

4.6.6 サイトの環境

気温、湿度、降水量、風向・風速等の気象データは発電所を設計する上で不可欠なデータであり、本調査ではこれらの文献調査を実施し、7.1.2 項に集約した。

また、大気質、騒音、水質に関する測定調査を行い、サイトの現況としては環境基準を超えるような項目はないことを確認した。詳細は 7.1.2 項を参照のこと。

4.7 発電設備基本方式の検討

4.7.1 コンバインドサイクル発電設備の燃料多様化

CCPP は通常ガスを燃料として計画されるが、ガス供給停止時のバックアップ設備として軽油燃焼も可能とした設備構成とする CCPP も数多く存在する。本プロジェクトは「バ」国で産出される天然ガスを燃料として計画されてきたが、4.5 項「燃料供給」で述べたように将来的にガス不足が懸念されることから代替燃料を検討する必要がある。

Table I-4-7-1 に「バ」国での 2007 年夏季における燃料単価を示す。国際価格に比べガスは圧倒的に安価である。また、重油と軽油の比を考えた場合、「バ」国では重油の価格は軽油の約 1/2 と優遇されている。このため、まず燃料単価の面から軽油より有利であるガス／重油焚き CCPP の可能性を評価し、次にガス／軽油焚き CCPP の評価を行った。

Table I-4-7-1 2007 年夏季における燃料単価

	International	In Bangladesh
Gas / \$/GJ	7.5	0.98
Heavy Oil / \$/GJ	11.0	6.4
Diesel Oil / \$/GJ	16.1	12.4

(1) ガス／重油焚き CCPP の評価

1) 技術評価

a. 重油焚きガスタービンの実績

重油をガスタービンで焚けるかどうかは、タービン入口温度、高温部品の冷却構造、重油の性状、そのガスタービンでの重油焚きの経験で評価する必要がある。重油焚きガスタービンとして運転実績のあるガスタービンの燃焼温度（タービン動翼入口温度で定義）は、1,050℃程度までであり、実績のあるガスタービン形式は E 型までである。重油焚きガスタービンは 1950 年代より開発・実用化されてきたが、B 項に詳細を述べるように重油中の重金属による腐食や灰分付着による性能低下等さまざまな技術的課題があり、現在営業運転中のプラントは極めて少ない。Table I-4-7-2 に主要ガスタービン製造者であるアルストム社、GE 社および三菱重工のガスタービン納入リストから本プロジェクトの対象となるガスタービン規模の重油焚きガスター

ビンの実績を抽出した。なお、シーメンス社の納入リストからは重油焚きの可否が判別できなかったためリストに含めていない。

Table I-4-7-2 代表的な重油焚きガスタービンの実績リスト

GT manufacturer	Plant Name	Country	Plant Output / MW	Number of GTs	GT model
Alstom	Foshan	China	280	2	GT13D
	Timelkam	Austria	107	1	GT13D
GE	Baochang 1	China	-	1	MS9001E
	Nanshan	China	-	4	MS9001E
	Yueliangwan	China	-	1	MS9001E
	Zhenhai	China	-	2	MS9001E

このようにD, Eクラスのガスタービンにおいて重油焚きガスタービンの実績は11台であり、そのうち10台が中国で稼働している。

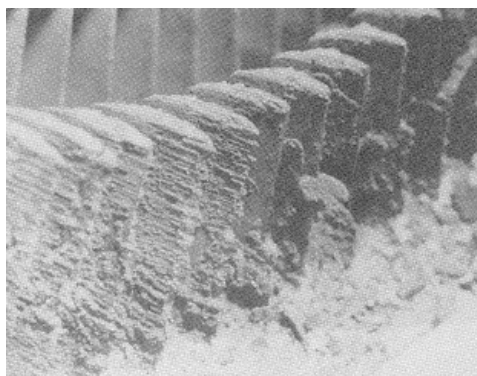
以下に世界最大規模の重油焚きCCPPであるNanshan発電所の調査結果をもとに技術的・経済的評価を行った。

b. 設備上の課題

a) ガスタービン

重油をガスタービンで焚くと、重油の中に含まれている微量成分であるバナジウム、ナトリウム、硫黄等による低融点化合物(最も低いものでは、500~600°C)がタービン翼等の高温部品の表面に付着し、部品母材を腐食させると共に冷却空気孔を閉塞させる。下図にタービン翼への灰付着の一例を示す。このように多量の灰分が付着するため高温部品の冷却構造によっては、重油焚きを敬遠するガスタービン製造者もある。

また、重油とガスの二重燃料(切替えて使用)については、ガス焚きの時に燃焼温度を上げるのでなければ可能である。ガス焚き切替え時に温度を上げると、重油燃焼の時に高温部品の表面に堆積した化合物の腐食性を活性化させることになるので、ガス焚き時においても低い燃焼温度でしか運用できない可能性もある。



(出所) 日本ガスタービン学会誌 Vol.36 No.3

Figure I-4-7-1 タービン第1段静翼への灰付着状況の一例

ガスタービンに使用できる燃料油の性状については ISO 4261 に規定されている。これによれば、バナジウム、ナトリウム+カリウム、カルシウム、鉛について制限値があり、いずれも 0.5ppm(mass)である。三菱重工、GE 社、Alstom 社、Siemens 社の制限値もカルシウム以外の成分については、同じような制限値を設定している。したがって、これらの制限値を超えるような油燃料の場合は、何らかの前処理が必要である。

ナトリウム+カリウムについては、通常水に溶けた状態で油中に混在するので、油に水を加え(約 10~15%)、遠心分離機で比重差を利用して分離する方法と、ナトリウムの溶けた液滴に電荷を与えて大きな液滴として、比重差で自然落下分離する方法がある。

一方、ナトリウム+カリウム以外の成分については、現状で、これらを工業的に処理できる商用化された設備は確立されていない。したがって、通常バナジウムの 3 倍量のマグネシウム化合物(水酸化マグネシウム、硫化マグネシウム等)を燃料油に添加する方法がある。また、燃焼化合物の融点上昇と Flyable にするために、シリカ化合物を添加することもある。

以上のことから重油焚きガスタービンは上記トラブルの防止の観点から以下の対策が必要となる。

- ① 燃料精製：洗浄、添加剤
- ② 燃焼温度を下げる
- ③ タービン翼の定期洗浄

b) HRSG

ガスタービン同様、灰分の付着・閉塞の問題や腐食成分の影響を考慮し、以下の対策が必要となる。

- ① 灰分がボイラチューブやフィンへ付着し、性能低下を招くことからスートブロワを設置する。
- ② 硫黄分を含む場合はエコノマイザの腐食を防止するために給水温度を上げる必要がある。

c. プラント性能

Nanshan 発電所には GE 社製 E 型ガスタービン (PG9171E) を用いた CCPP が 4 基ある。それらの平均的な性能値を Table 4-7-3 に示す。重油燃焼の際は上記の高温腐食を促進させないよう燃焼温度を約 30 度下げて運転するためプラント性能はこのようにガスタービン出力が約 17% 低下、プラント効率で約 16% 低下する。つまり、重油焚き CCPP のプラント効率は通常汽力火力発電設備並にまで低下してしまうため、CCPP の最大のメリットである“効率”が失われてしまう結果となる。

Table I-4-7-3 重油焚き CCPP のプラント性能

	Gas	Heavy Oil
GT Output / MW	120	100
CCPP Efficiency / %	52	45

d. プラント運用性

重油焚き CCPP はタービン翼の定期的な洗浄や点検が必要であり、以下のようにプラントの停止が頻繁に必要である。

a) 翼洗浄

累積 80 時間運転につき 12 時間の作業停止が必要。

b) ボアスコープ点検

累積 800 時間運転につき 2 日間の作業停止が必要。

c) 高温部品点検

ガス焚き時は 24000 時間毎に必要な高温部品点検 (ガスタービンの開放点検が必要) を 15000~18000 時間に短縮する必要がある。

上記プラント停止時間から年平均アベイラビリティを計算すると以下のようになる。

運転時間	800 時間/サイクル* = 6740 時間/年
翼洗浄停止時間	108 時間/サイクル* = 900 時間/年
ボアスコープ点検停止時間	48 時間/サイクル* = 400 時間/年
作業停止時間	360 時間/年
事故停止時間	360 時間/年

*1 サイクルとは 1 ボアスコープ点検停止あたりの時間を言う。

したがって翼洗浄停止およびボアスコープ点検停止により年間約 15%もアベイラビリティが低下し、両停止が必要ないガス焼き CCPP の年平均アベイラビリティ約 92% に対し、重油焼き CCPP の年平均アベイラビリティは約 77%とかなり低くなることが想定される。

ベラマラ CCPP は「バ」国西部地域の重要なベースロード電源として位置づけられることから重油焼き CCPP のアベイラビリティの低さは同発電所のオプションとしては適していないと言える。

2) 経済性評価

ガス／重油焼き CCPP の年間燃料コストを通常汽力発電設備のそれとの比較検討を行った。Table I-4-7-4 にコスト算出の前提条件を示す。表中のガス/重油焼き CCPP の緒言については前項で述べた性能低下およびアベイラビリティ低下を考慮している。また、燃料価格は Table I-4-7-1 に示したものを使用した。同表に示すように「バ」国における各燃料単価は国際価格から大きくかけ離れておりこのことが本評価結果に大きな影響を及ぼしている。

Table I-4-7-4 燃料コスト評価の基礎条件

		Gas/HO CCPP	Gas/HO Conventional PP
Output / MW	Gas	360	360
	Oil	300	360
Operating Hour / hrs/yr	Gas	8000	8000
	Oil	6700	8000
Heat Rate / % (LHV)	Gas	52%	Gas: 45%
	Oil	45%	HO: 45%

100%ガス焼き時には CCPP は通常汽力発電設備より発電効率が優れているため年間燃料コストも CCPP の方が圧倒的に有利であるが、重油焼き時はガス単価と油単価の差の影響を受け、ある条件下では通常汽力発電設備の方が経済的と成り得る。

Table I-4-7-5 に各発電設備における年間発電量 2.9TWh (=360MW x 8000hrs) あたりの燃料コストの試算結果の一例を示す。ガス/重油焼き CCPP についての試算では出力低下分および作業停止分の発電量は系統電源によるバックアップにより発電されることとした。Table I-4-7-5 のように年間わずか 10%重油焼きとなった場合でさえガス/重油焼き CCPP は通常汽力発電設備に比べ経済的ではない結果が得られた。

Table I-4-7-5 各発電設備の燃料コストの試算結果

		Hourly Fuel Cost (\$/hr)	Operating Hour (hrs)	Annual Fuel Cost (mil. USD)
Gas/HO dual CCPP	Gas	2442	7200	17.6
	HO	15461	670	10.4
	Back up due to output derating	9055	670	6.1
	Back up due to outage	54331	130	7.1
	Total			41.1
Conventional TPP	Gas	2822	7200	20.3
	HO	18554	800	14.8
	Total			35.2

試算条件: ガス/重油比率=90%/10%、燃料コスト: 「バ」国内価格

上記の結果は各燃料単価が現行の「バ」国内価格をベースに試算されたものであるが、以下に将来的にガス価格が上昇することを想定してガス/重油焼き CCPP の年間燃料コストが通常汽力発電設備のそれより安くなる分岐点の燃料油使用割合はガス価格をパラメータとして算出した。

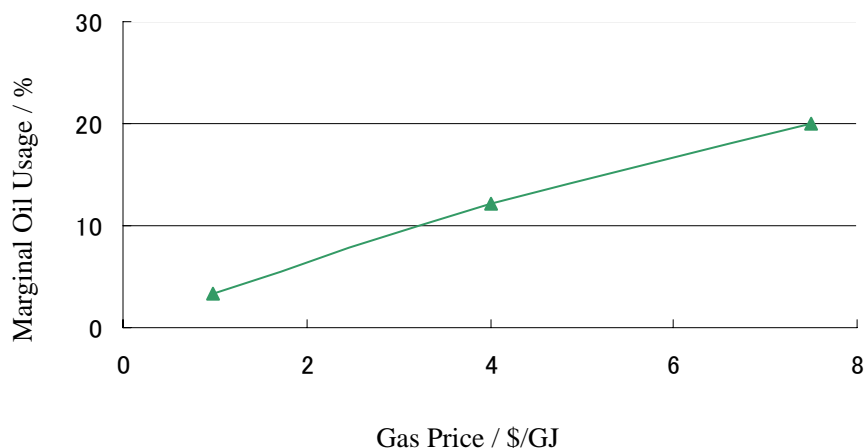


Figure I-4-7-2 燃料コストから見た CCPP の限界燃料油使用割合

ガス価格が現行「バ」国内価格の場合 (0.98\$/GJ) はガス/重油焼き CCPP は燃料油使用割合が3%以下でないと通常汽力発電設備より年間燃料コストが安くない。つまり、仮にガス価格が現行「バ」国内価格レベルに推移していくなれば発電設備運用期間を通してのガス供給が確保されない限りガス/重油焼き CCPP の適用は妥当ではないと言える。

ガス価格が国際価格まで上昇した場合(7.5\$/GJ)は CCPP の有効性が発揮され、約 20%

重油焚きであっても通常汽力発電設備より経済的であると言える一方、80%はガス供給がされなければならずガスが主燃料であることには変わらない結果となった。

3) ガス／重油焚き CCPP 適用の妥当性

技術および経済性評価からガス／重油焚き CCPP は通常汽力発電設備に比べ下記のことが言える。

- ・ 技術的には可能であるが、実績は少なくメンテナンスが大変である。
- ・ 重油燃焼により効率が通常汽力発電設備並みに低下する。また出力も約 17%低下する。
- ・ 頻繁なタービン翼の洗浄・点検のための停止が必要でアベイラビリティが低下するのでベースロード機には向かない。
- ・ 燃料油使用割合が小さくても経済的でない。

したがってガス／重油焚き CCPP は本ベラマラ発電設備への適用は妥当ではないと言える。

(2) ガス／軽油焚き CCPP の評価

ガス／軽油焚き CCPP は、ガス遮断時に軽油焚きに切替えることにより発電容量が確保できるため、設備の納入実績としては数多く存在する。ここでは、長期間の連続軽油焚きを考慮した場合の妥当性も含めて検討した。

1) 技術評価

ガスタービンの燃料として軽油を使用する場合は、4.1.2 項で検討した重油燃焼の場合と同様に軽油中に含まれるバナジウム、ナトリウムおよびカリウム等の微量成分による部材の高温腐食や冷却孔の閉塞等がトラブルの原因となる。

また、性能低下については軽油燃焼の場合でも燃料温度を下げて運転せざるを得ないため Table I-4-7-6 に示すように CCPP 出力が約 17%、プラント効率が約 15%低下する。これら影響は、燃焼温度が高く、タービン翼の冷却構造が複雑な F 型ガスタービンにおいては顕著に現れる。

Table I-4-7-6 軽油焚き CCPP のプラント性能

	Gas	Diesel Oil
CCPP net power output / MW	360MW	310MW
CCPP Efficiency / %	56.0	48.0

注) 大気温度 35°C の場合

設備面では、4.5 項で述べるように軽油輸送・貯蔵に関連してクルナ備蓄基地 (BPC 所有) からベラマラ発電所までの輸送能力確保やベラマラ発電所内軽油払出能力の確保

等の整備が必要と考える。

2) 経済性評価

a. 設備費

軽油焚きの必要性をバックアップのみとした場合は、ガス／軽油 CCPP の設備費はガス専焼 CCPP のそれに比べ、主に以下の設備費が増額となる。

Table I-4-7-7 軽油設備関連コスト

Additional facility	Estimated Additional Cost/ mil.USD
Oil Storage Tank	5.0
Oil unloading and piping system	1.7
Increase capacity of water treatment system	2.3
Increase capacity of waste water treatment system	1.2
Total	10.2

これは発電設備総費用約 430 億円の約 2.5%であり大幅なコストアップではない。一方、長期の軽油による連続運転を考慮する場合は毎時約 80kl の払出設備への増強および貯蔵タンクは 50,000kl x 2 基への増強が必要となりかなりのコストアップとなる。

b. 運転保守費

燃料単価を「バ」国内価格、310MW, 70%負荷率を仮定すると、ガス焚き時の年間燃料費は約 12 百万ドルであるのに対し、軽油焚き時は年間約 177 百万ドルにも上る。この額は 2005-2006 年度の BPDB の総燃料費に匹敵する額であり、現行の電気料金収入では油焚き時の燃料費回収が十分行われないため BPDB の燃料費予算手当てが大きな障壁となると考える。

一方、保守費としてはガスタービン高温部品の修理・交換インターバルが約 0.7 倍となるためその修理・交換費は年間約 4 百万ドル増加する。

3) 環境側面

軽油燃焼時にはガス燃焼時には発生しない SO_x が排出される。また、NO_x についても水噴射による低減対策を施してもガス燃焼時より多くの NO_x が排出される。それぞれの具体的な排出濃度は「5.5.4 項 環境要求事項 (1)大気汚染物質」の Table I-5-5-3 に示す。

4) 軽油燃焼設備適用の妥当性

技術および経済性評価、環境側面からベラマラ発電設備へのガス／軽油焚き CCPP の適

用は以下のことが言える。

- ・ ガス遮断時等、軽油焚きに切替えることにより発電容量が確保できる。
- ・ 軽油焚き CCPP は重油焚きのそれに比べ納入実績は多いが、技術的難易度は同様に高く、その用途はほとんどがバックアップ設備との位置付けである。
- ・ 重油焚き CCPP と同様、出力・効率が大幅に低下する。
- ・ 長期間の軽油による連続運転となった場合は、燃料費が莫大であるため資金繰りができずその結果発電できなく可能性が高い。
- ・ 上記の場合、排ガス中 SOx 等による環境への影響が懸念される。

したがってガス／軽油焚き CCPP の本ベラマラ発電設備への適用はバックアップ設備と位置付けることが妥当と考える。

(3) 燃料多様化への提言

上記検討より、CCPP においてはガスの代替主燃料として重油・軽油を常時使用することは技術的・経済的・環境的観点から妥当な選択ではない。本プロジェクトの実現にはガスの優先供給が必須であり、燃料多様化への提言としては軽油バックアップ設備を有するガス／軽油焚き CCPP を推奨する。

4.7.2 ガスタービン形式の選定

(1) 出力・効率の比較

当初、本プロジェクトの定格出力は 450MW と計画されていたため、用いられるガスタービンは通常、燃焼温度が 1100 度クラスの E 型ガスタービンまたは 1300 度クラスの F 型ガスタービンが選択肢となる。Table I-4-7-8 および Table I-4-7-9 に主要 4 社の想定される CCPP の ISO 条件（15°C、1013hPa、湿度 60%）における出力・効率を示す（one-through 式復水器の場合）。E 型ガスタービンを採用する場合はガスタービン 2 台構成、F 型ガスタービンを採用する場合はガスタービン 1 台構成となる。

Table I-4-7-8 想定される E 型ガスタービン CCPP

	Model	Output / MW	Efficiency (LHV) / %
GE	S209E	391.4	52.7
MHI	MPCP2 (M701)	426.6	51.6
Siemens	SCC5-2000E 2 x 1	505.0	52.5
Siemens	SCC5-3000E 2 x 1	576.0	56.3
Alstom	KA13E2-2	507.4	53.0

(出所) Gas Turbine World 2007-8 GTW Handbook

Table I-4-7-9 想定される F 型ガスタービン CCPP

	Model	Output / MW	Efficiency (LHV) / %
GE	S109FA	390.8	56.7
GE	S109FB	430.0	57.9
MHI	MPCP1(M701F)	464.5	59.5
Siemens	SCC5-4000F	416.0	58.2
Alstom	KA26-1	424.0	58.3

(出所) Gas Turbine World 2007-8 GTW Handbook

このようにガスタービン形式、ガスタービンメーカーにより CCPP の出力は変動する。サイト条件下での出力を概算すると、E 型ガスタービン 2 台を用いる CCPP (以下 E 型 CCPP) で約 360MW~530MW、F 型ガスタービン 1 台を用いる CCPP (以下 F 型 CCPP) で約 380MW~420MW となるものと予想され、E 型 CCPP では 2 社のモデルが 450MW を確保できるのに対し、F 型 CCPP ではどのモデルでも 450MW は確保できない。よって、出力 450MW 以上を入札の最低条件とした場合には多くて 2 社のみの競争しか成立せず、適切な競争原理が働かない可能性が高いと評価する。

次に、効率については Table I-4-7-8、Table I-4-7-9 に示すように E 型 CCPP で約 52% (Siemens SCC5-3000E 2 x 1 を除く)、F 型 CCPP で約 58% である。ここで出力を 360MW、年間運転時間を 8000hr と仮定すると、年間ガス消費量は E 型 CCPP で約 18.1GCF、F 型 CCPP で約 16.3GCF と試算され、F 型 CCPP の方が年間 1.8GCF のもガスを節約することが出来る。これを、年間燃料ガス代として試算すると、「バ」国内価格ベースでは約 1.7 百万ドル、国際価格ベースでは 12.7 百万ドルもの節約となり、ガス価格が上昇するほど F 型 CCPP の経済的優位性が高まる。

(2) EPC コストの比較

次に、E 型および F 型 CCPP それぞれの機種の一般的な EPC コストは以下のようなものである。ここで示す EPC コストは Gas Turbine World 2007-8 GTW Handbook に示す FOB 価格をベースに試算したものである。本プロジェクトの資金計画の詳細は 8 章を参照のこと。Table I-4-7-10、Table I-4-7-11 に示すように建設単価 (USD/kW) を比較すると E 型 CCPP の方が多少安価である結果となった。

Table I-4-7-10 E型CCPPの想定価格(2008年6月現在)

Model		FOB Price * / mil. USD	Assumed EPC Price / mil. USD	Assumed EPC Price per kW / USD/kW
GE	S209E	185.2	353.9	904
MHI	MPCP2 (M701)	191.7	366.3	872
Siemens	SCC5-2000E 2 x 1	223.2	426.5	845
Siemens	SCC5-3000E 2 x 1	262.9	502.4	872
Alstom	KA13E2-2	225.9	431.7	851
Average		217.8	416.2	869

(出所) * は Gas Turbine World 2007-8 GTW Handbook より作成。想定価格は調査団作成。

Table I-4-7-11 F型CCPPの想定(2008年6月現在)

Model		FOB Price / mil. USD	Assumed EPC Price / mil. USD	Assumed EPC Price per kW / USD/kW
GE	S109FA	197.9	360.2	922
GE	S109FB	214.8	390.9	909
MHI	MPCP1(M701F)	220.4	401.1	978
Siemens	SCC5-4000F	216.9	394.8	949
Alstom	KA26-1	220.7	401.7	947
Average		214.1	389.7	941

(出所) * は Gas Turbine World 2007-8 GTW Handbook より作成。想定価格は調査団作成。

(3) 経済性比較

前項での検討では建設単価(USD/kW)としてはE型CCPPが多少有利である一方、運転費についてはより高効率のF型CCPPの方が有利であるため、設備投資費と運転費の双方を考慮した平均発電単価を算出し、経済性比較を行った。ここでは「バ」国における同規模発電所の実績(Meghnagat IPP)からSiemens社のモデルを比較検討用プラントとして比較検討を行った。

1) 前提条件

この比較評価はGas Turbine World Handbook 2007-2008や他案件での実績等を踏まえ以

下のような前提条件をもとに行った。ガス価格はプラントのライフサイクルを通しての経済性を評価する上で重要なファクターであるが、現在の「バ」国国内価格は政策により国際価格に比べ約 8 分の 1 に抑えられている一方、今後国際企業による生産割合が増加し国内価格もそれに伴って上昇することが想定される。そこでここでは現行国内価格の 0.98\$/GJ の場合、国際価格の 7.5\$/GJ 場合 および BPDB が検討用想定ガス価格として採用する 2.4\$/GJ の場合を検討した。

Table I-4-7-12 E 型/F 型 CCPP の経済性比較の前提条件

Model	Siemens SCC5-4000F	Siemens SCC5-2000E 2 x 1	
GT class	F class	E class	
Configuration (GT-HRSG-ST)	1-1-1	2-2-1	
Net Plant Output / MW	412.7	501.6	ISO condition
Net Plant Heat Rate / %	57.7	52.1	ISO condition
Plant Factor / %	70	70	
Service Period / years	30	30	
EPC Cost / mil.USD	394.9	426.5	
Gas Price (Local) / \$/GJ	0.98	0.98	As of 2007
Gas Price (Assumed) / \$/GJ	2.4	2.4	
Gas Price (International) / \$/GJ	7.5	7.5	As of Sep. 2007
Fixed O&M Cost / \$/kW/yr	8.8	8.8	
Variable O&M Cost / \$/MWhr	4.0	4.0	
Annual interest / %	5.5	5.5	
Escalation rate / %	6.12	6.12	average CPI in last 5yrs
Depreciation period / years	30	30	

2) 試算結果

平均発電単価の計算は資本回収費と燃料代等の O&M 費の運用期間によける年経費を算出することによる求めた。平均資本回収費については F 型 CCPP の方が E 型 CCPP より高いが、現行国内ガス価格の場合でも平均発電単価は F 型 CCPP の方が安くなった。この差はガス価格が高いケースで顕著となる。年間の発電コストとして試算するとガス価格が 7.5\$/GJ まで上昇すると年間 27.5 百ドルほど F 型 CCPP の方が経済的であるという結果となった。

従って、経済性の観点からベラマラ CCPP は高効率で燃料消費を抑えることが出来る F 型 CCPP の採用を推奨する。

Table I-4-7-13 E型/F型CCPPの経済性比較の試算結果

Model		Siemens SCC5-4000F (A)	Siemens SCC5-2000E 2 x 1 (B)	Deference (=A-B)
Levelized Capital Recovery Cost / US cent/kWhr		1.26	1.12	0.9
Levelized Variable O&M Cost / US cent/kWhr		0.85	0.85	0
Levelized Fixed O&M Cost / US cent/kWhr		0.31	0.31	0
Levelized Fuel Cost / US cent/kWhr	Local Gas Price	1.49	1.65	-0.16
	Assumed Gas Price	3.66	4.05	-0.39
	International Gas Price	11.4	12.7	-1.3
Levelized Generation Cost / US cent/kWhr	Local Gas Price	3.91	3.93	-0.02
	Assumed Gas Price	6.08	6.33	-0.25
	International Gas Price	13.9	14.9	-1.1
Levelized Annual Generation Cost / mil.USD/yr *	Local Gas Price	99.0	99.6	-0.5
	Assumed Gas Price	153.8	160.2	-6.4
	International Gas Price	350.6	378.1	-27.5

Note) * Annual Generation is assumed as 2.53 TWhr (=412.7MW x 8760 hrs x 0.7) for both CCPP.

