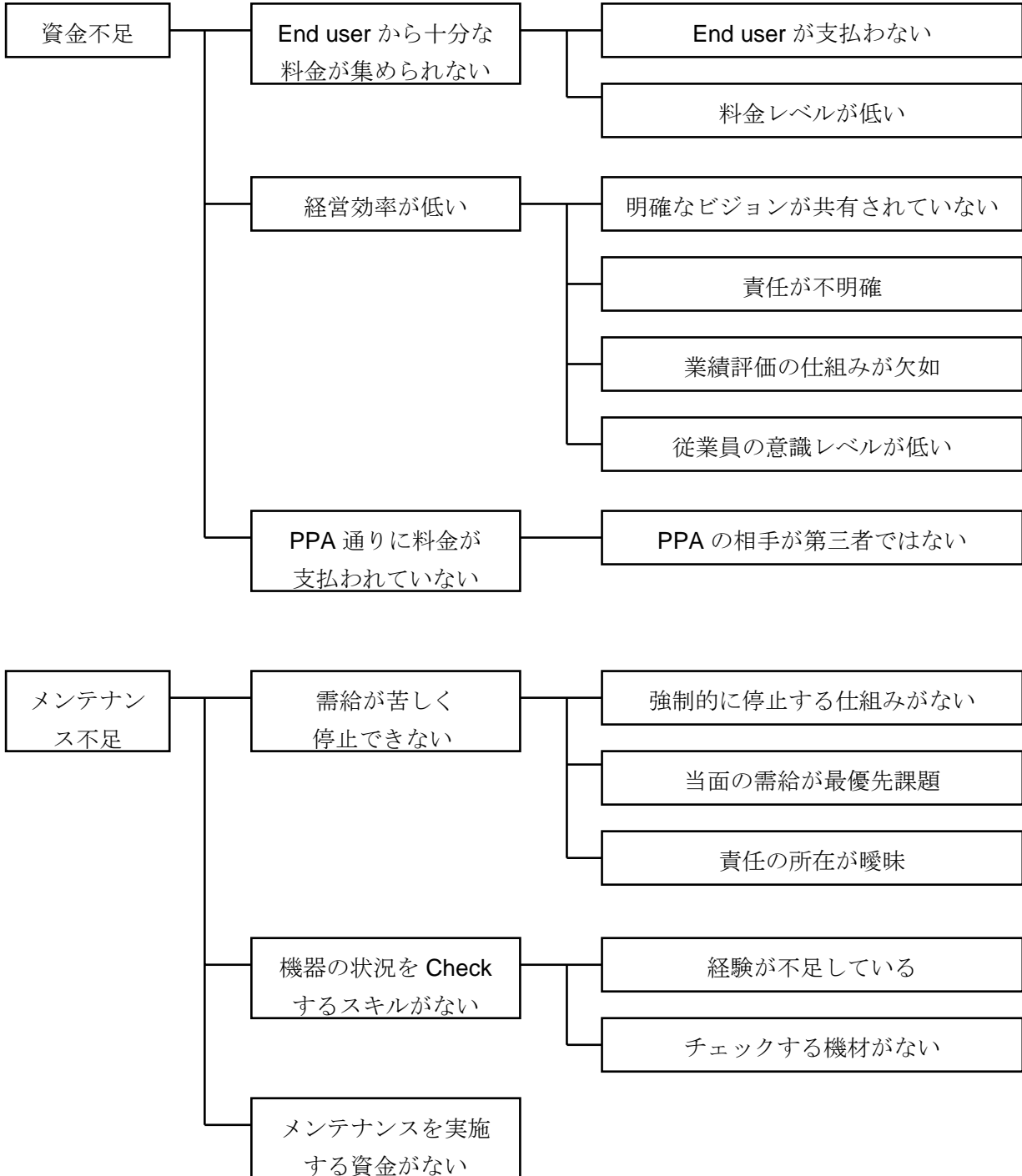


Figure II-2-3 電力危機の要因分析

この要因分析の結果を踏まえ、これらの阻害要因による影響を極力減少させる方向で、NWPGL のコーポレートプランを提案する。

## 2.4 目指す方向 (ビジョン)

NWPGCL では、「経営の自立」、「高信頼度の電力供給」、「継続的な発展」の3本柱を経営ビジョンとし、これらの柱をバランス良く実現していくことを目指す。

以下に経営ビジョンのイメージ図を示す。

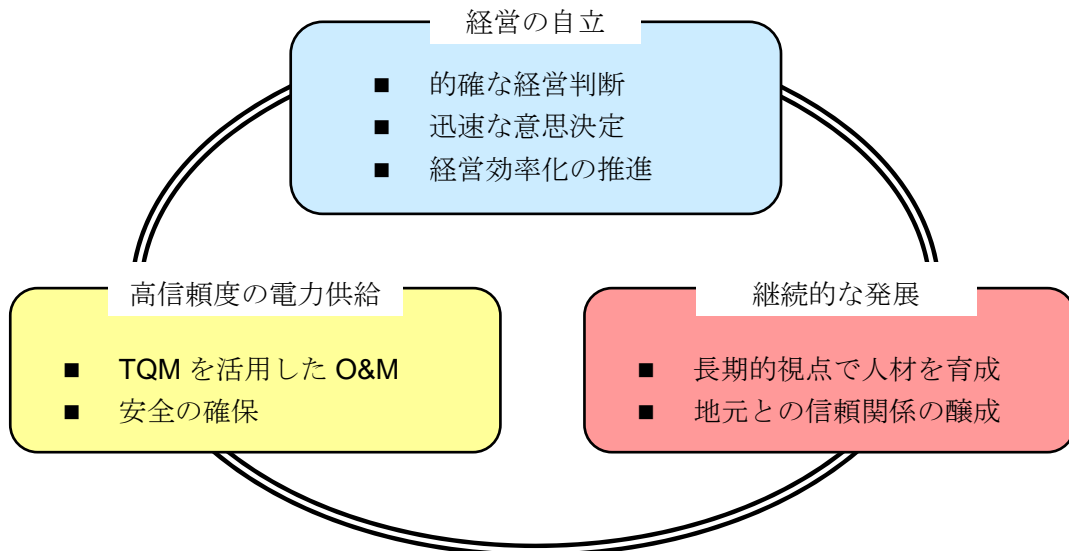


Figure II-2-4 経営ビジョンのイメージ図

### (a) 経営の自立

経営の自立を実現するためには、経営陣が的確に経営判断し、迅速な意思決定を行う必要がある。このためには、経営陣及びその側近スタッフには、進取の精神を持った優秀な人材を揃えるとともに、的確な情報を何時でも引き出せるシステムの構築が重要である。さらに、必要な投資を必要な時期に実施できるようになるために、収支バランスの確保が可能となる構造を早期に実現する必要がある。

### (b) 高信頼度の電力供給

バ国の電力供給信頼度は決して高くない。これは発電設備の絶対数が不足していることが大きな要因であるが、電力セクターに所属する職員の意識の低さによるところも大きい。NWPGCL では、職員一人一人が高信頼度の電力供給を実現するという意識を持ち、TQM を活用して、実績データや事実を基に O&M を実施する体制を整備する。さらに、設備安全、人身安全に十分気を配り、事故を未然に防止する仕組みづくりを整備する。

### (c) 継続的な発展

発電会社が継続的に発展していくためには、長期的な視点に立って、社内にメンテナンス要員を育成し、小規模なメンテナンスは独自に実施できる体制を整えることが不可欠である。また、NWPGCL は、現在経済成長が遅れているバ国西部地域に位置する発電所を所有することを考慮すると、地元であるバ国西部地域の経済発展の推進に貢献するという考えも必要であり、地元雇用の推進を図り、地元との信頼関係の醸成を図ることが必要である。



## 第3章 コーポレートガバナンス

### 3.1 NWPGL コーポレートガバナンス体制に係る基本的枠組みの構築

先行する民営化調査、さまざまな民営化レポートにおけるコンサルタントの推奨事項の調査および NWPGL の経営陣、BPDB の主要な経営陣からのフィードバックなどを踏まえ、NWPGL の企業モデルについて以下に提案する。

#### 3.1.1 経営の執行機能と監督機能の分離原則

業務執行機関と監督機能とを分離することで経営の独立性を高め、経営の意思決定、業務執行の迅速化を図ることが重要となる。

通常、取締役会は、非執行取締役と執行取締役から構成される。非執行取締役は、日常業務の執行を担当しない取締役で、執行取締役の職務の執行監督する役割であり、執行取締役は、取締役会のメンバーでありながら、企業の日常的な執行業務を担当し、会社の従業員に業務上の指揮・命令を下している取締役である。執行役員は、取締役ではないが、企業の日常的な業務執行を担当し、指導的立場で従業員に指揮命令を下す役割を持つ。

また、会社の所有と経営の執行は明確に分離すべきである。会社化の初期段階において、会社規模が比較的小規模な場合は、会社を所有する株主が自ら経営者であり、所有と経営は人格的に一致してしまう。しかし、会社がより発展するためには、経営者として高度な知識、経験をもつことが要求され、所有者は経営のプロに経営執行を委ねることが必要となる。

#### (1) 内部統制の整備・運用

経営の透明性を高め、株主、従業員、消費者などの利害関係者に適切な情報を提供し、あるいは従業員の活動内容を的確に把握し、業務効率化、損失の防止、不正や不法行為の防止、適正な財務報告を実行することが必要となる。

#### (2) 会社外部からの監視（社外取締役の外部監視機能としての役割）

社外取締役は、取締役会の構成メンバーの取締役に対して、企業の行っている事業に対するエキスパートとしての役割と、経営者に対する監査の両者機能を有することとなる。特に、社外取締役は、社内取締役から提供される経営に関する情報に基づき、経営をしっかりとモニタリング出来るインセンティブを設計することが重要となる。

#### (3) 取締役会の役割の明確化とルールの厳守

取締役会は Bangladesh 会社法によっても、設置が義務づけられている機関であり、取締役会全員によって構成される。会社を代表する取締役の選任や会社の業務執行に関する重要な意志決定などが行われる。ここで、注意したいのは、取締役会は、取締役会のメンバー選任や、資本、

負債の変更に係る事項など、会社経営上必要な事項について意志決定を行う機関であって、CEO が業務執行を行うにあたり必要な業務運営上の重要事項の意志決定については、会社所有と経営執行分離の原則から、関わることは禁じられるべきである。基本的な取締役会の決議事項は以下に示すとおりである。

- チェアマンを含む取締役会メンバーの選任
- 資本、負債の変更に係る事項（準備金の資本への組入、社債発行、多額の借財等）
- 重要な事業計画（資本の投入、参画）
- 重要な財産の処分、譲渡
- 新会社の設立、等

#### (4) 業務運営に関する重要事項の意志決定機関の設置（経営運営決定会議）

CEO もしくは MD が業務執行を行うにあたり、業務運営上必要な判断事項は、CEO をトップとする経営運営決定会議において意志決定を行うとする。

この会合は、毎週定期的で開催されるべきであり、構成員は、CEO, CFO, COO, CPDO, CHCO、さらに経営戦略担当、品質管理担当の計 6 名とする。主な付議事項としては下記のとおりであるが、付議事項の決定は、本経営運営決定会議の議を経て最終的には CEO が決定することとなる。

- 重要な業務執行の方針、計画に関する事項
- 重要な個別業務の執行に関する事項
- 業務の総合把握に関する事項
- 重要な報告事項

#### (5) 取締役メンバーの任期

経営に対する取締役の責任を明確化するために、任期は 1 年が適当とし、報酬の客観性、透明性を確保し、業績に連動した報酬制度を導入すべきと考える。

### 3.1.2 経営責任を明確にするための経営管理体制の構築

株式会社化にあたっては、経営に関する権限委譲が拡大される必要があると共に、経営資産を[人]、[物]、[金]の 3 つの切り口に分けた場合、それぞれの活動において経営責任を明確化することが可能な組織管理体制（執行役員制度）を構築する必要がある。Figure II-3. 1 に示すとおり、[統括：最高経営責任者]、[人：最高人事責任者]、[物：最高業務責任者]、[金：最高財務責任者]を設置することにより、[人]、[物]、[金]の 3 つの経営活動について責任を明確化する組織管理体制とすることが望まれる。

#### (1) 労務・人事部門の管理能力強化

人的資産は、[人]・[物]・[金]の 3 つの経営資産の中で最も重要な項目であり、労務・人事部長は、人的資産を開発し、それらを最大化するための責務を負う重要なポストである。最高人事責任者 (CHCO) を中核者とし、人材マネジメント（業績評価手法・人材開発）導入による労務・人事部門の管理能力強化が望まれる。

(2) 財務部門の管理能力強化

株式会社化に伴い、プロフィットセンターとして、原価、収益管理とともに、発電所自らが投資(改良、修繕工事を含む)の妥当性を判断するなど、資金についても管理する必要が生ずる。こうした状況に対応するため、最高財務責任者(CFO)を中核者として、財務部門の分析・管理能力を強化することが望まれる。

(3) 横断的情報管理能力の強化

経営資産[人]・[物]・[金]に関する情報は各部門が独自に管理するが、こうした経営資産に関する情報を横断的に管理する部門が必要となる。情報管理機能を強化するためには、経営戦略担、また品質安全管理担当を新設し、経営資産[人]・[物]・[金]に関する情報を包括的に収集・分析し、最高経営層(CEO, COO, CFO, CHCO)に対して、必要な情報を正確且つ、迅速に提供出来る機能を持たせることが肝要である。



Figure II-3-1 経営資産の相互関係

3.1.3 監査機能の強化

チェアマンを中心とする監督機能と、MDを中心とする経営執行機能について、双方の役割を理解し、双方の分離を徹底すること。また、取締役会の監視機能を強化する手段として、「監査委員会」「ガバナンス委員会」「選任・報酬委員会」を設置すべきである。なお、各委員会ともに、メンバーは3名以上で構成し、半数以上を社外取締役もしくは、学識経験者によって構成され、経営の透明性を確保すべきである。

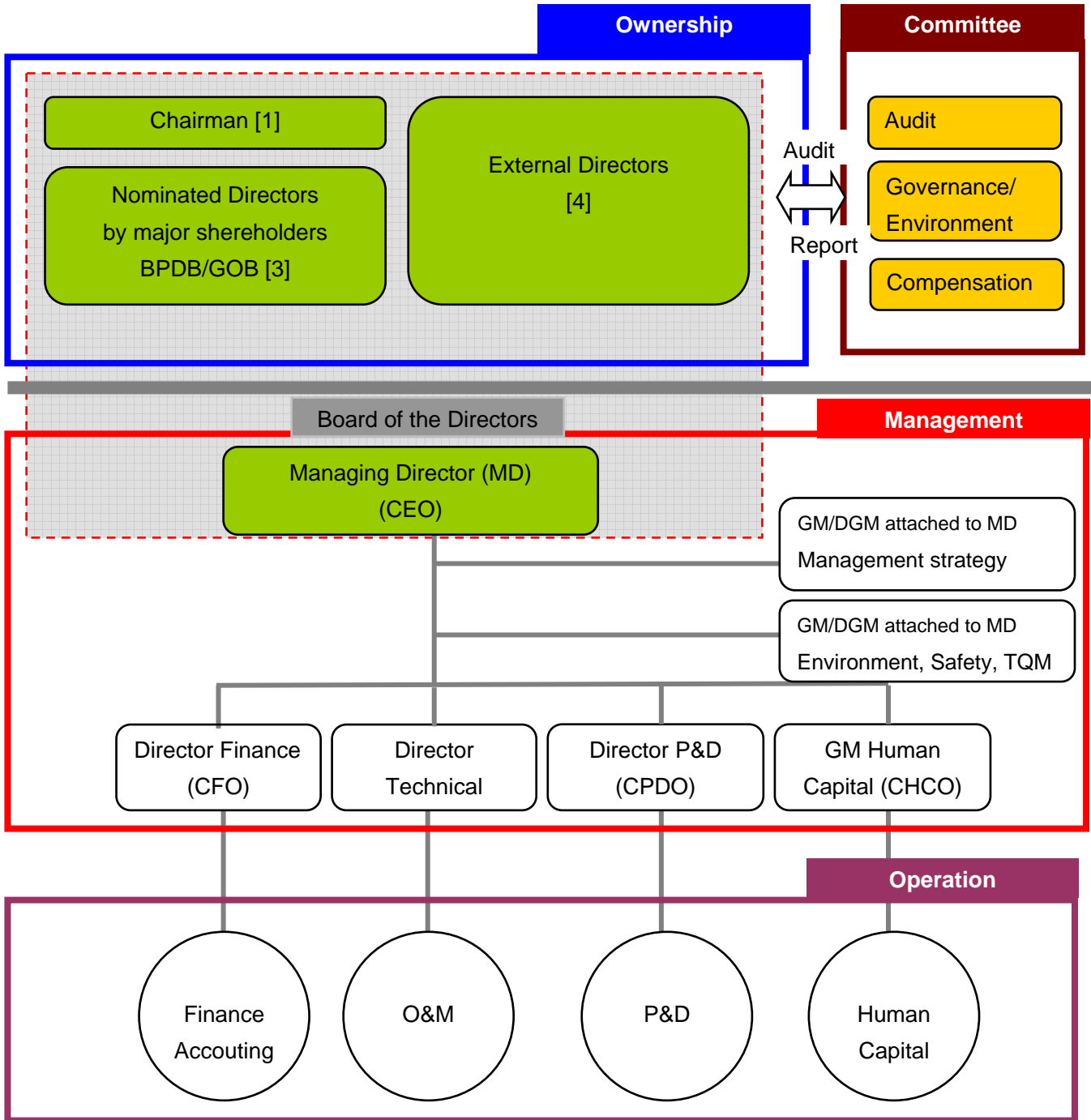


Figure II-3-2 経営の執行機能と監督機能の分離原則に基づいた  
コーポレートガバナンス体制の提案

## 第4章 労務人事管理（ヒューマンキャピタルマネジメント）

### 4.1 人材管理の方向性

#### 4.1.1 NWPGL の目指す人材管理の方向性

NWPGL の目指す人材管理の方向性は、IPP のように効率的経営の追求に傾注し、なるだけ資産を持たず身軽な経営を行うという、どちらかというところ“逃げ足の速い経営”に偏るのではなく、自立的経営を確保するために、人的資産の成長性にもしっかりと目を配り、高い経営力と技術力を保有する組織として、地元根ざした経営を行う必要があると考える。従って、NWPGL の人材管理については、ヒューマンキャピタルマネジメントの考え方にに基づき、個人の役割とその責任を明確にし、透明かつ公平なプロセスで、仕事の実績を評価し、その評価に基づいて、きちんと報酬を支払う、人材を資産と捉え、長期的視点に基づいて、投資を行い、資産を最大化し、組織を最大化するという考え方に基づくものとする。

#### 4.1.2 本社と発電所の人材管理に係る業務分掌

人材管理は、以下に示す 4 つのシステムから構成される。どのような人材を確保し、それらを適材適所に配置し、能力や業績をどのような基準で評価し、その評価結果に基づいて、適正な報酬を支払い、そして、業務を遂行のために人材の能力をどのように開発していくのか、これら 4 システムがともに協働することで、経営ビジョンを実現することが可能となる。

このうち、本社機能としては、マクロ的な視点から、人事育成方針や雇用計画を定め、計画に基づき新規雇用、配置を行うこと、また発電所では、発電職員の配置、業績評価、報酬の決定、研修の実施を行う。全てのデータは、本社に電子データで保管され、管理される。

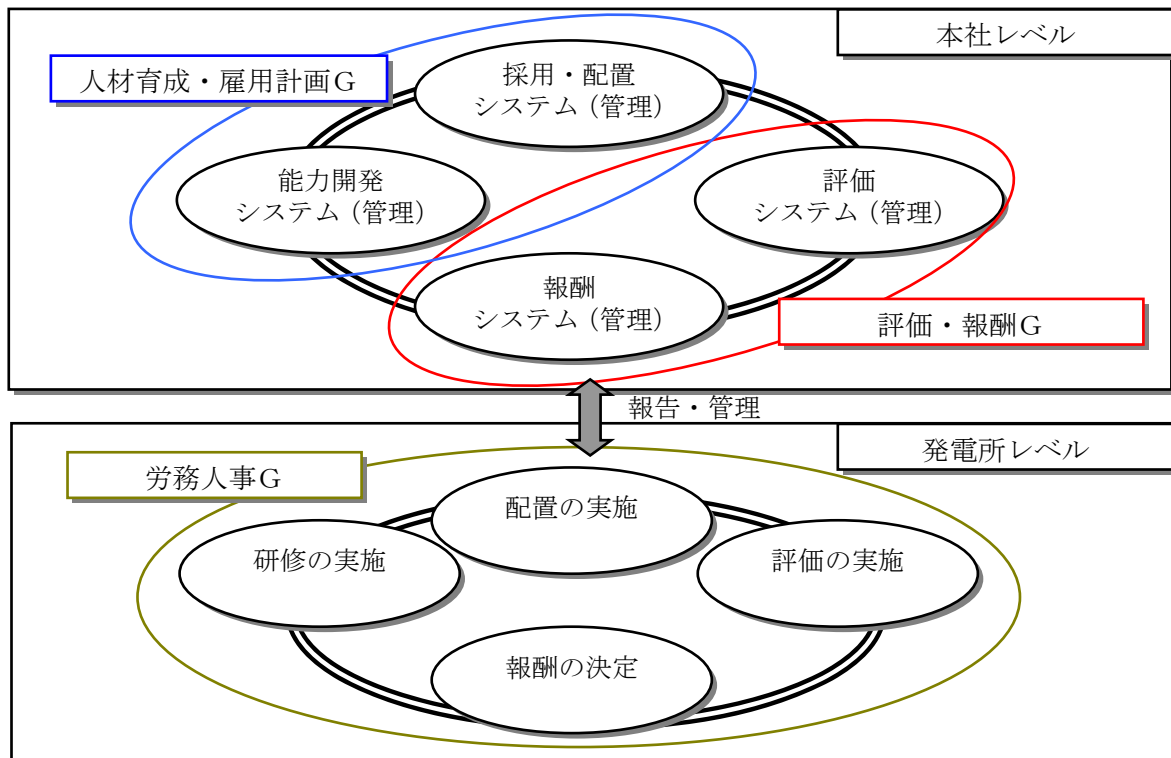


Figure II-4-1 人材管理に係る業務分掌（本社と発電所の関係）

## 4.2 組織管理体制

### 4.2.1 組織構造の一般概念

組織体制の構築とは、変化する経営目標や戦略などの経営環境に即した組織を整備する管理的手段の一つである。組織設計には、事業計画において特定された戦略目標を効果的かつ効率的に達成するために組織を整備する活動が含まれる。組織設計は構造だけでなく、組織および人材の役割と責任、業績評価と報酬、協力体制の構築等、組織の有効性に係る支援に必要なメカニズムも含まれる。

### 4.2.2 本社機能組織 (Corporate Level Structure) に係る提言

本社機能は、経営資産を[人]・[物]・[金]という3つの切り口に分けた時、各分野の責任と権限を明確化したうえで、経営資源を出来る限り最大化する少数精鋭の経営管理体制とする。

下表は、本社機能における必要要員数について検討したものである。フェーズ0においては、最高経営層とO&M部隊のキーマンのみから構成される最小メンバーでスタートし、フェーズ1の建設期間中に徐々に増員し、新ベラマラ発電所が運開するフェーズ2の初頭において40名体制を提案する。

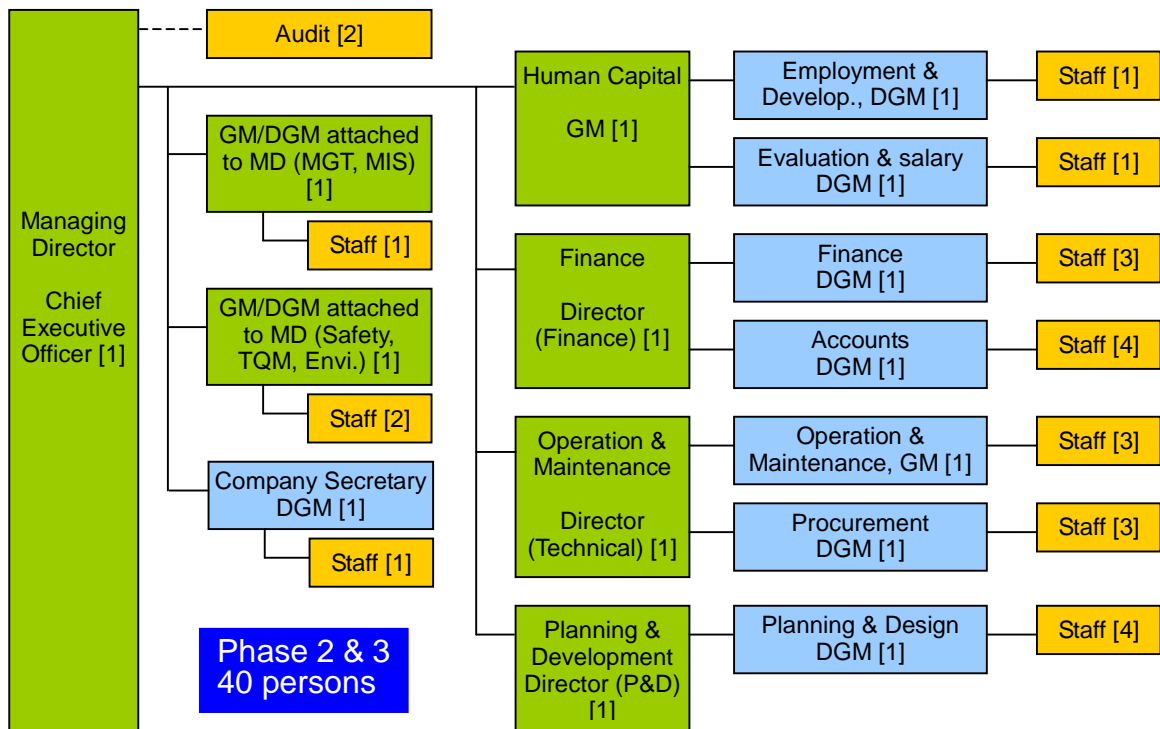


Figure II-4-2 本社機能組織図

### 4.2.3 発電所レベル組織(Plant Level Structure)に係る提言

発電所レベルの組織体制は、所長以下、労務人事、経理・財務、発電運用・保守保業務を司る縦断的組織と、それらの情報を横断的に取り纏める副所長クラスの補佐役として、経営戦略・情報管理担当と環境・安全・品質管理担当の2つのポストを提案している。発電所の運開するフェーズ2&3では、下図に示すとおり94名体制を提案する。