(4) 二酸化炭素排出量の比較

発電設備で発生する温室効果ガスは、主に燃料の燃焼により発生する二酸化炭素である。その源は石炭、石油や天然ガスといった化石燃料を燃焼させることで排出される。したがって電力エネルギーへの変換効率の向上は燃料の節約となり、有限の天然資源の保全とともに二酸化炭素の排出削減につながる。したがって、本プロジェクトの実施に当たってはより高効率のF型CCPPを導入することにより燃料使用量が低減され、ひいては二酸化炭素の排出量を削減することが可能となる。

1) 前提条件

以下の3種の発電設備につき二酸化炭素排出量を試算した。

ベースケース	E型GT シンプルサイクル (S/C) 発電設備
プロジェクトケース A	E型CCPP
プロジェクトケース B	F型CCPP

前提となる条件を Table I-4-7-14 に示す。プロジェクトケース B にて年間利用率が 70% の年間発電量を基準とした。

Table I-4-7-14 二酸化炭素排出量試算の前提条件

	Base Case	Project Case A	Project Case B
Plant System	E class GT Simple Cycle	E class GT Combined Cycle	F class GT Combined Cycle
Model	Siemens SGT5-2000E x 3	Siemens SCC5-2000E 2 x 1	Siemens SCC5-4000F
Net Output / MW (ISO)	504.0MW	505.0 MW	416.0 MW
Annual Power Generation /GWhr	Same as Project Case B	Same as Project Case B	2,551 GWhr (Plant factor =70%)
Efficiency / % (LHV)	34.7%	52.5%	58.3%
Fuel	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas

2) 計算式

温室効果ガスの排出量を計算する式を次に示す。

温室効果ガス排出量(t-CO₂/年) = 燃料消費量 (発熱量換算値 : TJ) × 炭素排出原単位 (tC/TJ) × 炭素の酸化比率係数 × 二酸化炭素単位換算係数

燃料消費量は前提条件に示した数値を用いて計算する。炭素排出原単位、炭素の酸化比率係数および二酸化炭素単位換算係数は IPCC(気候変動に関する政府間パネル)ガイドラインによる。IPCC ガイドラインを Table I-4-7-15 に示す。

Table I-4-7-15 IPCC 係数一覧

	Natural Gas
Carbon Content / Kg/GJ	15.3
Carbon Oxidation Factor	0.995
Conversion Factor	44/12

(出所) IPCC Guideline for National Greenhouse Gas Inventories Reference Manual

3) 計算結果

温室効果ガス排出量の削減効果を Table I-4-7-16 に示す。

Table I-4-7-16 二酸化炭素排出量の削減効果

	Base Case	Project Case A	Project Case B
Annual Energy Consumption / TJ/yr	26,470	17,495	15,755
Annual CO ₂ Discharge / t- CO ₂ /yr	1,477,517	976,569	879,414
Annual CO ₂ Reduction / t- CO ₂ /yr	-	500,948	598,103

上表より、年間での二酸化炭素削減量は、E型CCPPで500,948 t- CO₂、F型CCPPで598,103 t- CO₂なる。削減率はそれぞれ34%、40%である。さらに、E型CCPPとF型CCPPで比較すると、削減量は97,155 t- CO₂で削減率10%である。

したがって、本プロジェクトの実施においてCCPPを導入することにより「バ」国で従来から導入されてきたS/C発電設備に比べ相当量の二酸化炭素排出量の削減が可能であり、より削減効果があるF型CCPPを採用することが地球温暖化防止の観点から望まれる選択である。

(5) 系統への影響度

E型CCPPの場合は、ガスタービン発電機2台、蒸気タービン発電機1台で構成され、発電機容量は最大で190MW（大気温度15°C時）程度となる。これに対しF型CCPPの場合は、ガスタービン発電機1台、蒸気タービン発電機1台からなり、発電機容量は最大で310MW（大気温度15°C時）程度となる。

発電機が故障等によりトリップした場合、系統への影響度を考えると発電機単体容量は小さいほど好ましい。しかし、系統への影響度が最大となるのはCCPPが全トリップした場合であり、4.4.3項に述べる系統静的解析の結果では想定最大発電容量575MW時においても潮流・電圧は許容範囲内であることが確認された。

したがって、E型およびF型CCPPの系統への影響度としては、発電機単体容量の違いによる度合いの差があってもどちらの場合も許容範囲内であるため両形式とも適用可能と考える。

(6) 重量物輸送制約

建設時の機器輸送を計画する際、最大重量物となる機器が輸送可能かどうか判断することは輸送計画の初期段階で行われるべき事項である。CCPPの構成機器中、最大重量物はガスタービンである。E型ガスタービンでは200~339トン、F型ガスタービンでは339~418トンである。4.8項において重量物の河川輸送が可能であると評価しており、その際に使用されるバージ船の最大積載重量を600トンと計画している。したがって、どちらのガスタービンも積載可能であり、輸送の難易度は同レベルであると言える。

(7) 結論

上記の結果を次表にまとめる。E型CCPPが有利な点が多少あるが、技術面、経済性、環境側面から総合的に評価すると本プロジェクトへはF型CCPPを推奨する。

Table I-4-7-17 E型CCPPとF型CCPPの比較

	F型CCPP	E型CCPP	検討結果
出力 (サイト条件下)	380 – 420 MW	360-530 MW (450MW 以上は 4 社中 2 社のみ)	450MW 以上を条件とすると競争が限定されてしまう。
効率 (ISO 条件下、一過式復水器の場合)	約 58%	約 52%	F 型 CCPP が約 6% 効率がよい。
建設費	390 百万ドル (937 ドル/kW)	416 百万ドル (869 ドル/kW)	建設単価 (ドル/kW) は E 型 CCPP が多少安価である。
発電原価 (ガス価格 2.4 ドル/GJ)	3.66 セント/kWhr	4.05 セント/kWhr	F 型 CCPP の方が経済的である。
CO ₂ 排出量 (年間発電量 当り)	879,414 t-CO ₂ /yr	976,569 t-CO ₂ /yr	F 型 CCPP の方が年間約 10 万トン排出量少ない。
系統影響度	許容範囲内	許容範囲内	同レベルである。
重量物輸送 制約	GT 重量 339~418 トン	GT 重量 200~339 トン	同レベルである。

4.7.3 軸構成の検討

(1) 軸構成の型式

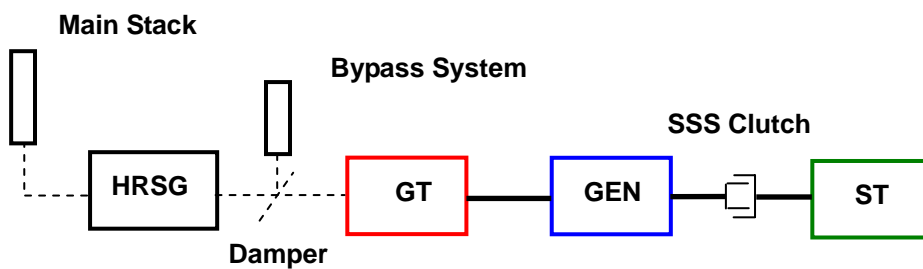
ガスタービン 1 台、熱回収蒸気発生器 (以下、HRSG と総称) 1 台、蒸気タービン 1 台、及び発電機 1 台または 2 台から構成される CCPP の軸構成の形式について比較検討する。基本的に、軸構成には 2 つの形式がある。ひとつは 1 軸構成と呼ばれており、ガスタービン、蒸気タービン、発電機が同一軸に接続されている形式である。もうひとつは多軸構成と呼ばれ、ガスタービン・発電機の軸と蒸気タービン・発電機の軸が別になっている形式である。

1 軸構成 CCPP は、更に SSS クラッチ(自動同期・嵌脱装置)とバイパス設備の有無によって 2 つの形式に分けられる。前者の軸構成では、ガスタービン、発電機、蒸気タービン

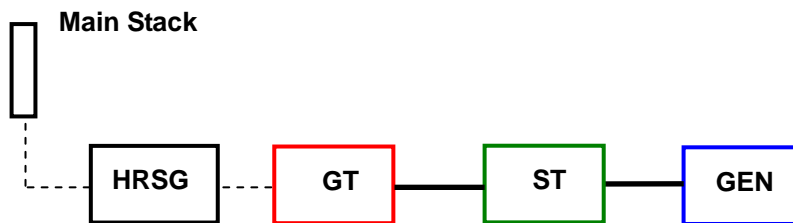
の順に配置されており、発電機と蒸気タービンの間に自動同期・嵌脱式の SSS クラッチが設置されており、さらにバイパス設備が装備されている。後者の軸構成では、通常ガスタービン、蒸気タービン、発電機の順に配置されており、クラッチとバイパス設備は装備されていない。

多軸構成の場合、バイパス設備の有無によって、2つの軸構成形式の CCPP が考えられる。これらの 4 つの軸構成形式の CCPP の主要設備の構成を以下のスケルトン図で示す。

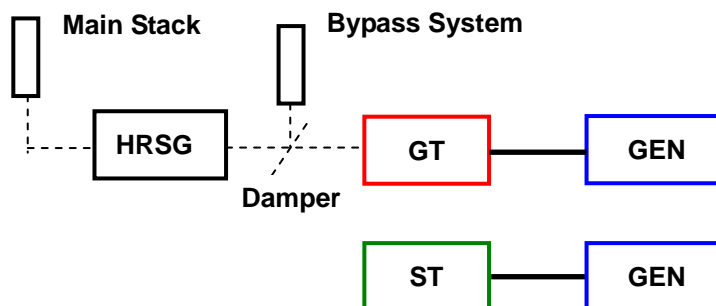
Single-Shaft CCPP with SSS Clutch and Bypass System

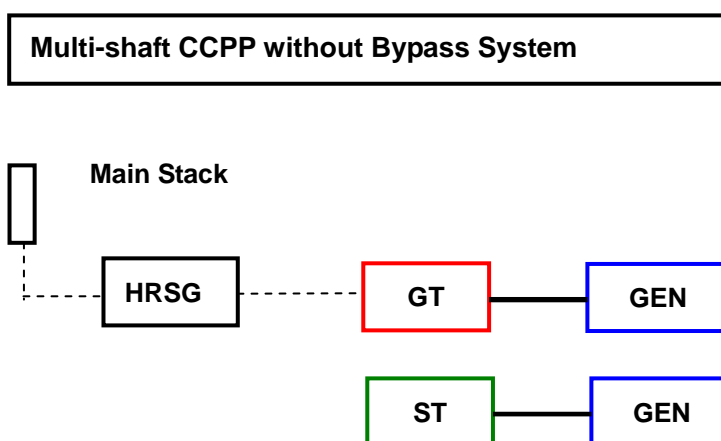


Single-Shaft CCPP without SSS Clutch



Multi-shaft CCPP with Bypass System





上図のように1軸構成CCPPでは、ガスと蒸気の両タービンに共通した1台の容量の大きい発電機が使用され、多軸構成CCPPでは、ガスと蒸気の各タービンに2台の容量の小さい発電機が個別に使用されている。軸構成の形式をバイパス設備の有無によって2つの形式に分けることも出来る。1つの形式はバイパス設備が装備されたCCPPで、ガスタービンとHRSGとの間にバイパス設備が設置されており、ガスタービン・発電機の単純サイクル運転が可能である。もう1つの形式では、バイパス設備の無いCCPPで、ガスタービン・発電機の単純サイクル運転はできない。

これらの4つの軸構成形式のCCPPについて、熱効率、運用性、運転操作性、起動時の蒸気および補機動力、適用実績、運転信頼性、保守性、設置面積、建設費、発電原価、輸送の観点から比較検討した。尚、バイパス設備については別途検討した。

(2) 熱効率

1軸構成CCPPでは大容量の発電機1台を搭載するのに対し、多軸構成CCPPでは容量の小さい発電機2台を使用しており、発電機の効率に僅かながら差がある。

バイパス設備を有するCCPPの場合、排気ガス・バイパス設備からの排気ガスの漏れが、プラントの熱効率に影響を与える。あるメーカーによれば、プラントの寿命期間における漏れ率は0.5~1.5%と報告されている。これは、蒸気タービン出力が0.5~1.5%低下することを意味しており、結果として、プラントの効率が0.17~0.50%低下することになる。従って、容量の大きい発電機の効率が0.1%大きくなることを考えると、4の軸構成形式のCCPPのプラント熱効率は、バイパス設備の無い1軸構成CCPPのプラント熱効率と比べて次のように想定される。

軸構成	SS CCPP w SSS and BS	SS CCPP w/o SSS and BS	MS CCPP w BS	MS CCPP w/o BS
プラント熱効率 (%)	Δ0.17~0.50	100	Δ0.27~0.60	Δ0.1

軸構成を示す各省略記号の意味は次の通り。

SS CCPP w SSS and BS	クラッチおよびバイパス設備付 1 軸構成 CCPP
SS CCPP w/o SSS and BS	クラッチおよびバイパス設備無し 1 軸構成 CCPP
MS CCPP w BS	バイパス設備付多軸構成 CCPP
MS CCPP w/o BS	バイパス設備無し多軸構成 CCPP

(3) 運用性

クラッチの無い 1 軸構成 CCPP では、ガスタービン、熱回収蒸気発生器、蒸気タービン、発電機の各コンポーネントが全て健全でないかぎり、プラントは運転できない。

クラッチおよびバイパス設備付 1 軸構成 CCPP では、HRSG、蒸気タービン、蒸気タービン復水器のいずれかが故障していても、クラッチで蒸気タービンを切り離すことにより、単純サイクルでの運転が可能となる。ガスタービンからの排気ガスはバイパス設備を通して大気中に放出される。

多軸構成 CCPP では、バイパス設備を有する場合は、クラッチ付 1 軸構成 CCPP と同じように単純サイクルでの運転が可能となる。しかし、バイパス設備を持たない場合は、恰もクラッチの無い 1 軸構成 CCPP であるかのような動作をする。ただ、この場合でも HRSG と復水器が共に健全であれば、発生した蒸気を復水器に放出することにより、起動時のように限られた時間であれば、単純サイクルモードでの運転が可能である。しかし、正常な運転であるとは言い難い。

このように、軸構成には関係なく、バイパス設備を有する CCPP は、その無い CCPP より柔軟な運転が可能である。しかし、バイパス設備の無い 1 軸構成と多軸構成の CCPP の間には運用性の点での差違は無い。

(4) 運転操作性

CCPP はガスタービンへの燃料流量の自動調節によってのみ運転されており、起動、定常運転、および停止の運転サイクルは、軸構成に関係なく完全自動化ができる。また、クラッチは、自動同期・嵌脱式である。従って、両形式の軸構成の間には、運転の容易さの点での本質的な差違はない。しかし、多軸構成 CCPP では、運転する機器の数が多く、運転操作手順は 1 軸構成 CCPP と比較して多少複雑となる。しかし、運転操作もほとんど自動操作で行われており、その操作に運転員が介入することは無く運転操作の点でも差違はない。

(5) 起動時の必要蒸気および補機動力

多軸構成 CCPP およびクラッチ付 1 軸構成 CCPP の場合、蒸気タービンを切り離して、ガスタービンと発電機を HRSG と共に起動させることができる。ガスタービンが起動して、一定時間後に、蒸気タービンの起動に必要な蒸気が HRSG から利用可能となれば、その時点でクラッチを嵌合し、その蒸気によって、蒸気タービン流路の冷却およびグランドの密封を行い、蒸気タービン・発電機を起動することができる。

しかし、クラッチ無し 1 軸構成 CCPP の場合、蒸気タービンはガスタービンと同時に起動させられることになるので、蒸気タービン流路の冷却およびグランド密封に必要な蒸気は外部供給源から供給しなければならない。そのためには、既存ボイラ設備あるいは単

独設置補助ボイラから補助蒸気の供給が必要となる。

クラッチ無し 1 軸構成 CCPP の起動装置の駆動には、ガスタービン定格出力の約 2.5% の動力が必要となるが、他の 3 つの軸構成形式の CCPP の起動装置では、必要動力は約 2.0% で済む。

プラント起動時に、起動装置以外の補機の駆動に必要となる動力には、CCPP の軸構成による差はほとんど無い。

(6) 適用実績

Table I-4-4-18 と Table I-4-4-19 に示すように、1 軸および多軸構成 CCPP 共それぞれ多くの適用実績があり、何れの軸構成形式の CCPP を採用しても技術的困難を伴うことない。Table I-4-4-20 は伝達容量が 100MW を超える SSS クラッチ付 CCPP の実績表を示したものである。この表から、SSS クラッチ付 CCPP の多くの実績が特定のメーカーに限られていることが分かる。

(7) プラント運転信頼性

プラントの運転信頼性は、プラントの信頼係数によって評価できる。各軸構成形式の CCPP の信頼係数は、プラントを構成する主要機器の信頼係数が以下の通りであると仮定して論理的に計算できる。

ガスタービン：	A1 = 97.5%
バイパス設備：	A2 = 98.0%
熱回収蒸気発生器：	A3 = 98.5%
蒸気タービン：	A4 = 99.0%
ガスタービン発電機・変圧器：	A5 = 99.5%
蒸気タービン発電機・変圧器：	A6 = 99.5%
クラッチ：	A7 = 99.8%

理論的に計算した運転時間基準のプラント信頼係数の計算結果を、クラッチ無し 1 軸構成 CCPP は $PORH_S$ 、クラッチ付 1 軸構成 CCPP は $PORH_{SS}$ 、バイパス・なしの多軸構成 CCPP は $PORH_M$ 、バイパス設備付多軸構成 CCPP は $PORH_{MB}$ として以下に示す。

$$PORH_S = A1 \times A3 \times A4 \times A5 = 0.975 \times 0.985 \times 0.990 \times 0.995 = 0.946 = 94.60 \%$$

$$\begin{aligned} PORH_{SS} &= A1 \times A2 \times A3 \times A4 \times A5 \times A7 + A1 \times A2 \times A5 \times A7 \times (1 - A3 \times A4) \\ &= 0.975 \times 0.980 \times 0.985 \times 0.990 \times 0.995 \times 0.998 + 0.975 \times 0.980 \times 0.998 \times (1 - 0.985 \times 0.990) \\ &= 0.9252 + 0.0236 = 0.9488 = 94.88 \% \end{aligned}$$

$$PORH_M = A1 \times A3 \times A4 \times A5 \times A6 = 0.975 \times 0.985 \times 0.990 \times 0.995 \times 0.995 = 0.941 = 94.13 \%$$

$$PORH_{MB} = A1 \times A2 \times A3 \times A4 \times A5 \times A6 + A1 \times A2 \times A5 \times (1 - A3 \times A4 \times A6)$$

$$=0.975 \times 0.980 \times 0.985 \times 0.990 \times 0.995 + 0.975 \times 0.980 \times 0.995 \times (1 - 0.985 \times 0.990 \times 0.995)$$

$$= 0.9225 + 0.0283 = 0.9507 = 95.07 \%$$

クラッチ付 1 軸構成 CCPP のプラント信頼係数(PORH_{SS}) の中 92.52%の数値は、全ての主要機器が健全である場合のプラント信頼係数を示している。一方、2.36%の数値は、ボトムリングシステムを構成する主要機器の何れかの問題が原因で、ガスタービン・発電機のみしか運転できない場合のプラント信頼係数を示している。PORH_{MB}についても同様である。

上記の算出結果から、4つの軸構成形式のCCPPの時間基準のプラント信頼係数の間には、以下のような関係が成立する。

$$PORH_{MB} (95.07 \%) > PORH_{SS} (94.88 \%) > PORH_S (94.60 \%) > PORH_M (94.13 \%)$$

この関係から、バイパス設備付多軸構成 CCPP のプラント信頼係数(PORH_{MB})が他のタイプの何れの CCPP より僅かながら高くなっている。しかしながら、その軸構成 CCPP の優位性を決定付ける程高いとは言いがたい。

同様に、発電量を基準とするプラント信頼係数(PORE)は、理論的には、ガスタービン・発電機による出力がプラントの総出力の 3 分の 2 であるという仮定で算出できる。バイパス設備付の CCPP では、HRSG に入る排気ガスの漏れによるプラントの熱効率低下を考慮する必要がある。更に、多軸構成 CCPP では容量の小さい発電機の採用によるプラントの熱効率低下がある。その計算結果は以下の通りである。

PORE _S :	94.60 %
PORE _{SS} :	93.46 %
PORE _M :	94.03 %
PORE _{MB} :	93.88 %

結果として、クラッチ無し 1 軸構成 CCPP の発電量基準のプラント信頼係数(POAE_S)が他の軸構成の CCPP に比較して僅かながら高くなっている。

定性的には、バイパス設備付多軸構成 CCPP の方が発電量基準プラント信頼係数は高いと思われるが、以上のプラント信頼係数解析結果からは、必ずしもそうであるとは言いがたい。その理由は、運転する機器の数が多く却ってプラント全体の運転信頼性を損なうことになるためである。

(8) 保守点検費

1 軸構成 CCPP と比較して、多軸構成 CCPP は発電機や主変圧器をはじめ、潤滑油および制御油装置などの数量が多く、バイパス排気塔、バイパス排気塔消音器、排気ダンパなどの設備が必要となることもある。従って、多軸構成 CCPP のほうが保守点検により多くの人工を必要とし、費用が高くなることが想像できる。

(9) 設置面積

前項にも述べられているように、多軸構成 CCPP は 1 軸構成 CCPP よりも多くの設備を備えているため、必要な設置面積も広がる。更に、ガスタービン・発電機と蒸気タービン・発電機が別々に設置されているため、空間の利用効率が劣る。過去の経験から、多軸構成 CCPP の主要発電設備の設置面積は、バイパス設備設置の有無にもよるが、1 軸構成 CCPP よりもおおよそ 15～25% 広がる。設備の設置面積が大きいことは、土木、建築、組立作業が多くなることを意味し、結果的に費用の増大を招くことになる。添付の Figure I-4-7-3 と Figure I-4-7-4 は、F 形ガスタービンによるクラッチ無し 1 軸構成 CCPP およびバイパス設備付多軸構成 CCPP の主要発電設備部分の典型的な計画配置図を示したものである。

クラッチとバイパス設備付の 1 軸構成 CCPP では、Figure I-4-7-3 に比較して、長手方向の長さが 20m 程長くなる。したがって、その設置面積は、バイパス設備付多軸構成 CCPP に近くなる。

(10) 段階的建設

バイパス設備を備えた多軸構成 CCPP は、段階的建設が可能であるという特長をそなえている。ガスタービン・発電機設備の建設期間は通常、ボトムリングシステムの建設期間よりも短く、CCPP 全体が完成する前に、その設備を商業運転に入れることが出来る。これは、急増する電力需要に対応しなければならない本プロジェクトにとっては有利な条件と言える。

(11) 建設費

多軸構成 CCPP は前述の通り、1 軸構成 CCPP に比べてより多くの機器・設備から構成されている。従って、その建設費が 1 軸構成 CCPP よりも高くなることが容易に予想される。添付 Table I-4-7-21 および Table I-4-7-22 は、特定モデルの CCPP についてコンピュータ・ソフトウェアを使って求めた、バイパス設備有り/無しの多軸構成 CCPP と、クラッチ有り/無しの 1 軸構成 CCPP の建設費を示したものである。

コンピュータ・ソフトウェアによる見積り計算では、見積もり対象設備の範囲は限られている。例えば、開閉所やその建設費、一定期間の消耗予備品や高温部予備品の費用、特別な状況での輸送費などは含まれない。従って、求められた建設費が本プロジェクトの建設費を精確に反映しているとは必ずしも言えない。しかし、これらの建設費用間の相対差を参考値として利用することは、本検討の意義を些かでも損なうものではない。

これらの表から、クラッチ無し 1 軸構成 CCPP(SS CCPP w/o SSS and BS)に対する他の 3 の形式の軸構成 CCPP の建設費が次のように計算できる。

SS CCPP w SSS and BS	+ 2.2 %
MS CCPP w/o BS	+ 4.2 %
MS CCPP w BS	+ 6.1 %

(12) 発電単価

クラッチ無し 1 軸構成 CCPP に対する他の 3 の形式の軸構成 CCPP の発電単価が以下に述べるような方法で計算できる。

1) 燃料費

燃料費(燃料消費量)は時間基準のプラント信頼係数に比例する。したがって、クラッチ無し 1 軸構成 CCPP に対する他の 3 の形式の軸構成 CCPP の燃料費が次のように計算できる。

SS CCPP w SSS and BS	+ 0.3 %
MS CCPP w/o BS	Δ 0.5 %
MS CCPP w BS	+ 0.5 %

2) 資本回収費

同様に、建設費に比例する資本回収費が Table I-4-7-20 および Table I-4-7-21 から次のように計算できる。

SS CCPP w SSS and BS	+ 2.2 %
MS CCPP w/o BS	+ 4.2 %
MS CCPP w BS	+ 6.1 %

3) 発電電力量

同じく、発電量ベースのプラント信頼係数に比例する発電電力量は、7 節での検討結果から次のように計算できる。

SS CCPP w SSS and BS	Δ 0.70 %
MS CCPP w/o BS	Δ 0.60 %
MS CCPP w BS	Δ 0.76 %

従って、クラッチ無し 1 軸構成 CCPP に対するクラッチ有り 1 軸構成 CCPP の発電単価は、「バ」国の現行電気料金体系での資本回収費と燃料費が 1.0 対 3.0 であるとすれば、 $1.3 \% (= ((1 + 0.0030) \times 3/4 + (1 + 0.022) \times 3/4) / (1 - 0.0070) - 1.0) = 0.015$ 高くなることになる。同じように、他の 2 の形式の軸構成 CCPP の発電単価が次のように計算できる。

MS CCPP w/o BS	+ 1.3 %
MS CCPP w BS	+ 2.7 %

(13) 内陸輸送

本プラントの立地点であるベラマラは、「バ」国北西の内陸部にあり、パドマ川の近くに位置している。内陸輸送には陸上と水上での 2 つの輸送方法が考えられ、輸送貨物の重量、寸法、梱包構成態によって使い分ける。現地での輸送調査結果、梱包重量が

40 トンを超える重量貨物については、モングラ港からサイトまでの河川に十分な水位が確保できる雨季の7月から9月までの3ヶ月間に水上輸送し、40 トン以下の通常貨物はその間陸上輸送する計画とした。

発電機および主変圧器の重量や寸法は軸構成によって異なるが、他のコンポーネントは両タイプの軸構成に共通である。軸構成による最重量貨物の重量は次のようになる。

貨物名称	1 軸形 CCPP	多軸形 CCPP
車軸、車室一体ガスタービン(トン)	350	350
回転子、固定子一体発電機(トン)	320	250

このように、軸構成には関係なく、最重量貨物はガスタービンであり、従って、軸構成による内陸輸送の困難さの差違は無い。

(14) 検討結果の要約と推奨

検討結果を要約したものを次頁の表に示す。表中で着色されているセルは、該当する比較項目の中でその軸構成が最良であることを示している。この表に示されているように、各軸構成形式の CCPP 共長所と短所を兼備している。例えば、経済性(熱効率、建設費、発電単価)を最優先に考えると、クラッチ無し 1 軸構成 CCPP が推奨されることになり、運用性(単純サイクル運転)と運転信頼性(時間基準)を最優先させれば、バイパス設備付多軸構成 CCPP が推奨される。更に、ガスタービン発電設備と蒸気タービン発電設備の段階建設が必須条件であれば、バイパス設備付き多軸構成 CCPP に限られる。クラッチとバイパス設備を備えた 1 軸構成 CCPP については、それぞれの比較項目で最良とは言い難いがより優れた経済性、運用性および運転信頼性の全てを備えている。しかしながら、クラッチ付 1 軸構成 CCPP については、その適用実績(Table I-4-7-19 参照)の多くがこの構成の CCPP を標準設計としているアルストムとシーメンスの 2 社に限られ、公正な競争入札が期待できないので推奨できない。

当該発電プラントは、「バ」国電力系統の電力フローバランスを改善することを目的として同国の西部地域に建設されることになっている。本プラントは当面は 1 ユニットでの運用が想定されており、そのユニットが停止すると、既存の小容量の発電設備撤去後であれば、この発電所からは、一切の電力供給が停止されることを意味している。しかしながら、このような事態は極力避けなければならない。そのためには、時間基準運転信頼性に優れたバイパス設備付き多軸構成 CCPP が推奨される。また、同軸構成の CCPP は、建設期間が短くて済むガスタービン発電設備の先行運開が出来、電力需要の急激な伸びに対応することもできる。

以上のような当該発電プラントの建設に与えられた意義を踏まえ、結論として、バイパス設備付多軸構成 CCPP を推奨する。「バ」国で導入されている CCPP は全てこの形式の軸構成であることも、それを推奨する理由の 1 つである。

軸形式による CCPP の比較検討結果要約表

比較項目		1 軸構成 CCPP		多軸構成 CCPP	
		クラッチ無し	クラッチ有り	バイパス設備有り	バイパス設備無し
1. 熱効率		ベース (100%)	Δ 0.17 %	Δ 0.27 %	Δ 0.10 %
2. 運用性(単純サイクル運転)		ベース(不可)	より柔軟(可)	より柔軟(可)	同等(不可)
3. 運転性		ベース	同等	運転機器・設備が多くやや複雑	
4. 起動時必要蒸気/動力	蒸気	外部からの補助蒸気	自己蒸気	自己蒸気	外部からの補助蒸気
	起動装置 動力	GT 容量の約 2.5 %	GT 容量の約 2.0 %	GT 容量の約 2.0 %	GT 容量の約 2.0 %
5. 実績		各軸構成形式の CCPP 共多くの実績があるが、クラッチ有り CCPP は特定のメーカーに限定される。			
6. 運転信頼性	時間基準	ベース (100%)	+ 0.3 %	+ 0.5 %	Δ 0.5 %
	発電量基準	ベース (100%)	Δ 0.7 0%	Δ 0.76 %	Δ 0.60 %
7. 保守点検費		ベース	同等	運転機器・設備が多くやや割高	
8. 主要発電設備設置面積		ベース (100%)	+ 15 %	+ 25 %	+ 10 %
9. 段階的建設		No	No	Yes	No
10. 建設費		ベース (100%)	+ 2.2 %	+ 6.1 %	+ 4.2 %
11. 発電単価		ベース (100%)	+ 1.5 %	+ 2.7 %	+ 1.3 %
12. 内陸輸送		ベース	同等	同等	同等

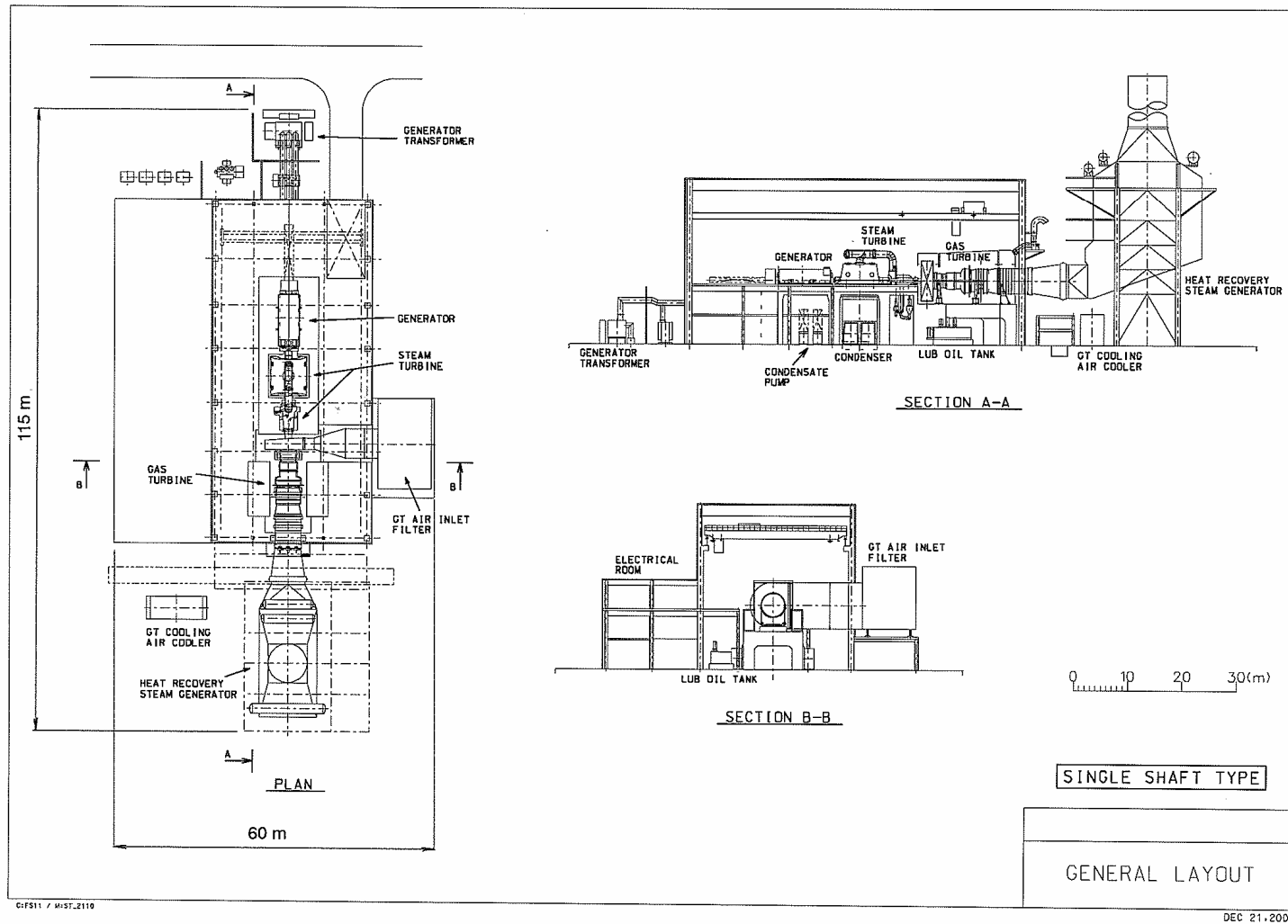


Figure I-4-7-3 1軸形CCPPの典型的な配置図

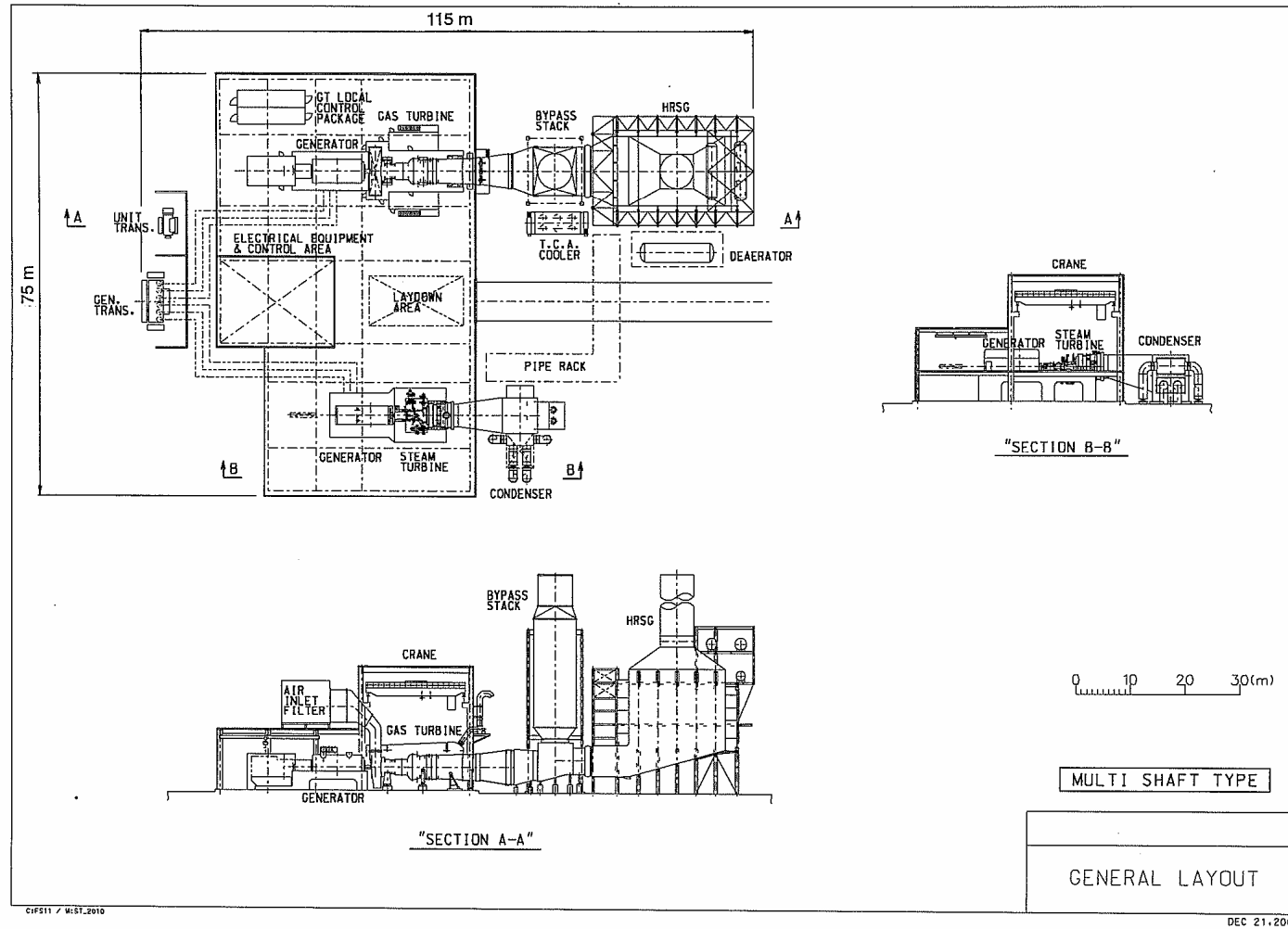


Figure I-4-7-4 多軸形 CCPP の典型的な配置図

Table I-4-7-18 1 軸構成 CCPP の適用実績例(1/4)

<u>Model</u>	<u>Plant Name</u>	<u>Country</u>	<u>Operation Year</u>	<u>Unit Capacity</u>	<u>No. of Unit</u>
ALSTOM					
KA26-1	Castejon 2	Spain	2008	400	1
KA26-1	Cartagena	Spain	2006	400	3
KA24-1 ICS™	Monterrey III	Mexico	2003	250	4
KA26-1	San Roque	Spain	2002	400	2
KA26-1	Besos	Spain	2002	400	2
KA26-1	Bowin	Thailand	2002	350	2
KA26-1	Chiba	Japan	2002	400	1
KA26-1	Swanbank	Australia	2002	380	1
KA26-1	Bang Bo	Thailand	2002	350	1
KA26-1	Castejon	Spain	2002	380	1
KA24-1	Termobahia	Brazil	2002	185	1
KA24-1 ICS™	La Paloma	USA	2001	250	4
KA26-1	Ringsend	Ireland	2001	380	1
KA24-1 ICS™	Hermosillo	Mexico	2001	253	1
KA24-1 ICS™	Milford	USA	2001	265	2
KA24-1 ICS™	Bellingham	USA	2001	265	2
KA24-1 ICS™	Midlothian Extension	USA	2001	240	2
KA24-1 ICS™	Hays County	USA	2001	275	4
KA24-1 ICS™	Rosarito III	Mexico	2001	270	2
KA24-1 ICS™	Blackstone	USA	2001	275	2
KA24-1 ICS™	Lake Road	USA	2001	267	3
KA24-1 ICS™	Midlothian	USA	2000	250	4
KA24-1	Island Cogen	Canada	2000	250	1
KA24-1 ICS™	Monterrey	Mexico	2000	242	2
KA26-1	Shoreham	UK	2000	400	1
KA26-1	Tocopilla	Chile	1999	400	1
KA26-1	Enfield	UK	1999	400	1
KA24-1 ICS™	Agawam	USA	1999	271	1
KA11N2-1	Dighton	USA	1999	168	1
KA26-1	Taranaki	NZ	1998	360	1
KA11N2-1	Bao Shan	China	1997	150	1

KA13D	Deep	Dubai	1993	135	1
KA13D	Korneuburg	Austria	1980	128	1
KA11N	West Winsor	Canada	1995	120	1
KA11N	Orland	USA	1993	120	1
KA11	Hazleton	USA	1989	135	1
TOTAL					43

Table I-4-7-18 1 軸構成 CCPP の適用実績例(2/4)

<u>Model</u>	<u>Plant Name</u>	<u>Country</u>	<u>Operation Year</u>	<u>Unit Capacity</u>	<u>No. of Unit</u>
GE					
STAG 109 FA	Shinagawa	Japan	2001-2003	380	3
STAG 109 FA	Chiba	Japan	1998	360	4
STAG 109 FA	Akzo	NZ	1998	360	1
STAG 106FA	Baffolora	Italy	1998	110	1
STAG 107FA	Kawagoe	Japan	1998	235	7
STAG 109 FA	Yokohama	Japan	1997	350	8
STAG 107FA	Hermiston	USA	1996	213	2
STAG 107FA	Cogentrix	USA	1996	248	1
STAG 109FA	Gent	Belgium	1996	350	2
STAG 109FA	Black Point	China	1995	340	8
STAG 109FA	EPON	Netherland	1995	350	5
STAG 107F	Connah's Quey	UK	1995	350	4
STAG 107EA	Shin-Oita	Japan	1992	138	5
STAG 107F	Yanai	Japan	1990	125	6
STAG 107E	Yokkaichi	Japan	1988	112	5
STAG 109E	Futtsu	Japan	1986	165	14
TOTAL					76

Table I-4-7-18 1 軸構成 CCPP の適用実績例(3/4)

Model	Plant Name	Country	Operation Year	Unit Capacity	No. of Unit
MHI					
MPCP1(M701F)	Serervaya	Azerbaijan	2002	438	1
MPCP1(M701F)	Tuas II	Singapore	2001	360	2
MPCP1(M701F)	PPN	India	2001	348	1
MPCP1(M701F)	Saltend	UK	2000	400	3
MPCP1(M701F)	San Ishidro	Chile	1998	370	1
MPCP1(M701F)	Chiba	Japan	1999	360	4
MPCP1(M701D)	JR Kawasaki	Japan	1999	190	1
MPCP1(M501F)	Nanpu	Taiwan	2003	251	1
MPCP1(M501F)	Trans Alta	Mexico	2002	282	1
MPCP1(M501D)	Hunamachi	Japan	1999	149	1
MPCP1(M501F)	Shin-Ohita	Japan	1997	218	2
MPCP1(M501F)	Kawagoe	Japan	1997	243	7
MPCP1(M701D)	STEAG	Netherland	1997	145	1
MPCP1(M501F)	Shin-Ohita	Japan	1996	218	2
MPCP1(M501D)	Fukuyama	Japan	1996	145	1
MPCP1(M501D)	Mizushima	Japan	1995	145	2
MPCP1(M701D)	Kawasaki Steel	Japan	1988	145	1
TOTAL					32

Table I-4-7-18 1 軸構成 CCPP の適用実績例(4/4)

<u>Model</u>	<u>Plant Name</u>	<u>Country</u>	<u>Operation Year</u>	<u>Unit Capacity</u>	<u>No. of Unit</u>
Siemens					
UD 1S. V94.3A	Campo de Gibraltar	Spain	2003	385	2
GUD 1S. V94.3A	Pulau Seray	Singapore	2002	370	2
GUD 1S. V94.3A	Pulau Seray	Singapore	2002	370	2
GUD 1S. V84.3A	San Lorenzo	Philippines	2002	250	2
GUD 1S. V94.3A	Donaustadt	Austria	2001	385	1
GUD 1S. V64.3A	San Pedro	Domonican	2001	100	3
GUD 1S. V64.3A	Rzeszow	Poland	2001	100	1
GUD 1S. V94.3A	Seabank 2	U.K	2000	385	1
GUD 1S. V64.3A	Terni	Italy	2000	100	1
GUD 1S. V94.3A	Cottam	UK	1999	380	1
GUD 1S. V84.3A	Santa Rita	Philippine	1999	260	4
GUD 1S. V94.3A	Otahuhu	NZ	1998	260	1
GUD 1S. V84.3A	St. Fransis	USA	1998	260	2
GUD 1S. V94.3A	Quteiro	Portugal	1996	260	3
GUD 1S. V94.3	King's Lynn	U.K	1996	340	1
GUD 1S. V94.2	Buggenum	Netherlands	1993	280	1
TOTAL					26

Table I-4-7-19 多軸構成 CCPP の適用実績例(1/3)

<u>Model</u>	<u>Plant Name</u>	<u>Country</u>	<u>Operation Year</u>	<u>Configuration</u>	<u>Unit Capacity(MW)</u>	<u>No. of Unit</u>	<u>Type of Fuel</u>
ABB							
KA26-1	RDK Karlsruhe	DE	1997	1 on 1	360	1	NG/DO
KA26-2	Rocksavage	UK	1997	2 on 1	720	1	NG
KA26-2	Dock Sud	AR	2000	2 on 1	775	1	NG/DO
KA26-2	Coryton	UK	2001	2 on 1	775	1	NG/DO
KA26-1	Senoko	SG	2001	1 on 1	400	1	NG/DO
Total						5	
GE							
S209FA	Keadby	UK	1995	2 on 1	780	2	NG
S209FA	Little Barford	UK	1996	2 on 1	780	2	NG
S209FA	AES Medway	UK	1996	2 on 1	780	2	NG
S209FA	South Bangkok II	TH	1997	2 on 1	780	2	NG/DO
S109FA	Gent-Ringvaart	BE	1998	1 on 1	390	1	NG
S109FA	Nueva Renca	CL	1998	1 on 1	390	1	NG/DO
S109FA	Saint-Ghislain	BE	1999	1 on 1	390	1	NG
S209FA	Dabhol Power	IN	1999	2 on 1	780	2	NG/DO
S209FA	Rachaburi	TH	2000	2 on 1	780	1	NG/DO
S209FA	Tri Energy	TH	2000	2 on 1	780	2	NG/DO
S209FA	Sutton Bridge	UK	2000	2 on 1	780	2	NG
S209FA	Rachaburi	TH	2000	2 on 1	780	4	NG/DO
S109FA	Pulau Sakra	SG	2000	1 on 1	390	1	NG/DO
S109FA	Esch-Sur-Alzette	LX	2001	1 on 1	390	1	NG/DO
S209FA	Dabhol Power	IN	2001	2 on 1	780	4	NG/DO
S209FA	Castellon	SP	2001	2 on 1	780	2	NG/DO
Total						30	

Table I-4-7-19 多軸構成 CCPP の適用実績例(2/3)

<u>Model</u>	<u>Plant Name</u>	<u>Country</u>	<u>Operation Year</u>	<u>Configuration</u>	<u>Unit Capacity(MW)</u>	<u>No. of Unit</u>	<u>Type of Fuel</u>
MHI							
MPCP2(M701F)	EGAT Wang Noi I	TH	1997	2 on 1	650	2	NG/DO
MPCP2(M701F)	EGAT Wang Noi II	TH	1998	2 on 1	720	1	NG/DO
MPCP1(M701F)	San Isidro	CL	1998	1 on 1	370	1	NG/DO
MPCP2(M701F)	TEAS Bursa	TK	1999	2 on 1	700	2	NG
MPCP2(M701F)	Costanera	AR	1999	2 on 1	830	1	NG/DO
MPCP3(M701F)	Phu My I	VN	2001	3 on 1	1,090	1	NG/DO
MPCP2(M701F)	AES Parana	AR	2001	2 on 1	740	1	NG/DO
MPCP1(M701F)	AES Haripur	BAN	2001	1 on 1	360	1	NG
MPCP1(M701F)	PPN	IN	2001	1 on 1	360	1	NG/Naphtha
MPCP2(M701F)	Damhead	UK	2001	2 on 1	790	1	NG
MPCP2(M701F)	Port Dickson	ML	2004	2 on 1	730	1	NG/DO
MPCP2(M701F)	Cairo North	EGY	2004	2 on 1	750	1	NG/DO
Total						14	
Siemens							
GDU 1. 94.3A	Lujan De Cuyo	AR	1998	1 on 1	380	1	NG/DO
GDU 1. 94.3A	Nehuenco	CH	1998	1 on 1	380	1	NG/DO
GDU 2. 94.3A	Didcot	UK	1998	2 on 1	760	1	NG
GUD 2. 94.3A	Genelba	AR	1999	2 on 1	760	1	NG/DO
GUD 3. 94.3A	Al Taweelah	UAE	2000	3 on 1	1,155	2	NG/DO
GUD 3. 94.3A	Peterhead	UK	2000	3 on 1	1,155	1	NG
GUD 2. 94.3A	Seabank	UK	2000	2 on 1	770	1	NG
GUD 2. 94.3A	Salta	AR	2000	2 on 1	770	1	NG/DO
GUD 3. 94.3A	Al Taweelah	UAE	2001	3 on 1	1,155	2	NG/DO
GDU 1. 94.3A	Porto Marghera	IT	2001	1 on 1	385	1	NG
GDU 1. 94.3A	Verbrande Brug	BE	2001	1 on 1	385	1	NG

Table I-4-7-19 多軸構成 CCPP の適用実績例(3/3)

<u>Model</u>	<u>Plant Name</u>	<u>Country</u>	<u>Operation Year</u>	<u>Configuration</u>	<u>Unit Capacity(MW)</u>	<u>No. of Unit</u>	<u>Type of Fuel</u>
GDU 1. 94.3A	-	GR	2001	1 on 1	385	1	NG
GUD 3. 94.3A	Jebel Alik	UAE	2002	3 on 1	1155	2	NG/DO
GUD 1. 94.3A	La Casella	IT	2002	1 on 1	385	5	NG
GUD 1. 94.3A	Hunstown PWR Stat	IR	2002	1 on 1	385	1	NG
GUD 2. 94.3A	Teluk Gong	ML	2002	2 on 1	770	1	NG/DO
GUD 2. 94.3A	Phu My 3	VN	2003	2 on 1	770	1	NG/DO
GUD 2. 94.3A	Knapsack	GR	2004	2 on 1	770	1	NG
GUD 2. 94.3A	Rijnmond	NL	2004	2 on 1	770	1	NG
Total						26	

Table I-4-7-20 100MW 以上の SSS クラッチを適用した CCPP の実績表

Site	Country	GT Type	Clutch MW	Plant MW
Kings Lynn	England	V94.3	150	1 × 338
Tapada do Quteiro	Portgal	V94.3A	150	3 × 330
Taranaki	New Zealand	GT26	152	1 × 325
Otahuhu	New Zealand	V94.3A	150	1 × 330
Santa Rita	Phillippines	V84.3A	100	4 × 220
St Francis	USA	V84.3A	100	2 × 220
Cottam	England	V94.3A	194	1 × 330
Monterry	Mexico	GT24	105	2 × 240
Agawan, MA	USA	GT24	105	1 × 240
Tocopilla	Chille	GT26	152	1 × 330
Enfield	England	GT26	152	1 × 330
Midlothian, TX	USA	GT24	105	4 × 240
Batam	Indinesia	V94.3A	150	1 × 330
Victoria, BC	Canada	GT24	105	1 × 338
Shoreham	England	GT26	152	1 × 330
Nanpu	Taiwan	M501F	91	1 × 251
Campeche	Mexico	M501F	101	1 × 282
Hunstown	Ireland	M701F	127	1 × 397
Morata	Spain	M701G	169	3 × 499
Sakaide	Japan	M501F	105	1 × 296

Table I-4-7-21 コンピュータ・ソフトウェアによる多軸形 CCPP の建設費

Name of Components	Multi-shaft Arrangement without Bypass System				Multi-shaft Arrangement with Bypass System			
	Equipment	material	Labour	Total	Equipment	material	Labour	Total
Gas Turbine & Generator with Accessories	79,284	2,302	4,049	85,635	79,284	2,302	4,049	85,635
Steam Turbine & Generator with Accessories	35,393	2,842	4,020	42,255	35,393	2,842	4,020	42,255
Electrical Systems - Gas Turbine	5,446	139	592	6,177	5,446	139	592	6,177
Condensate Heating System	2,410	9	441	2,860	2,411	9	441	2,861
HRS&G & Accessories	29,456	681	7,416	37,553	29,457	681	7,417	37,555
Deaeration System	263	104	337	704	263	104	337	704
Steam Piping	0	596	626	1,222	0	596	626	1,222
Electrical Systems - HRS&G	73	130	367	570	73	130	367	570
Steam Bypass System	1,837	44	317	2,198	1,837	44	317	2,198
Electrical Systems - Steam Turbine	5,474	2,133	1,760	9,367	5,475	2,133	1,760	9,368
Condenser & Accessories	4,837	92	703	5,632	4,837	92	703	5,632
Circulating Water System	5,407	7,394	4,077	16,878	5,409	7,396	4,078	16,883
Water Treatment System	1,938	798	1,084	3,820	1,938	798	1,084	3,820
Waste Water Treatment System	1,241	67	548	1,856	1,241	67	548	1,856
Boiler Feed System	624	104	285	1,013	624	104	285	1,013
Condensate System	127	93	193	413	127	93	193	413
Buildings	1,547	22,753	11,971	36,271	1,547	22,747	11,968	36,262
Fire Protection System	1,328	58	1,066	2,452	1,328	58	1,066	2,452
Fuel Systems	2,343	643	1,170	4,156	2,343	643	1,170	4,156
Fuel Gas Compressor & Accessories	7,210	1,765	740	9,715	7,210	1,765	740	9,715
Bypass Stack & Diverter Valve	-	-	-	-	2,813	155	1,306	4,274
Main Exhaust Stack	0	1,049	497	1,546	0	1,049	497	1,546
Station & Instrument Air System	571	418	266	1,255	571	418	266	1,255
Closed Cooling Water System	487	255	275	1,017	486	255	275	1,016
Cranes & Hoists	204	239	215	658	204	239	215	658
Plant Control System	1,906	0	176	2,082	1,906	0	176	2,082
Continuous Emission Monitoring System	377	251	464	1,092	754	503	928	2,185
Total Process Capital	189,783	44,959	43,655	278,397	192,977	45,362	45,424	283,763