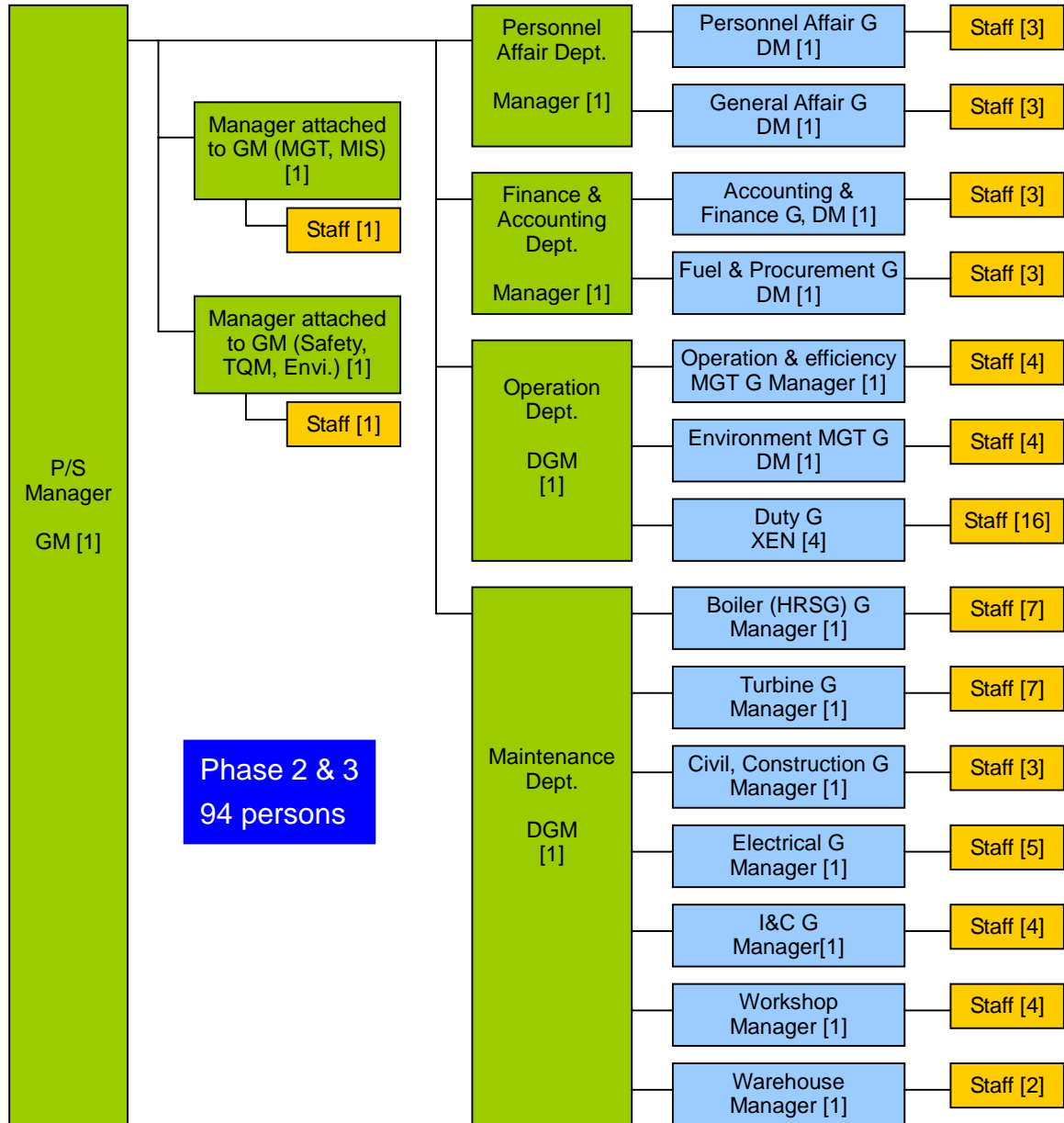


Figure II-4-3 ベラマラ発電所機能組織図

## 4.3 採用・配置制度

### 4.3.1 応募資格

新ベラマラ発電所は、新たに発電所を建設するものであるため、全ての発電所要員は原則、新規採用とする。そのため、既存ベラマラ発電所勤務者には特別な優遇措置は与えず、他の既存 BPDB

発電所や IPP 発電所勤務者を含め、全ての応募者に平等な採用のチャンスを提供する。応募者が公平かつ、透明性の高い選考プロセスを経て、新規採用されるべきである。

#### 4.3.2 雇用方針

採用形態は、時間をかけて長期的視点から新卒者を育成し、将来の中核・経営リーダーへと育成する「ポテンシャル採用」と、中途採用により即戦力を採用する「即戦力採用」の 2 つの方法がある。今回の新ベラマラ発電所は前述のとおり、新設事業所であるため、初期段階においては、管理職クラスは「即戦力採用」とし、一般職レベルについては、長期的な人材育成の観点から一定枠は「ポテンシャル採用」とし、OJT を通じて、将来の幹部候補を育成する。

#### 4.3.3 雇用形態

採用任期については、1 年間は試用期間とし、その後正社員として 3 年間の雇用契約を締結し、業績によっては契約更新を行うという仕組みを導入すべきである。現在の BPDB は基本的に終身雇用であり、仮に既存 BPDB 発電所が新 NWP GCL 傘下に移管された場合、BPDB と同じ終身雇用を望む声は大きいと推察される。しかしながら、会社が雇用を保障する前提条件としては、会社自体が継続的に存続する必要がある、自立的経営確保の観点から従業員の効率的運用は避けて通れない道でもある。従って、従業員のマインドセットの観点からも、複数年契約を原則とし、基準を満たす人材についてのみ、契約更新を行っていくというスタンスを取るべきである。

#### 4.3.4 労務人事部と業務執行部門との連系強化

人材を適材適所に配置する場合や、人材育成の一環としてジョブローテーションを行う場合には、配置先の業務内容、人材の能力の評価など、業務執行部門（現場サイド）との連携が不可欠となる。従って、採用・配置システムを機能させるためには、労務人事部がマクロ的な視点から長期人材育成計画を作成し、各部門がミクロ的視点から、その人材の短期的なキャリアパスを設計、管理部門と実施部門が情報を共有し、協働することが必要不可欠となる。従って、NWP GCL では、人事に関するデータの共有化を図るべく、情報インフラを整備すること、また、両者が共に連携・協働することで、長期的かつ短期的視点から人材配置、人材育成を行うことができる組織体制を構築する必要がある。

#### 4.3.5 人材を成長させる配置システム（ジョブローテーション）の実現

適材適所に配置するためには、その仕事に見合った能力が求められるということであり、その必要な人材を確保するには、人材の育成が必要である。人材の能力は仕事を通じて高めることが可能であり、OJT はもとより、より責任のあるポジションを与えることによって高い意識をもち、そのことがその人材の潜在性を引き出し、成長させることにも繋がる。従って、NWP GCL では、常に変化する人材の能力を適正に評価し、また将来のポテンシャルや潜在能力も含め、ジョブローテーションを通じて、人材を開発するコンセプトを持つべきである。



#### 4.3.6 キャリアパス計画書の策定

長期的な人材育成の観点から、一人一人のキャリアパスを作成し、キャリアパスを達成するための手段として、配置システムを機能させるべきである。

まず、発電所職員は自分のキャリアパスについて、直属の所属上司と相談し決定する。

この場合、1年後、3年後、5年後、10年後の自分のあるべき姿、目標などについて話し合う。所属上司は、部下のキャリアパスを取り纏め、発電所労務人事課長に提出する。発電所労務人事課長、部長は、全ての発電所職員のキャリアパスを取り纏め、「発電所キャリアパス計画書」として、本社の最高人事責任者(CHCO)へ提出する。本社では、CHCOを議長として、人材育成・雇用計画G課長、評価・報酬G課長、発電所労務人事部長・課長からなる「キャリアパス会議」を行い、全ての職員のキャリアパスを確定させる。そのキャリアパスを達成するのに必要なアクションプランを立て、必要に応じて、OJT、個別研修、ジョブローテーションを行う。なお、この会議は1年に1回行い、毎年情報を更新するものとする。またキャリアパス達成度についてもモニタリングを行い、全ての職員へのフィードバックも必ず行うこととする。

#### 4.4 個人業績評価システム

##### 4.4.1 経営ビジョンに沿った業績評価システムの導入

経営ビジョンに沿った業績評価システム導入にあたって考慮すべき事項は下記に示すとおりである。

- ◆ NWPGLの経営ビジョンに基づき、企業戦略を策定する。
- ◆ 戦略に基づき、組織レベルのKPIを設定する。
- ◆ 重要成功要因および組織目標を特定する。これはMDおよび取締役の目標値となる。
- ◆ 上記の目標を達成するための事業計画を策定する。
- ◆ 事業計画の各段階において上記目標を達成に導く測定可能なエリアおよび対応策/業績指標を各部門で特定する（機能的KPI）。
- ◆ 上記の対策のための部門内目標値を定義する。
- ◆ 職務記述書を用いて部門の目標値から個人KPIに対する対策および目標値を定義する。
- ◆ 目標値に対する業績の中間評価および後半に向けての修正を行う。
- ◆ 年間業績評価を実施する。
- ◆ 評価担当者と評価対象者による最終業績評価を実施する。
- ◆ 次年度に向けた改善のためのフィードバックを行う。

##### 4.4.2 職務規程の明確化

職務権限規程や職務記述書の整備など、個々の人材が何をすべきなのか、その職務内容と役割、またそれに伴う責任を明確化することが必要となる。その責任に対しての実績を多面的評価によって適正に評価し、適正な報酬を支払う仕組みを導入しなければならない。

#### 4.4.3 PDCA サイクルに基づく業績評価の実施

業績評価は、PDCA サイクルの「プラン」に対しての実績値を「チェック」する機能として位置付けられるべきであり、年間アクションプランに対する業績評価は、一般的に年 2 回程度が適切と考える。

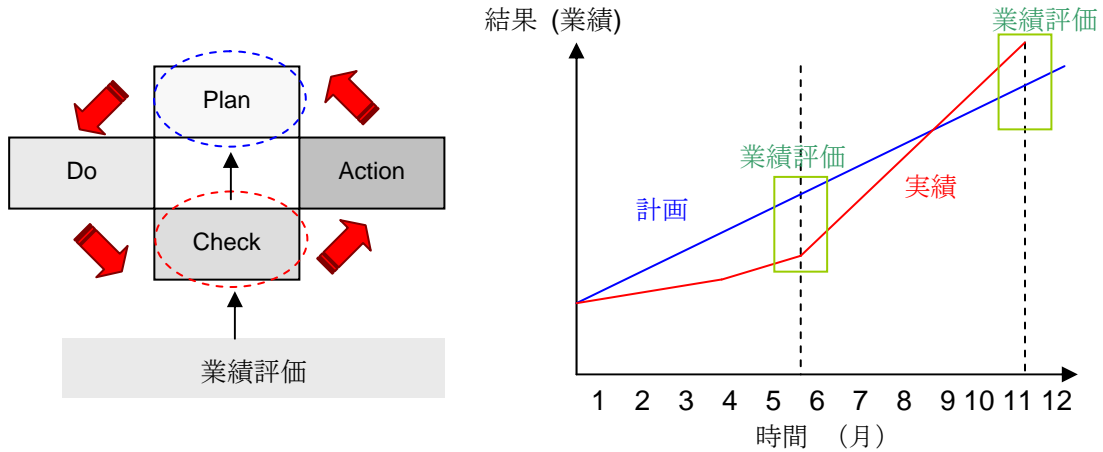


Figure II-4-4 PDCA サイクルに基づいた業績評価

#### 4.4.4 評価フィードバック制度の導入

人材マネジメントは、「業績評価」「人材開発」「権限委譲」の 3 つのコンポーネントから構成され、それぞれが互いに作用し合うことで、人材マネジメントが成り立つこととなり、「業績評価」はこれら 3 つのコンポーネントの中で、重要な役割を担うべきである。しかしながら、現在の BPDB 発電所では個人に対する適切な業績評価が行われておらず、「権限委譲」「人材開発」とうまくリンクしていない。従って、「業績評価」の結果を「人材開発」にしっかりとフィードバック出来るよう仕組みを再構築する必要がある。

#### 4.4.5 自己申告、多面評価、目標管理 (MBO) に基づく個人業績評価制度の導入

BPDB 発電所では、部門評価制度は存在するが、個人業績に対する評価制度は構築されていない。個人の業績に対する公正かつ適切な評価は、労働者に対して働くことへのインセンティブを付与し、結果として業績向上に繋がる。また、業績評価によって人材開発計画の策定も容易となることから、個人の業績評価は、人材マネジメントサイクル (業績、評価、賞罰、人材開発) の中で、最も重要な役割を担っている。なお、個人業績評価の導入に当たっては、下図に示すように、客観的評価のみならず、当事者本人がどのように自分を評価しているのか、またそのギャップはどこに存在するのか、主観的評価を加えることが大切である。

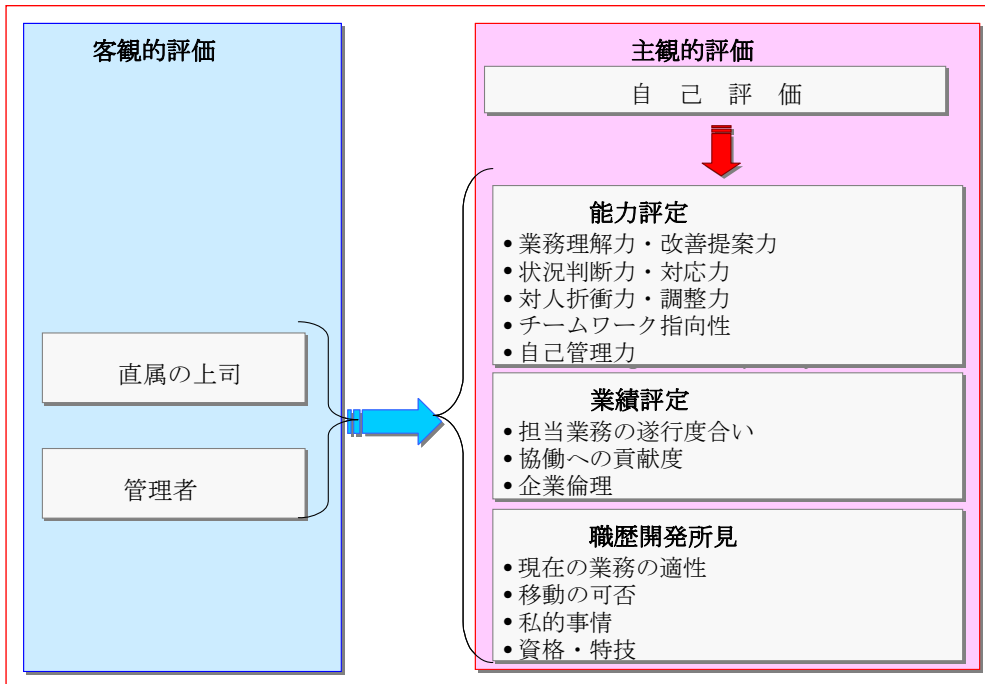


Figure II-4-5 多面的個人業績評価制度

4.5 報酬・奨励制度

4.5.1 業績に連動した給与体系の導入

責任と報酬は比例すべきであり、役職に応じて基本給部分と業績連動部分の比率は変化させるべきである。一般職および中間管理職は、基本給部分を 80% 程度、業績変動部分を 20% 程度とする。トップについては、その比率を 60% : 40% とし、より働くインセンティブを高める仕組みを導入すべきであるとする。なお、固定給与部分としては、基本給、能力給、勤続加算給などを組み合わせて構成されるものとする。

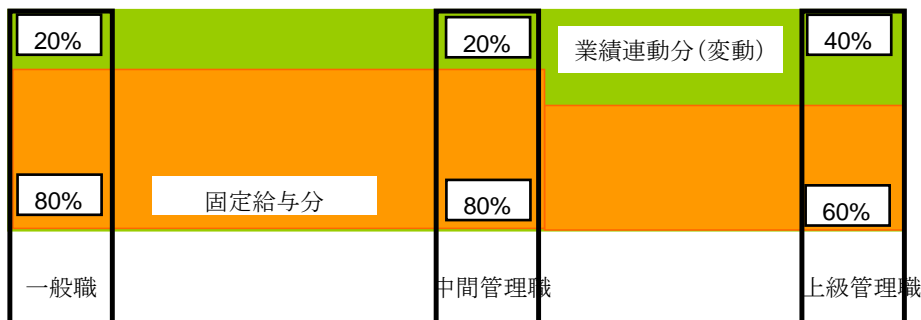


Figure II-4-6 基本給（固定分）と業績

4.5.2 給与水準の妥当性検討

会社化を行った各社は BPDB の 2~3 倍程度の給与水準を得ていることが分かる。新ベラマラ発電所では、高い要求水準と責任の重責に応えるべく十分なインセンティブを付与することとし、そ

の給与水準は、他社例を考慮し、現行 BPDB の約 3 倍程度を想定する。但し、上記で述べたとおり、責任が重い役職につけばその分、業績連動部分が多くなるため、必ずしも高給を保証するものでもない。

#### 4.5.3 退職給付制度

BPDB には退職年金制度 (Pension Plan)、退職貯蓄制度 (Contributory Provident Fund)、退職恩賞制度 (Gratuity Fund) の 3 種類の給付制度がある。各制度の仕組みは以下の通りである。

##### (1) 退職年金制度

確定給付年金である。従業員は加盟義務を有する。従業員は在職期間を継続して各自の給与を基礎として計算される一定額 (納付率は年金数理計算に基づいて年金基金が制定) を毎月制度 (基金もしくは政府) に納付する。同時に雇用主も各人の給与を基礎として計算される一定額 (個人の拠出率と同一とは限らない) を拠出する。

##### (2) 退職貯蓄制度

一時金支給制度である。従業員の加盟は通常は任意である。制度に加盟する従業員は一定限度の範囲内で給与天引きによる拠出を申告、雇用主が給与支給時に天引き、供出する。雇用主は従業員の拠出に合わせて一定の基準 (BPDB では従業員の拠出と同額) により拠出、制度が定めた信託勘定に預託する。従業員は退職時に自己の拠出金プラス企業拠出金およびその運用果実を合わせて受領する。

##### (3) 退職恩賞制度

一時金支給制度である。従業員は全員自動的に制度に加盟する。従業員による拠出はない。一定勤続年数を満たした従業員が退職する場合、在籍年数に応じ、最終給与の一定月数が支給される。

退職年金制度は確定給付年金であり、残り 2 者は一時金制度である。確定給付年金については、将来の年金支払い予測に基づく年金数理計算 (Actuarial Valuation) を行い、積み立て所要額を算出し、既往の積立額との差額を拠出することが求められる。しかるところ、BPDB では年金数理計算は行われておらず、将来の支払い総額がどの程度となるかに関する予測は行われていない。人口の長寿化が進む過程においては予期しない規模の支払い負担となることが想定される。また、経理基本方針の策定においては以下の原則を勘案、構築にあたることが肝要である。退職給付制度は通常確定給付方式あるいは確定拠出方式のいずれかの方式にて構築される。確定拠出方式を採用する場合における財務諸表は給付のために積み立てられた純資産の金額と拠出に関する方針を表示することによって充足される。

「国際会計原則」及び Bangladesh が採択した「Bangladesh 会計原則」では確定給付方式を採用する場合の財務諸表は以下のいずれかに従わなければならないと規定している。

- 計算書によって、給付のために積み立てた純資産の金額、退職給付金総額についての現在価格、並びに両者の差額で示される積み立ての過不足を表示する。

- 計算書によって、給付のために積み立てられた純資産の金額を表示し、それに加えて、約束されている給付金の年金数理による現在価値を表示するか、あるいは年金数理計算報告書に記載されている説明文を挿入する。

約束された年金給付金額の年金数理による現在価値とは従業員の当期末までの雇用期間並びに当該従業員の現在もしくは退職時に予想される給与をベースとして計算する。退職給付基金に対する拠出は市場価格で計上する。企業の貸借対照表における退職給付債務が将来の年金支給額の現在価値を表示していない場合には、企業は会計原則を充足していない旨開示を行うべきである。退職給付の年金数理計算が基本的に欠かすことのできないステップである。従って、経営者は退職年金が偶発債務であることを経営リスクとして認識し、適切な対応を進めることが肝要である。先行事例である APSCCL においては **Gratuity Fund** 並びに **Provident Fund** を運営しているが、確定給付年金は採用していない。ペンデカール社 (IPP) も同様に 2 つの一時金給付制度のみを導入しており、確定給付年金制度の導入を見送っている。世界の先進国においても確定給付年金の停止、確定拠出年金への移行が時代の潮流となっている。会社の経営者としては管理することが困難なリスクについては可能な限り回避する道を求めることが懸命であると判断する。

#### 4.5.4 福利厚生 of インセンティブへの移行

総報酬の構成要素は、下図に示すとおり、固定現金給与と業績に連動した給与・賞与分および福利厚生 (ベネフィット) である。福利厚生のうち、前項で詳述した年金、退職金を除いた社宅、医療費補助、電気代補助等の業績に連動しないベネフィット部分については、Bangladesh の文化的習慣を踏襲し、最低限維持することを提案するが、NWPGCL の雇用契約が終身雇用を保障するものではなく雇用期間を原則 3~5 年とすること、また固定給部分も一定の割合を業績に連動した体系へと変更すべきことを勧告すると、こうした業績に連動しないベネフィット部分をより薄くし、業績を反映するインセンティブ部分に振り替える仕組みを導入することも一つの選択肢であると考え。

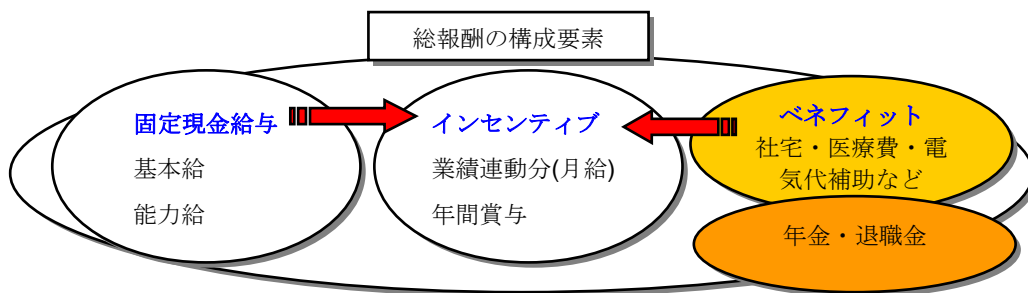


Figure II-4-7 総報酬の構成要素

#### 4.6 能力開発システム

##### 4.6.1 人材ポートフォリオを考慮した長期的視点での人材育成計画の策定

BPDB 発電所にとっては、BPDB 本社から指示された事項を正確、且つ確実に実行することが最大の使命であるため、運転・保守要員の育成のみに傾注している。新ベラマラ発電所を含め今後、

戦略的事業部制(SBU)等の実施により、権限が大幅に譲渡される場合、経営の自由度が拡大するの  
 と同時に、経営責任がより明確化され、自立的行動による経営が強く求められるようになる。同  
 時に、自らの経営思想に基づき経営計画を立案し、その目標を達成するために、自ら行動する必  
 要があり、こうしたビジネス環境の変化に対応するためには、技術力のみならず、管理能力、政  
 策立案能力等、幅広い人材のポートフォリオが必要となる。こうした人材ポートフォリオを長期  
 的スパンで開発するような人材計画を策定することが肝要である。

#### 4.7 既設設備の移管と要員計画シミュレーション

##### 4.7.1 要員計画シミュレーション

###### (1) 要員シミュレーション

###### (a) ベースケース

以下にベースケースにおける要員シミュレーションの結果を示す。

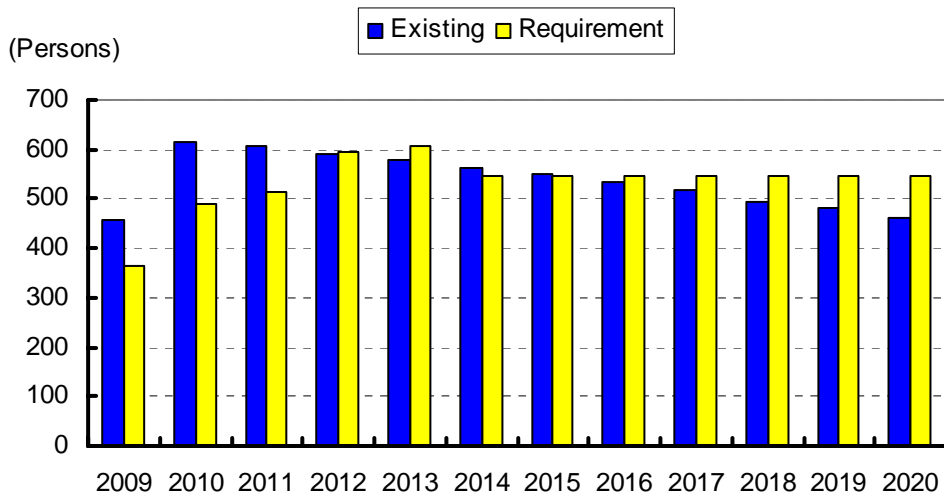


Figure II-4-8 要員シミュレーションの結果 (ベースケース)

2009年に、Barapukuria と Baghabari 発電所を移管する際に、100人程度の要員余剰が発生する。  
 2012年には、Sirajganj (New) 発電所と Khulna (New) 発電所が運転開始するため必要要員が増加  
 し、ほぼ過不足のない状況となる。その後、定年退職に伴う自然減があり、徐々に要求数の方  
 が多くなっていく。

###### (b) Khulna (Existing)も NWPGCL に移管するケース (2012年)

以下に、2012年に Khulna (Existing)も NWPGCL に移管するケースにおける要員シミュレーシ  
 ョンの結果を示す。

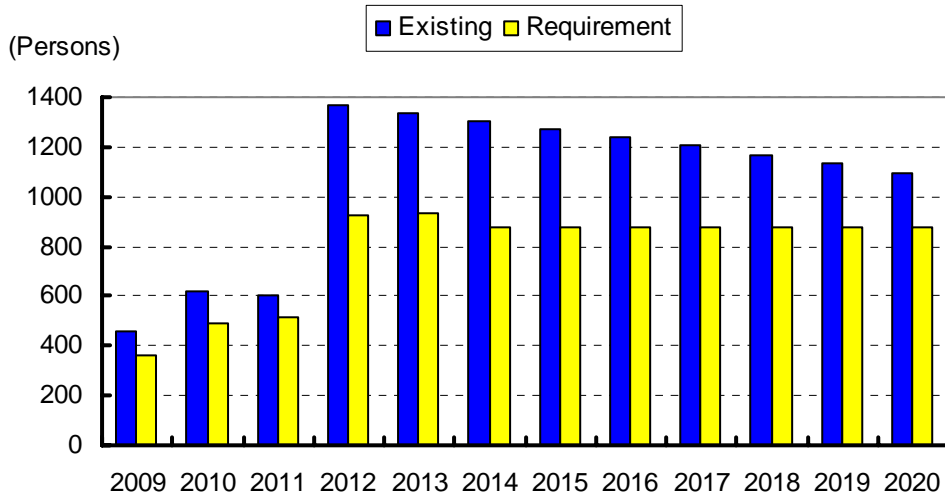


Figure II-4-9 Khulna (Existing)も NWPGL に移管するケース

Khulna (Existing)は、要員数が多く、必要量とのギャップが非常に大きいため、2012 年以降 2016 年頃まで、400 人以上の大量な余剰要員が発生する。その後、定年退職に伴う自然減があるが、大量な余剰要員は一向に解消しない。

(2) 要員シミュレーションの結果を踏まえた提言

要員シミュレーションの結果を踏まえ、移管される予定の既設設備も含めた NWPGL の要員計画について、以下の提言を行う。

(a) 必要とする技術レベルを持った要員の確保

本シミュレーションは、単純に要員数のみの過不足について検討した。この結果、総要員数は余剰が発生すると想定されるが、実際には、それぞれの専門分野や役職のレベル毎に、必要要員が決定されるため、専門分野や役職のレベルによっては要員が不足する可能性がある。このような専門性を要求される要員の確保に当たっては、既設設備に勤務している要員を職種変更してまで配置することにこだわることなく、広く一般から公募することが望まれる。

(b) 既設設備における要員の配置

現在、既設設備に勤務している要員の多くは、既設設備の特徴を熟知している。移管された既設設備について、まったくの新人だけで運転保守を行っていくことは不可能である。このため、これらの既設設備に勤務している要員をある程度確保することが不可欠である。また、移管後すぐに必要要員数のレベルまで要員を削減することは、たとえ既設発電所の特徴を熟知した要員を集めたとしても、各要員のパフォーマンスやスキルレベルが向上しない限り、運転保守に関する技術レベルの低下を招く恐れがある。この対策として、当面の間は、必要要員数のレベルまで要員を削減せずに、多めの要員を確保し、各要員のパフォーマンスやスキルレベルが向上してきた段階で、徐々に要員削減を図っていくことが望ましい。

(c) Khulna (Existing)の移管

シミュレーションでも示した通り、Khulna (Existing)は多くの要員を抱えており、必要量とのギャップが非常に大きいため、移管にあたって余剰要員の処遇などで多くの課題が発生することが予想される。このような状況を考慮し、可能であれば、Khulna (Existing)は NWPGL に組み入れないことが望ましい。

(d) Freshman の継続的な確保 (年齢構成の偏り)

採用形態として、即戦力である既設設備要員からの選別と専門分野や役職のレベルに応じた一般からの公募のみに頼っていると、大きな年齢構成の偏りが生じる可能性が高い。この状況を回避するために、即戦力ではないが、大きなポテンシャルを保有する学校を卒業したばかりの Freshman を継続的に採用し、育成していくことが必要である。

4.7.2 既設発電所受け入れに関する考察

Bheramara の建設期間中に、NWPGL がバ国北西部の既設発電所を受け入れるメリット、デメリットを以下に整理した。

(1) メリット

(a) 新 Bheramara 発電所建設中から収入を得ることが可能となること

既設発電所を運営し、その売電収入を得ることにより、資金を調達するという枠ができることとなり、企業努力をすればさらに大きな利益が得られるという好循環が生まれる。収支面で見ると、既設発電所は要員数も多く、非効率な運用を行っているが、現在のシステムでは、必要経費に報酬を上乗せした額が売電収入として保証されているため、どの既設発電所を現状のまま受け入れても利益は確保できるものと想定される。

(b) 早い段階で、会社の事業規模が大きくなること

既設発電所を受け入れることにより、資産と従業員数が増加し、会社の事業規模が増大する。会社の事業規模が大きくなることにより、本社など管理間接部門の効率化が期待される。

(c) 早い段階で、企業としての実体が確立すること

既設発電所を受け入れることにより、生産活動を開始できるため、目に見える形で企業としての実体が確立する。

(2) デメリット

(a) NWPGL として、移管に伴う条件整備を早急に実施する必要があること

1) マニュアル類の整備

発電設備の移管に伴って、BPDB から NWPGL に要員が移管してくる。このため、以下に示す項目については、移管前に NWPGL として独自のマニュアルを整備しておく必要がある。

- Organization structure
- Compensation package



- Employment conditions
- Job descriptions
- Service rules
- Delegation of power

これらは BPDB のマニュアルをそのまま使用することも可能である。しかし、その場合には、NWPGL としての独自色が打ち出せず、BPDB の体質がそのまま引き継がれてしまう恐れが非常に大きい。一方、NWPGL 独自のマニュアルを策定する場合には、現状の BPDB のマニュアルを十分吟味し、改善を図る必要がある。マニュアルの整備に十分な検討時間がとれず、拙速に移管を実施すると、NWPGL の独自色が出せない恐れがある。

なお、上記に示したマニュアルは必要最低限である。それ以外のマニュアル類（例えば安全マニュアルなど）については、当面 BPDB のマニュアルをそのまま使用することは可能であるが、いずれは NWPGL として独自のマニュアルを整備する必要がある。

## 2) 移管に伴って発生する職員の退職金を清算する必要があること

BPDB の Service rule によれば、退職時に職員に退職金を支払うことになっている。設備移管時に、NWPGL に移籍するすべての職員は、BPDB を退職して NWPGL の職員となる。このため、BPDB としては、移籍時に退職金として一時的に大量のキャッシュが必要となる。手持ちの現金が少ない BPDB にとっては、非常に深刻な問題であり、解決に時間がかかる可能性が高い。

この点を曖昧にしたままで、移管を実施すると、退職金の負債まで NWPGL に移管される恐れがあり、NWPGL の経営環境に深刻な悪影響を与えることになる。このため、移管前に職員の退職金に関する清算方法を BPDB と協議し、決着をつけておく必要がある。

## 3) 契約に関する協議を早急に開始する必要があること

発電所の移管に伴って、以下の契約を締結する必要がある。

- Vender's Agreement (BPDB)
- Power Purchase Agreement (BPDB)
- Fuel Supply Agreement (Fuel company)

Vender's Agreement については、移管するすべての資産の評価を行う必要がある。BPDB では、現在すべての発電所について、IVVR (Identification Verification Valuation Recording) 作業を実施している。この作業は、2008 年 12 月終了予定であり、その時点ですべての発電所の資産価値が確定するため、Vender's Agreement の締結はスムーズに進むものと想定される。

PPA については、Vender's Agreement の締結がスムーズに進み、APSCL と BPDB 間の契約の方向性を踏襲するものとすれば、比較的容易に進むものと想定される。しかし、PPA で規定している Dependable capacity は、移管前にきちんと運転可能出力をチェックし、可能出力が設備出力を下回る場合には、資産額はその値に応じて減額するなどの対応が必要である。

なお、FSA については、すでに燃料会社と BPDB 間で締結されているため、特別に内容に関する協議は不要であり、契約当事者を BPDB から NWPGL に変更するだけで十分である。

(b) NWPGL 独自の企業風土醸成が難しくなること

NWPGL としては、モチベーションが高い社員を一般公募により募集し、少数精鋭で自立的な発電所運営を行っていくことを目指している。

既設発電所を早い段階で受け入れることになる、NWPGL として独自の企業風土が醸成される前に、既設発電所に勤務する BPDB の要員の多くを引き取ることになる。そうすると、現在の BPDB の風土をそのまま引き継ぐ形で企業風土が醸成され、その風土がそのまま NWPGL の企業風土として根付いてしまう危険性がある。

この点のリスクを回避する方策として、発電所の所長と数人のトップについては、一般公募による採用を行い、NWPGL の新規社員を発電所のトップに据えて、NWPGL 独自の企業風土を醸成していくことが望まれる。

(c) 新 Bheramara 発電所要員として優秀な人材の確保が難しいこと

新 Bheramara 発電所はバ国北西部に位置しており、要員の公募を行った場合に、応募者はバ国北西部に縁がある電力関係者（つまり、現在バ国北西部に位置する既設発電所に勤務している要員）の比率が多くなると予想される。新 Bheramara 発電所要員の募集を行う前に既設発電所の受け入れを行うと、既設発電所に勤務している要員はすでに NWPGL の社員となっており、新 Bheramara 発電所要員の募集に応募するインセンティブが低くなり、新 Bheramara 発電所要員として多くの応募者の中から、優秀な人材を選定することが難しくなる。

(3) 既設発電所要員の取り扱いに関する提言

設備移管に伴って、単純に所有者が変わるだけならば、大きな問題はほとんど発生しない。しかし、余剰要員の整理や福利厚生水準の悪化があると、組合活動の活発化や訴訟の提起など大きな問題に発展することが懸念される。

NWPGL としては、現状のまま、既設発電所を引き取ることは、BPDB の体質をそのまま引き継ぐことになり得策ではない。このため、何らかの形で合理化を進めることになるが、設備移管時に一気に推し進めるよりは、一時的な不都合には目を瞑ってでも、ソフトランディングを図ることが得策と考えられる。

なお、要員シミュレーションの結果、Khulna (Existing) を引き取らないケースでは、単純に人数面だけ見れば 2016 年頃に要員が均衡することになっている。その点も踏まえて、以下に提言を行う。

(a) 移行期間の設定

移管時にたった 1 回の面接のみで必要要員を取捨選択することは、大きな危険が伴う。移行期間（3 年程度）を設定し、その期間は BPDB と同様の給与水準で多めの要員を確保し、移行期間終了後に移行期間中の業務実績も加味して、必要要員数のレベルまで要員を削減する方策が望まれる。移行期間終了後に移行期間中の業績も加味して継続採用の可否を決定することになれば、その間に意識を変化させ、業績を向上させようとするインセンティブが働くことになり、結果として、現在勤務している職員全員の能力向上に寄与することが期待される。

(b) 選択の自由の付与

設備移管時に、すべての職員に NWPGL に移籍するか、BPDB 職員のままにいるかの選択権を与える。ただし、この選択において、的確な選択を促し、将来の争議を回避するためには、NWPGL に移籍する場合の条件（労働条件、契約年数、給与水準、福利厚生面など）をすべて提示する必要がある。このため、設備移管時より前に Compensation package, Employment conditions, Service rules などを整備しておく必要がある。

なお、BPDB 職員のままにいることを選択した場合には、元の職場は NWPGL に移管されるため、勤務地を変更せざるを得ない。発電所の所在地は点在しており、単純な勤務地変更だけでは済まず、住居地の変更を伴う可能性が高い。このような状況を考慮し、BPDB 職員のままにいることを選択する職員の処遇について、事前に BPDB と協議しておき、異動場所などについてどのような選択肢があるのかを事前に提示する必要がある。

(4) 移行プロセス案の提示

上記の点を踏まえて、既設発電所要員の取り扱いに関して以下に示す要員移行プロセス案を提案する。

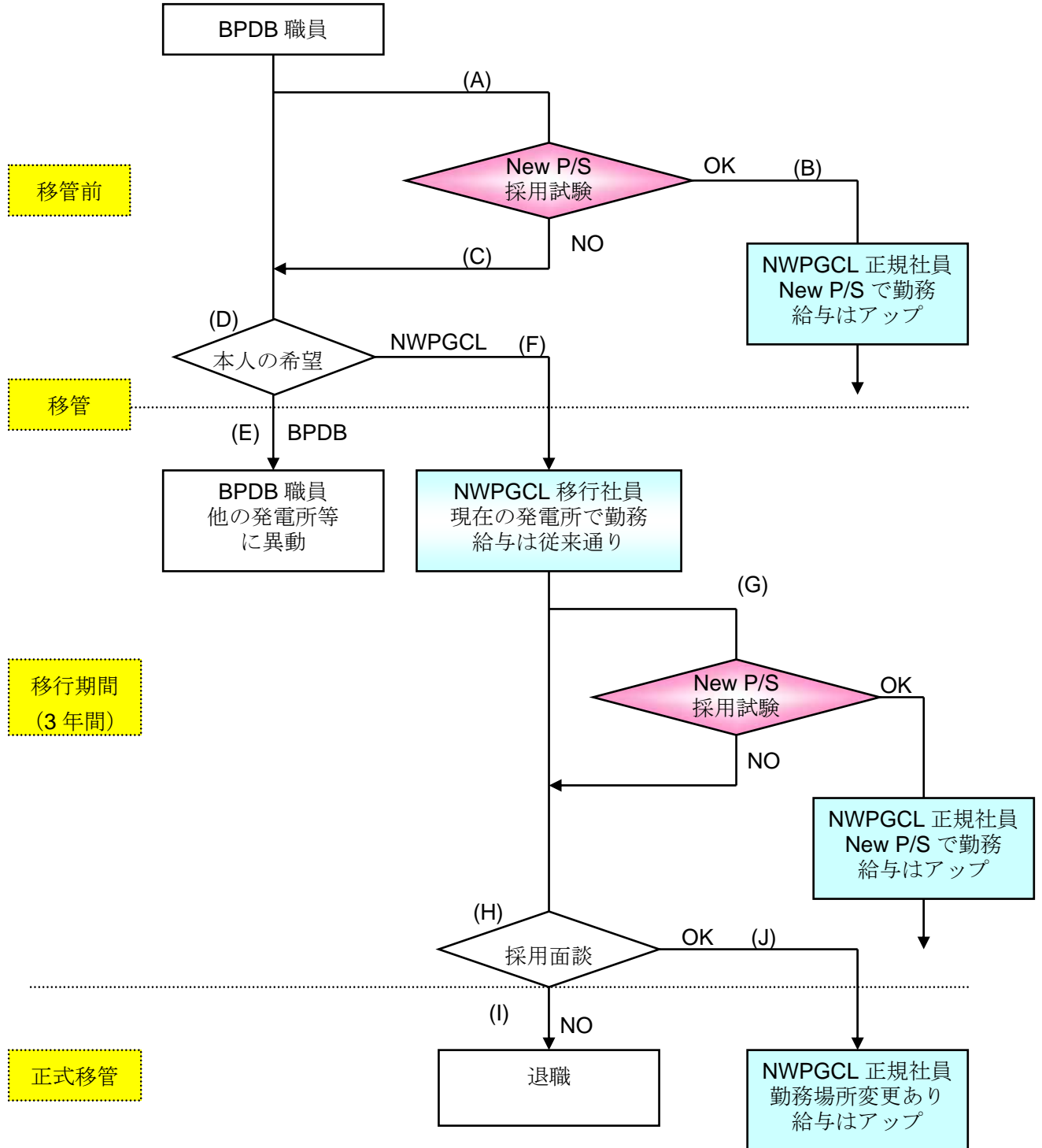


Figure II-4-10 既設発電所の要員移行プロセス案

(5) 提案するプロセス案の課題

(a) 移行期間においては、給与体系がダブルスタンダードとなる。

移行期間中は、正規の採用試験をパスした正規社員と移行社員では給与の格差が生じることになる。ただし、移行社員は、常に、NWPGL が実施する新規発電所の採用試験への受験機会は与えられており、移行期間の途中段階でも、本人の努力次第で正規社員になれる道が残されている。

なお、給与体系がダブルスタンダードという状況は移行期間（3 年間）が経過すれば、解消する。

(b) 正式移管時に給与がアップすることへの対応策

移行期間満了時には、採用面談に合格した要員は正規社員となり、給与がアップする。移行期間満了後に実施する採用面談での合格率は、3 年間の移行期間中に、極力全員合格を目指し、十分な意識改革を図ることとし、社員の努力が期待できるため、90%以上の高確率と予想される。この時点で、一気に給与水準が上がり、人件費の総額が大幅に増加する。一方、移行期間中に社員の業務処理能力が向上するため、移行期間満了時より前から業務効率が向上し、コストの削減が期待できる。これらのコスト削減効果を余剰金として積み立て、移行期間満了後における人件費総額の大幅増加に対応する。

(c) 正式移管時に退職となる社員の取り扱い

正式移管時に不採用となった社員は、結局、退職することになる。不採用となる社員は、移行期間中に十分な意識改革を促したにも関わらず全く改善の兆しが見られなかった者であり、全体の 10%以下と想定される。移行社員契約締結時に、契約書に明記してあるため、大きな問題にはならないと想定される。

## 第5章 経理及び財務管理

### 5.1 会計及び経理

#### 5.1.1 会計・経理制度と体制の構築に関する提言

##### (1) BAS と国際会計基準

Bangladesh Bangladesh においては Bangladesh Bangladesh 公認会計士協会 (ICAB: Institute of Chartered Accountants of Bangladesh) が IAS 及び IFRS を審議し、 Bangladesh Bangladesh として採択の是非を判断、採択を完了したものを Bangladesh Bangladesh 会計基準 (Bangladesh Accounting Standard : BAS) としてまとめている。

##### (2) 1994 年会社法

NWPGL は Bangladesh Bangladesh 会社法に基づいて設立された会社であり、同法の適用を受ける。会社法は財務諸表として、貸借対照表、損益計算書、取締役会報告書、監査報告書を含むと規定している。 BAS が定義する財務諸表は証券取引所規則と同じ 5 種類であり、会社法の表現との間には差異が認められる。

証券取引所規則は上場会社に対し、貸借対照表、損益計算書、キャッシュフロー計算書、財務諸表勘定科目についての脚注、監査報告書を含む年次報告書を作成し、証券取引委員会に提出することを求めている。財務諸表の作成は BAS に準拠することを要求している。財務諸表は決算日より 120 日以内に外部監査法人による監査を終了し、終了から 14 日以内に証券取引所に提出することを要求している。

NWPGL は会社法に準拠する法人であり、同法の規程に従わなければならない。会社法と証券取引所規則の双方が求める財務諸表の形式及び内容は必ずしも同一ではなく、会社としてはいずれの会計原則に準拠するかを明確に定めておくことが必要である。

##### (3) 内部統制

経営者は、内部統制において経営陣が果たすべき役割、社内監査役及び社外監査役、あるいはその他関係当事者の役割を明確に定め、それぞれが任務に当ることが不可欠である。内部統制は以下のような役割を果たすことにより、会社の目的に貢献することを目指すものと位置づけられる<sup>1</sup>。

- ◆ 会社の資産及び株主の投資価値を保全すること
- ◆ 会社にとって過大なリスクを背負うことがないよう配慮すること
- ◆ 社内及び社外に対し、信頼度の高い情報・報告を提供すること
- ◆ 法律・規則の遵守に務めること

<sup>1</sup> The Conference Board Inc., U.S.A., "Corporate Governance Best Practices: A Blue print for the Post Enron Era", 2003

◆ 事業の有効性及び効率性の向上に努めること

NWPGCL としては次のような基本的な手続きを明確に規定することが重要である。

- 取引に関する権限委譲
- 権限及び責任の分担
- 取引あるいは事象に関する正確な記録と関連資料の整備
- 資産及び記録へのアクセス及び利用の制限
- 会計処理に関する中立的立場からの点検及び記帳された金額の確認

## 5.2 経理基本ポリシー

### 5.2.1 経理基本方針

経理基本ポリシーとは企業の経理帳簿に金銭上の取引を表現する方法の根本を定めるものである。これに対し、財務基本ポリシーは資金の受領、支出及び資金の利用に関する基本方針を定めるものである。NWPGCL にとって最も重要なことは、会社法の要求を充足する明快で一貫性のある経理基本ポリシーを策定することである。BAS によると財務諸表は以下の 5 種類より構成されなければならない。

- 貸借対照表
- 損益計算書
- 株主資本変動計算書
- キャッシュフロー計算書
- 経理基準及び経理科目の処理に関する個別注記表

### 5.2.2 経理基本ポリシー策定の提言

#### (1) 財務諸表の基本原則

経理基本ポリシーの作成に当たっては一般的に確立された基本原則を十分に理解し、それらと矛盾することがないように構築することが必要となる。財務諸表の作成に関して一般的に確立されている指導原則としては以下のようなものが挙げられる。

- 継続性の原則
- 発生主義に基づく取引認識
- 期間対応原則
- 一貫性
- 貸借対照表の様式
- 重要性と合算
- 相殺の回避
- 比較情報
- 貨幣による価値評価

## (2) 財務諸表の開示

財務諸表の開示と経理の基本について、BAS では次のような原則を掲げている。

- 公正な開示
- 真実性の原則
- 国際会計原則では、企業は現在稼働している会計原則及びその解釈を含めた条項の全てを充足することを求めている。
- 財務諸表の表示が誤解を招くような場合会計原則からの乖離が認められる。乖離したことによる財務上のインパクトについて開示することを要求している。
- 完全な財務諸表とは先に述べた 5 種類をまとめたものを示している。(5.2.1 節参照)

## 5.3 財務及び資金管理

### 5.3.1 財務管理

#### (1) 財務基本ポリシーと財務計画

財務基本ポリシーは、企業の目標及び目標達成に向けた進路を示すものである。財務基本ポリシーあるいは財務計画は会社の資金フローを分析、投資あるいは資金調達に関する意思決定の結果を予測し、代替案を採用する場合との効果を比較対照するものである。

財務計画は以下のようなプロセスとして理解される。：

- 会社として選択可能な投資計画を分析、採択、資金調達を計画すること
- 現在行っている意思決定が将来どのような結果を生み出すかを予測することにより、将来のサプライズを回避し、現在と将来の連関を通暁すること
- 代替案との対比に基づき実行の意思決定を行うこと
- 財務計画を準備すること
- 計画開始後の成果を測定し、目標値との比較検討を行うこと。

財務計画が通常カバーする期間は通常 1-5 年程度となっている。1 年計画の場合は内容が詳細にわたるが、3-5 年計画の場合には一般的な趨勢を延長するといった様相となる。発電所建設あるいは送電線建設といったリードタイムが長いプロジェクトの場合には計画の範囲が長く例えば 10 年といった具合となる。

#### (2) キャッシュフローの管理

電力セクターの各機関 (BPDB を含む) においてはキャッシュフロー計算書の作成は慣例となっている。各機関は資金欠乏状態にあり、日々現金キャッシュフローの確保に走り回っている状況である。NWPGL においてはキャッシュフロー計算書の作成はもとより、将来の現金の入出金を見通せる程度の期間をカバーする資金繰り予定表の作成が必要である。



### (3) アカウンタビリティ

アカウンタビリティは職務上付与された説明責任であり、上級レベルの責任者・責任機関に対する報告義務を遂行することによって充足される。アカウンタビリティの領域に属する事項として以下のようなものが挙げられる。

- 消費者あるいは公衆に対する回答
- 品質に関する意思決定
- 強固な内部統制
- ポリシー及び手続きに関する知識並びに有効なコミュニケーション
- 組織全体を把握する知識
- リスク管理に関する施策の構築と実施

## 5.3.2 権限委譲と内部統制

### (1) 所掌範囲の明確化

企業における事業の管理においては各部署が重要な役割を演じている。各部署及び責任者に対しては明確な権限の移譲を行い、適正な運用を管理することが肝要である。金銭的権限を付与する場合においては、責任の程度及び知識の水準に応じた一定の制限を課すことにより、十分な統制を維持し、リスクの軽減を図ることが重要となる。各部署のスタッフに権限を付与する場合には、当該スタッフに対して権限の内容を明確に伝達しなければならない。各部署においては付与された権限に関して十分な統制が行われるよう部署内における基本方針と手続きを設定しなければならない。

権限委譲される機能としては以下のような項目が含まれる。

- 会計記帳における定型化された取引の分類
- 予算管理
- 支出管理及び経理
- 収入管理及び経理
- 財務報告
- 財務監査
- 在庫管理;
- 固定資産管理
- 承諾行為管理

### (2) 権限委譲

NWPGCL は独立した組織である。透明性、責任及び事業運営上の便宜等を総合的に勘案し、最も適した権限移譲を行うことが重要である。財務上の権限においては 3 つの権限が重要である。第一は、支出権限であり、支出の原因行為について承認を与える権限であり、借入契約の締結に関する権限を含むものとする。第二は購買権限であり、支出権限者によって決定されたところに従い、資機材・役務を調達する契約を締結する権限である。第三は支払い権限であり、調達した資機材・役務について対価の支払いを行う行為を対象とする。