Unit 1,000 US\$

Table I-4-7-22 コンピュータ・ソフトウェアによる 1 軸形 CCPP の建設費

Name of Components	Single-shaft Arrangement without SSS Clutch				Single-shaft Arrangement with Clutch and Bypass System			
	Equipment	material	Labour	Total	Equipment	material	Labour	Total
Gas Turbine & Accessories	59,906	2,302	4,049	66,257	59,906	2,302	4,049	66,257
Generator & Accessories - Gas Turbine	43,682	2,841	4,476	50,999	44,095	2,842	4,482	51,419
Electrical Systems - Gas Turbine	2,859	139	592	3,590	2,859	139	592	3,590
Condensate Heating System	2,410	9	441	2,860	2,411	9	441	2,861
HRSG & Accessories	29,456	681	7,416	37,553	29,457	681	7,417	37,555
Deaeration System	263	104	337	704	263	104	337	704
Steam Piping	0	596	626	1,222	0	596	626	1,222
Electrical Systems - HRSG	73	130	367	570	73	130	367	570
Steam Bypass System	1,837	44	317	2,198	1,837	44	317	2,198
Electrical Systems - Steam Turbine	7,614	2,133	1,760	11,507	7,615	2,133	1,760	11,508
Condenser & Accessories	4,837	92	703	5,632	4,837	92	703	5,632
Circulating Water System	5,407	7,394	4,077	16,878	5,409	7,396	4,078	16,883
Water Treatment System	1,938	798	1,084	3,820	1,938	798	1,084	3,820
Waste Water Treatment System	1,241	67	548	1,856	1,241	67	548	1,856
Boiler Feed System	624	104	285	1,013	624	104	285	1,013
Condensate System	127	93	193	413	127	93	193	413
Buildings	1,547	22,753	11,971	36,271	1,547	22,747	11,968	36,262
Fire Protection System	1,328	58	1,066	2,452	1,328	58	1,066	2,452
Fuel Systems	2,343	643	1,170	4,156	2,343	643	1,170	4,156
Fuel Gas Compressor & Accessories	7,210	1,765	740	9,715	7,210	1,765	740	9,715
Bypass Stack & Diverter Valve	-	-	-	-	2,813	155	1,306	4,274
Main Exhaust Stack	0	1,049	497	1,546	0	1,049	497	1,546
Station & Instrument Air System	571	418	266	1,255	571	418	266	1,255
Closed Cooling Water System	487	255	275	1,017	486	255	275	1,016
Cranes & Hoists	204	239	215	658	204	239	215	658
Plant Control System	1,906	0	176	2,082	1,906	0	176	2,082
Continuous Emission Monitoring System	377	251	464	1,092	754	503	928	2,185
Total Process Capital	178,247	44,958	44,111	267,316	181,854	45,362	45,886	273,102

Unit 1,000 US\$

4.7.4 冷却設備の選択

次の3つの段階を経て本発電プラントの最適なコンデンサ冷却設備の選定を行った。

- (1) 冷却設備の比較検討
- (2) 冷却設備の取水方式の検討
- (3) 冷却設備の選定

(1)項では、本発電プラント用の冷却設備として考えられる3つの方式について環境影響を含む技術的および経済的な観点からの比較検討を行った。

(2)項では、3つの方式の冷却設備のうち、冷却水あるいは補給水を必要とする2つの方式についてその取水方式を検討した。また、補給水については、同川からの取水と、建設地周辺に設ける深井戸からの地下水を利用する2つの方法について、環境影響を含む技術的可能性を検討した。

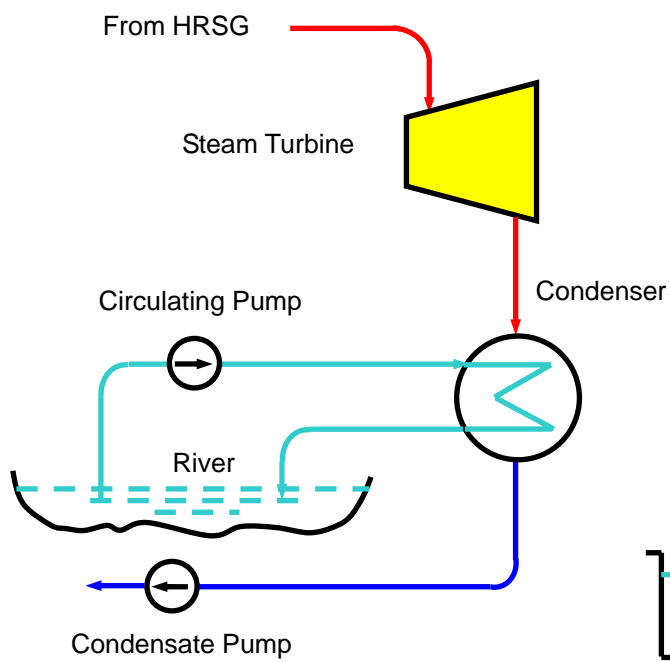
(1)項、(2)項での検討結果を踏まえて、本発電プラントに最適なコンデンサ冷却設備を選定した。

(1) 冷却設備の比較検討

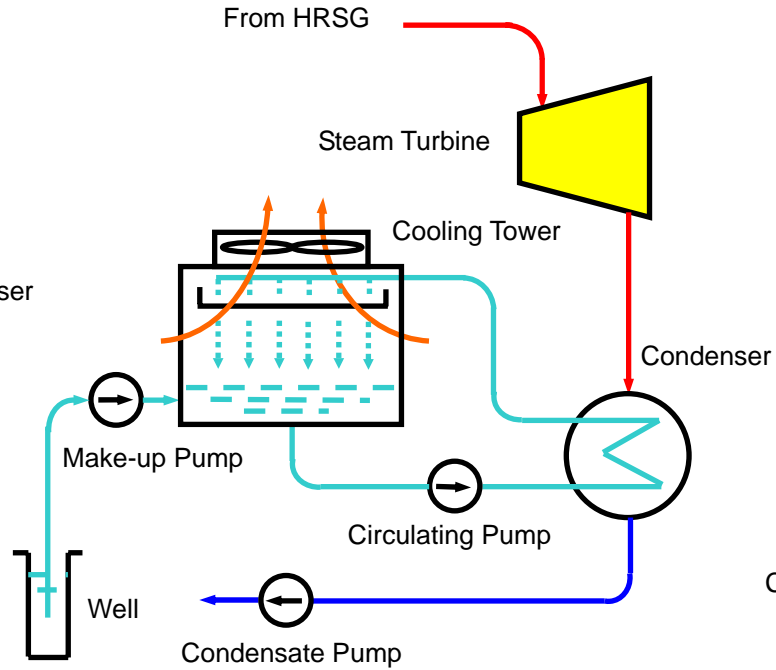
1) 概要

本プロジェクト用の蒸気タービンのコンデンサの冷却設備としては、一過式冷却設備、強制通風冷却塔設備、強制通風空気冷却設備の3タイプの冷却設備を考慮に入れることができる。サイトの周囲条件、運用条件、および電力単価や燃料単価といった経済的条件によって、冷却設備のメリットやデメリットが変わってくる。本検討は、本プロジェクトに最も適した冷却設備を選択するため、技術面（環境影響の検討含む）と経済面の観点から検討する。自然通風式冷却塔や空気冷却設備という他の2タイプの冷却設備については、装置の設置に広大な面積が必要なため、検討対象から除外した。検討対象である3タイプの冷却設備の概略系統図を次頁に示す。

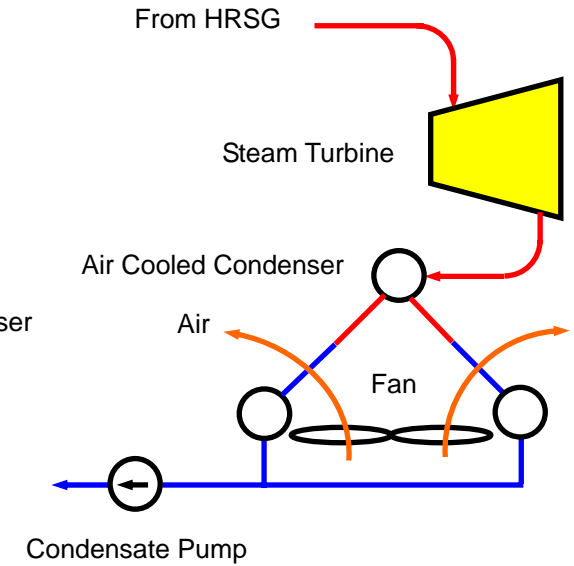
CCPPでは、トッピング・サイクルであるガスタービンの性能は冷却設備のタイプの影響を与えない、ボトムリング・サイクルの蒸気タービンの性能は影響を受ける。従って、蒸気タービンのみの冷却設備のタイプによる性能上の相違点を検討すれば、技術面や経済面での評価に十分有効である。



Once-through Cooling System



Forced Draft Cooling Tower System



Forced Draft Air Cooling System

Schematic Diagram of Cooling System

2) 設定条件

a. CCPP のタイプ

本検討は、現在世界市場に出回っている F 級ガスタービンを用いる CCPP について行う。候補 4 モデルの CCPP のうち、MPCP1 (M701F) の容量が最大であり、このモデルを使って冷却設備の選択検討を進める。ボトミング・システムのパラメータに関しては、4.5.3 節を参照すること。

b. サイトの周囲条件

CCPP の冷却設備の熱負荷は、周囲条件によって大きく変化する。従って、本検討は年間平均の周囲条件下で実施する。そのために、サイト調査結果に基づき平均的なサイト周囲条件を求めることとした。これらのデータは、ベラマラサイトの北部に位置する Ishudri において、2002～2007 年の 6 年間に亘って記録された月平均のデータから年間の平均値を算出した。これらの具体的な数値を以下に示す。

平均乾球温度	25.2 °C
平均相対湿度	78.3 %
平均湿球温度	23.7 °C
平均河水温度	21.0 °C

冷却設備の選択検討では、パドマ川の平均水温は 21.0 °C と仮定した。

c. 運用条件

本検討は、期間中 70% の稼動可能係数で、天然ガスでの 100% 負荷でプラントが運転されるという前提で、実施する。

d. 経済的条件

冷却設備の経済的評価では、3 タイプの冷却設備の間におけるコンデンサおよび冷却設備の建設費を比較すると共に、蒸気タービン発電機による年間発電量の差に相当する売電価値差を現在価値に換算しその合計金額で経済性を評価することとした。そのために以下の経済指数を用いることとした。

電気料金	0.032 \$/kW/hr
電気料金の年間上昇率	1.5 %
割引率	10.0 %
送・配電設備損失	8.0 %
評価期間 (年)	25.0 years
建設期間 (年)	3.0 years

3) 冷却設備のタイプによる年間正味販売電力量

蒸気タービン発電機端の総発電量は、蒸気タービンの使用エネルギー・エンドポイント (UEEP) で定義される排気圧に対する熱平衡の算出結果から得られる。当該圧力は、サイトの特定周囲条件における各タイプの冷却設備ごとに決定される。当該圧力は通常、空冷式のコンデンサを除きコンデンサ圧力に等しいと考えて良い。空冷式のコンデンサの場合は、蒸気タービンと空冷式コンデンサとの間の蒸気導管に発生する圧力損失を考慮する必要がある。正味発電出力は、冷却設備に関連した補機動力を総発電出力から差し引いた値として定義する。年間正味販売電力量は、正味発電出力に年間稼働可能係数を乗じ、送・配電設備電力損失を差し引くことで計算する。最大の年間正味電力販売量が得られる冷却設備に対する販売電力量の差を、年間正味販売電力量の不足分とする。

a. 排気圧力の算出

UEEP での圧力は、上記で設定したサイトの周囲条件において、各タイプの冷却設備に対して通常採用されている特性値から求める。各冷却設備での排気圧力を下表に示す。

内容	温度・圧力
1. 一過式冷却設備	
a. 上昇温度 (°C)	8.0
b. 温度差 (°C)	5.0
c. コンデンサ飽和温度 (°C)	= 21.0+8.0+5.0 = 34.0
d. コンデンサ飽和圧力 (kPa)	5.32
e. 概算圧力損失 (kPa)	0
f. UEEP での概算圧力 (kPa)	5.32
2. 強制通風冷却塔設備	
a. アプローチ温度 (°C)	8.0
b. 冷却範囲 (°C)	8.0
c. 温度差 (°C)	5.0
d. コンデンサ飽和温度 (°C)	=23.7+8.0+8.0+5.0 =44.7
e. コンデンサ飽和圧力 (kPa)	9.43
f. 概算圧力損失 (kPa)	0
g. UEEP での概算圧力 (kPa)	9.43
3. 強制通風空気冷却設備	
a. 空気上昇温度 (°C)	12.0
b. 温度差 (°C)	8.0
c. コンデンサ飽和温度 (°C)	=25.2+12.0+8.0 =45.2
d. コンデンサ飽和圧力 (kPa)	9.68
e. 概算圧力損失 (kPa)	10.00
f. UEEP での概算圧力 (kPa)	19.68

b. 蒸気タービンの発電端出力

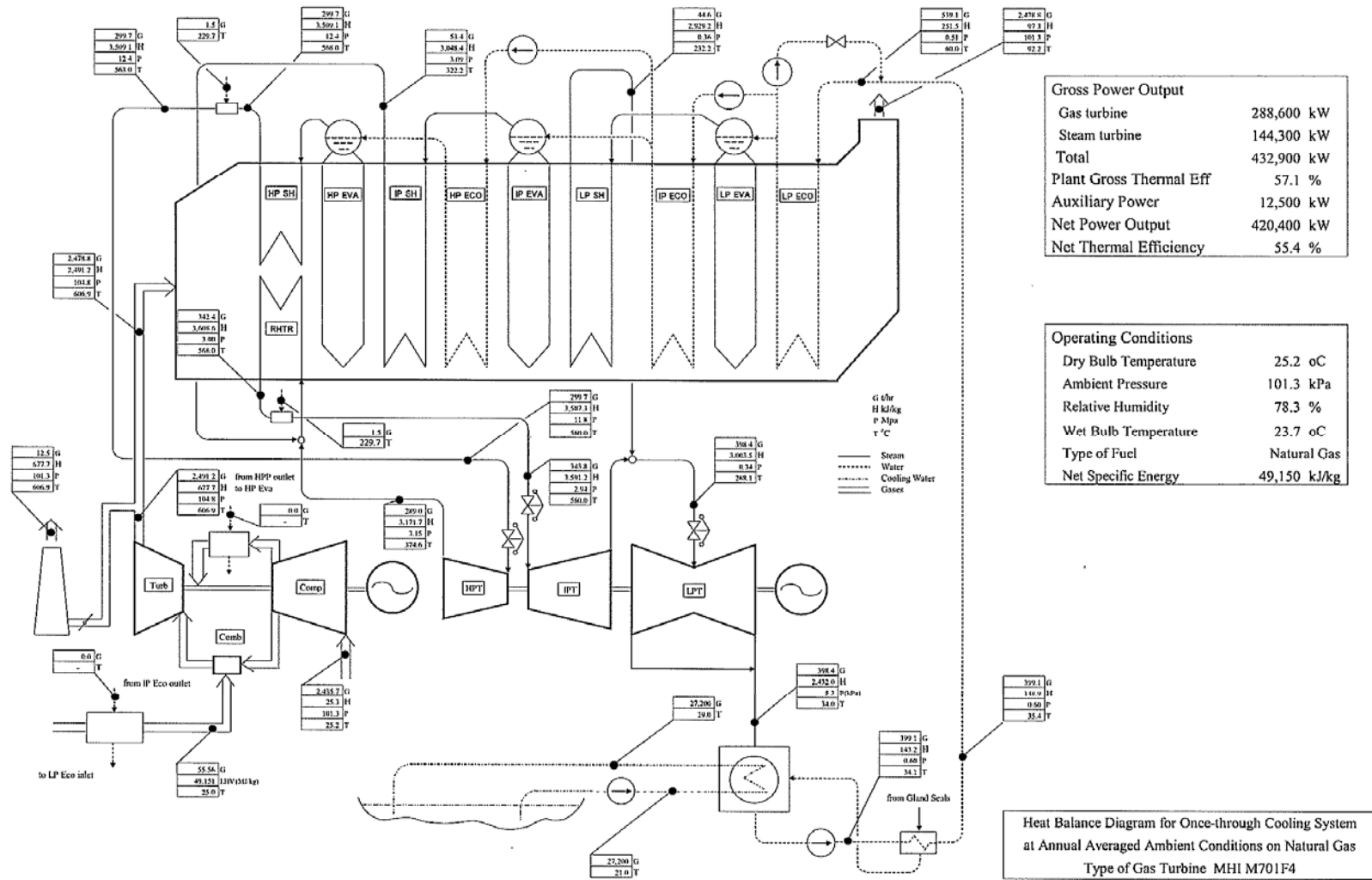
3 タイプの冷却設備の蒸気タービンの発電端出力は、UEEP において設定の排気圧に対するプラントの熱平衡の算出結果から得ることができる。それを以下に示す。

冷却設備のタイプ	発電機端出力 (kW)
一過式冷却設備	144,300
強制通風冷却塔設備	138,900
強制通風空気冷却設備	132,100

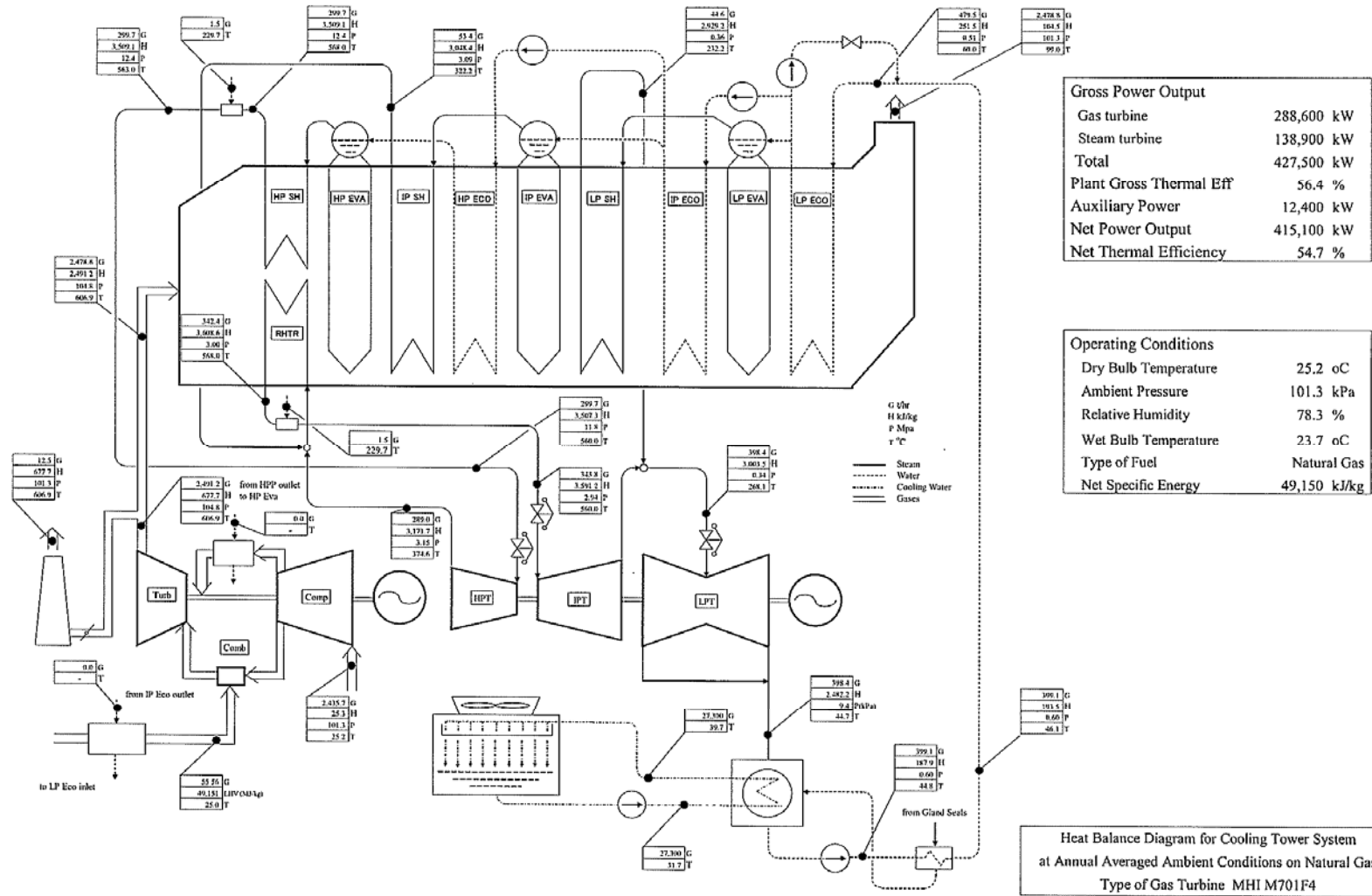
3タイプの冷却設備についての熱平衡線図は、後続ページに示す。

- a) 一過式冷却設備の熱平衡図
- b) 強制通風冷却塔設備の熱平衡図
- c) 強制通風空気冷却設備の熱平衡図

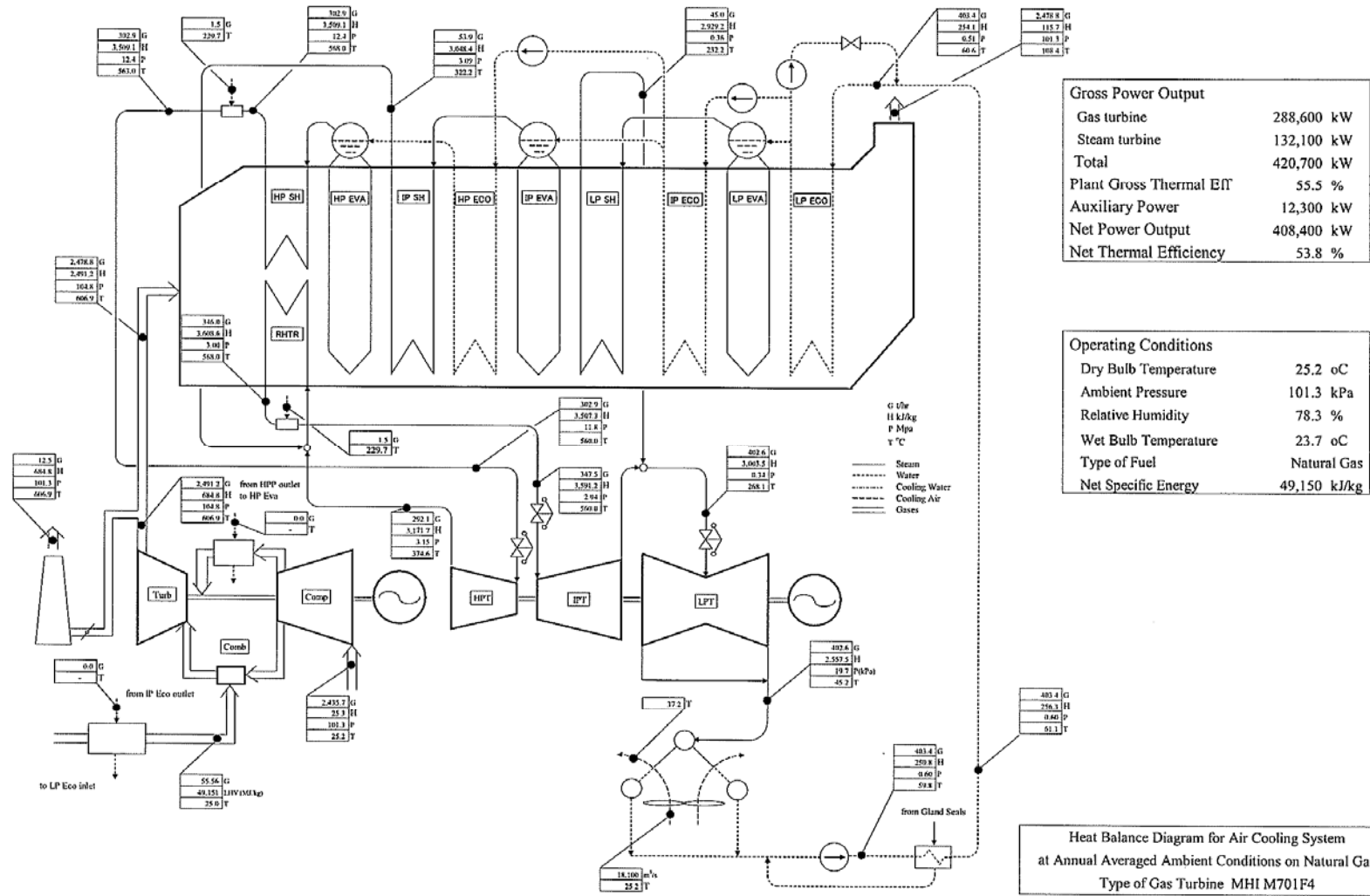
KM-080728-01



KM-080728-02



KM-080728-03



c. 冷却設備に関連した補機電力

冷却設備の関連装置の補機動力は、そのタイプによって異なる。前述の 3 タイプの冷却設備に対する補機動力は、本プロジェクトのサイト条件に対する類似したプラントの該当データを修正することで概算する。その計算結果は以下の通りである。

一過式冷却設備

冷却水循環ポンプ (Q=28,700 m ³ /hr, H=25 m)	2,900 kW
スクリーン洗浄ポンプ (Q=150 m ³ /hr, H=70 m)	40 kW
合計	2,940 kW

強制通風冷却塔設備

冷却水循環ポンプ (Q=28,800 m ³ /hr, H=18 m)	1,750 kW
通風ファン合計 (Q=4,700 m ³ /s, H=12 mmH ₂ O)	750 kW
補給水供給ポンプ (Q=1,150 m ³ /hr, H=50 m)	230 k
合計	2,730 kW

強制通風空気冷却設備

コンデンサ用通風ファン合計 (Q=18,000 m ³ /s, H=13 mmH ₂ O)	3,400 kW
装置用通風ファン合計 (Q=530 m ³ /s, H=15 mmH ₂ O)	150 kW
合計	3,550 kW

d. 正味発電電力

上記で概算した総発電出力と補機動力から、正味発電出力が以下のように算出される。

冷却設備のタイプ	正味発電出力 (kW)
一過式冷却設備	141,360
強制通風冷却塔設備	136,170
強制通風空気冷却設備	128,550

e. 年間正味販売電力

3 タイプの冷却設備に対する年間正味販売電力量は、正味発電出力、年間稼働可能係数および送・配電設備損失を考慮して、以下のように計算される。

冷却設備のタイプ	年間正味販売電力量(GWh)
一過式冷却設備	797.5
強制通風冷却塔設備	768.2
強制通風空気冷却設備	725.2

f. 年間正味販売電力の不足分

前述の定義に従い、各冷却設備の年間正味販売電力量の不足分が以下のように算出される。

冷却設備のタイプ	年間正味販売電力量の不足分 (GWh)
一過式冷却設備	± 0
強制通風冷却塔設備	29.3
強制通風空気冷却設備	43.0

4) 技術的評価

a. 一過式冷却設備

本設備は、様々な種類の発電設備で最も多く見られる設備である。コンデンサでの圧力は前頁で議論されているように、21°C の水温と 8°C のコンデンサでの上昇温度から、5.32 kPa と概算される。その結果、蒸気タービンの正味出力電力は、3 タイプの冷却設備のうち最大となり、それは、プラント熱効率が最大となることを意味する。