### (3) 内部統制システム

内部統制を構成する要素としては、統制環境、会計システム及び財務管理ポリシー並びに手続き等があり、それにより企業活動が目的を整然と効率的に遂行できるよう支援する。経営者は内部統制組織・機能の構築に当たり、以下のような項目を組み込むことが重要である。

- 信頼度の高い統制システム
- 資産の保全
- 資源の最適利用
- 錯誤及び瑕疵の予防

内部統制を有効に確立、執行するためには以下のような基本的な統制手続きが不可欠である。

- 取引に関する授権
- 責任分担
- 取引あるいは特記事項に関する記録作成と文書化
- 資産及び記録へのアクセス及び利用の制限
- 業績に関するチェック並びに記録する金額についての適切な価値評価。

以上に加えて、取締役会は取締役会陳述書を作成し、会社資産の保全、過誤・不正を予防するために行った措置・対策について既述、開示しなければならないこととされている。

#### 5.3.3 予想されるリスクと対処策

NWPGCL は、予想されるリスクから自らを守り、フリーキャッシュフローを確保する策を進めて行かねばならない。企業は、操業のための経費を支払い、債務を正確に履行してゆくため十分なフリーキャッシュフローを確保することが必要である。加えて会社にとっては将来の投資ニーズを充足するための資金を蓄積することも重要な課題となる。

##### (1) クリーン・バランスシートによる発足

NWPGCL はベラマラ 発電所 (360MW) に加えて、クルナ及びシラジガンジにおいてピーク時対応のシンプルサイクルガスタービン発電所 (各 150MW) を運営することとなっている。NWPGCL はさらに BPDB が西部地域において運営している複数の既設発電所の譲渡を受ける方針を明らかにしている<sup>2</sup>。譲渡に当って、NWPGCL は BPDB と Vendor's Agreement を締結し、当該固定資産とそれに関連する債務を引き受けることとなる。資産の譲渡価格は、現在進行中の Identification, Verification, Valuation & Recording Project (IVVR)の下で行われる資産評価を受けて行うこととなる。固定資産の他に各発電所について流動資産あるいは流動負債が発生していることが想定されるが、それらについては NWPGCL に譲渡することなく、BPDB 側で処理を行い、譲渡される既存発電所は新たに残高ゼロのクリーンな貸借対照表によりスタートすることが望まれる。

<sup>2</sup> NWPGCL, "5-Year Road Map/Business Plan", June 2008

## (2) 負の遺産譲渡の回避

これまでに行われた分社化の事例を見ると、固定資産の評価が確定していない状態で Vendor's Agreement を締結するため、譲渡契約が暫定契約となっている。譲渡の対象は固定資産と同資産取得のために負った債務の残高の両者となっている。固定資産と債務残高の差額が当該譲渡の対価として子会社より BPDB に支払われる。支払いは金銭の授受によらず、対価と等額が BPDB から子会社に対する出資金として取り扱われる。問題は、譲渡される債務の中に、既に BPDB による操業期間中に期日が到来したにも拘わらず支払いが行われていない延滞債務が含まれていることにある。譲渡される設備資産は BPDB において減価償却が行われており、本来であれば債務返済に充当されるべき減価償却見合いの資金が BPDB によって他の目的に費消されているため、減価償却と債務履行のペースにギャップが生じている。将来の減価償却をもってしては債務残高が完済できないといった事態が懸念される。延滞債務を子会社に転嫁することは負の遺産の譲渡に等しく、回避すべきところと理解する。

## (3) その他財務リスクの管理

### (a) 固定資産譲渡契約

先行事例である APSCL の PPA について問題点を指摘する。APSCL は BPDB と Vendor's Agreement を締結、これに基づき固定資産の譲渡を受けている。固定資産の公称設備能力について暫定契約ながら簿価（減価償却後）から関連借款の残高（DSL を含む）を控除した金額を対価として売買が行われている。契約では資産の譲渡後、商業運転に入る前に Dependable Capacity Test が実施されることと規定されており、BPDB が同テストを実施した。テストの結果、出力が公称能力に到達せず、契約の規定に従い、Capacity Payment の一部を減額される事態が発生している。設備・プラントの譲渡においては、プラントの性能、効率については売り手が一定の保証を行うのが常であり、保証した性能が発揮できない場合には売り手が買い手に損害金を支払うか、売買金額を減額するのが基本である。NWPGL が BPDB からプラントを譲り受ける場合には、APSCL と同様の契約になっていないか十分注意し、リスクの排除に努めることが至当である。

### (b) 電力販売契約におけるコストカバー

NWPGL は発電電力の全量をシングルバイヤーである BPDB に販売する契約（PPA）を締結する。販売価格は Capacity Payment 及び Energy Payment の 2 つから構成される。Capacity Payment は固定資産に投入された設備資金並びに設備の運転保守のために必要となる固定費を回収するものであり、Energy Payment は燃料費、消耗品費並びに設備の運転保守に必要な変動費を回収するものである。価格設定上は投下資金及び運転保守経費の回収が可能な仕組みとなっている。但し会社の経営効率が悪い部分についてはコストカバーが認められないこととなる。資本金に対する報酬、運転資金、貯蔵品・前払い金といったものが対象となる。燃料費は全額電力価格に転嫁することが認められている。故障あるいは定期修理による運転休止期間については、毎年一定の日数までは Capacity Payment の支給に影響することなく休止できる規定が設けられている。先行事例である APSCL のケースでは、許容される休止期間は通常年は年間 876 時間 (36.5

日)、3年に一度は1,440時間(60日)となっている<sup>3</sup>。NWPGLが採算の採れる事業体として事業を進めるためには、コストを許容される範囲内に収めるべく経営の効率化を進めなければならない。

(c) 売掛金管理

NWPGLの売掛金は全てBPDBに対するものとなる。先行事例であるAPSCLが締結したPPAの例によると、発電会社はBPDBに対し、販売期間(1ヵ月)終了後7日以内に請求書を発送し、BPDBは請求日から45日以内に発電会社に対する支払いを行うこととされている。売掛金は売上げの2ヵ月分の残高で推移する計算となる。BPDBが料金支払いを延滞しない限りNWPGLにとって売掛金回収が困難となる事態はない。一方、BPDBとしては卸売りに加え、小売をも行っており、消費者による電力料金支払いの滞納が電会社→BPDB→発電会社へと順次遡って問題を膨らませることが懸念される。NWPGLにおいてはBPDBに対する債権といえども厳しく管理を行うことが必要である。

売掛金が延滞するリスクを排除する方法としては、PPAにおいて買い手が売り手に対して予め一定額の金額を預託すること、あるいは支払いの代わりに信用状もしくは回転信用状を差し入れることを挿入、買い手が支払い期日における支払いを延滞する場合には預託金の没収あるいは信用状に基いて発行銀行に求償するといった方法がある。あるいは、第三者である金融機関にエスクロ勘定を開設、当該金融機関をエスクロエージェントとして任命することにより、消費者によって支払われた電力料金から発電料金を優先的に支払わせるような仕組みも有効である。

(d) 外貨建借款に係る為替変動

NWPGLは設備投資資金を海外からの借款に頼ってゆくこととなる。海外からの借款は貸し手から政府宛に外貨により融資され、政府がこれを実施機関に転貸する。会社は外貨による収入を持たず、一方的に為替変動のリスクに晒されることとなる。電力プロジェクトを実施するための借款は通常20-40年の長期に亘り、外為市場においてヘッジを行うこともできず、無防備な状態が続く。発生した為替差損については電力販売価格を調整することはできるが、為替差損発生から料金改定承認までの間の差損についてはカバーされない。発電会社の立場としては為替変動リスクを積極的にとる理由はなく、これを回避する立場をとるのが自然である。政府は援助機関から受けた借款を転貸するに際し、一定の金利マージンを加えて契約する訳であり、為替リスクを政府が負担するよう転貸条件を設定することが合理的である。

(e) 確定給付年金に対する年金債務

BPDBには退職年金制度(Pension Plan)、退職貯蓄制度(Contributory Provident Fund)、退職一時金制度(Gratuity Fund)の3種類の給付制度がある。退職年金制度は確定給付年金であり、残り2者は一時金制度である。確定給付年金については、将来の年金支払い予測に基づく年金数理計算(Actuarial Valuation)を行い、積み立て所要額を算出し、既往の積立額との差額を拠出

<sup>3</sup> 文章の表現方法から見ると明らかに当初の契約期間は満了する前に延長の手続きがとられ、3年を超える長期間となることを暗示しているように読み取れる。

することが求められる。しかるところ、BPDB では年金数理計算は行われておらず、将来の支払い総額がどの程度となるかに関する予測は行われていない。人口の長寿化が進む過程においては予期しない規模の支払い負担となることが想定される。経営リスクの一つとして認識し、適切な対応を進めることが肝要である。先行事例である APSCL においては Gratuity Fund 並びに Provident Fund を運営しているが、確定給付年金は採用していない。ペンデカール社 (IPP) も同様に 2 つの一時金給付制度のみを導入しており、確定給付年金制度の導入を見送っている。世界の先進国においても確定給付年金の停止、確定拠出年金への移行が時代の潮流となっている。会社の経営者としては管理することが困難なリスクについては可能な限り回避することが懸命であると判断する。

## 5.4 予算

### 5.4.1 予算制度の意義と目的

予算の本質的な意味は、対象とする期間における物理的及び財務的な計画目標を定めるものであり、様々な事業活動に財貨を投入し、産出物を得る上での規準及び尺度を設定するものである。経営にとって評価と統制を行うために有効なツールである。予算を編成することにより、経営者は事業から得られる資金量を予測することが可能となり、資金を必要とする投資計画並びに債務履行に関する計画を設定、推進することが可能となる。

予算制度の主な目的は次のように整理することができる。

- 会社全体の事業活動を部門別に分割し、それぞれの部門についての物理的あるいは財務的な目標を設定することにより、当該部門に予算達成の責任を負わすことができる。
- 関係機関及び部署との連携を確立することにより、各部門が必要とする財貨の投入が適時に行われるよう組み立てることが肝要である。
- 事業が必要とする費用、運転資本を管理することにより、社内全体にコスト管理の意識を徹底させることができる。
- 予算の編成及び実施を通して利益計画の達成に関する見込みを得ることができる。
- 各部門における業績を評価するためにはヤードスティックの設定が有効である。評価を通して目標との乖離を確認し、未達成の場合は責任の明確化、原因の究明並びに修正のために必要なアクションを導くことができる。

予算は操業中の収支を対象とする経常予算と新たな設備投資を対象とする開発予算に大別される。経常予算はプラントの操業・稼動に関連するすべての部署を対象として作成される。

### 5.4.2 予算制度構築に関する提言

#### (1) 予算日程表

政府が資金を提供する開発予算の編成作業に関しては特段の日程表は定められていない。毎年、個別に通達を以って通知され、各現場がそれに従うことで編成作業が進められている。現場にお

ける予算に対する意識を高め、有効な予算の編成、実施を進める上では、予め定めた日程と編成の手順をマニュアル化しておくことが重要である。

## (2) 開発予算の編成

NWPGCL における開発予算の編成は政府の予算編成に歩調を合わせて手続きをすすめることとなる。編成から事後評価までにおけるステップは以下の通りとなる。

- 第1ステップ： 予算編成ガイドラインの発行、編成作業の開始
- 第2ステップ： プロジェクト選定評価
- 第3ステップ： プロジェクト・アイデンティフィケーション
- 第4ステップ： フィージビリティ評価
- 第5ステップ： 対象プロジェクトの決定
- 第6ステップ： 資金調達ソースの確認
- 第7ステップ： 対象プロジェクトの予算書組み込み
- 第8ステップ： 予算書の承認に関する組織内示達
- 第9ステップ： 予算実施のモニタリング
- 第10ステップ： 完成後監査

## (3) 経営トップの参画

特定の開発事業に投資を決定する場合、組織の意思決定は取り消すことができないコミットメントとなる。意思決定における過ちは会社の経営に大きな打撃となる。従って予算の編成に当たっては初期段階より経営トップが積極的に参画し、予算編成作業に従事するチームをモチベートすることが重要である。

## (4) 予算制度基本マニュアルの作成

予算の作業は多くの手続きあるいは前提条件に基づく作業を伴うこととなる。正式な予算基本方針マニュアルを作成、予算対象事業に関する一貫性をもった評価の行い方、手続き等を明確に規定することが有効である。基本方針マニュアルが含むべき主な事項は以下の通りである。

- 年間収入及び経費に関する予測
- 資金充当に関する手続き
- プロジェクト提案書評価のための手法
- 各種リスクを伴うプロジェクトを採択するための最低投資収益率
- 権限規程
- 資本及び収入・経費管理
- 採用されたプロジェクトの完成後評価に関する実施手続き

## (5) 収益・経費予算

収益予算については電力販売収入の見込みが最も重要な基礎となる。販売量を予測、計画化作業を行い、それに販売価格を乗じて売上げを予測する。販売量の計画から発電量を計画し、計画した電力量を発電するためにどれだけの経費が必要であるかを検討、経費予算を策定する。経費予算は発電用燃料の購入のほかに、人件費、維持修繕費、減価償却費、借入金利息、本部管理費等

を含むものとなる。経費予算については、発電所単位での達成／未達成を評価するに留まらず、組織を現実的な範囲内において単位ユニット化し、ユニット毎に予算を配分し（責任予算制度の確立）、ユニット単位での予算・実績の評価を行うことが望ましい。

運転保守については設備の効率と安定した運転を可能にするべく十分な O&M 予算を配分し、計画的なメンテナンスを行うことを提言する。発電設備を効率的に運用していくためには、必要な時期にきちんと定期点検を実施し、点検実施により判明した悪さ加減を踏まえて、必要な修繕工事を行っていくことが重要である。一方、NWPGL として、収支状況を十分見極めて年度の予算規模を決定する必要がある。

「収支状況の改善」と「的確な保守の実施」というトレードオフの関係にある命題を解決する一つの策として、特に日常の O&M 費についてはヤードスティック制の導入を提案する。ヤードスティック制では、各発電所の機器の状況を数値化し、その数値に基づいて、総枠の O&M 費を各発電所に配分するものである。数値化する指標の例としては以下が上げられる。

- ◆ Dependable Capacity
- ◆ Number of start & stop (年間、累積)
- ◆ Equivalent operation hour (年間、累積)
- ◆ Number of forced outage
- ◆ その他 (抱えているトラブルの深刻度があるが、数値化が難しい項目である。)

なお、発電所に配分された予算については、SBU の長である発電所長の采配により、ある程度自由度を持った使用が可能な制度とすることが望まれる。

## 5.5 管理会計

### 5.5.1 管理会計制度構築に関する提言

管理会計は、経営者が組織全体あるいは一部について計画、評価、統制を行い、かつ企業が有する経営資産を最も効果的に使用するために、会計的情報を認識、測定、集計、分析、解釈及び伝達する機能である。管理会計はまた、株主、債権者、規制機関、税務当局等企業の外部関係者に対する財務報告書の作成をも包括する概念である。管理会計は財務会計との対比において以下に述べるようないくつかの特性を有している。

- ◆ 管理会計では企業全体でなく、部門や製品毎にデータを細分化して把握する。
- ◆ 管理会計では貨幣による測定に留まらず、貨幣以外の測定を利用する。
- ◆ 管理会計は企業全体でなく、部門や製品別に収益、費用並びに損益を把握する。
- ◆ 管理会計では発生主義にこだわらず、異なるベースでのデータを扱うことがある。

管理会計制度を構築する上では、以下のような項目に関する方針を明確に決定、実施するための組織を整備しなければならない。

- a. 報告の媒体
- b. 報告の適時性

- c. 報告の様式
- d. 報告書の内容
- e. 報告書の配布

## 5.6 財務シミュレーション

### 5.6.1 前提条件

財務モデルを構築するために前提条件を採用するが、それらの中で重要度が高いものについて以下に整理する。

Table II-5-1 財務シミュレーション前提条件

	ベラマラ	クルナ	シラジガンジ
プラント完成年月	2014年10月	2011年4月	2011年4月
定格容量	360MW	150MW	150MW
運転タイプ	ベースロード	ピーク対応	ピーク対応
工事費 (Tk million)	59,356	7,416	6,856
O&M 費用	固定資産総額の 2.5% (インフレ率: 7% p.a.)		
ガス価格	Tk 73.91/1000cft (インフレ率: 4.50% p.a.)		
運転資金	売掛金: 売上の 2 ヶ月、燃料及び在庫品: 売上の 1 ヶ月、 運転資金借入金金利: 13% p.a.		
資本金収益率	14%		
コストに基づく電力価格	2012年: Taka 3.68, 2013年: 3.70, 2014年: 3.71		

### 5.6.2 シミュレーション

構築した財務モデルを用いて NWPGL の 2026 会計年度までの予想財務諸表を作成、添付資料として本報告書に添付する。予想財務諸表に基づき基礎的なレシオを計算、以下のような結果となることを確認している。

Table II-5-2 レシオ分析

レシオ	NWPGL 平均値 (2011-2020)	日本の電力業界 平均 (2006 会計年度)	NWPGL レシオの 評価	備考
総資産収益率	1.9%	1.7%	△	2011-2020 年度の期間を通じて 0.7-2.6%の低いレンジで推移
自己資本収益率	13.2%	7.1%	◎	モデルの前提条件として自己資本収 益率=14%を設定
売上高利益率	9.2%	4.4%	◎	燃料費及び O&M 経費はパススルー 条件にて電力料金に反映
負債/自己資本倍率	3.0 倍	3.15 倍	△	当初資金調達における債務の比率が 高いため、2011-2017 年度の間 3.0 倍



レシオ	NWPGCL 平均値 (2011-2020)	日本の電力業界 平均 (2006 会計年度)	NWPGCL レシオの 評価	備考
				を上回って推移
流動比率	9.5 倍	33.7%	◎	良好
当座比率	2.5 倍	21.6%	◎	良好
債務履行カバー率	1.86 倍	n.a.	◎	安定した収益より債務履行に十分な キャッシュフローが産み出される。一 般的な基準である 1.3 倍をクリアして おり、問題なし。
従業員一人当り売上 (MW)	52.6MW	n.a.		
従業員一人当り売上 高 (百万タカ)	86.1 百万タカ	n.a.		

(出所)日本の電力業界 (10 社合算値) は電気事業連合会ウェブサイトより入手

主要なレシオ分析においては総じて良好な結果が得られている。モデル構築の前提条件として、自己資本利益率：14%、燃料費用及び O&M 費用をパススルー費用として電力料金に転嫁することを想定しており、良好なレシオが算出される結果につながっている。逆に述べると、上記のようなレシオを実現するためには前提条件の到達が不可欠である。NWPGCL の経営者としては特に、1) 売掛金残高を売上の 2 ヶ月分以下に収めること、2) O&M 費用を固定資産 (償却前) の 2.5%以下に抑えること、3) 電力販売料金の設定において自己資本収益率 14%を確保すること、等の項目について十分なる注意をもってその実現に努めなければならない。

他方、同じシミュレーションの結果として、1) 総資産利益率がプロジェクト期間を通して低水準であること、並びに 2) 負債 / 自己資本倍率が低位にあることが指摘される。これらはプロジェクト立ち上げ時の資金調達構造が債務に大きく偏っていることに起因している。各プロジェクトに投入されるドナー資金にドナー側の事情による融資比率の制限があること及び総事業費とドナー資金のギャップを負担する「バ」国政府の拠出が出資：融資 = 60：40 と一部融資形式により提供されることが原因となっている。2026 年までの平均値としては受容可能な範囲に収まっていると判断する。

## 第6章 運転保守管理

### 6.1 原因分析能力の強化

#### 6.1.1 保守管理方法の選択

##### (1) 保守管理レベルの向上 (レベル1からレベル3への移行の必要性)

保守管理は、主に以下に示す3タイプに区分される。それぞれの特徴は下記に示すとおりである。

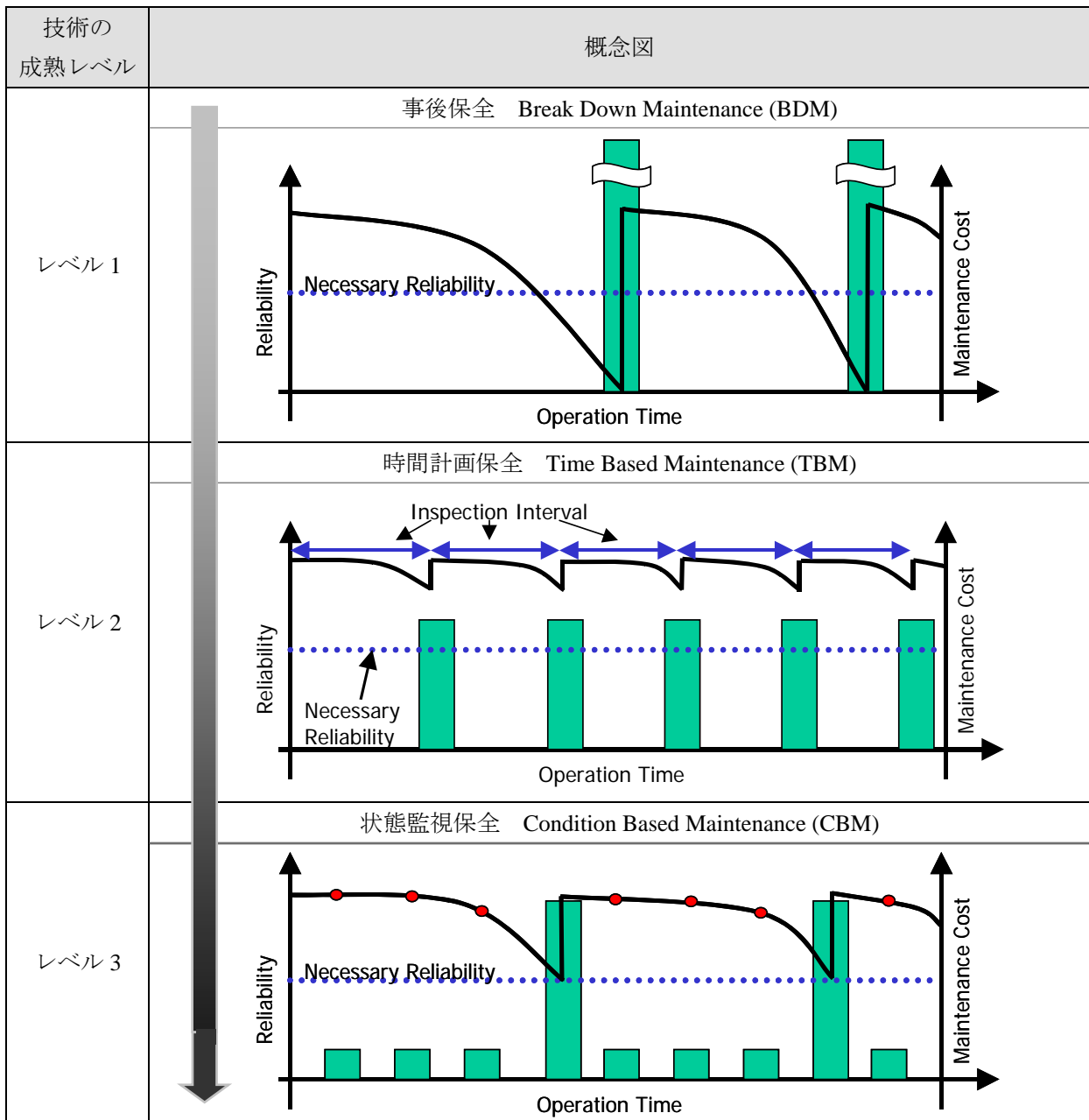


Figure II-6-1 保守管理方法の概念図

バ国の多くの発電所では、「壊れるまで運転する」という「レベル1」の状態が続いている。日本の場合、規制当局による定期的な法定点検が定められていたため、「レベル2」である時間計画保全 (TBM : Time-Based Maintenance) が主体的であったが、電気事業者による保全活動と規制当局による検査の在り方が精力的に検討されてきた結果、現状の安全性を維持しつつ、定期点検間隔を延長する、TBM に CBM を併用した「レベル3-」の保全方式へと移行している。したがって、Bangladesh 国においても、日本同様に、TBM と CBM を併用したフレキシブルな保全管理ができるよう、組織力、技術力の強化が望まれる。

保守管理方法をレベル1からレベル3への移行をする場合には、状況を的確に判断できる能力を身につけ、設備の信頼性・安全性を確保する必要がある。具体的には、以下が要求される。

- 運転状態値と基準値の比較 (温度・圧力・電流・振動)
- パトロール時の五感による漏れ・異音・腐食・変形・変色・膨出等の定性的診断 (視覚、臭覚、聴覚)
- 定期点検手入れ開放時における定量的診断技術

状況を的確に判断できる定量的診断技術として、非破壊検査がある。非破壊検査には以下のようなものがある。

- Liquid penetrante test (検出限界 20  $\mu$  程度の表面欠陥)
- Magnetic Particle test (検出限界、0.5 mm 程度深さ)
- Ultrasonic test (肉厚部材の内在欠陥検出 0.2-0.3 mm)

このうち、現在、Bangladesh 国内で多く使われているのは Liquid penetrante test のみである。なお、日本国内ではこれら非破壊検査技術者は検査手法毎に国家試験があり、有資格者が検査に従事している。

## (2) 移行を阻む要因

### (a) 内的要因

発電所運転所員は、O&M マニュアルに則り、ログシートに運転記録をしている。しかしながら、データの記録されたログシートは、電子データに変換されず、再び活用されることなく、倉庫に保存されることとなる。

マニュアルに定められた「ログシートに記録する」という「手段」が、「目的化」されてしまっており、記録の目的である「トレンド分析」を行い、事故の目を事前に摘み取るということが成されていない場合が多い。

結果的に、設備の状態が把握されず、事故の予兆を事前に把握することが不可能となり、重大事故へ繋がる場合がある。(予防保全が出来ない=事後保全のみ)

従って、保守管理方法のレベルを向上させる為に、以下の方策を提言する。

- ◆ 組織の強化：情報分析 (トレンド分析) を行う組織的機能を強化すること。
- ◆ 情報インフラの強化：経営情報システム (MIS) を導入し、紙ベースのデータを電子データへ変換し、トレンド管理ができる情報インフラを整備すること。(第8章を参照)

- ◆ 技術力の強化：非破壊試験等の検査能力の強化、並びにトレンド管理による設備状態の把握により、設備の劣化状態によるフレキシブルな保安全管理を行う仕組みを構築すること。  
(TBM と CBM の併用によるフレキシブルな保全方式への移行)

(b) 外的要因

日本の場合、電気事業法第 55 条には、法定点検として、ボイラー、ガスタービンは、前回定期自主点検終了後、2 年、蒸気タービンは 4 年を超えない期間に、定期自主点検を行わなくてはならないと定められており、全ての電気事業者は、設備状態の良し悪しにかかわらず、定期的な点検の実施が義務づけられている。

Bangladesh 国においては、そのような法定点検を定める法律は存在せず、定期点検はいわば、電気事業者の自主性に委ねられる、とされている。しかしながら、実際には、需給逼迫という理由から、設備が「稼働可能な状態」であれば、政府からの停止許可が下りないことが多く、いわば強制的に「壊れるまで運転する」という「レベル 1」の状態が続いている。このような状況下、限界レベルを超し設備が突然停止し、供給力としての機能をなしえなくなった場合、その責任の所在が明確化されていない。

Bangladesh では、国全体の設備容量のうち、IPP の占める割合が 25%以上と高く、JICA 経営チームの実施したハリプール IPP での現地調査結果によると、IPP は自らの貴重な経営資産を守るために自主点検を行うという強い姿勢を保持し、ねばり強い交渉を行った結果、最終的に停止許可が下りたという事例も確認している。

従って、保守管理方法のレベルを向上させる為に、以下の方策を提言する。

- ◆ 既存供給力の向上のために、政府主導の下、法定点検の実施が可能となるよう法的環境の整備を行うこと。
- ◆ 政府並びに発電事業者への責任の所在を明確にすること。

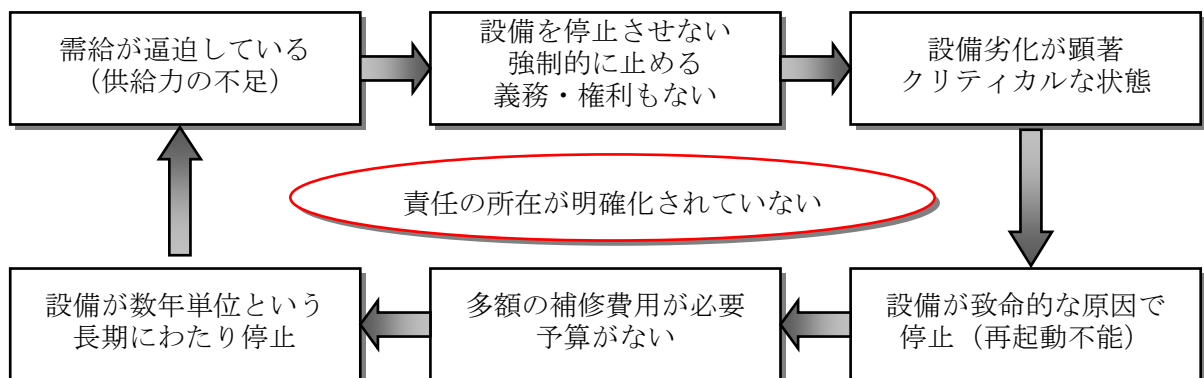


Figure II-6-2 供給力不足の負のスパイラル

## 6.1.2 具体的管理手法の提案

### (1) PDCA に基づく標準管理フロー

#### (a) 運転中の監視と点検

発電所を運転していく際には、様々な個所の温度、圧力、流量、水位、油面などのレベルを常に監視し、あらかじめ定めた基準値以内であることを確認することが重要である。また、「設備機能の発揮」「熱効率維持」「設備損耗の低減」「高温部材のクリープ・疲労劣化の低減」を図るためには、常に定められた基準値（蒸気条件・燃焼条件等）での運転を励行する。

プロセスコンピュータで、発電実績・熱効率に関連するデータをリアルタイムに運転履歴管理用計算機に転送し、管理用発電実績データ、熱効率データを作成するとともに、様々な個所の状況をトレンド管理し、異常の徴候を早期に発見する。同時に日常の巡視点検を実施し、計測器では計りにくい振動、音、におい、色などの微妙な違いや、極少量の油漏れや水漏れ（しみだし）などの異常の前兆を早期に発見する。

#### (b) トラブル未然防止

異常の徴候を発見した場合には、データの分析を行うことにより、原因の特定を行う。その際に必要があれば、緊急的に一時停止して、必要な点検・診断を行う。その上で、現状の深刻度合を評価し、対策方針を決定する。

#### (c) 改修、点検手入れ

定期的な検査を実施する前に、定期的な作業内容に加えて、運転時に発見された異常部位の改修なども含めて、停止時に実施すべき作業内容をすべて洗い出し、綿密な作業計画を作成するとともに、必要な部品等があれば事前に手配しておく。

点検実施により発見された異常については、基本的には定期検査中に修理をするが、異常の深刻度合や部品手配上のリードタイムなどを評価し、対策方針（応急措置、恒久措置）を決定する。改修が次回以降の定期検査に持ち越しとなった小規模な異常や応急措置により対応した異常については、懸案事項管理として、異常の進展状況が把握できるように特別な計測器を設置するなどの措置を講じる。

点検の実施内容と測定結果などは、決められたフォーマットにより記録として残し、点検毎のトレンド管理を行うことにより、余寿命診断などに活用する。

### (2) 保守管理

#### (a) 日常保守

発電設備の維持管理で最も重要なのは日常保守をきめ細かく行うことである。以下に示す「ハインリッヒの法則」では、一件の重傷発生の背後には 29 件の軽傷が伴う災害が起こり、300 件ものヒヤリとする事象（災害要因の芽）の存在があると言われている。この法則は、労働災害における経験則であるが、日常保守にも当てはまる。

日常保守の基本は、この多数ある故障の芽を早めに摘み取り、対策を行うことである。故障の芽は色々なところに潜んでおり、日常巡視での異常検知（振動、異音、異臭、油のしみだしなど）、運転状態値の変動、頻発する警報発生など広い範囲に及ぶが、日常の目視点検が主体と

なる。カン・コツ・長年の経験を有する技術であり、経験者と若年層の組合せで現場 OJT の積み重ねで育ていく技術である。

また、日常保守においては、監視計器類のチェックが重要であり、これらの監視計器類が正常に機能していなければ、全く意味がない。このため、監視計器類の指示校正を早急に確に行う必要がある。

#### (b) 定期点検

定期検査は簡易検査と本格検査に大別できるが、いずれも時間（延べ運転時間・起動回数）とプラントの Condition を考慮して最適な時期に計画することである

ガスタービンの高温部品、蒸気タービン主蒸気/再熱蒸気入り口部等、使用材質のクリープ・熱疲労損傷、割れ、亀裂で材質劣化が発生する部位は、パーツ単位の検査が必要である。その他部位は、非常に範囲が広く、個数が多いので、費用と時間から代表部位の検査となる。代表部位検査の優先順位と展開表は運転状態値、熱効率、第一回検査データを参考として作成する。大切なことは未点検部位を残さないことである。

特に定期点検手入れ工事期間の設定については、先行する IPP プラントの実績、現場の安全確保面（上下作業の回避、解放点検手入れ場所、作業環境面）、天井クレーンの稼働率等を配慮した上で、並列分解が可能なものは、作業の効率と工程の短縮化に取り組む。予定工期を短縮した場合のボーナス、報奨金制度をとり入れ、作業員の士気と品質管理の向上を競い合わせることも大切である。

計画停止時には、ユニット停止待ちしていた日常補修の残工事、前回の定期点検手入れ工事で行った暫定補修部位の状態、未補修で推移観察している部位の確認等、停止時間内で目視検査を行い、補修時期を次回・次回回の停止計画に反映することも重要である。

#### (c) 事故補修

緊急事故（運転中・定検中）が発生した場合には、現場調査・状況把握を実施するとともに、今までの運転記録、前回定期検査時の記録等のデータベースを基にして、真の原因把握を行う。また、定期点検を実施中に発見した故障部位については、材料手配が間に合わない場合は、応急措置対策となる。この応急措置では次回の定期点検手入れまでの信頼性が確保できない場合は、次回の計画停止工事を利用して恒久対策を行う。一方、次回定期点検手入れ工事まで応急措置のまま運用する場合は、計画停止時に当該部位を検査し、各種検査データのトレンドがどのように推移しているか、検査を継続していく。

#### (d) 補修計画

消耗品的部品取替、性能劣化部位の取替、ガスタービン高温部品の様にメーカー推奨 EOH (Equivalent operation hour) を目安とした取替等の時期を考慮して、NWPGL は中長期補修計画を策定する。その中には、メンテナンス種別、停止時期、停止日数などを織り込む必要がある。実際の停止時期や停止日数は、需給状況を踏まえて、中央給電所との調整により決定されるが、基本的には、中長期補修計画であらかじめ定めていた時期を厳守することが、設備信頼性維持および効率的な保守管理の面から大切である。中長期補修計画であらかじめ定めていた補修が繰り延べられると、劣化の成長、検査範囲の拡大、補修範囲の拡大、思いもよらない

ダメージが進展した部位が発見され、予備品の追加発注や緊急取替が必要となり、工事期間の長期化と莫大な追加費用の支出となるおそれがある。

(e) 補修予算化

中長期補修計画作成時に、ユニット別に取替パーツ、GT 高温部品で取外し後に補修再使用パーツ、設備更新等定期検査時に計画する工事の費用（設備購入費＋運搬・据付工事費）などを踏まえて、概算工事費を算出する。

しかし、価格変動や工期の長期化などによる作業員確保が不可能となるリスクが常にあるので、当該ユニット定期検査予定の一年前に関係者（発電所当直・補修部門・予算部門・工事実施会社など）間で協議し、詳細な実施計画を策定することが必要である。最後のだめ押し確認打合せは三か月前に行う。この時に、計画時点以降に不具合が発生している部位の点検、検査を追加する。

（ハリプール IPP では、機器メーカーとの間で LTSA、LTPM を契約している。これは、GT 高温部品について、機器メーカーが長期的に予備品、消耗部品を供給する契約であり、長期間の担保にたいして高額金額で契約している。この契約形態下ではガスタービン技術者、補修技能者は育ち難い。）

(3) 運転管理

基準値運転を厳守することは運転管理の基本である。運転状態値が基準値から逸脱する場合には、発電技術グループと補修担当者により原因追究し、改善策を講じる。

(a) 標準プロセス

プロセコンピュータによる自動運転で基準値運転を基本とする。自動運転中は保安装置、保護回路は常に正常な状態に維持する。ユニットトリップは機器の保護をする最後の手段であり、トリップ回路を絶対に外さない。

ユニット出力一定状態で、回路を点検する必要が生じたら、点検する範囲と誰が行うか、万が一にも出力変動があり、他機器へ大きな変動が波及する恐れが発生する時には、誰がハンドトリップを行うか、作業手順書を作成し、役割分担と要員配置を決めて着手する。

(b) 保安装置保護回路の管理

保安装置保護回路は常に試運転完了時のシーケンスを基本とする。（メーカーから提出された承認申請図で発電所側が承認したもの）警報装置が頻発する部位は速やかに点検して異常の原因を追求し、改善策を講じる。ただし、シーケンスの変更、各種警報設定値の変更を行う場合、発電所内の最高技術スタッフで協議し、承認を得た範囲の変更を行う。この場合、シーケンス原図と設定値一覧表を直ちに更新し、運転当直員及び補修部門の担当者に周知することが大切である。

(c) 燃料管理

ガス受入流量計設置時のオリフィス検定（ガス供給側設置）に発電所幹部も立会、データを検証することが重要である。また、流量の経時変化をチェックするインターバルと検定方法を双方で取決めておく

なお、ガス組成は熱効率に影響する主要な要素である。ガス供給元（採掘井戸）の変更等によるガス組成の変化をチェックするため、流量計出口側に Gas chromatography を設け、常にガスの組成のチェックを行う。

(d) 効率管理

プロセスコンピュータから熱効率管理に必要なデータを運転履歴管理用コンピュータに送り、熱効率管理ワークステーションで管理可能なように、必要な LAN を構築する。

熱効率管理ワークステーションでは、ガスタービン単独運転・コンバインドサイクル運転、ヒートバランスチェック等熱効率管理に必要な機能に加えて、日報・月報・四半期報・年報等の書類作成機能も付加する。

(e) 所内で使用する用水、潤滑油などの管理

発電所を安定的に運転していくためには、日常的に多量の水、潤滑油、水素ガス、窒素ガスなどを使用する。年間純水消費量、HRSG 補給水率、HRSG 給水中注入薬品名と量、純水製造装置樹脂交換、HRSG 缶水中注入薬品名と量、補機冷却水量、GT・ST 潤滑油、その他補機潤滑油、消火器内薬剤取替、発電機冷却用水素ガス量/置換用窒素ガス等、通常運転中の消費量、定期点検手入れ時取替量等に基づいて、中長期消費計画を作成する。

なお、純水製造装置用取水源水質によっては、前処理装置と使用薬液が必要となる場合がある。その場合には、前処理装置、純水製造装置から排出される排水管理（強酸・強アルカリ廃液）も必要となってくる。

(4) 計画外停止トラブルにおける原因分析

計画外停止トラブルは、必ず何らかの原因があつて発生する。トラブル発生時以降、同様なトラブルの発生を避けるために、確実に原因分析を行い、真の原因を除去する対策を実施することが重要である。そのために、計画外停止トラブル発生時には、小規模のトラブルといえども、必ずシートを作成し、トラブル情報のデータベースとして蓄積していくことが必要である。

6.2 O&M の実施体制

NWPGCL として、今後発電所の O&M を実施していくにあたり、詳細な技術ノウハウを所有するメーカーとの関係をどのような形態とし、NWPGCL 内部でどのような実施体制にするのが望ましいかを提案する。

(1) コンバインドサイクルのメンテナンス

コンバインドサイクルの場合、高温燃焼ガスで稼動するガスタービンと、HRSG、蒸気タービン・発電機で構成されているが、定期検査インターバルから見るとガスタービンがメインとなり、ガ



スタービン検査時に蒸気タービン・発電機・HRSG の定期検査を組合せて実施することが現実的である。

また、ガスタービンの場合、燃焼器・静翼・動翼・翼輪（シュラウドセグメント）等高温部品の亀裂・腐食・酸化・変形・コーティング剥離が激しい。そのため、蒸気タービンのように延べ運転時間、延べ起動停止回数で経年劣化レベルを推測するのではなく、EOH (Equivalent operation hour) で点検時期を推測している。EOH は一回当りの起動停止時間・負荷遮断回数・トリップ回数等で生ずる歪量、高温クリープ疲れ寿命評価をして、安全性確認をする手法を各 GT メーカーは採用している。

プラント納入メーカーとユーザ間で、LTSA (Long Term Service Agreement) を契約しているのが一般的である。

運転開始後、8,000 時間 (EOH) 毎に Minor inspection を繰返し、25,000 時間で Major inspection を行い、その後も 8,000 時間毎に Minor inspection を繰返し、50,000 時間で Hot gas component の総点検を行うスケジュールがパターン化している。

各 Minor inspection で取外したパーツの補修及び 25,000 時間で Major inspection で取替えた高温部品パーツは修理再生したものは 50,000 時間時の Hot gas component 時に入替再使用するサイクルを考慮して、LTSA 契約期間が 50,000 時間付近（6 年間）に設定されている。

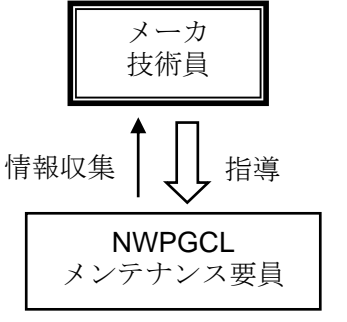
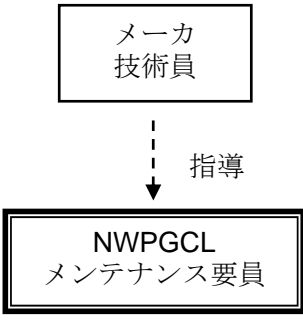

この LTSA 契約期間中は、メーカーは GT 高温部品の供給と現地に於ける分解・組立・試運転の指導員を派遣する。この時の現場作業は、メーカー指導員のもとで、発電所の作業員があたる。

LTSA 契約期間が切れたあとは LTPM (Long Term Parts Management) 契約により、高温部品の単価契約を行うことが一般的である。運転開始後、7 年目以降の GT 補修は、発電所作業員が運転開始から 50,000 時間までの分解・組立・試運転を経験し、NWPGL 内に GT 保全技量が定着していれば、以後は LTPM で予備品を購入ストックすることで GT 保全と品質は確保される。以後もメーカー指導員の派遣要請が必要であれば、LTSA 契約期間に派遣された指導員数を見直し、必要な工程で、必要な職種の指導員を呼ぶ選択要素も残されている。

## (2) NWPGL におけるメンテナンス実施体制の方向性

NWPGL では、経営ビジョンとして「継続的な発展」を掲げ、長期的な視点で人材を育成することとしている。

以下に、NWPGL におけるメンテナンス実施体制の方向性を示す。

初期（運転開始後 6 年間）	中期（7 年目～12 年目）	長期（13 年目以降）
		
<p>6 年間の LTSA 契約を締結し、その間の定期検査はメーカーの技術員が中心となって実施する。その際に NWP GCL のメンテナンス要員は情報収集を図ることにより、技術力の向上を図る。</p>	<p>NWP GCL のメンテナンス要員が主体的に定期検査を実施する。その際に必要があれば、メーカー技術員の派遣を依頼し、指導を仰ぐ。</p>	<p>NWP GCL のメンテナンス要員が、完全に独力で定期検査を実施する。 NWP GCL のメンテナンス部門を SBU 化し、独自に身につけた技術力を活用して、可能であれば、他社の定期検査も受託して実施する。</p>

初期（初回及び 2 回目）の定期点検時には原メーカーに指導員、検査員を要請して実施することはやむを得ないとしても、その時に NWP GCL の補修員も同時に検査等に立ち会い、技術を習得するように努める。そして、なるべく早い段階で、NWP GCL 単独で定期点検が実施できるような体制を目指す。さらに、定期点検の実施経験を積み重ねて、いずれは他の発電所の定期点検までも請け負えるレベルまで技術力を高め、バ国内の他社発電所からの受注を目指す方向を提案する。その一つの策として、NWP GCL のメンテナンス部門を SBU 化し、専門技術・技能集団による保全工事を施工管理することにより、設備品質の維持向上と人身安全の災害ゼロを目指す。

### (3) 将来メンテナンス部門に要求される技術レベルと技術の習得方法

自社単独で定期点検を実施するためには、プラントメーカーに依存していた技術指導員・特殊検査員（非破壊検査・余寿命診断等）及び特殊作業員（特殊加工溶接、低合金鋼—SUS 鋼異材継ぎ手溶接、大口径管溶接及び溶接部位の焼鈍作業等）と同等の技術レベルを持った技能者を NWP GCL 内に育成することが要求される。

これらの技術の習得方法は以下のとおりである。

#### (a) 一般的事項

メンテナンス部門の要員は、建設工事中に組立試運転で研修した者、LTSA 期間中にメーカー指導員に付き、分解・組立・調整の技術を習得した者が核となり、基礎技術力の定着を図っていく。

具体的な方法としては、習得した技術のポイントをメーカーインストラクションブックに付記し、必要な事項は写真等をはり、作業方法が見えるようにする。同時に、現場で体験した技術情報をメモとして残し、必要に応じてマニュアルに追記しマニュアルを補完する。定期点検手入れ工事終了時には工事報告書に点検設備、点検内容、使用した工具類、点検結果のデータ、データから見た良否判断、計画工数と実工数の差等を漏れなく網羅する。また、次回定期点検手入れに反映すべき事項（工程日数、使用工具、使用計測器、導入した非破壊検査の成果）、本定期点検範囲の部位で、早い機会に再点検を必要とする部位をまとめた報告書を作成する。なお、この報告書は電子化して、必要な人が何時でも検索できるシステムを構築する。

#### (b) GT 及び ST 分解・組立

メーカー技術者が実施する初期の定期点検時において、分解・組立の様子をビデオやカメラで撮影するとともに、メーカーの技術者から情報を収集し、分解・組立のマニュアルを作成する。また、メーカートレーニングセンターで GT 及び ST 分解・組立を研修することも一つの方法である。

#### (c) 非破壊検査

非破壊検査については、検査機器を購入し、短期間外国の専門家を Bangladesh に招請して研修すれば、短期間で技術者育成が可能である。なお、建設工事中、現地溶接個所で必ず、この様な検査機器類を使用してチェックをするので、技術を習得する場面がたくさんある。将来検査部門を担当する社員を建設中の段階で指名し、非破壊検査を実施する際に積極的に参加させるなどして、育成を計画的に進めることも効果ある技術取得手段と言える。

UT 検査もボイラチューブ肉厚測定器のように測定結果がデジタル表示される簡易計測器もあるが、材料の内在欠陥を判定する TFD 法（斜角法、多検出端子利用法）、放射線透過試験法等もある。現在、これらの技術はバ国内には無く、全て海外に依存している。設備寿命を判断する一つとして、金属組織の顕微鏡写真撮影も必要な技術である。将来の Bangladesh 国内発電設備の診断技術を何処まで育成していくのか、長期的なビジョンが必要である。

#### (d) 特殊作業員

社内に、特殊溶接員などの特殊技術員を養成することは容易ではない。当面の間は、特殊作業員（特殊加工溶接、低合金鋼—SUS 鋼異材継ぎ手溶接、大口徑管溶接及び溶接部位の焼鈍作業等）の技術技能を持っている要員を点検の都度契約して確保する体制とする。将来、メンテナンス部門を SBU 化して、他社の定期点検も実施するような場合には、NWPGL 内の技術者を育成する必要がある。

#### (4) 中期以降のメンテナンス方法

効率的な保守運営を目指して、日常補修（運転中に行える小補修、例えば、弁グランドリーク増し締め、フランジリーク増し締め、潤滑油補給、計器の校正、自動制御カードの取替え等）は発電設備の信頼性確保のため、緊急対応が必要であり、小回りの利く発電所日常補修部門が担務する。

定期点検手入れ 3 ヶ月前に、メンテナンス部門は運転部門、日常補修部門と合同会議を行う。メンテナンス部門は次回定期点検手入れ工事内容を説明し、運転部門、日常補修部門の合意を受け

る。この合意事項を定期点検手入れ工事計画書に総て反映する。その際、工事内容の見落としを排除するために、運転状態値で計画値からずれている部位、頻繁に発生する警報等、それぞれの担当分野の現状報告を行う。特に、発電所運転部門から発行されている日常補修伝票の未処理分、運転状態値からみて制限値に近いもの、例えば、回転機器の振動値、高温部位の金属温度が警報値に接近しているポイント、ストレナー部で前後圧力計の差圧が大きい系統等を三者で現状確認をする。

定期点検手入れ 1 ヶ月前に再度三者会議を行い、追加点検手入れ事項が無いか最終確認を行う。メンテナンス部門は既発注済みの予備品、新たに発注が必要な部品、消耗品（ガスケットパッキング・シートパッキング・各種弁類グランドパッキング、ポンプ軸封部パッキン等の汎用品、特殊部品）を再チェックして漏れが無いことを確認する。

さらに、GT、ST、HRSG、発電機、I&C パート別の工事工程表と作業員配置計画表、外部に発注する職種別作業員数、工事用資機材、非破壊検査、特殊溶接資機材等の作成と手続き状況の確認を行う。

### 6.3 長期的視点での人材育成

#### 6.3.1 建設期間における人員の育成

建設工事開始前に O&M の幹部要員を選定し、工事を通して現場・現物で育成する。建設工事实施中には、運転中には確認できない発電設備の構造を詳しく知ることができる上、機器の据付時の要領なども確認することが可能である。幹部要員は自分の担当範囲について、機器組立・組立時の間隙部寸法計測法と許容値、組立後の単独試験前のシーケンスチェック、総合保安テスト、負荷試験等、要所要所でデータをとるとともに、デジタルカメラで撮影する。これらをメーカー提出のインストラクションブックに貼り付け Visual 化を図り、発電所 O&M 担当要員の教育と、若手要員の OJT 資料に活かす。建設期間中作成又は受領した文書・データ類はすべて OA サーバに保管する。（データ・文書類は電子ファイルでも授受する。）

メーカーとの契約体系は未定であるが、フルターンキー方式であっても受電以降は、発電所は発電準備班を編成し、メーカースタートアップの指揮下に入り、操作実務の OJT を受ける。

特にシーケンス試験は回路と機能確認ができる機会であり、発電準備班だけでなく、補修部の電気グループや I&C グループも参加する。

補機単体試験では、カップリングを切り離れた状態の寸動試験後、カップリング直結後の単独試験に入るが、カップリング時のセンターリング記録は以後のメンテナンスのペースとなるため記録は OA サーバに保管する。

自動化を取り入れるために、電動弁を採用する系統が多くなるが、電動弁のトルクスイッチ・リミットスイッチ設定位置の記録を保管する。全閉位置はコールド時とウォーム時で異なるのでメーカーノウハウを的確に受継ぐことも必要である。

なお、補機単体試験後の HRSG 水圧試験、負荷試験の段階で行われる「燃焼調整」「起動停止試験」「ランバック試験」「負荷制御試験」「負荷遮断試験」「系列総合試験」「AC, DC 電源遮断試験」等については、発電所要員は全てに参加する。試験方案、試験準備対策、試験の指揮命令系統、試験中断判断と燃料遮断弁スイッチ作動の責任者等について、すべてのデータおよび図面類を残し、以後、MOH 後の保安試験の参考とする。