しかし、適切な品質の必要水量(各種機器潤滑油冷却用など含み、約 30,000 m³/hr)がコンデンサに安定供給でき、元の供給源へと放出できるような利用可能な何らかの冷却水の供給源が必要となる。本プロジェクトの場合、プラントの候補サイトの比較的近傍に位置するパドマ川がその対象となる。

復水器設置点とパドマ川間の取水・放水路の建設には、大規模な土木工事が必要となり、工事施工時の環境への影響については十分な配慮(粉塵、騒音、振動など)が必要である。

この方式では、30,000 m³/hr の温排水をパドマ川に放水することになり、水量が少なくなる夏期には同川の放水点近傍の温度上昇による川への影響が懸念される。

しかし、後続の(2)「冷却設備の取水検討」の中で説明しているように、同川から年間を通して安定して必要な量の冷却水を取水することが不可能であることが分かった。したがって、本設備の採用による工事施工時の環境への影響や川の温度上昇による影響については、具体的な検討は行っていない。

b. 強制通風冷却塔設備

本設備は、必要容量の流量を取水できない地点に建設されている多くの発電設備で通常採用されている冷却設備である。冷却塔の循環水量は、潤滑油装置など用の冷却水も含め、30,000 m³/hr と概算される。

前節に記載されているように、蒸気タービンの正味発電出力は、一過式タイプの冷却設備に次いで大きくなる。

本タイプの冷却塔を使用する場合、設計にもよるが、ブローダウン、蒸発および飛散損失を補うために、循環水量の 4% の水量を補給する必要がある。循環水中の固形物濃度(濁度)を補給水中濃度の 2 倍に抑えるためには、2% のブローダウンが必要となる。残りの 2% は、循環水の蒸発と飛散によるものである。従って、冷却塔に必要な

な補給水の流量は、 $1,200 \text{ m}^3/\text{hr}$ と算出できる。

補給水の水質や空気の汚染状況によっては、冷却塔ではスライムや藻の発生、冷却塔充填物のスケーリング等から保護するために、適切な化学物質の投薬等による対策を取る必要がある。これに関しては、「バ」国で入手可能な投薬品の選定など詳細な検討は、プロジェクトの詳細設計段階で実施するものとする。

検討の予備検討結果によると、冷却塔は、各セルが長さ約 12m、幅 13m、高さ 18m であり、直径 9m のファンを持った 5 つのセルから構成される。設置面積の合計は、およそ $15\text{m} \times 65\text{m}$ である。冷却塔による循環水冷却設備は技術的に成熟した設備で、種々の発電設備で採用されており、多くの設置実績がある。

本設備では、前述のように補給水が必要となり、調査の結果、後続の(2)「冷却設備の取水検討」の中で説明しているように、調査の結果、それを地下水に求めることになっている。その場合、地下水を汲み上げる(汲み上げ水量は $1,300 \text{ m}^3/\text{hr}$) ことによる周囲環境への影響が考えられるが、試験井戸による水くみ上げ試験を含む現地調査の結果、長期間に亘って汲み上げてもそれによる大きな影響は無いことが分かった。上記のように、循環水の水質を維持するために循環水の約 2% ($600 \text{ m}^3/\text{hr}$) の水を連続ブローさせる必要がある。冷却塔貯水槽を出たブロー水は暗渠(約 500m)を経てパドマ川に放水される。循環水中には、空気中の浮遊するちりやほこり(砂、土壌、灰、カーボン、繊維片など)が混入することが考えられ、網目のろ過装置を経てパドマ川に放水する計画としている。尚、ブロー水は定格サイト条件下で 39.8°C (「バ」国の規制値である 40°C 以下)の温度で放水されるが、その流量はパドマ川(温度 30°C)最小水量(乾期)の約 0.025%と少量であり、温排水による環境への影響は回避できると考えられる。尚、プロジェクトの詳細設計段階で詳細検討(川の温度分布シミュレーション解析)を実施し、必要に応じて、影響を緩和する方法(冷却塔の設計変更、分散放水など)の採用を計るものとする。

冷却塔では軸流ファンや循環水ポンプの機械音や循環水の落下音が騒音源とし考えられる。軸流ファンについては、低騒音形を採用すると共に、出口に防音円筒環を設ける。また、ポンプについては防音カバーを取り付けるなどして防音対策を行う。循環水の落下音にたいしては、空気取り入れ口にルーバを設け落下音の減音を図っている。このような対策をすることにより、冷却塔周辺での騒音レベルを 85 dBA 以下とすることが可能である。

尚、冷却塔を含むプラントを構成する主要機器の想定騒音データに基づく騒音レベルのシミュレーション解析結果(7.3.2 (2) 4)項に解析結果の詳細を記載)から発電所境界での騒音レベルは規定値以下であることが分かった。

c. 強制通風空気冷却設備

本タイプの設備は、内陸部や砂漠地帯など、プラント近隣で利用できる水源がないような地域に建設される発電設備で使用されている。蒸気タービンからの蒸気は、フィン付きチューブを通じて大気により間接的に冷却され復水となる。熱伝達率が小さい空気と蒸気間の冷却のため、伝熱フィン付きチューブには、広大な表面積が必要となる。

前節に記載されているように、蒸気タービンの正味発電出力は、3タイプの冷却設備の中で最も低い。

屋外に設置される冷却管(フィン付きチューブ)は、汚れの度合いによって定期的に作動する自動水洗装置を使い、清浄に保たれる。本プラントのサイトは、産業地帯ではなく、大気汚染の少ない地域に属しており、冷却管の汚れは少ないものと考えられる。冷却管への空気漏れは、赤外線カメラを使用して検知することができ、漏れが検知されれば、同管に盲栓を打つて対応することが可能である。

概略検討結果では、空冷式冷却設備は合計 20 のセルから構成されている。各セルは 14m×15m のサイズで、必要動力 170 kW の直径 12m のファンを持っている。空冷コンデンサの必要設置面積の合計はおよそ 60m×75m で、高さは 20m。与えられた敷地の形状によっては、30m×150m とすることも可能である。

蒸気タービンを地上レベルに設置し、蒸気タービン建屋の高さを低くすることができる。蒸気タービンからの排気は通常軸流方向に排出され、蒸気導管によってコンデンサに接続される。

強制通風空気冷却設備は技術的に成熟しており、Table I-4-7-22 でも示している通り、本プラントに必要とされる大容量設備を持った多くの発電設備の設置実績がある。本添付表は、大手メーカーが納入している容量が 150MW 以上の蒸気タービン用の空冷式コンデンサの実績例を示したものである。

空冷式コンデンサでは、軸流ファンからの機械音が騒音源として考えられが、低騒音形ファンの採用と必要に応じた空気取り入れ口での防音対策で環境へ配慮した設計が可能である。

例えば、日本に設置されている類似の空冷式コンデンサ周辺の地上での騒音レベルは、85 dB (A) 以下であった。

尚、空冷コンデンサを含むプラントを構成する主要機器の想定騒音データに基づく騒音レベルのシミュレーション解析結果から発電所境界での騒音レベルは規定値以下であることが分かった。

5) 経済的評価

a. 年間正味販売電力量の不足による付加費用

年間最大正味販売電力量となる冷却設備との電力量不足分に相当する売上額不足分の正味現在価値 (NPV) をその冷却設備に付加される費用とする。したがって、その付加費用(NPV)は次に示す数式で算出できる。本事例検討では、年間最大正味販売電力量は一過式タイプの冷却設備の場合の蒸気タービンによるもので、その値は、4.7.4 (1)節に示されているように 797.5 GWh である。

$$NPV = (1+ER/100)^P / (1+DR/100)^P \times (1+ER/100) \times ((1+DR/100)^S - (1+ER/100)^S) / (DR/100 - ER/100) / (1+ER/100)^S \times PSP \times (797.5 - APG) \times (1 - SL/100) \quad (\text{MMUS\$})$$

ここで、各省略文字の意味は次の通り。

ES: 電気料金上昇率 (%)

- DR: 割引率 (%)
 P: 建設期間 (年)
 S: 評価期間 (年)
 PSP: 電気料金 (米ドル/kWh)
 APG: 各冷却設備蒸気タービンによる電力の年間販売量 (GWh)
 SL: 送・配電設備損失 (%)
 797.5: 一過式タイプの冷却設備の蒸気タービンによる年間正味販売電力量 (GWh)

4.7.4. (1)節の設定条件値と各冷却設備の蒸気タービンによる年間正味販売電力量を上記の式に代入すると、各冷却設備に対する付加費用が以下のように算出できる。

冷却設備のタイプ	付加費用 (MMUS\$)
一過式冷却設備	±0.0
強制通風冷却塔設備	+ 7.6
強制通風空気冷却設備	+ 11.2

上記の数値が示すように、一過式タイプの設備に比べて、冷却塔設備と空気冷却設備の付加費用は高くなっている。このような差は、冷却設備のタイプによる蒸気タービン・コンデンサの真空度の違いに由来するものである。

b. コンデンサと冷却設備の建設費

各冷却設備の建設費は、類似プロジェクトの該当費用を参考に、コンピュータ・ソフトウェアを用いて概算した。軸冷水などの閉鎖冷却設備は、その仕様が全冷却設備のプラントに共通であり、この建設費の概算には含まれていない。

一過式冷却設備の取水・放水路に関連した土木工事費用については、類似プラントでの経験から暫定的に想定した。

冷却塔設備の補給水用の井戸掘削費用を含めた地下水汲み上げ設備の費用についても、類似プラントでの経験から暫定的に想定した。

次の表は、各冷却設備の建設費をまとめたものである。

内容	MM US\$		
	一過式	冷却塔	空冷式
コンデンサと付属部品	5.5	6.2	-
循環水設備	9.5	17.4	-
冷却塔	-		-
空冷式コンデンサ	-	-	31.7
取水・放水路の土木工事 (想定)	15.0	-	-
井戸掘削を含めた地下水汲み上げ設備	-	1.0	-
合計	30.0	24.6	31.7

本表に示すように、3 タイプの冷却設備で強制通風空気冷却設備の建設費が最も高くなっている。

c. 建設費と付加費用の合計

3 タイプの冷却設備の建設費と付加費用の合計は、前述の計算結果から以下のようになる。

冷却設備のタイプ	建設費と付加費用 (MMUS\$)
一過式冷却設備	30.0
強制通風冷却塔設備	32.2
強制通風空気冷却設備	42.9

上記の数値から、一過式冷却設備と強制通風冷却塔設備との経済面での差は少ないが、強制通風空気冷却設備は他の 2 タイプの冷却設備に比べて経済的ではないことが分かる。

Table I-4-7-23 150 MW 以上の蒸気タービン用空冷コンデンサの GEA 社の納入実績

Custmer	Project Name	Country	Turbine Capacity (MW)	Ambient Air Temp	Costruction Year
State Power	Datong No.2	China	2 × 600	30.0	2004
ACS/Sener	Amorebieta	Spain	285	15.0	2004
Edison	Altmonte	Italy	250	15.0	2004
Edison	Candela	Italy	380	15.0	2003-2004
Intergen	Sparkling Energy	Great Britain	358	9.4	2003
Calpine	Otay Mesa	USA	277	23.3	2003
State Power	Datong No.1	China	160	16.0	2003
Siemens	Kuo Kuang	Taiwan	160	32.0	2002
Reliant Energy	Choctaw County	USA	350	32.2	2002
Reliant Energy	Hunterstown	USA	350	32.2	2002
Duku Energy Moapa LLC	Moapa	USA	2 × 250	39.4	2002
Front Range Power	Front Range	USA	150	26.7	2001
Intergen	Coryton Energy	Great Britain	250	10.0	2001
Intergen	Bajo	Mexico	150	21.9	2000
Intergen/Shell Coal	Millmeran	Auatralia	2 × 420	31.1	2000
Sempra Energy	El Dorado	USA	150	19.4	1999
Pluspentrrol Energy S. A	Tucuman	Argentina	150	37.2	1997
Comison Federal de Electricidad	Samalayuca II	Mexico	210	37.2	1996
Tavanir/Siemens	Gilan	Iran	3 × 390	33.0	1991-1994
ESCOM	Majuba	South Africa	3 × 665	14.0	1990-1992
ESCOM	Matimba	South Africa	6 × 665	23.0	1985-1991
CEEE, Porto Alegre	Candiota	Brasil	2 × 160	20.0	1982-1983
Black Hills Power/Pasic Power	Wyodak	USA	330	18.9	1977
HKG Hamm Uentrop	KKW Schmehausen	Germany	330	12.0	1974
Siemens/Union Temica S.A	Utrillas	Span	160	15.0	1968
Preussag	KW ibbeenburen	Germany	150	1.5	1964-1967

(2) 冷却設備の取水検討

1) 一過式（復水器冷却水路）冷却設備

一過式（復水器冷却水路）冷却設備には、約 40,000m³/時の冷却水が必要である。従って、パドマ川から直接上記の大量の水を取り込む方式として、以下の 2 タイプの取水方法が考えられる。

- 取水口開削
- 取水塔

a. 取水口開削

パドマ川岸の取水口を開削しての直接取水する方式
取水口開削の概念図を Figure I-4-7-5 に示す。

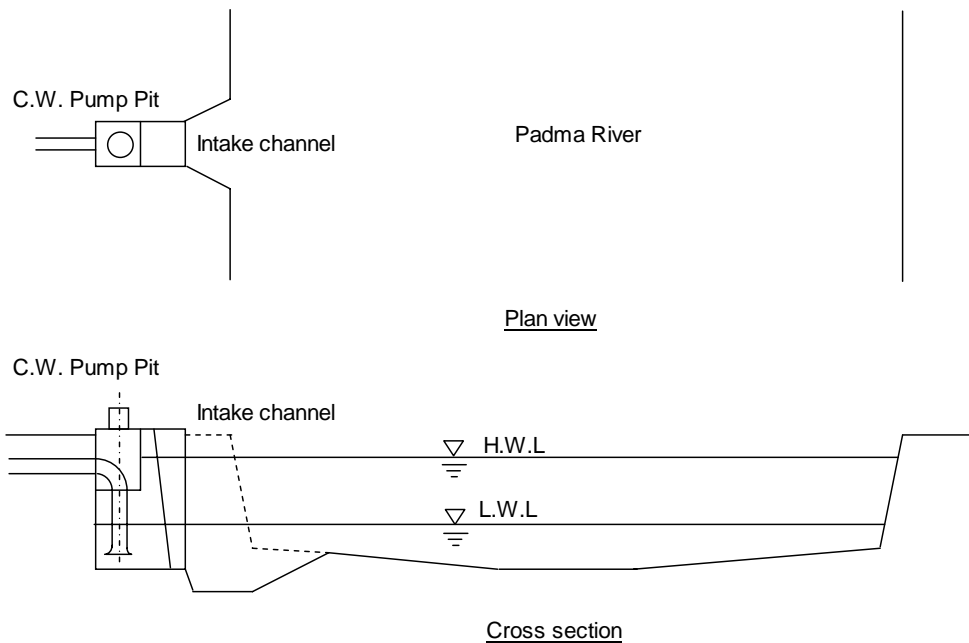


Figure I-4-7-5 取水口開削

第 2 章「サイト条件」の 2.5 節「水源」で述べた調査データに基づき、取水口開削による取水は以下の理由から乾季（低水位時）には不可能である。

- 同川の右岸沿いに多大な砂が堆積
- 堆積物の上層が同川の水位よりも高位置にある

b. 取水塔

パドマ川中流に設置した取水塔・取水管を通じて取水する方式

取水塔の概念図を Figure I-4-7-6 に示す。

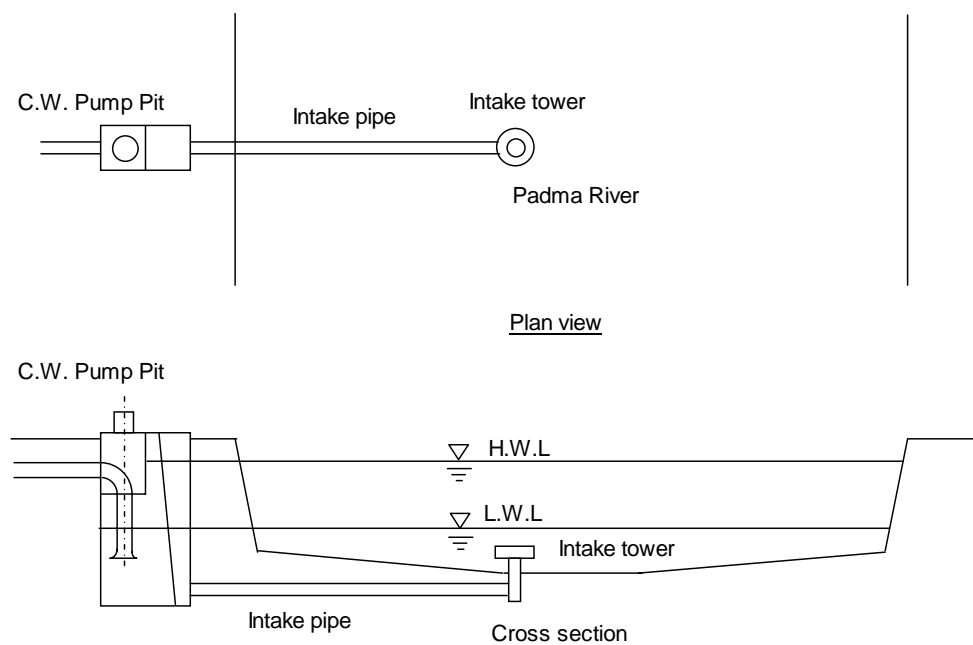


Figure I-4-7-6 取水塔

第2章「サイト条件」の2.5節「水源」で述べた調査データに基づき、取水塔による取水は以下の理由から乾季（低水位時）には不可能である。

- ・ 同川の水深（乾季）が非常に浅い
- ・ 河床の断面・レベルが年毎に大きく変動
- ・ 例えば、同川左岸の原点から 3,400m の地点では（河川内の右岸から約 200m の位置にあたる）、河床高さは EL +0.0m ~ EL+6.0m と変動する
- ・ 上記の条件では取水塔の設置は不可能

2) 強制通風冷却塔設備

補給水としては、合計 1,300 m³/時が必要である。その内訳は、強制通風冷却塔設備の補給水として 1,200 m³/時、HRSG の補給水として約 50m³/時、燃料に油を焚く場合の NO_x 削減対策用の噴射水として約 50m³/時である。

上記の検討によれば、取水口開削および取水塔のいずれにしても、パドマ川から直接取水するのは不可能である。従って、強制通風冷却塔設備の補給水のために上記の比較的少量の取水を行うには、以下の2タイプの取水方法がある。

- フローティングポンプ
- 深井戸

a. フローティングポンプ

フローティングポンプでパドマ川水面から直接取水する方式

フローティングポンプの概念図を Figure I-4-7-7 に示す。

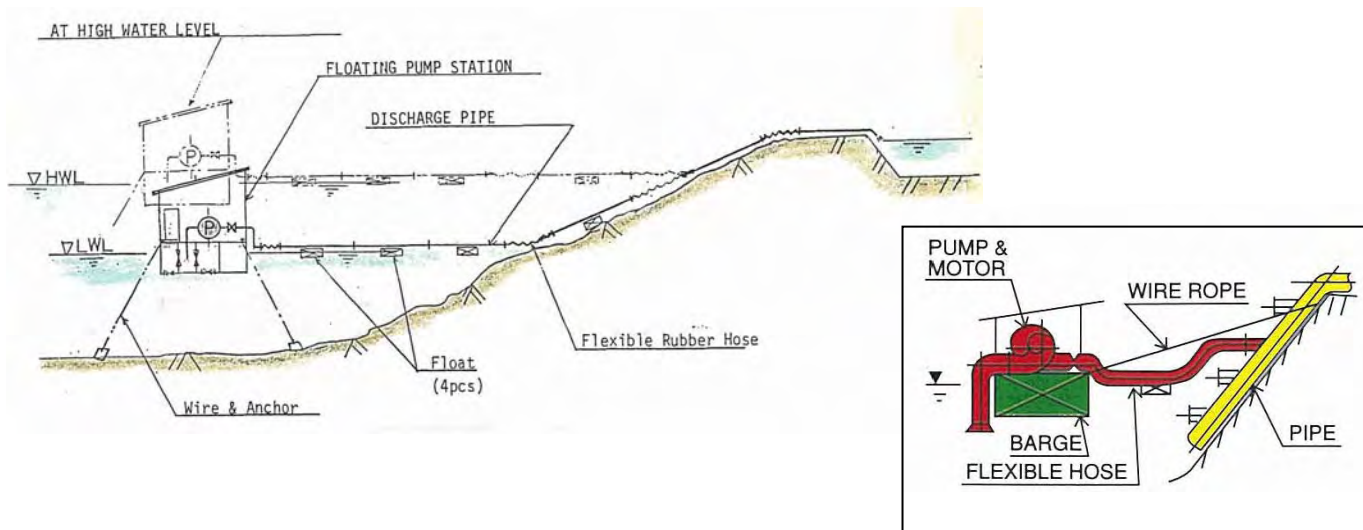


Figure I-4-7-7 フローティングポンプ

第2章「サイト条件」の2.5節「水源」で述べた調査データに基づき、フローティングポンプによる取水は以下の理由から恒久設備としては推奨できない。

- 雨季の高流速 (約 3.5m/秒) に抵抗するため大掛かりな係留設備が必要
- 乾季 (低水位時) にポンプ台船の十分な喫水を確保するのに、河岸内に非常に長いパイプが必要
- 高水位の格差から (H.W.L-L.W.L=約 9m)、パイプ取付け高の季節による付替え作業の継続的实施が必要

b. 深井戸

パドマ川の河岸近傍に掘った深井戸から地下水を取水する方式

深井戸の概念図を Figure I-4-7-8 に示す。

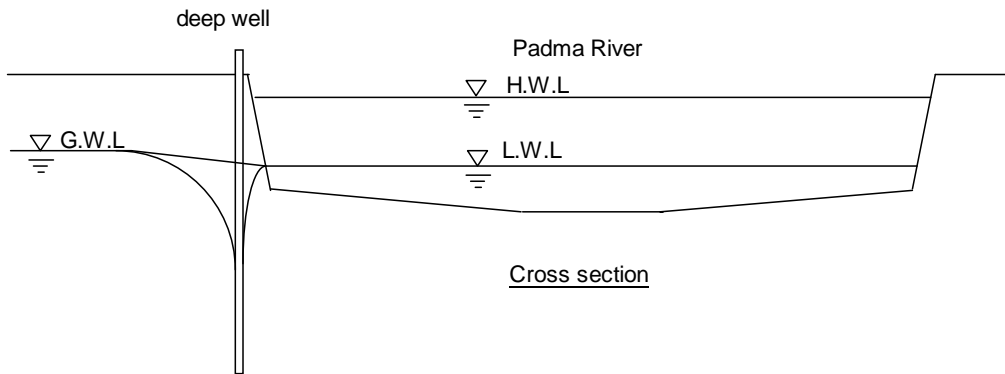


Figure I-4-7-8 深井戸

4.6.5 (2) 項「地下水調査」で述べた地下水調査および解析結果によると、サイトの帯水層は、地下水位の大幅な低下を来たすことなく、 $31,200\text{m}^3/\text{日}$ ($=1,300\text{m}^3/\text{時} \times 24 \text{ 時/日}$)の地下水を十分に供給出来ると考えられる。よって、強制通風冷却塔設備の取水方式として深井戸を選定する。

井戸は正常に機能しないことが時々起こり、ポンプの故障やスクリーンの目詰まりは日常的問題である。よって、非常時の備えとして予備の井戸が必要となる。これらを考慮し、井戸群を以下の通り設計した。

- ・ 容量 : $160\text{m}^3/\text{時/基}$ ($160 \times 12 = 1,920 \text{ m}^3/\text{時} = \text{approx.}1.5 \times 1,300\text{m}^3/\text{時}$)
- ・ 台数 : 12 基
- ・ 離隔 : 140m

Figure I-4-7-9 に井戸群の配置を示す。

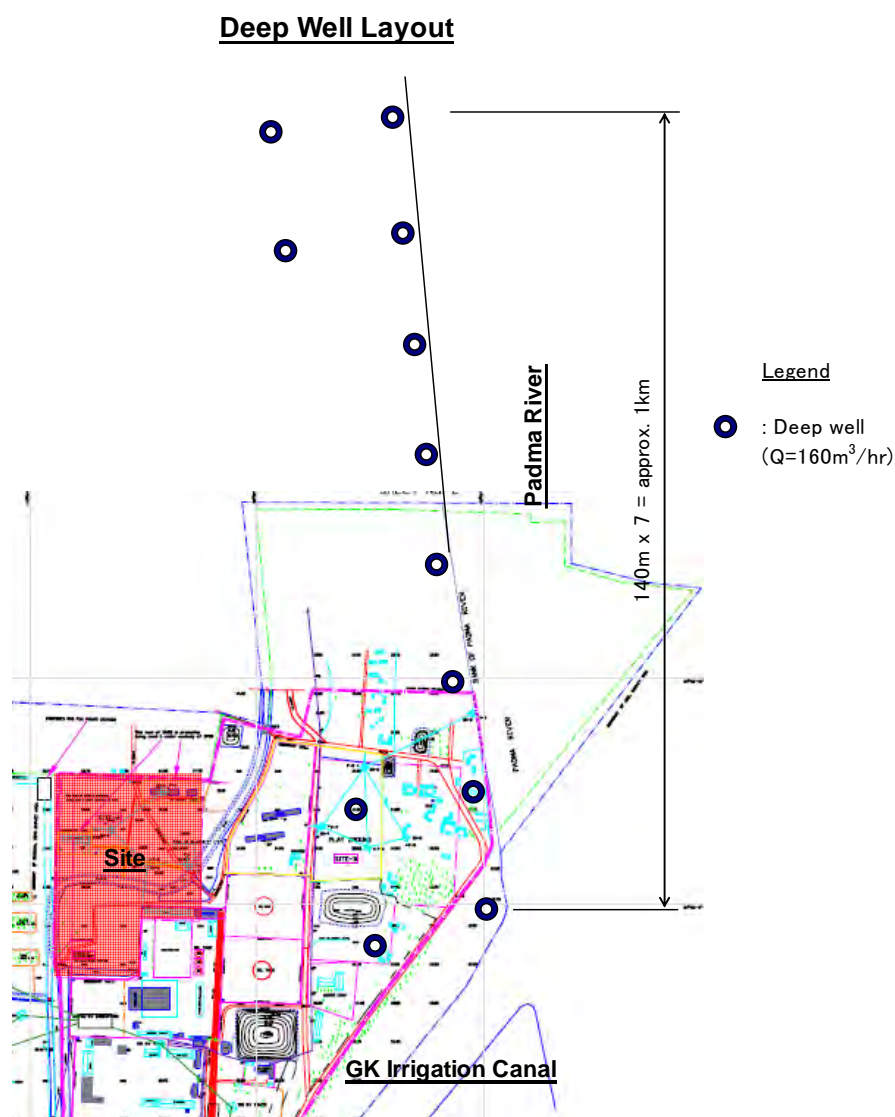


Figure I-4-7-9 井戸群配置図

上記の井戸群配置による 31,200 m³/日の 20 年間連続汲み上げ時の地下水位分布を検討した。検討に当たっては、川から離れた列の内側の 2 基は予備として、川沿いの 8 基と川から離れた列の外側 2 基の計 10 基で汲み上げる条件とした。