## 6.4 環境管理計画およびモニタリングに係る実施への支援策

### 6.4.1 コーポレートレベル

#### (1) 組織体制

JICA 経営チームは、第 3 章コーポレートガバナンスで述べたとおり、取締役の職務執行を監督する機関として、監査委員会、ガバナンス・環境委員会、選任・報酬委員会の設置を提言している。このうち、社外の有識者・専門家を委員とするガバナンス・環境委員会を設置することにより、NWPGL に対する環境への取り組みに対する指導・助言を得て、環境管理の充実に役立てることが可能となる。

#### (2) 管理体制

Bangladesh 国におけるコーポレートガバナンスに係る関係法令, corporate governance code2004 によると、設置する委員会の構成メンバーは 1/3 以上を社外から選任することが規定されているため、NWPGL においても同法令を遵守することで、社外有識者・専門家による指導・助言を環境管理に活用していくことが強く求められる。

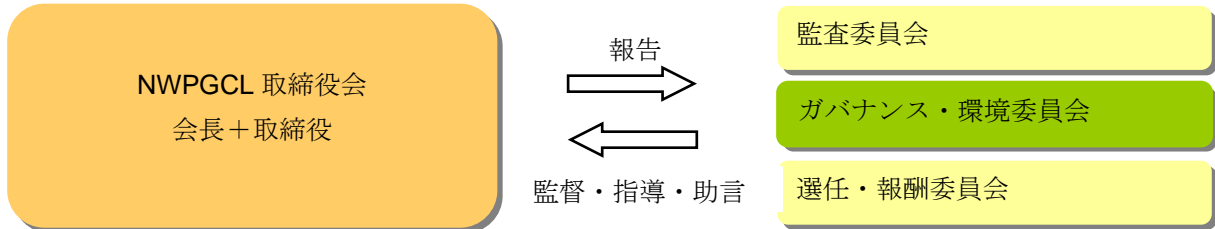


Figure II-6-3 環境マネジメントシステム (コーポレートレベル)

#### (3) 支援策

具体的な環境保全対策としては、大気保全対策—窒素酸化物対策・水質保全対策—排水、漏油対策、騒音振動防止対策—機器の適正配置、周辺環境との調和対策—景観・緑化について社外有識者・専門家による助言、積極的な技術指導を受け、関連する Bangladesh 国内法令を総てクリアできる施設を建設・運営する必要がある。

また、用地買収等で既地元同意事項について、発電所運転開始後に出てくる異議申し立て事項の対応等も必要となる場合があり、こうした場合においてはコーポレートレベルと住民との対話が不可欠となる。

### 6.4.2 マネージメントレベル

#### (1) 組織体制

マネージメントレベルでの組織体制は、第4章で述べたとおり、財務、運営保守、計画開発、人事の業務を司る縦断的組織と、それらの情報を横串的に取り纏める横断的組織から構成される。最高経営責任者の補佐的役割を担うポストとして、経営戦略・情報管理担当と環境・安全・品質管理担当の設置を提案している。

#### (2) 管理体制

最高担当責任者は、環境マネジメントに関わる総責任者として位置付けられ、各発電所での環境施策の推進、目標の設定、実績のチェックとレビューなど、環境情報の入手・分析から取締役会(社外有識者・専門家)、経営層に対する情報発信の全責務を負う極めて重要なポストである。

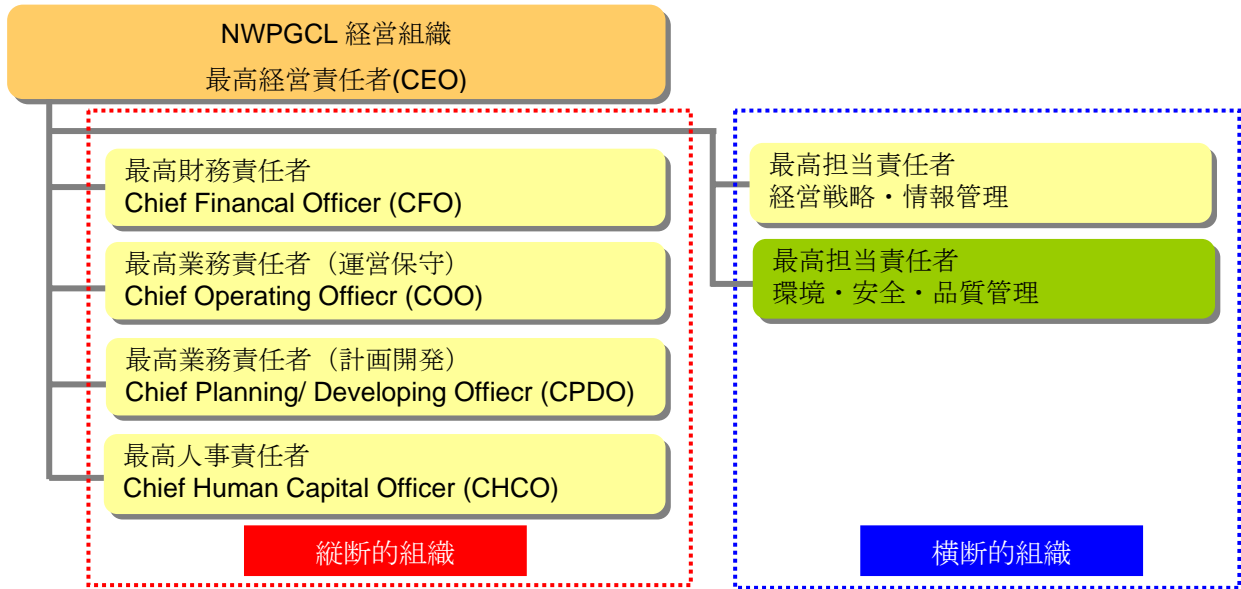


Figure II-6-4 環境マネジメントシステム (マネージメントレベル)

#### (3) 支援策

継続的な環境マネジメントが実施されるためには、環境管理の達成が経営目標の達成となるよう環境指標を経営目標に掲げることも重要である。

### 6.4.3 プラントレベル

#### (1) 組織体制

プラントレベルでの組織体制もマネージメントレベルと同様、発電所内部の横断的情報を取り纏める副所長クラス的环境・安全・品質管理担当の設置を提案している。

(2) 管理体制

当該ポストは、発電所における目標の設定、実績のチェックとレビューなど、日常業務を通じた環境情報の入手・分析、そして発電所所長を始めとする発電所幹部や本社最高担当責任者（環境担当）への迅速な情報提供に係る全責務を負う極めて重要なポストである。

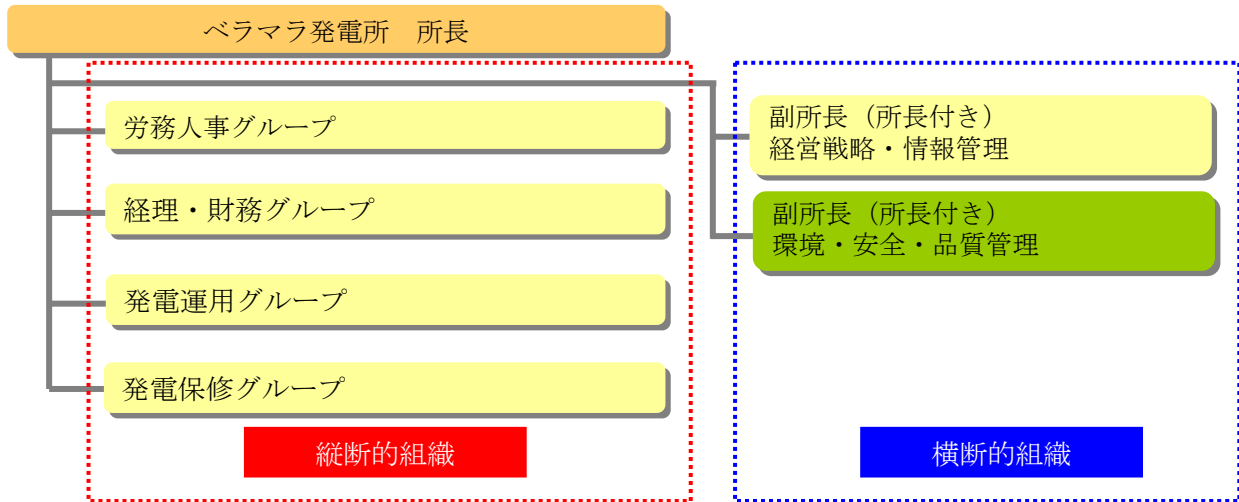


Figure II-6-5 環境マネジメントシステム (プラントレベル)

6.4.4 パブリックレベル

(1) 積極的な情報開示の実践

発電事業は、電力設備を地域に形成し電気を供給するという事業特性から、事業に関わるステークホルダー（株主、取引先、地域社会等）との信頼関係を構築することが極めて重要となる。監督官庁への適正な報告義務を履行するとともに、一般社会を含めたステークホルダーへは、アニュアルレポートやインターネットを通じた日常運営・環境情報の開示や事故時の迅速な情報公開など、積極的な情報開示活動を行うことにより、地域社会との信頼関係を構築していくことが重要である。

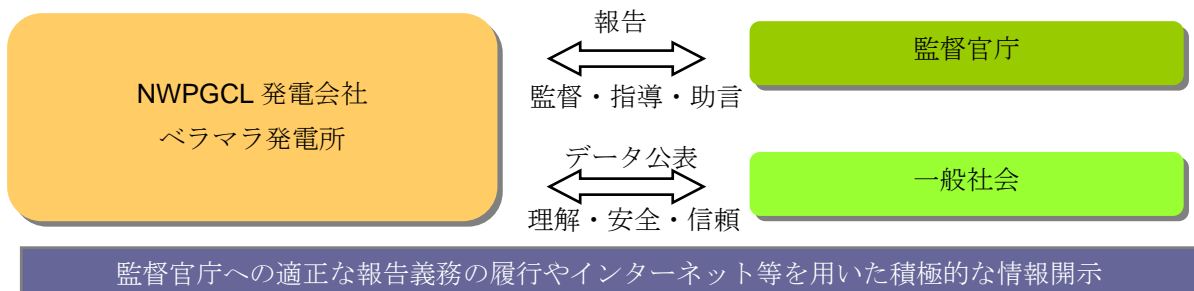


Figure II-6-6 環境マネジメントシステム (パブリックレベル)

## (2) 地域社会との共生

ベラマラ発電所の立地にあたっては、地域づくりへの参画「親しまれる発電所を造る」、開かれた発電所「活用される発電所を造る」、地域社会との調和「開放的な発電所を造る」等を環境保全の基本方針として建設・運用することを提案する。

電力設備の建設にあたっては、現状の緑地を出来る限り保全するとともに、敷地内での新たな緑化を行うなど、自然環境の保全、創出に努め、地域社会と共生することが肝要となる。具体的な方策としては、

- 親しまれる発電所を造る：敷地内を積極的に緑化し、緑の多い電力設備づくりを目指すことで、地元と共に豊かな環境作りを地域全体に広げていくことに貢献する。
- 活用される発電所を造る：緑地や水辺を整備し、発電所の一部を公園として一般市民にも開放することで、地域社会に活用される発電所づくりを目指す。
- 開放的な発電所を造る：一般市民に対して、定期的に発電所内部を公開し、開かれた発電所づくりを行う。
- 地域社会との共存を図る観点から、ロジスティック部門（ドライバー、清掃、賄い業務をなど）への地域社会からの積極的な雇用促進を推奨する。



## 第7章 安全管理

### 7.1 提言

#### 7.1.1 リスク低減へのアプローチ

##### (1) 災害発生メカニズム

災害は、不安全状態や不安全行動によって引き起こされる。発電所は、機械だけで構成されているわけではなく、必ず人間と機械で構成されており、さらに人と機械を結びつける要素として、作業方法や環境といった媒体やマニュアル、管理組織といった管理が介在する。こうした基本要素を発電所のヒューマンマシンシステム(HMS)と捉えた場合、そこに介在する災害発生メカニズムは、これら Man(人)、Machine (機械)、Media (媒体)、Managemnet (管理) の4Mの側面からアプローチすることが必要である。

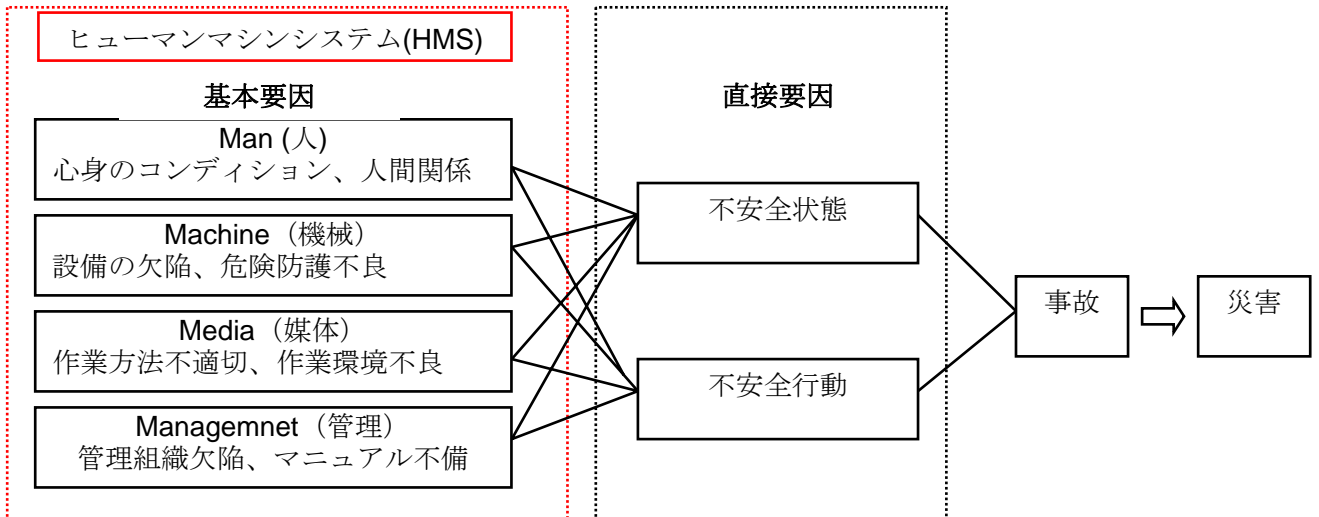


Figure II-7-1 ヒューマンマシンシステム(HMS)と災害発生のメカニズム

##### (2) 災害発生リスク低減の考え方

災害発生回数を減らすためには、極めてシンプルであるが、以下の考え方を基本とする。

$$\boxed{\text{災害発生回数}} = \boxed{\text{発生する可能性のある作業を行う回数}} \times \boxed{\text{その作業1回あたりエラーが発生する確率}}$$

Figure II-7-2 災害発生回数の考え方

従って、作業回数を減らすか、もしくは、確率を減らすのどちらかの対策が必要である。しかしながら、確率をゼロにするのは難しく、エラーは必ずいつかは発生すると考え、たとえ発生したとしても、事故や災害に結びつかないようにしておくことも重要である。

## 7.1.2 組織制度面

### (1) 安全管理の組織体制の構築、責任の明確化

ベラマラ発電所内に所長を委員長とする安全委員会を設け、安全管理強化に努めるとともに、安全管理に対する責任体制を明確化する。委員会は組合代表、管理職で構成する。所内の安全対策向上のため、年間の活動計画、例えば、安全集会計画、ヒヤリハット体験のレポート募集、安全活動を向上させるポスターの募集(優秀作に対しては褒賞をだす)、定期的なパトロールと 5S 啓蒙活動を継続する。

また、発電所内で経験のない作業工法の採用、爆発・火災の危険性のある作業、大型重機を使用して大型機器の吊上げ移動を行うとき、運転中に保護回路を停止して回路点検、リレー等の取替作業を行うときは「安全事前評価委員会」を開催し、安全性の評価を受ける。

メンバーは其の都度、安全委員会の委員長が選定する。必要に応じて工事会社経験者、外部有識者の参加を求める。

安全委員会は副所長職の安全担当が全ての委員会、所内行事を総括する。

事務局は労務担当部門の副長職、メンバーは各部門のマネジャー級で組織する。定期点検等で発電所内に多くの作業員が入構するときは、工事会社、メーカーを含めた全員参加の安全大会を開催する。また、定期点検中は工事現場を定期的にパトロール 1 回/週を行い、不安全行為、作業現場環境不良に対して改善指導する。不安全行為一回目、二回目は注意、三回続けた場合は解雇と厳しい規律を採用しないと安全は定着しない。また、発電所長以下、幹部は常に対比されるので、自らの姿勢を正すことが大切である。

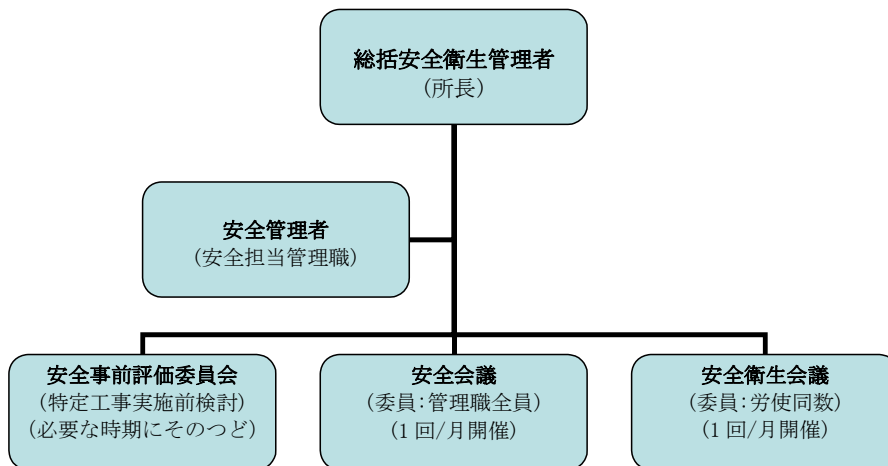


Figure II-7-3 安全衛生管理体制

### (2) 賞罰制度の導入

構内安全遵守事項研修会受講終了者にはワッペンを交付し、ヘルメットに貼り付ける。(溶接作業従事者も安全講習を行う、受講完了者にワッペンを交付させる。日本の労働基準局が受講管理

者に免許を与えている職種、足場組立、ワイヤー玉がけ、ガス溶接、酸欠防止、特定化学取扱い等技能有識者が教育していく仕組みが必要一国の仕事であるが、当面は自分たちで安全確保を図る必要がある。

(a) 安全表彰例:

誤操作防止の標識設置、バルブステーション弁タグプレート取付、パトロール通路の改善等人身安全面が明らかに確保される改善提案に対する表彰(改善提案はいつでも、だれでも出せる雰囲気を作り、採用されたものは内容により金額に差をつける)

(b) 罰則、再教育・退職勧告

決められた安全保護具を着用しない、安全作業指示書を見ない、不安全行為を続ける(安全委員会パトロールで改善指導を受けている) 構内安全遵守事項を見ない安全遵守受講者が不安全行為を行った場合は翌日から出勤停止とする。

(3) 安全指導・教育

建設工事中の作業員が着用している作業服、安全靴、安全ヘルメットの正しい着用、高所作業(墜落防止対策)、火気使用作業(火災・爆発・火花飛散)、重量物吊り上げ作業(重量物の落下、吊り上げ中の荷物の触れ)、閉所作業内の換気対策(酸欠、硫化水素) 感電防止対策(保護具の着用、検電)、作業エリア内立ち入り禁止区画と表示等生きた教材をビデオ撮影し、発電所の職員の生きた研修教材として活用する。

日常勤務帯の自衛消防隊、休祭日夜間帯の当直員による自衛消防隊を編成し、放水訓練、消火器による訓練、夜間休祭日の非常呼び出し等、反復訓練をする。

特に、消火放水訓練は電動ポンプ使用のケース、エンジン駆動ポンプ使用のケースを交互に訓練する。

(4) 安全マニュアル

すべての事業所においてマニュアルは存在している。しかしながら、BPDB 発電所では全く活用されていない。誰もが容易に理解でき、常時携帯できるよう、現地語版ポケットマニュアルを作成し、全職員に配布する必要がある。

さらに、既存マニュアルの体系を下図のように見直し、全体のマニュアルから、各部門ごとのルール、施策の展開を行い、より現場に即した具体的なルール作りを行う必要がある。

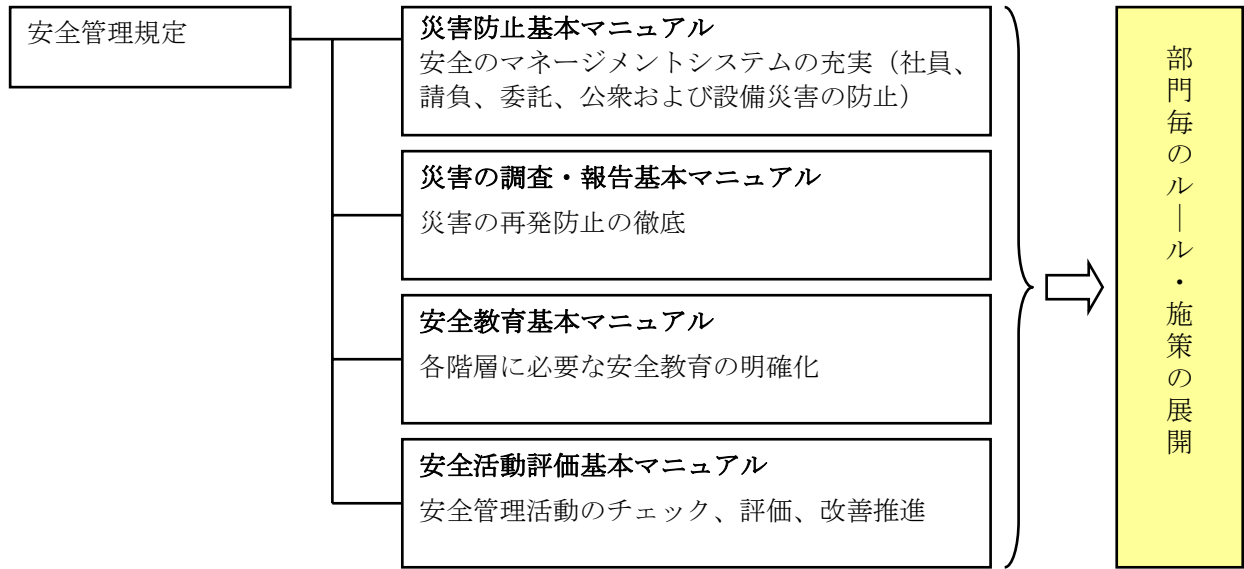


Figure II-7-4 安全管理マニュアル体系

### 7.1.3 事前安全活動（予防保全活動）

#### (1) 危険エリアの明確化

発電所構内には、火災爆発を誘発する危険物貯蔵エリアがあり、このエリア内への立入規制、エリア内施設の補修作業は事前許可申請を行い、許可を受けた条件で作業を行うことができる。特にガス受入設備内のパトロール員はガス検知器を携帯し、フランジ継ぎ手部、検出計器継ぎ手部、弁類グランド部のガスリークチェックを行う。発電所入門ゲートに全体構内配置図を設置し、危険エリアの明示、消火栓位置、消火器位置(車付き大型、小型、消火対象種別)を識別記入する。初めて作業で入る作業員に立入禁止規制と緊急時電話番号(中央操作室当直長席)を確認させる。なお、火災警報器、煙感知器、漏えいガス検知器が作動した場合は、警備本部及び中央操作室に警報発生を検知できる監視盤を設ける。構内は全区域を喫煙禁止として、その標示を各所に掲示する。発電所社員は現場に出るときは、タバコ・ライターを自席に保管する。作業員についても同様のルールを厳守させる。

立入禁止危険エリア：

- ガス受入計量設備及び配管
- 非常用ディーゼル燃料タンク及び配管
- 所内ボイラ燃料タンク及び配管

#### (2) 保安防災

- 構内入所手続きを行う守衛所横に構内配置図を掲示する
- 同図には危険エリア、消火設備、消火栓、緊急時の連絡先を掲示する
- 構内に乗用車、トラックで乗入れる初めての人に対しては、危険エリアには立ち入り、近接しないよう注意喚起する
- 発電機冷却用水素集合装置

### (3) 構内の防消火設備

- 発電所構内の全周にループ化した消火配管を敷設する。取水消火栓スタンド(消火ホース収納)を要所設ける。  
消火ポンプは電動駆動ポンプとエンジン駆動ポンプを設ける
- 燃料ガス・オイル火災、電気設備火災に備えて粉末消火器、泡消火器を要所に配置し、初期消火に対応させる。機能別の代表的な消火器を下記に示す。構内に常備する消火器は通し番号を記入し、移動・紛失を防止し、年に二回、定位置保管のチェックを行う
- 消火器種別  
油：ガス火災 粉末(ABC)消火器 8L型 大型 100L/200L  
普通火災：泡消火器 6L型 20L型  
電気火災：二酸化炭素消火器 6L型
- ・日本では消火対象設備により、消防法で固定式又は移動式か、放射時間、薬剤保有量等が決められている(行政指導あり)  
また、消火器は機能維持から 6ヶ月に一回以上、設置状況・概観・機能のチェックを行い、耐用年数は 8年間。

### (4) ヒヤリハット体験談の募集と小冊子化

たとえ災害に至らない「ヒヤリハット」であっても。一つ間違えば重篤災害に結びつくケースも少なくないため、どのような軽微な災害であっても、職場の危険要因として現場で危険の芽を洗い出し、それをリスクとして評価し、ルール、施策として展開することで、再発防止のみならず、未然防止への職場風土の構築に努める必要がある。

### (5) TBM-KY 活動、作業指示の明確化

作業着手前には、作業員全員で当日行う作業に伴うリスクの洗い出しを行い、事故未然防止を図ることが重要である。これを TBM-KY 活動と呼ぶ。また、全ての作業指示は、口頭で行わず、紙ベースで行うものとし、着実に意思伝達を行うことを相互に確認する必要がある。