解析コード

- ・差分流れモデルによる 3 次元地下水流れ解析コードである MODFLOW による解析
- ・時間ステップを月単位とした非定常流解析

モデルの設定

モデル境界：遠隔境界(「バ」国国家座標の 389318-412008E, 653525-670026N)

不透水層：GL-100m（ボーリング調査で不透水層に至らなかったため、実際はより深い）

モデル格子：22.7km x 16.5km = 374km²、100列 x 80行 = 8,000要素（サイズ：227m x 206m）

モデル格子を Figure I-4-7-10 に示す。

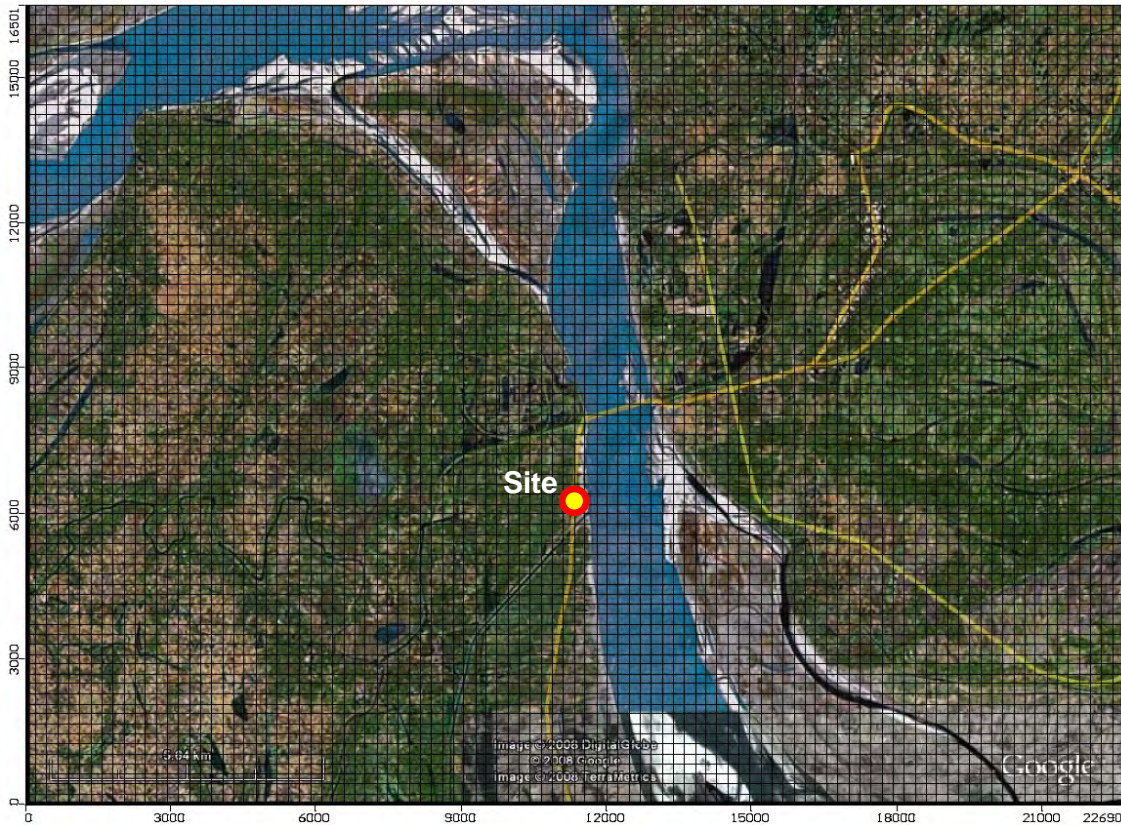


Figure I-4-7-10 モデル格子

モデルに適用した地盤の水理特性値を Table I-4-7-24 に、モデル範囲の 3 次元表示を Figure I-4-7-11 に示す。

Table I-4-7-24 モデルに適用した地盤の水理特性値

Layer	Lithology	Thickness (m)	Kx m/d	Ky m/d	Kz m/d	Ss (1/m)	Sy (%)	Effective porosity (%)	Total porosity (%)
1	Clay and silt	0-36	1	1	0.1	0.0001	0.03	0.06	0.5
2	Very fine to fine sand	5-51	10	10	1	0.0001	0.18	0.18	0.2
3	Medium to coarse sand and gravel	75 +	45	45	4.5	0.007	0.25	0.27	0.3

Explanation: Kx = Hydraulic conductivity in the x direction, Ky = Hydraulic conductivity in the y direction, Kz = Hydraulic conductivity in the z direction, Sy = Specific yield, Ss = Specific storage.

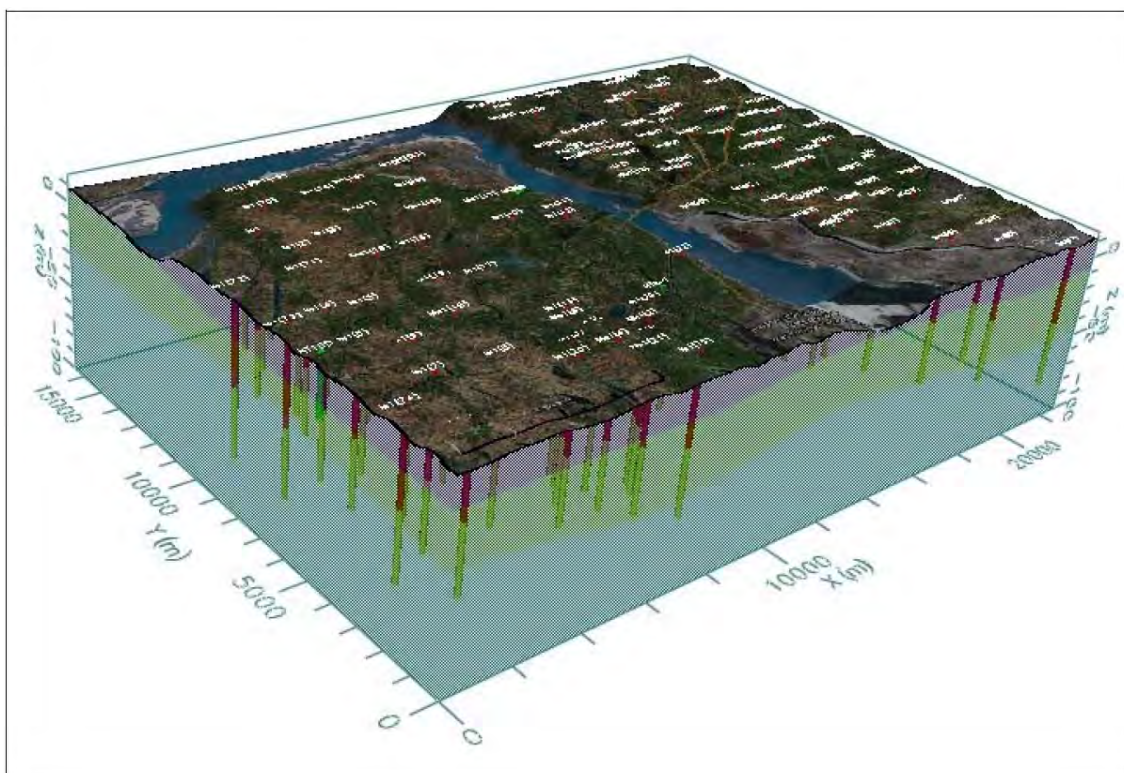


Figure I-4-7-11 モデル範囲(3次元)

入力条件

- 地下水ポテンシャル分布初期値
- パドマ川(水位)
- 想定涵養量 (UNICEF(1993)による)
- 想定蒸発散量 (Howard Humphre(1984)による)
- 既存井戸による想定汲み上げ量 (各井戸の位置に入力)

モデルに適用した 20 年間の想定汲み上げ量を Table I-4-7-25 に示す。

Table I-4-7-25 既存井戸による想定汲み上げ量

Year	Bheramara, Kushtia			Iswardi, Pabna		
	Groundwater Abstraction for irrigation (m ³ /yr)	Groundwater Abstraction Domestic and Municipal Uses (m ³ /yr)	Total Groundwater Abstraction (m ³ /yr)	Groundwater Abstraction for irrigation (m ³ /yr)	Groundwater Abstraction Domestic and Municipal Uses (m ³ /yr)	Total Groundwater Abstraction (m ³ /yr)
1st	61973100	2763272	64736372	45360000	4607702	49967702
2nd	63522428	2792839	66315266	46494000	4657005	51151005
3rd	65110488	2822722	67933210	47656350	4706835	52363185
4th	66738250	2852925	69591176	48847759	4757198	53604957
5th	68406707	2883452	71290158	50068953	4808100	54877053
6th	70116874	2914305	73031179	51320677	4859547	56180223
7th	71869796	2945488	74815284	52603693	4911544	57515237
8th	73666541	2977004	76643546	53918786	4964097	58882883
9th	75508205	3008858	78517063	55266755	5017213	60283969
10th	77395910	3041053	80436963	56648424	5070897	61719322
11th	79330807	3073592	82404400	58064635	5125156	63189791
12th	81314078	3106480	84420558	59516251	5179995	64696246
13th	83346930	3139719	86486649	61004157	5235421	66239578
14th	85430603	3173314	88603917	62529261	5291440	67820701
15th	87566368	3207269	90773637	64092493	5348058	69440551
16th	89755527	3241586	92997114	65694805	5405283	71100088
17th	91999415	3276271	95275687	67337175	5463119	72800294
18th	94299401	3311328	97610728	69020604	5521575	74542179
19th	96656886	3346759	100003644	70746119	5580655	76326775
20th	99073308	3382569	102455877	72514772	5640368	78155141

モデルのキャリブレーション

上記のモデルにおける地下水流れの再現性を確認するため、モデルのキャリブレーションを実施した。キャリブレーションは既存観測井戸の地下水位実測値とモデルによる解析値の適合性を確認することにより実施した。既存観測井戸 KTA-7 における検証図を Figure I-4-7-12 に示す。図に示すとおり、実測値と解析値は良く適合しており、モデルが良好な再現性を有することが確認された。

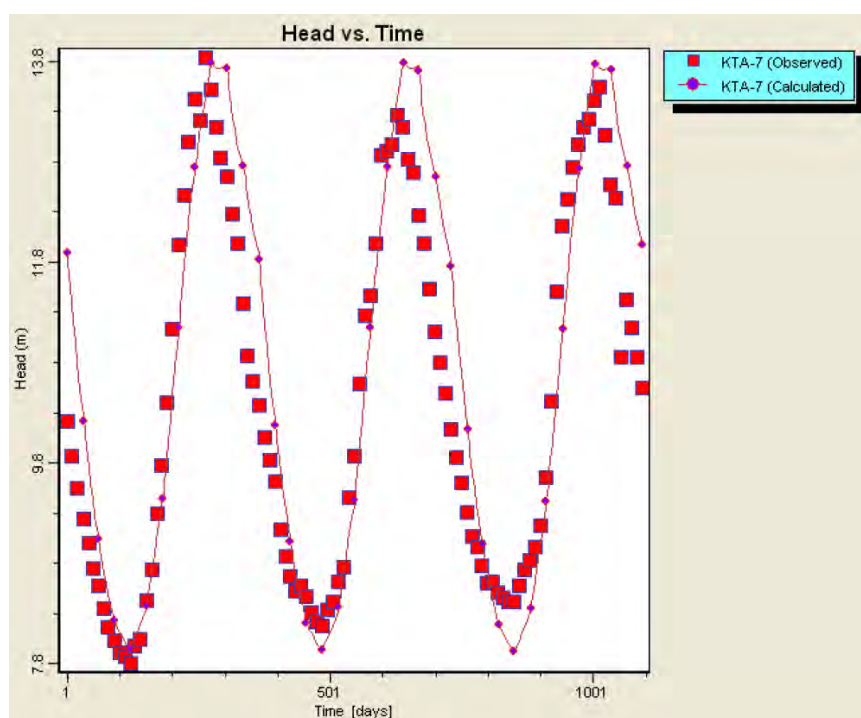


Figure I-4-7-12 キャリブレーション結果 (KTA-7)

解析結果

上記のモデルによる、乾季（5月）における20年間の連続揚水解析結果を Figure I-4-7-13 に示す。また、雨季（9月）における20年間の連続揚水備解析結果を Figure I-4-7-14 に示す。

図のコンター線は地下水位の等深線を示している。乾季（5月）においてはサイトの揚水地点を中心に同心円状に地下水位が EL+4.0m程度まで低下している状況を示している。また、雨季（9月）においてはサイトの揚水地点を中心に同心円状に地下水位が EL+11.0m程度まで低下している状況を示している。

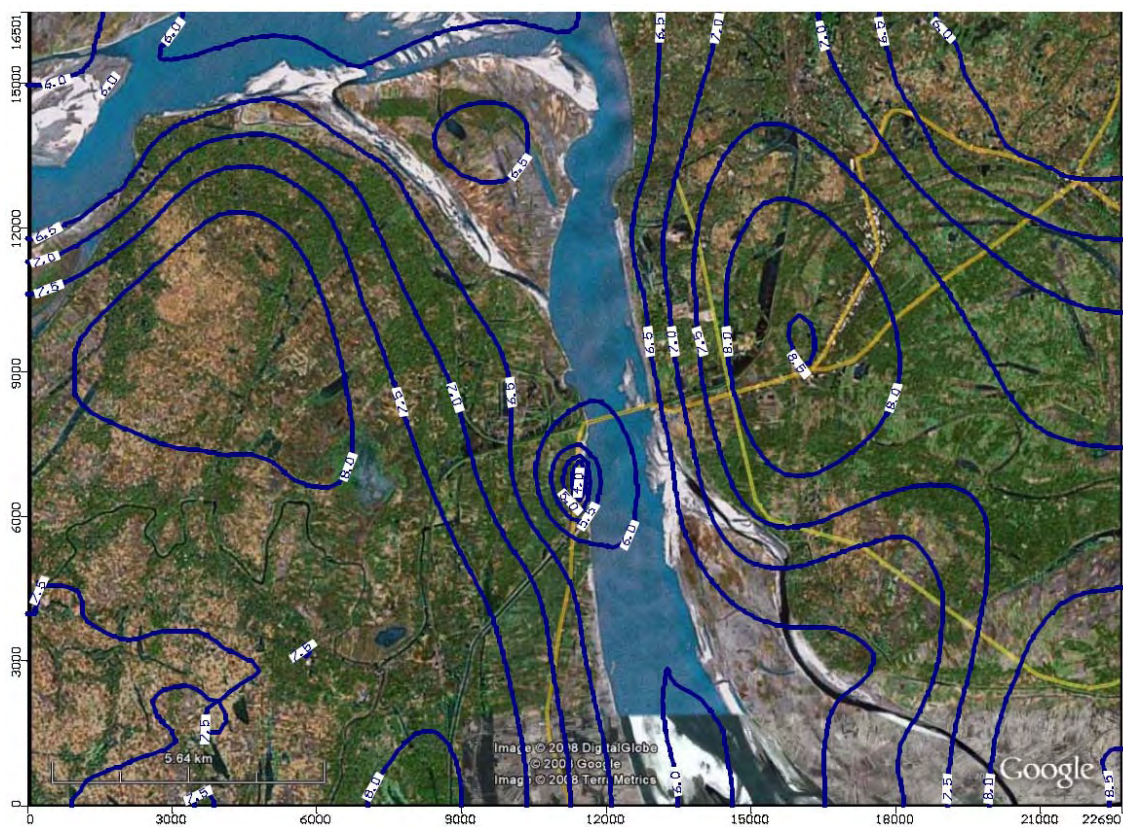


Figure I-4-7-13 乾季（5月）における20年間の連続揚水解析結果

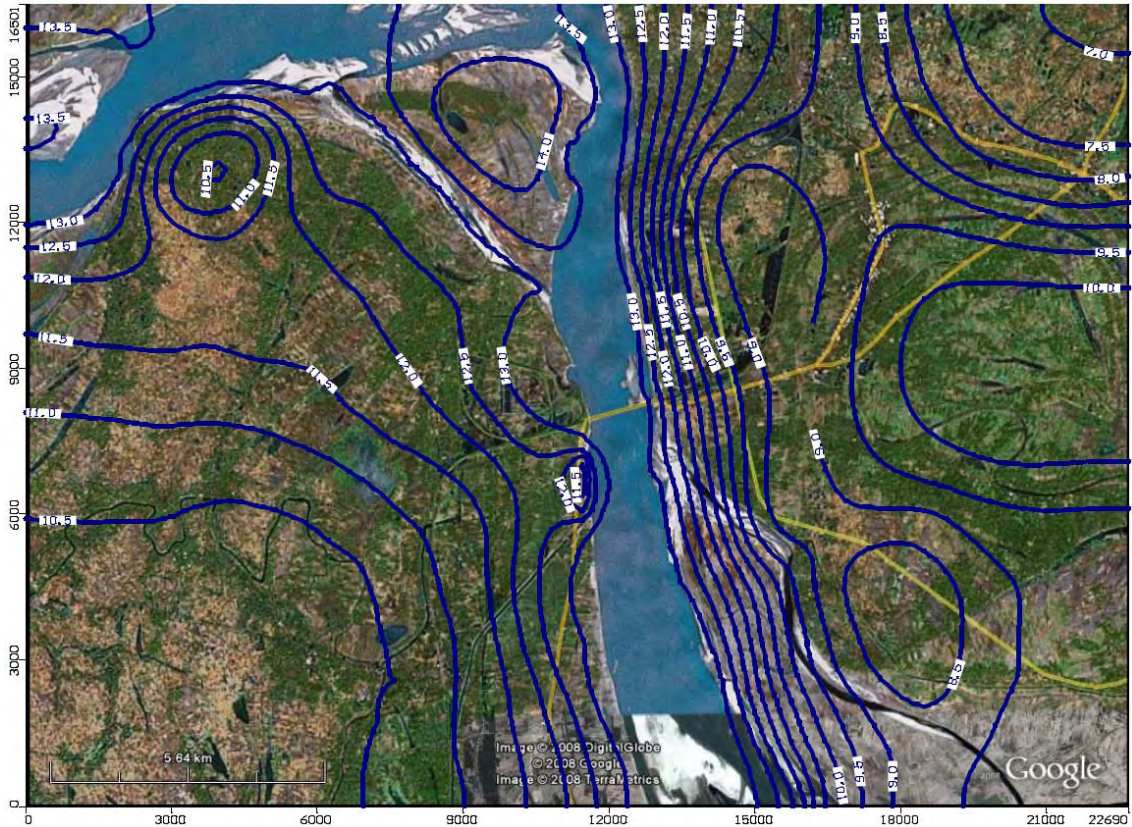


Figure I-4-7-14 雨季（9月）における20年間の連続揚水解析結果

既存井戸への影響

Figure I-4-7-14 に示すとおり、雨季においては地下水位の低下はEL+11.0m程度に止まっており問題ない。

乾季（5月）における20年間の連続揚水解析結果について揚水地点を中心に拡大した図を Figure I-4-7-15 に示す。

揚水地点を中心にした同心円状の地下水位コンター線の概ねEL+6.0mから内側の範囲が揚水による水位低下の範囲に当たり水位低下量は揚水地点で最大2m程度である。この水位低下の影響範囲を既存井戸分布図に重ねたものを Figure I-4-7-16 に示す。



Figure I-4-7-15 乾季（5月）における20年間の連続揚水解析結果（拡大図）

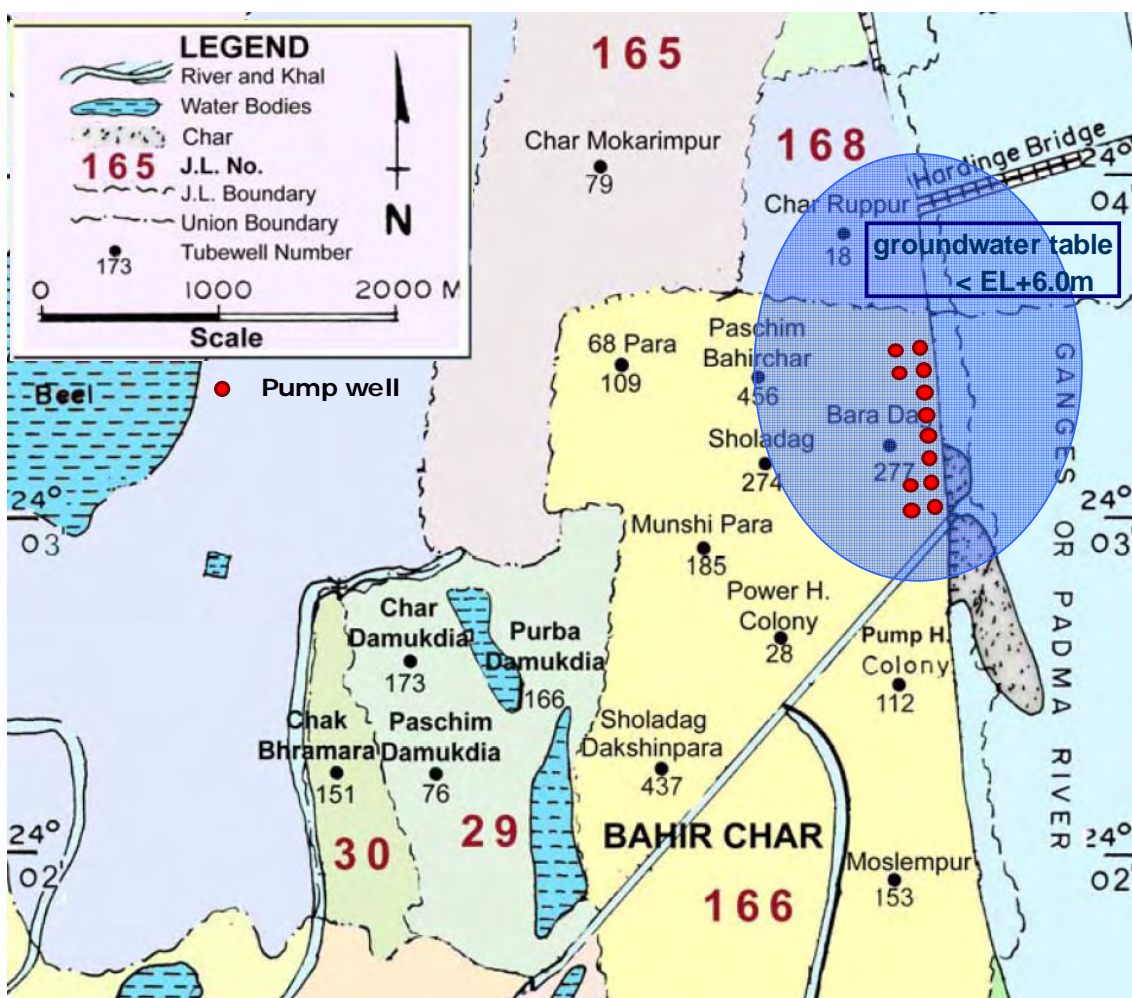


Figure I-4-7-16 乾季（5月）における既存井戸への水位低下影響範囲

4.6.5(2)項「地下水調査」で述べたとおり、手押しポンプ井戸は7.5m程度が汲み上げの限界であるので、上記の検討結果によると、Char Ruppur 村、Bara Dag 村、Sholadag 村及び Paschim Bahirchar 村の手押しポンプ井戸が乾季に汲み上げが出来なくなる可能性があることが分かった。

なお、浅井戸及び深井戸は十分な深さがあり影響は無い。

Table I-4-7-26 既存井戸への影響

J.L. No.	Geo code	Locality	Area (km ²)	House Hold (nos)	Population (2001) (head)	HTWs (nos)	Water Bodies (nos)	Impact
30	213	Chak Bheramara	0.81	196	929	151	11	
165	307	Char Mokarimpur	4.04	122	492	79	13	
168	331	Char Ruppur	1.28	28	346	18	17	Y*
29	355	Damukdia	2.97	647	3,095	415	12	
		Char Damukdia		181	936	173	4	
		Purba Damukdia		365	1,705	166	5	
		Paschim Damukdia		101	454	76	3	
166	902	Pashchim Bahirchar	12.88	3,412	16,889	2,077	53	
		Powerhouse Coloney		175	767	28	1	
		Bara Dag		279	1,420	277	4	Y
		68 Para		141	694	109	3	
		Moslempur		444	2,218	153	3	
		Munshi Para		241	1,174	185	4	
		Sholadag Dakshinpara		552	2,716	437	8	
		Sholadag		551	2,712	274	9	Y
		Paschim Bahirchar		856	4,334	456	13	Y
		Pumphouse Coloney		70	353	112	6	
Bengal Para	103	501	46	2				

* : Y means "Yes, may be effected"

よって、上記4村とりわけ揚水地点に近い Bara Dag 村の既存の手押しポンプ井戸に関しては、発電所の運転期間中、とりわけ乾季には注意深く状況を観測し、汲み上げができない井戸が見つかった場合には、NWPGL の責任で以下の対策を講ずるものとする。

対策工

বাংলাদেশ国内で広く使われている30-37mの汲み上げ能力がある深層設置手押しポンプ井戸 (Tara ポンプ) を設置する。設置に際しては、乾季の地下水位にみあった必要十分な井戸の深さを確保するものとする。

なお、地下水調査および検討の詳細については、添付資料2 地下水調査報告書、添付資料3 地下水検討報告書を参照のこと。

(3) 冷却設備の選択

1) 一過式冷却設備

前述のように、適切な品質の必要水量(各種機器潤滑油冷却用など含み、約 30,000 m³/hr)

が安定して確保可能な場合には、本設備はプラント性能および経済性(建設費と加算費用の合計)共最も優れた設備である。

しかし、冷却水の供給源として、プラントの候補サイトの比較的近傍に位置するパドマ川をその対象として調査した結果、4.7.4 (2) 1)節に述べているように、乾季（低水位時）において、同川右岸への大量の砂の堆積、非常な低水深、河床断面・レベルの大幅な変化等のデータが得られ、取水が不可能であることが判明した。したがって、一過式冷却設備の採用は不可能であることが分かった。