## 7.1.4 事後活動

### (1) 事故報告制度

災害発生時の対応責任者は安全担当、補佐は所長付け(事務系)と事務部門労務担当が担務する。(日常補修作業、工事会社作業員の被災に対応する。)

事故が発生した場合は、まず人命救助を第一に行動する。死亡災害の場合は現場保存のため立入禁止の区画を行う。重軽傷災害の場合、被災者を搬出後、現場保存のため立入禁止の区画を行う。また、外部関係機関(警察・労働基準監督署?・病院)と発電会社・BPDB 関係部門に連絡する。

### (2) 緊急時対応

複数以上の被災者発生、運転中プラントの爆発・火災の波及を受けた被災、足場崩壊の波及を受けた災害等、大規模災害時には発電所長を対策委員長とした事故対策本部を設置する。メンバー

は安全担当、所長付き、事務・発電・補修部関係者及び工事会社責任者で構成した対策委員会が中心となり対応する。

発電プラント運転中の被災事故に関しては、原因追求のためにメーカー設計担当、外部学識経験者を入れて原因追求と再発防止策を確立する。

なお、災害発生時の連絡体制表は、発見者はまず中央操作室へ、報告を受けた中央操作室は直ちに、災害発生時の連絡体制表により、緊急連絡を行う。

#### 7.1.5 安全装備品

発電所が所有する安全装備品は定例的に機能確認を行う

工事会社が構内に持込む安全装備品は、双方立ち会いのもとに、作動不良・破損・機能阻害の恐れがないかチェックを行い、使用許可を与えるものには識別できるワッペンを付ける。(持込不許可になったものは、直ちに発電所外へ持ち出させる。)

#### 7.1.6 建設期間中における安全管理体制の強化

日常補修部門、工事会社は翌日の作業予定表を作り、設備主管課、工事管理部門と事前打ち合わせを行い。総ての人が工事情報を受ける。

作業当日、着手前に中央操作室及び作業担当補修部門に着手連絡する。

作業グループ単位で、現場で当日の作業指示書を全員で確認し、TBM-KY を行い、作業に着手する。思い付き作業・予定外作業は絶対に行わない。また、作業終了時には現場の整理整頓清掃を全員で行い、中央操作室、補修部門に終了連絡をして、当日の作業は終了する。特に火気使用作業では、作業現場内に散水し、残り火による火災防止を図る。

また、発電所内で初めて作業を行う作業員に対して、構内遵守マニュアルにより入所時教育を行う。また、火力発電所で繰返し行われる「火気使用作業マニュアル」「閉所内作業の酸欠予防作業」「特定化学物資取扱い作業」「溶接作業時の安全対策」等個別マニュアル準じ作成していく必要がある。

## 第8章 情報管理戦略

### 8.1 具体的方策

#### 8.1.1 外部への情報発信

##### (1) Web サイトの開設

積極的な情報発信により、社外とのコミュニケーションを確保することや、経営を「見える化」し、より社外から関心を持ってもらえるよう、Web サイトの開設を早期に行うことを提案する。

##### (2) 各種情報の発信

新聞、TV、ラジオなどのマスコミを活用して、積極的に情報を発信する。特に、良い情報だけでなく、悪い情報についても、隠さずに情報開示することが重要である。環境排出量などは、関係官庁や地元自治体に対して、決められたルールに基づいてきちんと報告することが必要である。発電所は、立地点の周辺住民にとっては、基本的には嫌悪施設である。この点を考慮し、積極的に発電所を解放し、一般市民が希望すれば、内部を見学できるシステムを構築する必要がある。

#### 8.1.2 内部への情報発信

##### (1) 管理会計が対象とする情報

##### (2) 日々の運転状況に関する情報

#### 8.1.3 O&M への活用

##### (1) トレンド管理

以下に、運転情報管理の内、運転データ処理計算機（管理用計算機）機能の概要を示す。これらの情報を基に、トレンド管理により、日々の状況の推移をモニタリングし、事故等による停止を未然に防止する。

##### (2) 点検計画策定、管理システム

汎用ソフトを用いて次のような Maintenance planning & Management system を導入することにより、機能化、省力化を図り設備信頼性を向上させる。

## 第9章 リスク管理

この章では、今後 NWPGL が直面すると想定されるリスクを抽出する。その上で、それらのリスクについて、発生頻度と発生時の影響度合いを評価し、必要なリスク軽減策を提案する。

なお、リスクは、その発生する時期を考慮して、Preparation/ during construction stage (Phase 1), Immediate operation stage (Phase 2: Up to 3 years from commissioning), Stable operation stage (Phase 3 : 3-10 years form commissioning)の3つのPhaseに分けて抽出する。

### 9.1 関連契約

関連契約の内容によって、リスクのレベルは大きく変化する。リスク軽減策として、NWPGLとして有利な契約をすることが望まれる。

#### 9.1.1 売電契約 Power Purchase Agreement (PPA)

NWPGL が発電した電力は、すべて BPDB が引き取ることになる。売電による売り上げは、BPDB と NWPGL の間で PPA を締結し、その契約に基づいて、BPDB が NWPGL に料金を支払うことになる。このように、NWPGL の経営においては PPA が非常に重要である。

以下に、BPDB と Ashuganj Power Station Company Ltd. (APSCL)間で締結している PPA の契約内容の一部を示す。

#### (1) 料金の支払い

- ◆ Capacity payment と Energy payment の2つの部分に分かれている。
- ◆ APSCL は毎月7日までに前月分の請求書を BPDB に送付し、BPDB は請求書受領後45日以内に料金を支払う。

#### (2) Capacity payment

- ◆ Capacity payment は、Dependable capacity により決定する。
- ◆ Dependable capacity は毎年1回、定期検査終了後1ヶ月以内に Dependable Capacity Test を実施して決定する。ただし、BPDB は Dependable capacity が実力と異なる場合には、再検査を要求することができる。
- ◆ Dependable Capacity Test は、送電端 (Delivery point) において、Net Energy Output を30分毎に連続して12点測定し、Dependable capacity は、その平均値とする。
- ◆ Capacity payment の内訳は、Depreciation, cost of capital, return on equity, Operation & Maintenance, Administrative expenses が含まれており、そのうち O&M, Administrative expenses については、所定のエスカレーション率 (消費者物価指数) を考慮することになっている。



### (3) Energy payment

- ◆ Energy payment は、発生した電力量（Net Energy Output）に比例する。
- ◆ 燃料であるガス価格が変化した場合には、その変化量に応じて Energy payment の単価も変化する。
- ◆ ユニット毎の Energy payment の単価は、各ユニットの効率を考慮して決められているため、異なる単価となっている。（効率が悪いユニットの単価は高くなっている。）

### (4) 運転不能時のペナルティ

- ◆ 停止として、事故停止（Forced outages）、点検停止（Maintenance outages）、計画停止（Scheduled outages）が規定されている。
- ◆ 上記に規定する 3 つの停止の合計で、毎年、年間 876 時間（36.5 日相当）までは認められている。なお、3 年おきに、年間 1440 時間（60 日に相当）までの停止が認められている。
- ◆ 運転不能時間が、上記の時間数を上回った場合には、APSCCL は BPDB に対して、上回った時間数に応じてペナルティを支払う必要がある。ペナルティの単価は Capacity payment の単価と同額である。

#### 9.1.2 燃料供給契約 Gas Sales Agreement (GSA)

NWPGCL の支出の中で最も大きい部分を占めるのが、燃料費である。燃料となるガスの供給に関しては、Gas Transmission Company Limited (GTCL)社と NWPGCL との間で GSA を締結し、その契約に基づいて、NWPGCL が GTCL 社にガス料金を支払うことになる。このように、NWPGCL の経営においては GSA も非常に重要な要因となる。

以下に、Titas Gas Transmission and Distribution Company Ltd. (TGTDCCL)と Ashuganj Power Station Company Ltd. (APSCCL)間で締結している GSA の契約内容の一部を示す。

#### (1) ガス料金

- ◆ 料金はガス使用量に比例する料金とガスステーション（RMS: Regulating and Metering Station）の賃借料金の 2 つの部分に分かれている。
- ◆ ガスの単価は、政府または関係機関が決定する価格に従う。
- ◆ RMS の賃借料金は毎月一定額（20 年間で回収）である。

#### (2) ガスの供給量

- ◆ ガス供給量は上限値が決められている。（1 時間値、1 日値、年間値）
- ◆ ガスの年間供給量は最低値（年間上限値の半分）が決められている。

#### (3) 料金の支払い

- ◆ ガスの年間使用量が、最低値を下回った場合でも、最低値に相当するガス料金までは支払う必要がある。（Take or Pay 条項）

- ◆ TGTDCCL は毎月 10 日までに前月分の請求書を APSCL に送付し、APSCL は請求書受領後 27 日以内に料金を支払う。APSCL が請求書受領後 90 日以内に料金を支払わない場合には、TGTDCCL は事前通告なしにガス供給を止めることができる。

### 9.1.3 運用保守管理契約

LTSA の最も大きな特徴は、以下の 2 点である。

- 包括価格で毎月一定額払いであるため、費用負担の平準化が図れる。
- 想定外の修理・交換が必要になった場合の費用は、提供者負担となる。

## 9.2 準備/建設工事中段階 (Phase 1) のリスク

### 9.2.1 建設工事が計画通り進捗しないリスク

#### (1) 建設工事費の増加リスク

現在、ガスタービンの市場は世界各国で需要があり、非常に活況で生産が追いつかないような売り手市場である。また、レアメタルを中心とする金属などの材料費が高騰しており、日々コストが上昇している傾向にある。このような状況を考慮すると、借款契約締結後に工事費が上昇し、テNDER が不成立となるリスクがある。

このリスクを回避するためには、借款契約締結後速やかに入札を開始することが重要である。この点を踏まえ、NWP GCL は、借款契約締結以前からテNDER ドキュメントの作成を開始し、借款契約締結後速やかに入札を開始できるように、準備しておく必要がある。

#### (2) 建設工事の遅延リスク

入札手続きに時間がかかる、物品の調達に時間がかかるなどのリスクにより、工期が遅延する可能性がある。工期が長期化すると、収入なしの状況が継続することに加えて、工事費が増加するため、収支面で悪影響が出る。この原因としては、建設時のプロジェクトマネジメントにおける総合調整能力の不足によるところが大きい。

この対策としては、この種の建設プロジェクトにおいて、経験が豊富なエンジニアリングサービス会社を雇用し、しっかりとしたプロジェクトマネジメントを行わせるようにすべきである。

#### (3) 資金調達面のリスク

建設期間中は、全く収入のない状況が継続する。(既設火力を譲受した場合はその分の収入はある。) この間の費用の支払いは、すべて借金に頼らざるを得ない。この資金はすべてバ国または BPDB からの借金となるが、建設に関する資金の大部分 (80%程度) は、日本国とバ国間の借款が充当されるため、必要な資金が調達できないリスクは少ないものと考えられる。

#### (4) 送電線建設が間に合わないリスク

新規に送電線を敷設する距離は 1km 程度と短く、鉄塔用地の取得も容易と考えられるため、送電線建設が間に合わないリスクは非常に低いと考えられる。ただし、既設送電線との接続に際し

ては、既設送電線の停止が必要であり、停止時期の調整が必要になる。このため、十分な工期の余裕を確保しておく必要がある。

#### (5) ガス供給が間に合わないリスク

Khulna Peaking 発電所は、2011 年の運転開始予定であるが、その段階ではガスパイプラインの建設が間に合わず、運転開始当初は Diesel Oil を使用して運転する予定である。Bheramara 発電所はガスパイプライン建設上、Khulna 地区より 100km 程度上流に位置しているため、ガスパイプラインの建設が間に合わないリスクは低い。

### 9.2.2 既設発電所の移管時に発生するリスク

既設発電設備の移管に関しては、4.10 章に詳述した。既設発電設備の移管時に採用する要員の移管方法によってリスクが大きく変化する。4.10 章においては、要員の移管をスムーズに実施するために、要員の意向を尊重することと、3 年間の移行期間を設定して、ソフトランディングを図ることを提案している。しかし、移行期間を設定せずに一気に要員の削減を図る方法などの強制的な手段を選択する場合には、以下のような問題が発生する懸念がある。

#### (1) 労働組合活動の活発化

Bheramara 発電所、Khulna Peaking 発電所、Sirajganj Peaking 発電所は、新規に開発するため全く新しい要員を新しい雇用体系の下で採用する可能性が高い。一方、Barapukuria 発電所や Baghabari 発電所を譲り受ける場合には、現在の要員もそのまま引き取ることになる。既設発電所に属する要員は、BPDB の雇用体系の下で採用されており、当面の間、NWPGL 内の給与水準は、ダブルスタンダードとならざるを得ない。旧 BPDB の要員と新規採用者との給与水準の格差が大きく、旧 BPDB の要員を中心に組合活動が活発化し、発電所の安定的な運転が難しくなるリスクがある。このリスクを回避するためには、既設発電所も SBU 化し、各発電所の業績を評価し、業績に応じたボーナス/ペナルティシステムを構築することが重要である。また、旧 BPDB の要員についても、既設発電所を譲り受ける時に 3 年間程度の雇用契約を締結し、契約満了時に新しい雇用体系の下で採用試験を実施し、必要な要員については給与水準を大幅に引き上げ、不要な要員については雇用を延長しないなどの措置が必要である。

#### (2) 争議の提起

APSCCL 発足時に、Ashuganj 発電所に勤務している要員のすべてを BPDB から APSCCL に出向させることとし、出向期間満了後 APSCCL に移籍することにした。その際、その措置に反対した要員が、出向期間満了後における強制的な移籍は不当であると争議を起し、結果として、高等裁判所の判断で、労働者側に有利な判決が出ている。

NWPGL においても、既設発電所要員の意思に無関係に移籍を進めると、同様な争議が提起される可能性がある。このリスクを回避するためには、設備移管時に発電所に勤務しているすべての要員に対して、移籍後の条件などの情報を公開した上で意思を確認し、NWPGL に移籍する要員については、個々に雇用契約を締結し、その中でその後の雇用体系をしっかりと確認しておく必要がある。

### 9.3 運転開始直後の段階 (Phase 2: 運転開始後 3 年間) のリスク

#### 9.3.1 初期トラブルによる事故停止

##### (1) Poor quality at construction

建設時の品質管理が十分にできていない場合には、運転開始直後に品質の不良に起因するトラブルが多発し、十分な稼働率を確保できない可能性が高い。

このリスクを回避するためには、この種の建設プロジェクトにおいて経験が豊富なエンジニアリングサービス会社を雇用し、建設の段階で、十分な品質管理を行うことが重要である。その際にすべてエンジニアリングサービス会社を頼るのではなく、NWPGL 自らも、建設時の品質管理のチェックを実施していく必要がある。

##### (2) Lack of spare parts

トラブル発生時に十分なスペアパーツが用意されていないと、トラブルを起こした部品を再発注してメーカーから取り寄せることになる。部品によっては、調達に時間がかかり、必要以上に停止期間が延長され、収支状況の悪化を招くおそれがある。

この点を踏まえ、調達に時間がかかると予想される部品については、運転開始当初の段階であらかじめ必要な点数をスペアパーツとして確保しておくことが重要である。

なお、ガスタービンについては、6 年間の LTSA を締結する予定である。この契約を締結してあれば、想定外の修理・交換は提供者の負担で実施されるため、スペアパーツの不足により停止時間が延長するリスクはほとんどない。

##### (3) Unpredicted error

運転開始初期の段階では、予測の難しいトラブルが発生する可能性が高い。今回提案しているガスタービンは、同型機が既に世界でたくさんの運転実績を保有しているため、予測できないトラブルが発生する可能性は少ないものと考えられる。しかし、燃料関係設備、冷却水設備などの周辺機器類は、その都度、現場の実情に合わせて製作していくので、予期せぬトラブルが発生する可能性がある。

このリスクを回避するためには、設計面における十分な検討が必要であるとともに、この種の建設プロジェクトにおいて経験が豊富なエンジニアリングサービス会社を雇用し、建設の段階で、リスクの幅を狭めておく必要がある。

#### 9.3.2 ガスの枯渇

バ国全体でガスの枯渇が懸念されており、NWPGL にとって非常に重大なリスクである。特に NWPGL の発電所が位置するバ国西部はガスの生産井から最も遠方に位置するため、ガス供給に関して、他の発電所より劣後される可能性が高い。この対策としては、ガス供給契約書の中に、確実な供給を保証する条項を入れておくことや Dual-fired の設備としておくことが考えられるが、この問題は、NWPGL1 社の課題ではなく、バ国全体で解決していく必要がある問題である。

なお、設備を Dual-fired とし、石油系燃料を使用した場合には、ガスの単価と石油系燃料の単価に大きな差があり、非常に高い発電原価となる。このため、BPDB と締結する PPA の中で、買取価格は燃料費の単価を直接反映するシステムを採用し、NWPGL としてリスクを最小化する必要がある。しかし、この場合には、高い燃料を使用することによって発生する供給原価の上昇分は、結局一般国民が負担することになるため、BERC がすんなりと認めるかどうかは疑問である。

参考として、ベラマラ発電所へのガス供給の優位性について経済性評価を行った結果を以下に示す。

本検討から得られるキーメッセージは下記に示すとおりである。

(1) キーメッセージ

- 2008 年 9 月 MoPEMR から示されたガス供給シナリオにおいて、80%開発レベルが維持された場合、2014～2015 年度においては、現在計画されているガス火力への供給は可能である。2014 年に運開するベラマラ発電所へのガス供給支障リスクは軽減される。
- 現在計画されているガス火力のみでは、ADB 電源開発計画マスタープラン 2006 (以下 ADB-MP2006) における Low Demand でさえ満足させるだけの供給力が確保できない。ADB-MP2006 の Low Demand を満足させるためには、更なる発電設備の開発が必要であり、その開発をガス火力でまかなうとすれば、80%開発レベルでもガスの供給力は不足する。
- ガス開発がシナリオどおりに進捗せず供給に支障を来す場合、高効率のベラマラ発電所へガスを優先的に供給することは、Bangladesh 国全体で年間約 90mil USD の供給コスト削減に寄与する。
- ガス開発の遅延リスクおよびエネルギーセキュリティー確保の観点から、ガス依存からの脱却が不可欠であり、石炭等の国内資源を活用した電源確保など長期的視点に立った電源構成の見直しが急がれる。

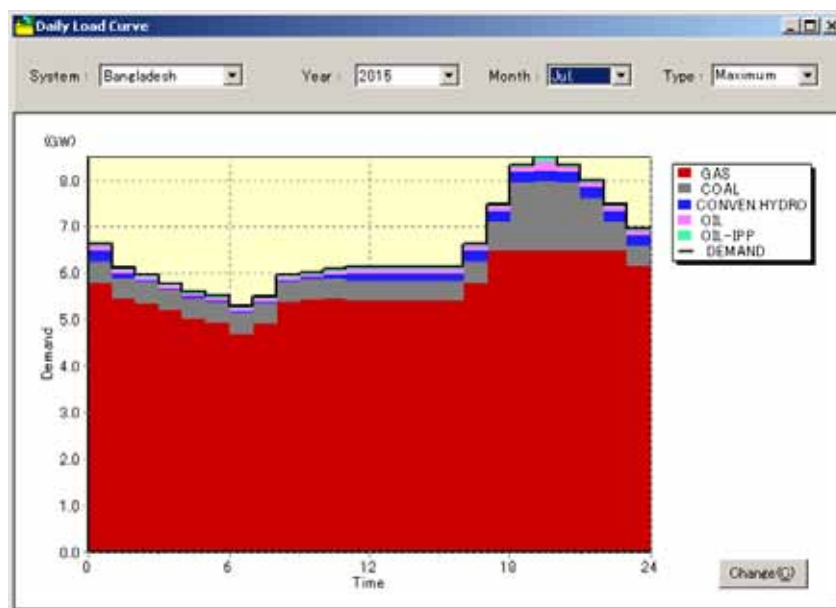


Figure II-9-1 最大電力発生時における日負荷曲線 (2015 年度)  
 [Case 0 ガス供給開発率 80%、ベラマラ発電所ガス焚き]

(2) 提言

シミュレート結果によれば、高効率のベラマラ発電所へ優先的にガスを供給することは、国全体から見ると燃料の効率的活用が図れ、結果的に供給コストの低減に寄与する。従って、ガス供給量が制限される環境下においても、ベラマラ発電所へガスを優先的に供給することを推奨する。

Case 1 ベラマラ発電所ガス焼き

Case 2 ベラマラ発電所軽油焼き

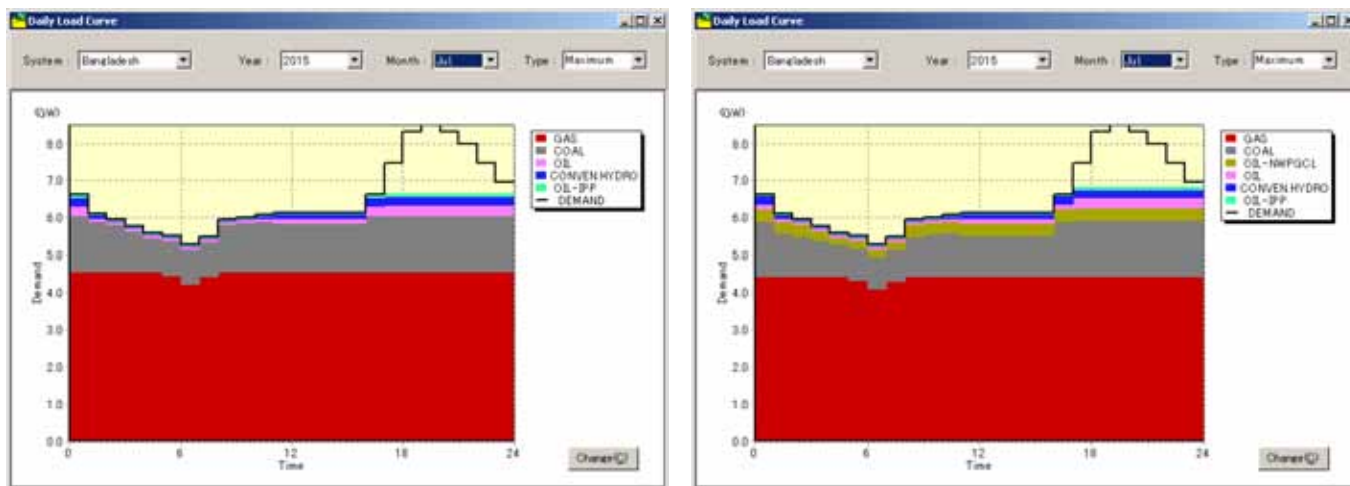


Figure II-9-2 最大電力発生時における日負荷曲線 (2015 年度)

9.4 安定運転段階 (Phase 3 : 運転開始後 3-10 年) のリスク

9.4.1 定期点検が予定通り実施できないリスク

バ国では現在深刻な供給力不足である。このため、機器の予防保全を図る意味合いであっても、なかなか停止して定期点検を実施できない状況にある。BPDBの指揮下にあるすべての発電所は、定期点検が必要な時期が来ても、深刻なトラブルが発生していなければ運転を継続している。その際に、最大出力が出せないような状況になっていても、深刻なトラブルとはみなされず、出力を抑制してでも運転を継続している。このような状況で運転継続すれば、いずれは深刻なトラブルが発生することになるが、そのような事態が発生し、運転継続が不可能になった段階で点検修理を実施するため、一旦停止すると復旧するまで長期間停止するという事態を招いている。

ASPCLは、独立した会社であるが、このようなBPDBの意向を反映して、なかなか停止できずに、深刻なトラブルが発生するまで運転を継続している。現実的には、多量の売掛金があり、定期点検を予定通り実施する場合の資金が不足しており、資金調達面でBPDBの意向に従わざるを得ない状況があるものと考えられる。

一方、Haripur IPPでは、定期点検実施時期の半年程度前からBPDBと停止時期の調整を行い、ほぼ希望通りの実施時期に停止して、定期点検を実施している。

このような点を踏まえ、NWPGLにおいては、IPPと同様に定期点検計画をしっかりと策定し、その計画に基づき、BPDBと停止時期の調整を行い、所定のインターバルで確実に停止して定期点検を実施するシステムを構築する。定期点検を希望通りに実施していくためには、その資金を

確保しておくことが必要であるとともに、停止時期としては、比較的電力需要の小さいオフピーク期を選定し、さらに極力停止期間を短くする努力を行うことが重要である。

以下に、定期点検の実施可能性に関する検討を実施した。供給力不足の負のスパイラルが発生する要因としては、慢性的な電力不足が上げられる。現時点では、大幅に供給力が不足しているため、ほとんど毎日、何処かで **Load Shedding** を実施している。しかし、その量は必ずしも毎日同じというわけではなく、ほとんど実施していない日もある。

2007 年において、Load Shedding の量も含めて、各月の実質的な最大電力需要を想定<sup>4</sup>すると以下の図の通りとなる。

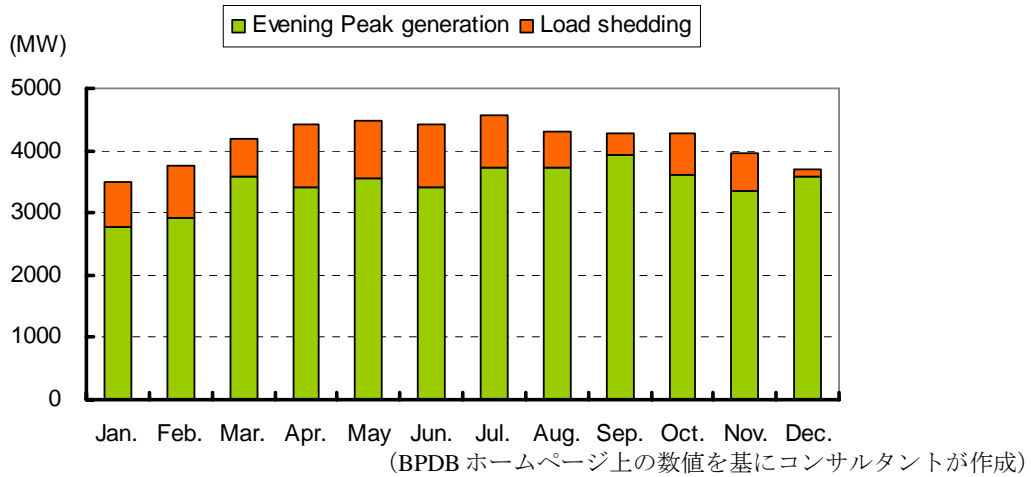


Figure II-9-3 2007 年における各月最大電力需要の想定

年間の最大は7月に発生しているが、3月から10月まではそれほど大きな差はない。一方、12月から2月の期間は、電力需要が若干緩和し、年間最大電力需要の80%以下のレベルとなっている。つまり、1年を通じて発電設備が一定ならば、12月から2月の期間は、供給力に余力が発生し、発電設備の20%程度は停止が可能であることを意味している。

Power System Master Plan (2006年6月)によると、Bheramara 発電所が運転開始する2014年の電力需要は Low Case でも 7970MW と想定している。この電力需要を基にすると、12月から2月の3ヶ月間は、バ国全体で定期点検として 1600MW 程度の発電設備を停止することが可能と考えられる。

#### 9.4.2 経営環境が悪化するリスク

経営環境が悪化するリスクとしては、収入が減少するケースと支出が増加するケースが考えられる。収入はほとんどが売電による売り上げであり、支出は80%程度が燃料費であると想定される。

##### (1) 収入面の課題

###### (a) 収入面のリスク

APSCL と BPDB 間で締結している PPA (9.1.3 節参照) と同様の内容であれば、収入面における大きなリスクは発生しない。APSCL と BPDB 間で締結している PPA (9.1.3 節参照) と同様

<sup>4</sup> Load Shedding 量は変電所での値であり、送電ロスも含めて 1.1 倍を実績発電量に加算した。

の内容であれば、収入面における大きなリスクは発生しない。つまり、収入面のリスクを回避するためには、NWPGL と BPDB との間の契約においても、この内容が踏襲されるように努力すべきである。

上記の PPA の内容を前提とすると、リスクとして考えられる項目としては、以下があるが、O&M をしっかりと実施していれば防止できるリスクである。

#### 1) Capacity payment が減少するリスク

何らかのトラブルにより供給能力が低下し、Dependable capacity が減少し、Capacity payment が減少する。なお、ガスタービンは外気温が高くなると出力が低下する傾向にある。外気温が高い時期に Dependable Capacity Test を実施する場合には、この点を考慮し、的確な補正を実施する必要がある。

#### 2) 運転不能時のペナルティを支払わなければならないリスク

大きな事故が発生したり、定期点検が長引いたりして、運転不能期間が長期にわたり、運転不能時のペナルティを支払う。

なお、給電指令所からのオーダーにより停止している時間は、ペナルティの対象時間とはならないと考えられるが、燃料供給面のトラブルや送電線のトラブルなど、NWPGL 以外の原因によって停止している時間も、ペナルティの対象とはならないように、PPA の中に明記しておくことが必要である。

#### (b) BPDB から売電料金が支払われないリスク

APSCL では売掛金が売上の 1 年分程度ある。損益計算書上は黒字となっても、実際の資金がなく、発電所を運営していくための、資機材が調達できない事態を招く恐れがある。PPA 上では、45 日の支払期限が明記されているので、この点を強く主張し、BPDB から売掛金を確実に回収するように努力すべきである。

### (2) 支出面の課題

#### (a) 支出面のリスク

APSCL と TGTDCI 間で締結している GSA (9.1.4 節参照) と同様の内容が踏襲されると考えると、ガスの使用に関して、以下のリスクの発生が懸念される。

#### 1) 最低使用量を下回り、Take-or-pay 条項でペナルティを支払うリスク

設備の事故などにより、発電設備が長期に停止することになると、最低使用量のガスでさえ使用できなくなり、ペナルティを支払わなければならない。

この対策として、GSA を発電所毎に締結せずに、会社全体での契約とし、会社としてバッファ機能を保有しておくことが望ましい。ただし、Khulna Peaking 発電所や Sirajganj Peaking 発電所は、ピーク用の発電設備であり、もともとあまり多くの発電量を期待されていないため、ガスの使用量が少ないと想定される。この点も考慮に入れて、最低使用量を決定する必要がある。

#### 2) ガスの供給が途絶し、運転継続が不能となるリスク

突然ガスが停止した場合には、当然発電所は停止せざるを得ない。この場合、発電所は売電収入が全くなくなってしまうが、ペナルティ条項がないので、完全に収入が途切れてしまう。こ



の状況が継続すると、深刻な経営悪化につながるおそれがある。この対策として、New Bheramara 発電所は石油焚きも可能な設備を指向しており、このリスクは少ない。

### 9.4.3 運転利用率が低下するリスク

以下のような状況により、運転利用率が低下すると、Energy payment 分の収入が減少する。その分燃料費の支出も減少するため、直接、経営上の大きな問題とはならないと想定される。しかし、その前提として、Capacity payment 分の収入が確実に確保できることが条件であり、その前提が崩れるようなことになると、経営上の大きな問題となってくる。

#### (1) Cooling water risk (insufficient water)

Bheramara 火力では、冷却水は、井戸水を使用する予定である。現状では井戸水は潤沢にあると想定されている。しかし、井戸水は、近隣の住民も使用しており、発電所の運転に伴って住民が使用する井戸水に影響が出るようなことがあると、井戸水を冷却水として使用できなくなる可能性がある。そのような状況が発生すると、少なくとも蒸気タービンの運転が不可能となり、運転利用率が低下する。

#### (2) 大きな事故発生に伴う長期停止

大きな事故が発生すると、修理に時間がかかり、長期に停止せざるを得なくなる。この場合には、当然のことながら必要以上に修繕費がかかるため、経営上の大きな問題となってくる。また、BPDB としても、長期に供給力として期待できない場合には、Capacity payment の減額を要求してくる可能性が高く、経営上、非常に大きな問題となる。

また、大きな設備（例えば GT）のトラブルが発生した場合、現地では修理できず、工場に持ち出して修理をしなければならない事態が想定される。この際、Bheramara 発電所からの重量物搬出は、基本的には河川を利用した輸送となる。Bheramara 発電所に隣接した河川は、雨季と乾季における水位の変化が大きく、乾季においては、栈橋が全く使えず重量物が搬出できない状況が継続する。仮に、乾季の初期（10 月頃）にトラブルが発生した場合には、河川の水位が上昇してくる雨季の初期（6 月頃）まで、8 ヶ月間全く工場への搬出ができないことになり、大幅に利用率が低下する。

このため、ふだんから O&M をしっかりと実施し、大きな事故発生を回避する予防保全を徹底することが重要である。

## 第10章 経営計画と各発電所の業績評価

### 10.1 方針管理

#### 10.1.1 方針管理の意義

NWPGCL の経営ビジョンは先に述べたように、「経営の自立」、「高信頼度の電力供給」、「継続的な発展」の 3 本柱である。これらのビジョンは会社としての目指すべき方向性であるが、抽象的な言葉だけ並べても、各従業員が目指すべき方向性のレベルが異なってしまう可能性がある。このため、NWPGCL の経営陣はこれらのビジョンを実現するためには、具体的に実施すべき項目を抽出し、目指すべき方向性のレベルを数値目標として明示する必要がある。

#### 10.1.2 方針管理のフロー

以下に方針管理活動の流れを示す。

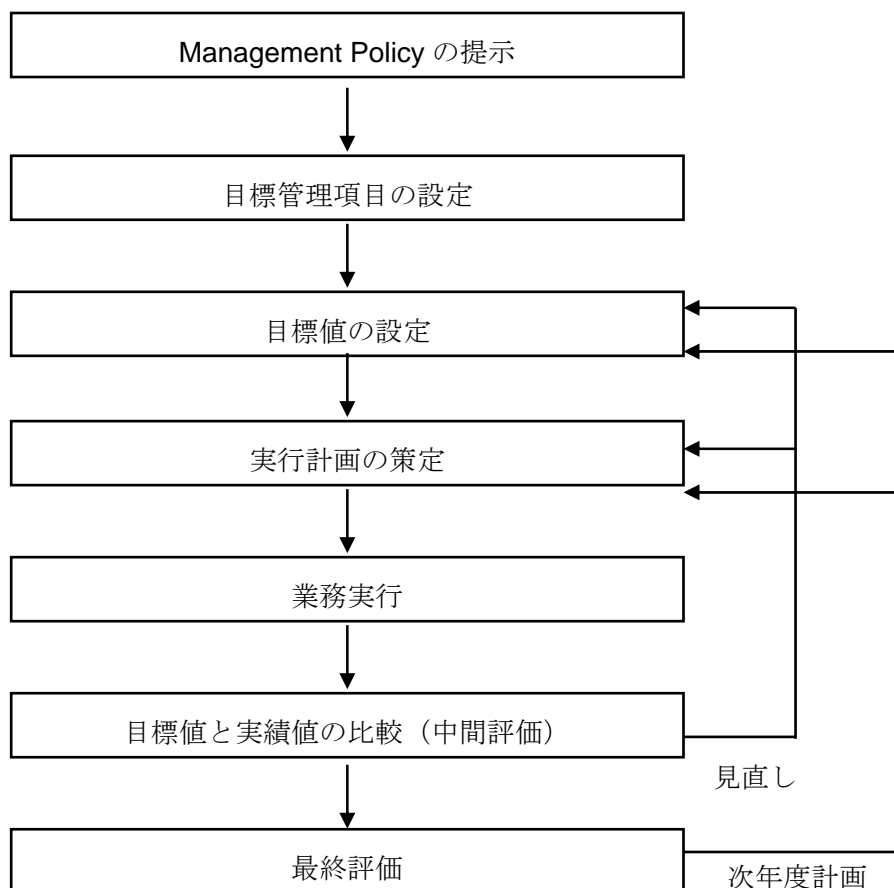


Figure II-10-1 方針管理活動の流れ

最初に、Top management が会社としての Management Policy を提示するとともに、その Policy に対応する目標管理項目を設定する。

各管理者は、年度当初にそれぞれ自分の管轄範囲の中で、管理項目の目標値を設定し、その目標値達成に向けた実行計画を策定する。実行計画に沿って業務を実行し、年度の間時（半年後）には目標値と実績値を比較し、必要があれば、目標値と実行計画の見直しを行う。年度の最後には最終評価を行い、その結果を踏まえて、次年度の目標値と実行計画を策定する。

### 10.1.3 目標管理のスケジュール

具体的な活動イメージ（1年度分）を下記に示す。

Table II-10-1 Activity schedule of target management

	May	Jun.	Jul. – Dec.	Jan.	Feb. – Jun.	Jul.
Management policy の提示						
次年度計画に対するヒヤリング	△				△	
Corporate Targets の設定 Group Targets の設定		△			△	
Implementation			←—————→			
中間 Check				△		
Final evaluation			△			△

#### (1) Management policy の提示

Top management が Management policy を提示する。Management policy はあまり頻繁に改訂することは好ましくないが、時代の変化を反映して、3年程度ごとに見直しを行う。

#### (2) 次年度計画に対するヒヤリング

中間管理層が、自分のグループの活動計画を Top management に説明し、discussion を行う。その際に、Corporate Targets や Group Targets に関する協議も実施する。

#### (3) Corporate Targets の設定、Group Targets の設定

上記の議論を踏まえて、Corporate Targets とすべき項目の設定と1年間で達成すべき目標値の設定を行う。

中間管理層は、Corporate Targets の設定を受けて、自分のグループにおける Group Targets を設定し、活動計画の見直しを行う。

#### (4) Implementation

各グループが、活動計画に基づいて業務を実施する。

#### (5) 中間 Check

6ヶ月程度経過後に、評価者が各グループと協議することにより、計画と実績の乖離度合について、中間段階での Check を行う。計画と実績の乖離が大きい場合には、各グループに対して、計画の見直しや実施方法の見直しを示唆する。その際に、時間的に余裕があれば、Top management も参加する。

#### (6) Final evaluation

Top management は各グループの1年間の実績値を踏まえて、目標達成状況に関するヒヤリングを実施する。目標達成状況に応じた賞罰を各グループに付与する。

### 10.2 NWPGL と各発電所の関係

NWPGL の業績を継続的に向上させるためには、各発電所が目標を持って自立的に発電所運営を実施していく仕組みを構築することが重要である。

この観点を踏まえ、各発電所に対し、大幅な権限委譲を行うとともに、責任の明確化を図る必要がある。各発電所を SBU (Strategic Business Unit) として位置づけ、各発電所の業績を毎年評価し、その業績に応じてボーナスを支払う（またはペナルティを課す）仕組みを構築する。

#### 10.2.1 業績評価の仕組み

##### (1) 業績評価方法に関する提案

NWPGL の傘下の発電所は、効率的な経営を行うこととともに、公益的な使命を果たす役割を担っている。このため、NWPGL が傘下の発電所業績を評価するにあたっては、顧客である国民に対して、低廉な電力を安定的に供給するという視点が重要である。つまり、そのような視点から、各発電所の経営状況や運転状況を適正に評価し、必要に応じて改善の指導を行う役割が求められる。

Baghabari 発電所における業績評価方法を踏まえ、以下に、NWPGL における各発電所 (SBU) の業績評価方法を提案する。9項目で評価し、総合得点の満点は100点とする。

Table II-10-2 NWPGLC における各発電所の業績評価方法 (提案)

		定義	評点
業務効率	(a) ROA: (Return on Assets)	Return/Assets (%)	25
	(b) 燃料消費率	ガス消費量/販売電力量 (m <sup>3</sup> /kWh)	10
設備の健全性	(c) 計画外停止回数	発電所のトラブルにより停止した回数	15
	(d) 定期点検の実施内容	実績項目数/計画項目数	10
顧客満足度	(e) 停電時間	計画外停止 + 計画停止時間	15
	(f) 供給能力率	Dependable capacity/Rated capacity (%)	10
会社基盤	(g) 人身災害の件数	3 日以上休業した人身災害の件数	5
	(h) 研修の受講数	研修の受講数 (人・日)	5
	(i) 環境排出物	大気、水質の外部への排出レベル	5
合計			100

あらかじめ目標値を設定し、その目標値を大きく上回った場合に満点が得られ、目標値と同レベルだった場合には評点の 80~90%の点数が得られるシステムとする。

評点が、50%以上であれば、その評点に応じてボーナスを支払うが、50%未満になった場合には、減俸などの措置によりペナルティを与えることにする。

## (2) 業績評価実施に向けての条件整備

### (a) 仮想 PPA の設定

SBU として毎年財務諸表を作成するためには、発電所と NWPGLC との間で仮想の PPA を締結する必要がある。各発電所は、それぞれに発電型式や使用する燃料が異なるため、運転特性が異なっている。このため、全発電所共通に買取単価を設定すると、何も努力しなくても黒字となる発電所と、一生懸命努力しても赤字となってしまう発電所ができてしまう。この点を考慮し、仮想の PPA を締結する際には、どの発電所においても同一レベルの利益が出るような買取単価を設定し、きちんと努力をすれば、ある程度の利益が出るような構造にすることが重要である。

なお、年の途中で燃料価格や inflation rate などの外的要因が変動した場合には、契約を変更することなく単価の補正が可能ないように、補正用の数式を仮想 PPA の中に織り込む。

### (b) 定期点検の実施内容の的確な評価

発電設備の長期的な健全性を計る指標として、定期点検の実施内容を入れており、(実績項目数) / (計画項目数) という定義にしている。しかし、この数値化は項目毎の重要度にバラツキが大きく、単純な数値化では評価が難しい。このため、NWPGLC の安全品質担当が定期点検の実施内容を的確に評価し、点数を補正することが必要になってくる。このため、定期点検の実施内容を的確に評価する能力が求められる。

(c) 目標値の設定方法

業績評価の方法として、目標値に対する達成度に基づいて評価する方法を提案している。その方式を採用する場合には、目標値の設定が非常に重要であり、NWP GCL は各発電所に対して、公平かつ妥当な目標値を提示する能力が求められる。

その一つの方策としてヤードスティック法を提案する。ヤードスティック法により、各発電所における妥当な買取価格、補修費用のレベル、人件費（または要員数）のレベルなどを算定し、それに基づいて種々の指標における目標値を設定する。その際に、他の会社（BPDB、APSCL、EGCB、IPP など）の実績値を参考にする。

10.2.2 発電所長の権限と評価方法

(1) 発電所長への権限の委譲

ベラマラ発電所も含めて、NWP GCL 傘下にある各発電所が、機能的かつ効率的に発電所運営を行っていくという観点からは、人・物・金の大部分を、NWP GCL から各発電所へ大幅に権限委譲を行う必要がある。

(a) 予算の策定、費用の支出、資機材の調達

発電所の収支に大きな影響を与える大規模な改修工事や定期点検工事を除き、すべての費用の使用権限を発電所長に委譲する。このため、大規模な改修工事や定期点検工事に係わる資機材調達を除き、すべての資機材調達は発電所で実施する。ただし、他の発電所と共同で実施する方が効率的な場合には、本社が実施する。

発電所では、発電所の収支予想状況を踏まえて、使用可能な予算の総枠を決定し、その総枠に基づいて詳細な予算案を策定し、発電所長が承認する。

この方式を採用すれば、NWP GCL の発電部門は、それぞれの発電所における細かな工事内容のすべてを把握する必要がなくなるため、業務量の大幅な削減が可能となる。

(b) 人事権

発電所経営層（3名程度）と各部門の長などの主要なポストは NWP GCL が任命する。大多数の所員の人事権は発電所長に帰属する。ただし、当然のことながら、発電所長もその権限を役職に応じて、発電所内の中間管理層に委譲する必要がある。

(c) 発電所の運転

発電所の運転に関しては、現状どおり、中央給電所が前日に毎時間の発電予定出力を通達し、その指令値に応じて発電を実施する。ただし、トラブル時など緊急的な運転の可否判断に関する裁量権は発電所が所有する。

なお、定期点検等により発電機の停止を実施する際には、NWP GCL が中央給電所との協議を実施して決定する必要がある。

(d) 燃料の調達、供給契約 (GSA) の締結

燃料は国の重要な財産であり、国の政策に基づいて使用することが求められる。このため、燃料の調達、供給契約の締結は、すべて NWPGL が一括して実施する。

(e) PPA の締結 (買取価格の交渉)

PPA における買取価格の交渉及び PPA の締結は、すべて NWPGL が一括して実施する。

## 第11章 公社化ロードマップ

### 11.1 短期ロードマップ

Table II-11-1 短期ロードマップ

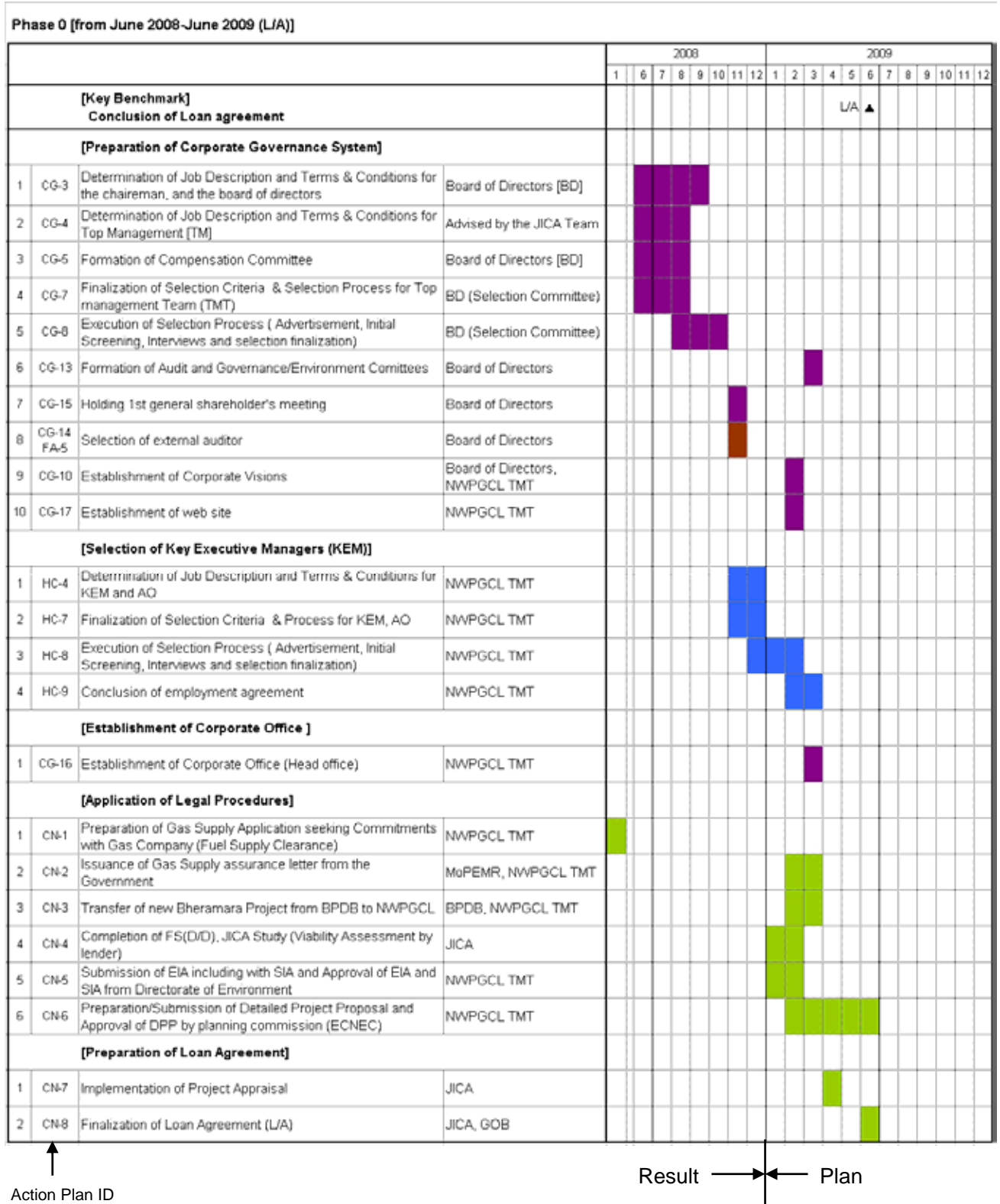






Table II-11-3 中期ロードマップ (後半)

Phase 1-2 [from January 2011-December 2014]				2011				2012				2013				2014															
				1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11	1	3	5	7	9	11				
<b>[Key Benchmark]</b> Commercial operation of new P/S								Khulna ▲ Sirajganj ▲								Bheramara ▲															
<b>[Preparation of Tender and Construction Phases]</b>																															
1	CN-13	Selection of EPC contractor	NWPGCL TMT, Consultant	■																											
2	CN-14	Construction	NWPGCL, EPC Contractor	■																											
3	CN-17	Installation and trial run	NWPGCL, EPC Contractor																	■											
<b>[Selection of New Employees]</b>																															
1	HC-16	Establishment of manpower planning and employee policy	NWPGCL TMT					■								■															
2	HC-17	Determination of new recruits number	NWPGCL TMT									■																			
3	HC-18	Determination of pay standard	NWPGCL TMT	■																											
4	HC-19	Determination of recruitment method for new employees	NWPGCL TMT					■								■															
5	HC-20	Execution of Selection Process ( Advertisement, Initial Screening, Interviews and selection finalization)	NWPGCL TMT					■								■															
6	HC-21	Conclusion of employment agreement	NWPGCL TMT					■								■															
<b>[Operation &amp; Maintenance]</b>																															
1	OM-4	Implementation of OJT training during construction	NWPGCL					■								■															
2	OM-5	Conclusion of O&M (LTSA) contract	NWPGCL TMT					■								■															
3	OM-6	Negotiation with PGCB (responsibility area, command method)	NWPGCL TMT					■								■															
4	OM-7	Implementation of performance guarantee test	NWPGCL									■								■											
<b>[Application of Legal Procedures]</b>																															
1	CN-15	Conclusion of Power Purchase Agreement between BPDB and NWPGCL	BPDB, NWPGCL TMT					■								■															
2	CN-16	Conclusion of Fuel Supply Agreement	Fuel company, NWPGCL TMT					■								■															
<b>[Reinforcement of Corporate Framework]</b>																															
1	HC-22	Establishment of incentive and benefit scheme	NWPGCL TMT					■																							
2	HC-23 HC-24	Formulate training policy, Establishment of training system	NWPGCL TMT					■																							
3	MG-12	Establishment of TQM Steering Committee	NWPGCL TMT	■																											
4	MG-13	Establishment of TQM Promotion Office	NWPGCL TMT	■																											

↑  
Action Plan ID

### 11.3 長期ロードマップ

Bheramara 発電所の運転開始以降 (2015 年以降)、早期に実施することが望ましい項目について、以下のとおり長期ロードマップを提案する。

#### (1) 株式の公開

NWPGCL は BPDB の 100% 子会社であるが、そのうちの一部を一般に公開し、一般株主の目を意識した経営を実施する。

#### (2) 本社の移転

本社の所在地は、当面、官庁手続きなどの業務が多く発生するため、ダッカとするが、発電所立地地域との共生を図る観点から、長期的には本社の位置をバ国西部に移転する。

#### (3) 情報インフラの整備

本社と各発電所間に専用の通信回線を敷設し、MIS や ERP などのソフトを整備して、本社と各発電所間で情報の共有を図るとともに、業務の省力化を図る。

#### (4) メンテナンス部門のプロフィットセンター化

運転後 6 年間は LTSA 契約に基づき、機器メーカーの技術員が中心となってメンテナンスを実施する。その期間に、メンテナンス部門は技術力の向上を図り、将来的には、すべての発電所のメンテナンス部門を統合した上で、独立させてプロフィットセンターとする。