これにより、大きな環境要因のひとつであるパドマ川への温排水の影響が排除された。

2) 強制通風冷却塔設備

本設備は、プラント正味出力では一過式冷却設備に比較して、約 5,000 kW 劣るものの経済性の面では同等である。

この設備で必要となる補給水は、一過式冷却設備の場合に必要な水量(30,000 m³/hr)に比較して少なく(1,300 m³/hr)、浮遊ポンプを使ってパドマ川から直接取水する方法と、パドマ川の河岸に深井戸を掘り地下水を汲み上げる方法が考えられ検討した。その結果、前者については、4.7.4 (2) 2)節に述べているように、恒久設備としては推奨できない。後者については、試験深井戸(100 m)での地下水汲上げ試験とそれに基づく解析結果等により、1,300 m³/hr の水量を、地下水位の大幅な低下を来たすことなく長期間に亘って汲上げ可能と考えられることが確認された。よって、強制通風冷却塔設備の取水方式として深井戸を選定した。

したがって、川からの取水が無くなり、パドマ川への環境影響が排除された。

3) 強制通風空気冷却設備

本設備は、内陸部や砂漠地帯など、プラント近隣で利用できる水源がないような地域に建設される発電設備で多く採用されており、技術的にも確立されている。しかし、設置するには広い面積が必要となり、また、前述のようにここで検討した 3 の設備の中でプラント正味出力は、強制通風冷却塔設備に比較して約 8,000 kW も少なく、経済性の面でも他の 2 の設備に比較して大きく劣っている。したがって、他の設備を採用することが技術的に困難である場合の代案としての採用は可能である。

4) 推奨案

本プロジェクトの冷却設備として考えられる一過式冷却設備、強制通風冷却塔設備、強制通風空気冷却設備の三つの設備について調査・検討を行った。

この中で、一過式冷却設備については、年間を通した必要な冷却水量の安定的に確保が困難で、当該プロジェクトの冷却設備としての採用は不可能であることが分かった。また、強制通風空気冷却設備については、プラント性能と経済性の面で他の二つの設

備に比較して大きく劣っており、当該プロジェクトの冷却設備としての採用は見送ることとした。

これに対して、強制通風冷却塔設備は、一過式冷却設備に比較して正味発電出力では約 5,000 kW 劣るものの経済性の面では同等であり、必要となる補給水についても、周辺環境へ大きな影響を与えることなく長期間に亘って必要量の地下水を深井戸から汲み上げて安定的に確保できることから、この設備を本プロジェクトの冷却設備として推奨する。

ただし上記の深井戸の検討のところで述べているように、サイト近傍の一部既存井戸に関しては影響が懸念されるため、継続的に状況を観測し、必要があれば NWPGL の責任で対策を講ずるものとする。

4.8 資機材搬入方法

蒸気サイクルを含む火力発電所は通常、冷却水を確保しやすい海岸・川岸等に立地されるため、重量物・大物の輸送は通常、船により直接サイトに搬入する。ベラマラサイトはパドマ川近傍に位置するが、サイト近傍のパドマ川水位は年間を通じて最大 10m も変動する。そのため、ベラマラ発電所建設に伴う資機材のうち、重量物を諸外国からベラマラ発電所まで搬入する場合に、計画通りに重量物をベラマラ発電所まで搬入できない可能性がある。このため、本調査においては資機材搬入方法について陸上輸送を含めた調査・検討を実施した。

4.8.1 資機材の調達

ベラマラ発電所建設に伴う総輸送重量は約 3 万トンである。そのうち、約 1 万トンがガスタービン、HRSG、蒸気タービン等のプラント構成機器、約 2 万トンがセメント、砂利、砂、鉄筋等の建設資材である。

プラント構成機器のほとんどは国外からの輸入によるが、セメント、砂利、砂、鉄筋等の建設資材は国内調達が可能である。セメントはモングラ、砂利、砂は「バ」国東北部の Sylhet から、鉄筋はダッカから調達可能である。

工事請負者によっては、これらの建設資材を国外から輸入することも考えられるが、国内調達可能な資材についての輸入は Bangladesh 政府が認めていない。

4.8.2 搬入重量物

建設資機材の輸送で十分検討が必要なものは重量物である。主な重量物は主機であるガスタービン、蒸気タービン、HRSG、発電機および変圧器である。

今回の調査・検討に使用した代表的なパッキングリストを以下に示す。

Table I-4-8-1 パッキングリスト (ガスタービン)

DESCRIPTION	Q' ty	PER ONE PACKAGE					
		WEIGHT (Ton)		MEASUREMENT(m)			
		Net	Gross	L	W	H	
Gas Turbine							
Rotor-Comp. & Turbine	}						
Gas Turbine Lower Cylinder							
Inlet Casing-Comb. Cylinder Upper		1	351	367	14	6	6
Turbine Cylinder Upper							
Exhaust Cylinder Upper							
Lube Oil Tank	1	44	44	7	4	4	
Turbine Cooling Air Cooler	1	70	73	9	5	4	

Table I-4-8-2 パッキングリスト (蒸気タービン)

DESCRIPTION	Q' ty	PER ONE PACKAGE					
		WEIGHT (Ton)		MEASUREMENT (m)			CUBIC
Steam Turbine		Net	Gross	L	W	H	(m ³)
HIP Turbine Assembly	1	110	118	8.20	3.50	3.80	109.06
Rotor Assembly	2	61	83	10.03	4.25	4.10	174.77
Outer Casing (Lowerr)	2	44.0	48.6	7.50	7.30	3.20	175.20
Condenser shell with Tubes & Hotwell	2	98.50	101.10	11.60	6.10	4.10	290.12

Table I-4-8-3 パッキングリスト (HRSG)

Equipment	Qty/ HRSG	Width/ each (m)	Height/ each (m)	Length/ each (m)	Volume (m ³) HRSG	Weight/ each (ton)	Weight/ HRSG (ton)
RHTR3 & HPSHTR2 COILS	3	4.03	2.74	23.32	257.93	59.15	177.46
RHTR1 & HPSHTR1 COILS	3	4.03	2.54	23.16	236.81	72.85	218.56
HPEVAP COIL	3	4.00	2.74	23.27	255.42	128.18	384.55
HPECON2F, IPSHTR, IPEVAP & LP. SH2 COILS	3	3.98	3.73	23.27	345.80	160.12	480.35
HPECON 1/ I, LP.SH 1 & LPEVAP.COILS	3	3.97	2.84	23.27	262.76	153.45	460.36

Equipment	Qty/ HRSG	Width/ each (m)	Height/ each (m)	Length/ each (m)	Volume (m ³) HRSG	Weight/ each (ton)	Weight/ HRSG (ton)
PREHTR 2 COIL	3	3.68	2.33	22.55	193.23	97.75	293.25
PREHTR 1 COIL	3	3.95	2.72	22.55	242.43	97.48	292.45
HP. Drum	1	2.55	16.14	16.14	665.81	84.53	84.53

Table I-4-8-4 パッキングリスト (電気機器)

DESCRIPTION	QTY	PER ONE PACKAGE					
		WEIGHT (TON)		MEASUREMENT (m)			CUBIC
		NET	GROSS	L	W	H	(m ³)
GTG Stator with Gas Cooler and Rotor	1	286.4	294.0	14.1	4.6	5.1	330.8
GT Transformer	1		155.0	7.7	3.0	5.7	131.7
ST Transformer	1		120.0	5.7	2.5	4.8	68.4
Start up Transformer	1		89.0	4.0	2.1	4.0	33.6
Unit Transformer	1		89.0	4.0	2.1	4.0	33.6
230/132k V Bus-tie Transformer	2		113.0	5.3	2.4	4.6	58.5

4.8.3 輸送制限

陸上輸送の際の輸送制限は以下の通りである。

(1) 輸送制限

高速道路はトラックおよびトレーラ等の軸荷重ベースで 10 トン、橋およびカルバートはスパン、レーン当りの荷重、35 トンで設計されている。陸上輸送ではトラックおよびトレーラ等の車軸重量は 10 トン以下にする必要がある。

また、法律(Gazette Notification of Government Regulation regarding Carrying Capacity of Road) および道路管理者の見解 (Letter of Superintending Engineer, Roads & Highway Department(RHD) on Carrying Capacity of Road) から陸上輸送は 40 トン以下に制限されている。したがって、40 トンを超える重量物については河川輸送を考慮する必要がある。

重量が 40 トン以下であれば、通常は幅 2.5m×高さ 2.5m×長さ 6m、先導車付で最大で幅 2.5m×高さ 2.5m×長さ 12mの貨物輸送は、道路管理者への許可申請を必要としない。

但し、下記に詳細を記す既設 Mymensingh 発電所 (出力 2×70MW、2×35MW CAPP) では、道路管理者の許可を取得して 100 トンを超える重量物の輸送を行っている。

本プロジェクトにおいても、道路管理者の輸送許可が得られれば、40 トンを超える重量物輸送が可能であると考えます。

(2) 既設 Mymensingh 発電所における重量物の陸上輸送

既設 Mymensingh 発電所（出力 2×70MW、2×35MW CCGP）では、道路管理者の許可を取得して 100 トンを超える重量物の陸上輸送を行っている。陸上輸送したのは、ガスタービンと発電機各 2 台である。以下に、既設 Mymensingh 発電所の重量物陸上輸送に関する情報を示す。

項目	内容
輸送重量物	ガスタービン×2 台、100 トン／1 台 同上発電機×2 台、110 トン／1 台
適用トレーラ	オランダから輸入した、12 車軸、96 車輪の重量物専用トレーラ
輸送ルート、時間および期間	<ul style="list-style-type: none"> ・輸送ルート： モングラ港～Kanchpur（河川輸送） Kanchpur～Mymensingh（陸上輸送） ・輸送距離：145km ・輸送期間：10 日／1 重量物 ・陸上輸送時間帯：交通量の少ない真夜中
道路、橋およびカルバートの改修	<p>道路管理者（RHD:Roads & Highways Department）は高速道路の橋、カルバート上の重量物輸送を許可せず以下の対応が必要であった。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・長さ 3m、8m、15m の橋およびカルバートを渡るために、長さ 5m、10m、18m の可搬式鋼製橋を事前に準備した。 ・8 箇所ある長さ 15m 以上の橋については、バイパス橋を設置した。 ・2 箇所の河川横断のために、土堰堤を設置した。その 1 つの Mymensingh の Brahmaputra 河を横断するための土堰堤で、その長さは 800m である。 ・Uttara～Tongi 間の Turag 河を横断するために、急遽バージが使われた。
バイパス道路および橋の設置に関	<ul style="list-style-type: none"> ・高速道路の通過許可：RHD

項目	内容
する申請内容と所轄道路管理者	<ul style="list-style-type: none"> ・ダッカ市が管理する市街道路の通過許可 ：ダッカ市役所 ・Uttara～Tongi 間の Turag 河横断許可 ：BIWTA(Bangladesh Inland Water Transport Authority) ・河川横断のためのバイパス堰堤の設置 ：BWDB (Bangladesh Water Development Board) ・高速道路上の電線の移動 ：PDB, DESA, REB
ルート、輸送時期等の申請から許可までににかかる時間	申請から許可までには、最低 3 ヶ月の期間が必要である。
輸送制限を超える重量物と大物貨物の輸送に関する基準	<p>RHD と BR (Bangladesh Railway)は、輸送制限を超える重量物と大物貨物の輸送に関して独自の基準を持っている。</p> <p>RHD 基準は道路と橋の型式による。</p> <p>RHD と BR は各道路での独自の最大輸送制限リストを所有している。</p>
輸送コスト	<p>ガスタービン（重量 100 トン）の輸送コストは約 1 億円であった。</p> <p>貨物重量当りの輸送単価：100 万円／トン</p>

4.8.4 調査方針

本プロジェクトで計画するプラント構成機器は 40 トン以下が約 5,500 トン、40 トン以上が約 4,500 トンである。本調査においては前項の陸上輸送制限を考慮し、40 トンを超える重量物は次項にあげる河川輸送を主案に検討した。40 トン以下の資機材についてはモングラ港からベラマラサイトまでの陸上輸送とした。

4.8.5 候補搬入経路の選定

4.8.2 項に示した重量物を諸外国からベラマラ CAPP まで搬入する場合の候補搬入経路を下記に示す。

(1) バングラデッシュ国内での最初の荷揚港

バングラデッシュ国内での最初の荷揚港として、代表的なモングラ港とチッタゴン港を候補港として選定し、受入港としての適性を調査した。

1) モングラ港

年間を通して、大型貨物船の寄港が可能であるが、100 トン以上の重量物は港湾外でバージに移して河川輸送することになる。

モングラ港の港湾設備は下記の通りである。

Table I-4-8-5 モングラ港の港湾設備

設備名	仕様
埠頭長さ	600m
埠頭吃水	6～7m (常時浚渫)
埠頭数	既設 5 施設、増設予定 2 施設
クレーン	5ton×4
貨物保管施設	一時保管倉庫 19,628m ² ×4
保管倉庫	19,630m ² ×2
野積場	3,000,000m ²
コンテナ保管施設	保管場 35,754m ² ×3 箇所、2,180Teus

2) チッタゴン港

重量物の荷揚作業は、大型貨物船の吃水を考慮して、港湾外でバージに移して河川輸送することになる。モンスーン時期の港湾外のベンガル湾は、波が高く荒れているのでバージへの移送は困難である。このためモンスーン時期にチッタゴン港からの河川輸送はできない。

モンスーン時期以外のベンガル湾は穏やかで、バージへの移送は問題ない。但し、チッタゴン港は1月と2月以外は貨物船等で非常に混雑している。

3) 荷揚港選定結果

本調査ではモンスーン時期に利用できるモングラ港をバングラデッシュ国内での最初の荷揚港とすることを推奨する。

(2) 候補搬入経路

重量物の輸送ルートとしては、モングラ港からの以下の3ルートの調査、検討をした。

ルート1. モングラ港～ガンジス河～パドマ川～ベラマラの河川輸送ルート

ルート2. モングラ港～ガンジス河～ジャムナ河～シラジガンジの河川輸送と

シラジガンジ～ベラマラの陸上輸送ルート

ルート 3. モングラ港～ベラマラの陸上輸送ルート

Figure I-4-8-1 に重量物をモングラ港からベラマラサイトまで搬入する場合の候補搬入経路を示す。

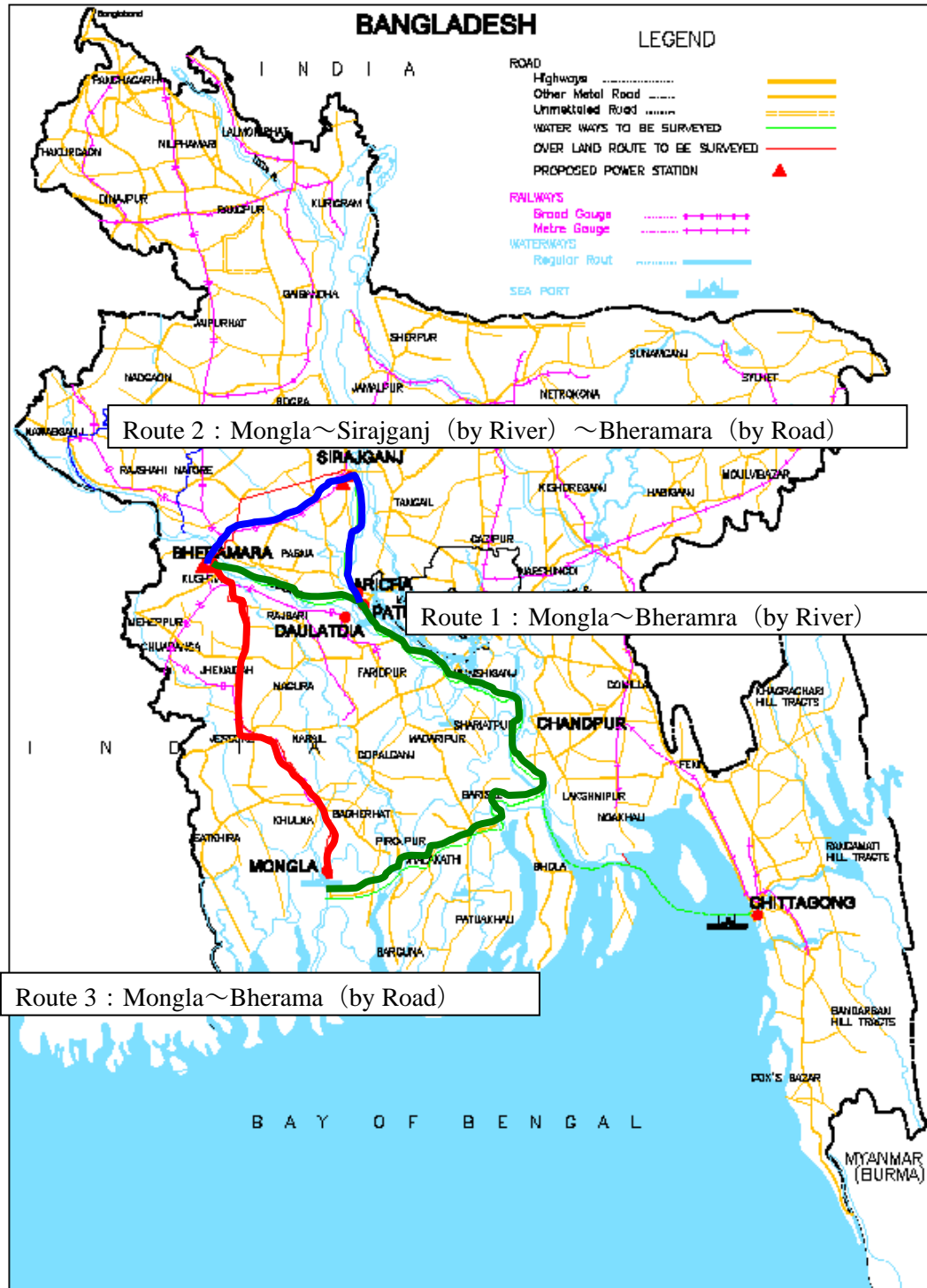


Figure I-4-8-1 候補搬入経路

4.8.6 候補搬入経路の調査

(1) モングラ港～ベラマラサイト（河川輸送）

モングラ港からベラマラサイトまではガンジス河、パドマ川を遡上する。これらの大河の川幅は数 km にもおよぶため雨季には相当な水量・水位となる一方、乾季においてはところどころ中洲ができるほど水位が低下する。特にパドマ川の乾季の水深は浅く、通年の航行ができない可能性がある。したがって、重量物輸送時に使用するバージ船の吃水を十分確保できる期間を評価する必要がある。

1) 河川調査

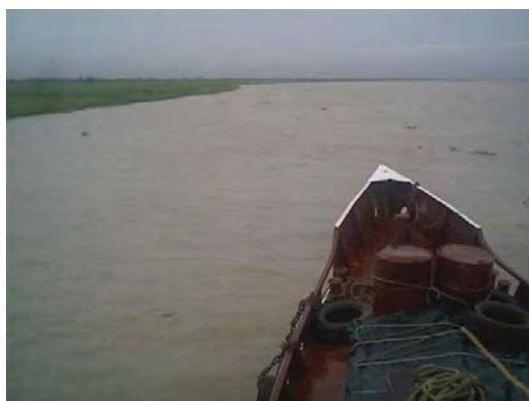
まずモングラ港からベラマラサイトまでの河川輸送ルートの水深および状況を調査した。

本ルートの総輸送ルート長は 377km である。Table I-4-8-6 に輸送ルートの河川の幅、水深データを示す。水深は河川中央で 4.5m 以上あり、今回使用する最大級の 600 トンバージおよびタグボートの吃水 1.22m - 2m に対しても十分な水深である。航路障害物としてはモングラ港から 89km の箇所に Gabkhan Bridge があるが、バージ船甲板から 8m の高さであり、重量物輸送に支障はない。

Table I-4-8-6 河川の幅と水深データ (モングラ港からベラマラサイト)

Mongla-Hizla-Daulatdia-Bheramara (Survey from 14.07.2008 to 27.07.2008)					
Section	Distance (km)	Width (m)	Depth (m)		
			0.25W	Mid Point	0.75W
Mongla to Morelganj	38	200-1000	4.4-10.4	4.6-10.2	3.0-10.4
Morelganj to Kawkhali Ferighat	38-77	700-2500	7.5-15.9	9.5-22.1	8.5-16.1
Kawkhali to Barisal CSD Ghat	77-114	120-800	5.0-23.9	6.2-24.4	4.4-24.1
Barisal to Hizla	114-142	300-1700	4.3-19.3	5.3-25.0	4.3-23.0
Hizla to Chandpur	142-193	600-10000		4.8-40.5	
Chandpur to Mawa	193-241	300-3900		4.8-27.1	
Mawa to Daulatdia	241-295	900-5300		11.5-53.9	
Daulatdia to Nazirganj	295-321	3000-6000	4.1-18.6	4.5-27.5	4.2-20.1
Najirganj to Shilaidaha	321-353	2000-4000	3.7-19.1	4.5-30.0	4.4-28.1
Shilaidaha to Talbaria	353-365	2500-3500	6.5-19.6	9.6-26.3	9.2-25.1
Talbaria to Bheramara	365-377	2000-4000	5.6-15.2	7.5-18.2	5.3-15.8

モングラ港～ベラマラサイト間の河川輸送ルート写真を Photograph I-4-8-1 と Photograph I-4-8-2 に示す。



Photograph I-4-8-1 The Ganges River at Dauladiah



Photograph I-4-8-2 Ganges near Hardinge Bridge

2) 河川輸送期間

河川管理者の情報によれば、Mongla 港から Daulatdia までは、年間を通してバージによ

る河川輸送が可能である。年間を通して、吃水が 1.5～2.5 m のバージおよびタグボートが航行している。今回使用する最大級の 600 トンバージの吃水は 1.22m、タグボートの吃水は 2m であることから、この区間では 7 月から 9 月までの河川輸送が可能と判断できる。

同様に、河川管理者および運輸業者の情報では、Daulatdia から Bheramara までのパドマ川は 7 月から 9 月までの期間、河川輸送が可能である。

BPDB から入手したパドマ川にかかるベラマラ発電所候補地近傍にあるハーディング橋下流 1km での過去 30 数年間の水位データ (Figure I-4-8-2) では、7 月から 9 月までの河川水位データはほぼ同じレベルを示している。このデータと Table I-4-8-6 の 7 月に実測したパドマ川の水深データから、8 月、9 月のこの区間の水深はバージによる河川輸送に支障のないレベルにあることが推測できる。但し、この区間は、流れの変化で土砂堆積等の不測の事態を防ぐために、河川管理者の協力と浚渫船の準備が必要である。

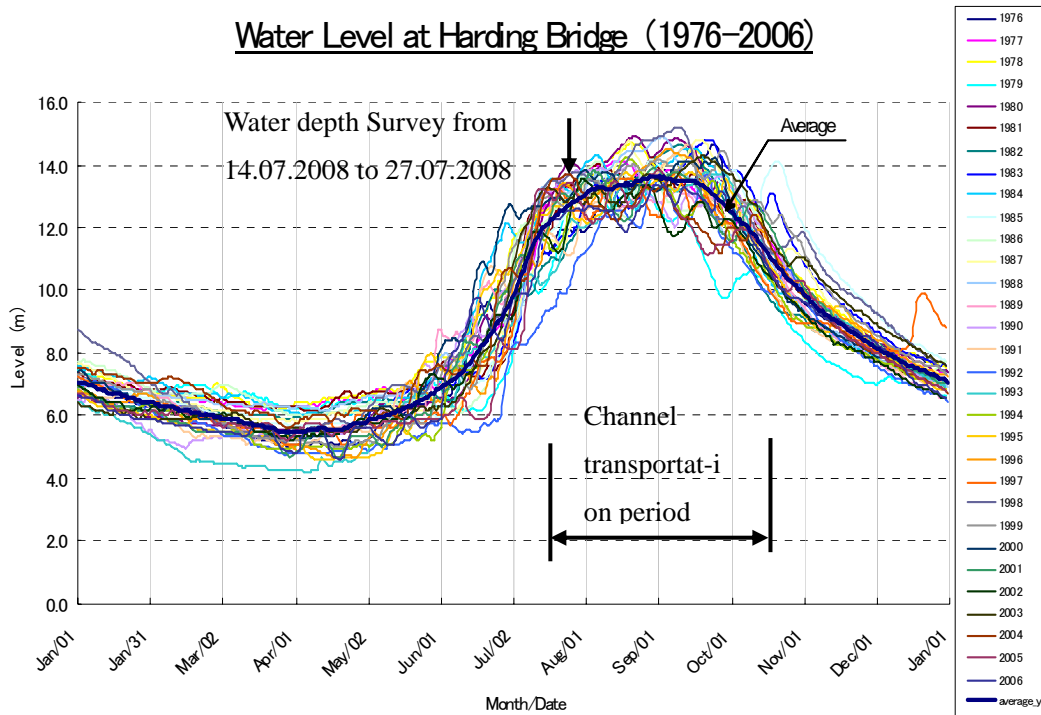


Figure I-4-8-2 ハーディング橋下流 1km での過去 30 数年間の水位データ

3) 河川輸送スケジュール

Table I-4-8-7 にモングラ港からベラマラサイトまでのバージとタグボートの河川輸送スケジュールの検討例を示す。

Table I-4-8-7 モングラ港からベラマラサイトまでの河川輸送スケジュール

合計往復数	40 往復 (モングラ港からベラマラサイトまで)
1 往復の日数	30 日 (往路 15 日、復路 10 日、荷卸しと荷揚げ 5 日)
1 往復の輸送構成	1 バージと 2 タグボート モングラ港からベラマラサイトまではバージを 2 台のタグボートで曳航、ベラマラサイトからモングラ港まではバージを 1 台のタグボートで曳航し、もう 1 台のタグボートは単独航行
合計輸送日数	3 ヶ月
バージ航行時間	1 日当り 10 時間 バージ航行速度は上り 2.5km/h、下り 3.8km/h
備考	尚、1 バージと 2 タグボートの輸送構成で 3 ヶ月の輸送期間中 2 - 3 往復、合計 16 台のバージと 32 台のタグボートで合計 32 往復する。 4,500 トンの重量物を約 3 ヶ月で河川輸送する計画である。

(2) モングラ港～シラジガンジ (河川輸送) ～ベラマラサイト (陸上輸送)

1) モングラ港～シラジガンジ (河川輸送)

モングラ港からシラジガンジまでの河川輸送ルートの水深および状況を調査した。総輸送ルート長は 365km である。モングラ港から Daulatdia までは、4.8.6 項(1)のモングラ港からベラマラまでの河川輸送ルートと同じである。Daulatdia からシラジガンジまでのジャムナ河は、7月から9月までのモンスーン期間のみ、バージによる河川輸送が可能である。この区間は、流れの変化で土砂堆積等の不測の事態を防ぐために、河川管理者の協力と浚渫船の準備が必要である。

2008年7月の河川調査結果として Table I-4-8-8 に輸送ルートの河川の幅、水深データを示す。水深は河川中央で 4.8m 以上あり、最大級の 600 トンバージおよびタグボートの吃水 1.22m - 2m に対しても十分な水深である。

Table I-4-8-8 河川の幅と水深データ (Daulatdia からシラジガンジ)

Daulatdia-Sirajganj (Survey from 14.07.2008 to 22.07.2008)					
Section	Distance (km)	Width (m)	Depth (m)		
			0.25W	Mid Point	0.75W
Daulatdia to Chowhali	295-332	2000-7000	6.0-37.1	6.2-39.3	4.9-29.9
Chowhali to Sirajganj	332-365	500-6000	5.6-30.6	4.8-32.2	4.8-31.9

従って、Daulatdia からシラジガンジまでのジャムナ河の状況は Daulatdia からベラマラサイトまでのパドマ川の状況と同様の状況であるため、シラジガンジまでしか河川輸送しない本ルートのメリットはないと考える。

シラジガンジ発電所の物揚場候補予定地を Figure I-4-8-3 に示す。

現在、シラジガンジ発電所予定地には物揚場はない。

発電所予定地の東 1km にはジャムナ河がある。

物揚場の候補予定地として 2 ケース (図中 Option-1, Option-2) の適性を調査した。

ジャムナ河本流とジャムナ河支流から 0.5km は離れた物揚場である。

ジャムナ河本流の物揚場 (図中 Option-1) は The Jamuna Multipurpose Bridge Authority (JMBA) の河川訓練区域にあり物揚場の設置はできない。

ジャムナ河支流から 0.5km は離れた物揚場 (図中 Option-2) までの水路は、幅 500m、水深 3.05m であるが、モンスーン時期のみ利用可能である。

この物揚場はシラジガンジ発電所建設時に使用する場合、ベラマラ発電所の物揚場として優先的に使用はできない制約がある。また、現在、高速道路までのアクセス道路は重量物の輸送はできないので、90 度の曲がり部を含めた道路の補強、改修等が必要である。

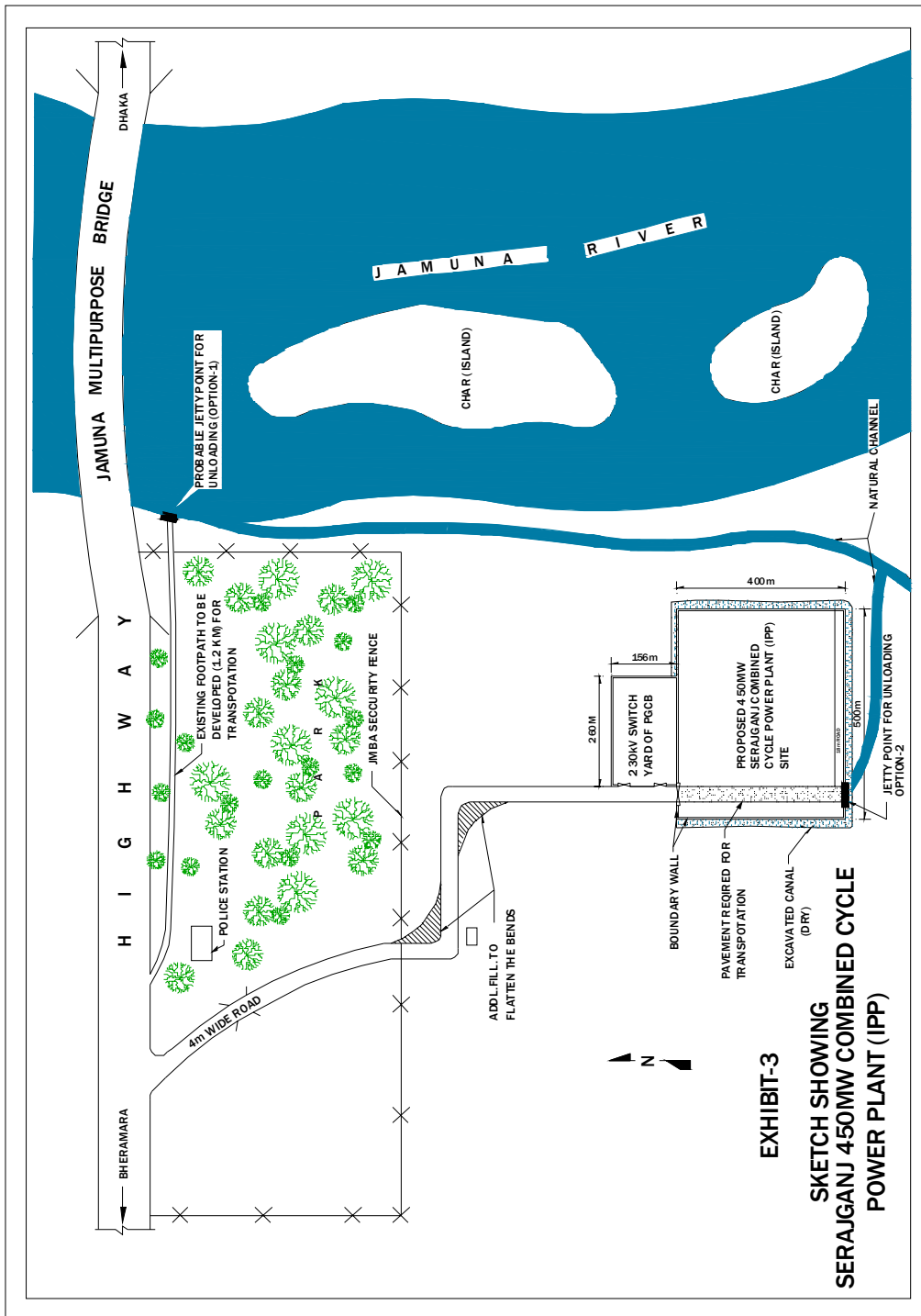


Figure I-4-8-3 シラジガンジ発電所の物揚場候補予定地

シラジガンジ発電所予定地の写真を Photograph I-4-8-3 と Photograph I-4-8-4 に示す。



Photograph I-4-8-3 Natural channel near south boundry wall (dry) on May 29,2008



Photograph I-4-8-4 Excavated canal outside south boundary wall

2) シラジガンジ～ベラマラ（陸上輸送）

シラジガンジからベラマラサイトまでは、2車線の高速道路で繋がっている。概要は以下である。

- 距離は 113km で、すべてがアスファルトの舗装道路である。
- 道路幅は 5.49m から 10.06m で、路肩は片側 0.61m から 1.86m である。
- 部分的に痛んでいるシラジガンジから 41 - 48km の間以外は良好な道路状況で、6 のロータリ、1 つの料金所、20 - 90 度のターニングポイントが 13 箇所ある。
- 障害物としては道路上を高さ 6.1m - 14.57m で横切っている電線が 20 箇所ある。
- 橋・カルバートについてはこの区間には 21 の橋、18 のカルバート、ベラマラ発電所の手前には道路幅 4.57m（片側）、長さ 1.8km の Lalan Shah Bridge がある。

結果として、法律で規制される積載重量 40 トン以下、軸荷重 10 トン以下、幅 2.5m、高さ 2.5m、長さ 12m（先導車付き）までの貨物であれば、シラジガンジから 20km の地点にある幅 6.86m、長さ 51.83m の老朽化した橋以外、この区間での道路、ターニングポイント、橋およびカルバートの改造、バイパス道路の設置、交通規制、歩道橋、信号の移動は必要ない。

シラジガンジからベラマラ発電所までの写真を Photograph I-4-8-5 と Photograph I-4-8-6 に示す。



Photograph I-4-8-5 Hatikumrul
at 20 km crossing from Sirajganj



Photograph I-4-8-6 Weak RCC
Bridge at 20 km from Sirajganj

(3) モングラ港～ベラマラサイト（陸上輸送）

モングラ港からベラマラサイトまでは、2車線の高速道路で繋がっている。
概要は以下である。

- ・ 距離は 226km で、すべてがアスファルトの舗装道路である。
- ・ この区間には 29 の橋、75 のカルバート、12 のロータリ、1 つの料金所があり、クシュティア、ジェッソーレおよびクルナの大きな市街地を通過することになる。
- ・ 道路幅は 4.5m から 9.1m で、路肩は片側 0.61m から 1.37m である。
- ・ 部分的に痛んでいるモングラ港から 5km の間以外は良好な道路状況で、20-90 度のターニングポイントが 128 箇所ある。
- ・ 道路上を高さ 3.5m-9.1m で横切っている電線が 70 箇所ある。
- ・ ベラマラサイトから 26km と 28km の地点に幅 3.84m のカルバートがあるが、40 トントレーラーが通行できる幅である。

結果として、法律で規制される積載重量 40 トン以下、軸荷重 10 トン以下、幅 2.5m、高さ 2.5m、長さ 12m（先導車付き）までの貨物であれば、この区間での道路、ターニングポイント、橋およびカルバートの改造、バイパス道路の設置、交通規制、歩道橋、信号の移動等は必要ない。

モングラ港～ベラマラサイト間の陸上輸送ルート写真を Photograph I-4-8-7 から Photograph I-4-8-10 に示す。



Photograph I-4-8-7 Mongla Port Road



Photograph I-4-8-8 Rail Crossing at 81km from Mongla Port



Photograph I-4-8-9 RCC Bidge
at 157km from Mongla Port



Photograph I-4-8-10 Khulna-Chuadanga
turning at 197km from Mongla Port

(4) 輸送コストの比較

各候補搬入経路における輸送コストの比較を Table I-4-8-9 に示す。重量物以外の輸送はモングラ港からベラマラサイトまでの陸上輸送とした。シラジガンジを経由するルート 2 は(3)項で述べたように河川輸送がベラマラサイトまで直接河川輸送する場合と同様に 3 ヶ月に制限され、メリットがないためコスト検討の対象外とした。

すべてを陸上輸送するルート 3 のコストには、40 トン以上の重量物の輸送により発生する道路、橋およびカルバート、バイパス道路等の改修費用は入っていない。これらを考慮しなくてもルート 1 が最も安価である。

Table I-4-8-9 各候補搬入経路における輸送コストの比較

SUMMARY OF COST ESTIMATE

SI	Item	Route 1	Route 3
1.0	Public Expenses	3,624,575.14	2,266,234.10
1.1	Port Charges	2,266,234.10	2,266,234.10
1.2	Line Expenses	1,200,000.00	
1.3	Canal Charges	23,341.04	
1.4	Pilotage	135,000.00	
2.0	Overland Transportation Cost		
2.1	Mongla Port to Bheramara (light lift cargoes)	16,418,000.00	16,418,000.00
2.2	Mongla Temp Jetty to Bheramara (heavy lift cargoes)		145,185,000.00
2.3	Serajganj to Bheramara (heavy lift cargoes)		
3.0	Channel Transportation Cost		
3.1	Mongla to Bheramara (heavy lift cargoes)	77,792,000.00	
3.2	Mongla to Serajganj (heavy lift cargoes)		
3.3	Mongla Outer Anchorage to Temp Jetty (all cargoes)		6,127,800.00
4.0	Unloading Cost at Bheramara Jetty	30,000,000.00	
5.0	Cost of development of approach road from Jetty/ Highway to Highway/Jetty		7,500,000.00
6.0	Cost of Temp Jetty at Mongla Port		20,000,000.00
7.0	Cost of Jetty at Serajganj		
8.0	Cost of approach road from highway to project site	12,500,000.00	12,500,000.00
9.0	Sub-Total (Transportation Equipment)	140,334,575.14	209,997,034.10
10	Cost of Transportation of local construction materilas and consumables	63,300,000.00	63,300,000.00
11	Total Transportation Cost	203,634,575.14	273,297,034.10
12	Cost of Jetty at Bheramara	35,000,000.00	
13	Cost of Overland Transportation from Mongla to Bheramara (SL No: 1.1+2.1+8)	31,184,234.10	** 209,997,034.10
14	Cost of Overland Transportation from Sirajganj to Bheramara (SL No: 2.3+5)		
14	Cost of Channel Transportation Mongla to Bheramara (SL No: 1.2+1.3+1.4+3.1+4)	109,150,341.04	
15	Cost of Channel Transportation from Mongla to Sirajganj (SL No: 1.2+1.3+1.4+3.2+7)		

Note1: * SI No: 1.1+2.1+2.2+3.3+5+6+8

Note2: Route 3 excludes repair and renovation cost of roads, bridges and culverts

4.8.7 推奨搬入経路

重量物の輸送ルート課題とコストのまとめを以下に示す。

各輸送ルート課題と対策およびコスト評価から、重量物輸送ルートとしてモンガラ港か

らベラマラサイトまでの河川輸送（河川輸送期間 3 ヶ月）が推奨できる。

重量物輸送ルート	課題	対策	コスト
ルート 1 河川輸送： モングラ港～ベラマラサイ ト	河川輸送必要期間が 3 ヶ月であり、河川利用 可能期間と同じ。	天候不順等による 河川輸送のリスク を低減するため、 HRSG モジュールを 陸上輸送可能な 構成とし、河川輸送 期間を短縮する。最 大 1 ヶ月の短縮が 可能。 重量物の輸送許可 申請の検討。	低
ルート 2 河川輸送： モングラ港～シラジガンジ 陸上輸送： シラジガンジ～ベラマラサ イト	河川輸送がルート 1 と同様に 3 ヶ月に制 限され、シラジガンジ までしか河川輸送し ない本ルートのメリ ットはない。	検討対象から外し た。	検討対象か ら外した。
ルート 3 陸上輸送： モングラ港～ベラマラサイ ト	重量物の陸上輸送。	事前の具体的な輸 送計画に基づく道 路監理者と綿密な 検討が必要	高

尚、モングラ港からベラマラサイトまでの道路、橋およびカルバート等の改修費用を含まない輸送コストは、Table I-4-8-9 のルート 3 より 273,297,034 Taka (≒453,673,076 円)である。輸送重量当りの単価は約 10 万円である。この単価と前述の 4.8.3 項での道路、橋およびカルバート等の改修費用を含んだ輸送コスト単価 100 万円/トンと比較すると、ほとんどが改修費用と考えられる。輸送コスト単価 100 万円/トンをベースに、今回の重量物 40 トン以上の陸上輸送コストを推定すると約 45 億円となる。Mymensingh の場合、輸送距離は 145km、今回は 226km なので、今回は更にコストが高くなる。

4.8.8 メンテナンス時の重量物輸送方法

GT 燃焼器、動静翼等は定期的なメンテナンスが必要であり、運転開始後も輸送体制を確保する必要がある。これらの部品は陸上輸送限界以下（重量 40 トン以下、サイズ幅 2.5m×高さ 2.5m×長さ 12m 以下）なので、適宜、陸上輸送による供給が可能である。

一方、GT ロータは定期的なメンテナンスは必要としないが、プラント寿命 30 年の期間では一度は工場へ搬出して点検・修理が必要となる可能性がある。

ベラマラ発電所では常設物揚場を建設するため、河川輸送も可能であるが、期間は 7 月から 9 月に限られてしまうため、前出の Mymensingh 発電所のように道路管理者の許可を取得して陸上輸送を行えるよう検討すべきである。

重量物輸送の許可申請にあつたては、輸送する重量物の重量と大きさ、適用するトレーラ、輸送ルート、輸送時期、時間、道路、橋およびカルバートの強度チェックおよび補強、バイパスルートの検討等、道路管理者との綿密な検討が必要である。

4.9 プロジェクトスケジュール

4.9.1 全般

MoPEMR からベラマラ発電所への天然ガス供給は 2016 年頃になるかもしれないとの通達 (2008 年 8 月 31 日) に基づき、ベラマラ CCPP のプロジェクトスケジュールに関しては 2016 年からガス供給を開始する方針が示された。

一方、「バ」国では深刻な電力不足であり、BPDB としては一刻も早く新規大型発電所の完成が待たれるところである。

従って、ガス供給の遅延、深刻な電力不足への対策、発電所建設に係る様々な問題を総合的に考慮し、ベラマラ CCPP の完成は、2014 年 9 月末を目標とする。

4.9.2 プロジェクトスケジュール

当初、「バ」国側からの要望により 2012 年末にベラマラ CCPP の完成を目標としていたが、ガス供給が遅れることから、より現実的、かつ出来る限り早くベラマラ CCPP を完成すべく、2014 年 9 月末の運開を目標とする。

プロジェクトスケジュール策定に当っては、下記事項がクリチカルポイントと想定される。

- (1) 重量物（40 トン以上）は、モングラ港からベラマラ発電所まで水上輸送する計画であるが、パドマ川の水深とバージ船のドラフト（喫水）との関係から輸送できる期間が7月から9月の3ヶ月に限定される。
- (2) 昨今、世界的にF型ガスタービンの需要が高く、4大ガスタービンメーカ（GE、三菱、アルストム、シーメンス）の工場の製造ラインが数年先まで満杯の状況であり、現時点ではF型ガスタービンは設計からFOBまで約25ヶ月を要する。

Table I-4-9-1 にプロジェクト実施に必要な月数、Figure I-4-9-1 にプロジェクトスケジュールを示す。

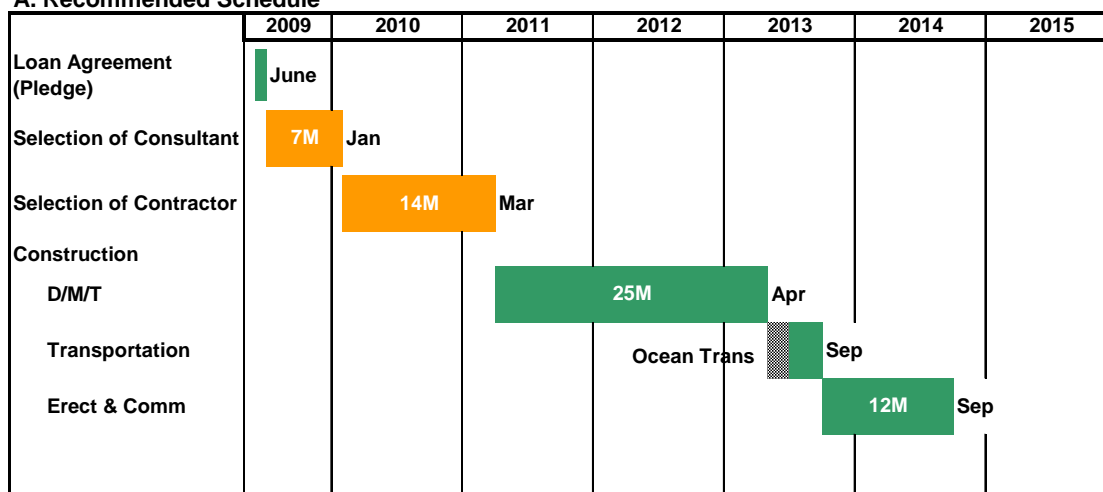
- (1) JICA 標準：コンサルタントおよびメーカ選定の工期を JICA の標準スケジュールとした。この場合、ガスタービンの FOB 後、海上輸送を経て「バ」国の受入港に到着する時期が7月以降となるため、水上輸送まで9ヶ月の待機となり、効率的に工事を実施できない工程となる。
- (2) 推奨案：上記 JICA 標準を基に、ガスタービンなど重量物がモングラ港に到着する時期が7月前になるように、コンサルタントおよびメーカ選定期間をそれぞれ1ヶ月短縮したスケジュールである。

Table I-4-9-1 プロジェクト実施に必要な月数

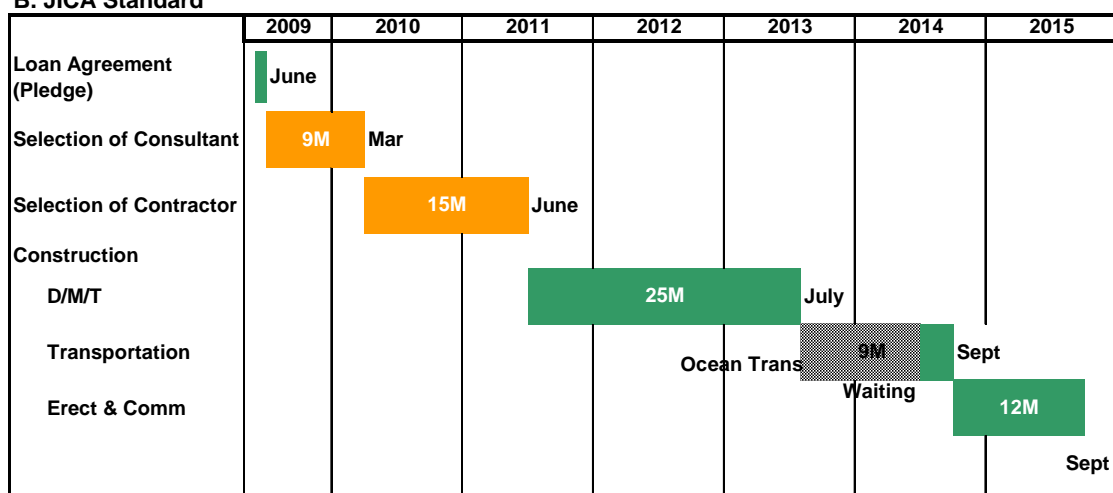
	コンサルタント 選定	メーカ 選定	建設工期				合計
			*1	*2		*3	
				待機	輸送		
JICA 標準	9M	15M	25M	9M	5 M	12 M	51M
推奨	7M	14M	25M	0M	5 M	12 M	42M

備考：*1 設計および製造、*2 輸送、*3 据付および試運転

A. Recommended Schedule



B. JICA Standard



Remarks : D/M/T - Design, Manufacturing and Test

Figure I-4-9-1 プロジェクトスケジュール

4.10 ガスタービン長期保守契約の概要

(1) ガスタービンの保守

CCPP はガスタービン、HRSG および蒸気タービンを主要設備として構成されている。一般的にこれら主要設備のうちもっとも故障率が高いのはガスタービンであり、その保守レベルがプラント全体の稼働率に大きな影響を与える。

ガスタービンの高温部品である燃焼器、タービン翼等は 1,000 度以上の高温ガスに曝された状態で運転している。このため蒸気タービンの翼等に比べ劣化・損傷が激しく、短い間隔で点検・修理・交換が必要となる。よって、これら高温部品は種類毎に原メーカーによりその予想寿命が設定されており、通常寿命に達するまでは適切な保守間隔に従い点検・修理・交換を行う必要がある。ガスタービンの点検間隔は以下に示す 3 タイプを等

価運転時間⁵毎に行うのが一般的である。

Table I-4-10-1 種類別の点検間隔（一例）

Type of Inspection	Inspection Interval / Equivalent Operating Hour
Combustor Inspection	8,000 hr
Turbine Inspection	16,000 hr
Major Inspection	48,000 hr

高温部品はニッケル、コバルトをベースとする超合金であるため、その修理には特別な溶接・コーティング等の技術および設備が必要である。従って、ほとんどの使用者はガスタービン製造者または他の修理会社に修理を発注している。

(2) ガスタービン長期保守契約の特徴

上記のように高温部品の定期的な点検・修理・交換が比較的短い間隔で発生するため、それをある一定期間、一括で提供する契約（Long Term Service Agreement, 以下 LTSA）が GE 社をはじめとする各ガスタービン製造者等から提供されており、CCPP 運営においては主流の契約形態となりつつある。契約期間は通常 Major Inspection までを一サイクルとして考えるため、6 年または 12 年間とする契約が一般的である。

LTSA の特徴をまとめると下表のようになる。まず技術的特長であるが、これまで使用者は運転時間・起動停止回数・緊急停止回数を把握し、高温部品の点検・修理・交換の必要範囲・時期等の管理を自ら行っていたが、LTSA ではその提供者により行われる。さらに、このサービスの実現のために遠隔監視システムの導入が図られるため、プラントの運転状況が提供者の遠隔監視センターにてリアルタイムに監視する事が出来る。これにより常駐エンジニアの派遣と合わせてトラブルの兆候監視やトラブル発生時の迅速な対応が図れ、その結果稼働率の向上に貢献することが出来る。そのためオプションではあるが、LTSA では上記のガスタービンの運転状況の監視・保守に係る業務を提供者が行うことで稼働率保証を付加することも可能である。

もうひとつの大きな特徴は高温部品の点検・修理・交換費用を包括価格とすることである。LTSA の包括価格は、使用者が個別に点検・修理・交換を行う総費用と同レベルまたはそれ以下となっているため、付帯するサービスも考えると魅力ある設定となっている。さらに、契約時点でこれら費用が確定されるため、使用者は想定外の高温部品の修理・交換リスクを回避できる。また、使用者が個別に高温部品の修理・交換を行っていく場合、大量に高温部品の交換が必要となる年とそうでない年では費用負担の変動が大きく（F 型 GT1 台で約 10 百万ドル程度）、IPP 等会社規模が小さな使用者では会社経営に与え

⁵ 実運転時間に起動停止や緊急停止等による高温部品への影響度を加味した運転時間。

る影響が大きい。これに対し、LTSA では毎月一定額払いとすることで費用負担の平準化され、経営の安定化が図れる。

Table I-4-10-2 LTSA の特徴

	LTSA	個別発注
高温部品の点検・修理・交換の管理	提供者が一括管理	使用者にて管理
ガスタービンの運転状態監視	提供者も遠隔監視 稼働率向上に貢献	使用者のみで監視
常駐エンジニア	有	無
稼働率保証	有（オプション）	無
高温部品の点検・修理・交換費用・支払い	包括価格で毎月一定額払い 価格は個別発注総費用と同レベルまたはそれ以下 想定外の修理・交換も提供者負担（使用者の責任に帰する理由以外）	点検毎に修理・交換の量に応じた額を支払う 想定外の修理・交換が発生した場合は使用者負担

(3) 本プロジェクトへの LTSA 導入

ベラマラ CCPP は新発電会社となる NWPGL でははじめての F 型 GT を使った CCPP となる予定である。また、NWPGL は既存の BPDB 体制よりも少人数で効率的な運営をめざす計画である。したがって、LTSA は技術サポートの面から CCPP の安定運転には必要なサービスと考える。また、経済的にも個別発注より有利であり、かつ費用負担の平準化により経営の安定化が図れるため、NWPGL の安定した利益の確保に大きく貢献する。本プロジェクトは円借款による事業実施が見込まれているが、これまでの円借款事業において LTSA の導入検討を行ったのは 2007 年 12 月に円借款供与の書簡が交わされたバ国ハリプール新発電所建設計画があげられる。上記のように LTSA は発電所の安定運転、発電会社経営の安定化に大きく寄与するため資金供与の立場からも歓迎されるべきスキームである。

したがって、本調査では LTSA を本プロジェクトの対象範囲とすることを推奨する。

4.11 実施体制

4.11.1 全般

ベラマラ CCPP 建設時の実施体制を示すものである。本発電所を管轄する NWPGL 内にプロジェクトを実施するための組織を立ち上げ、プロジェクトの円滑な実施に当たるものとする。

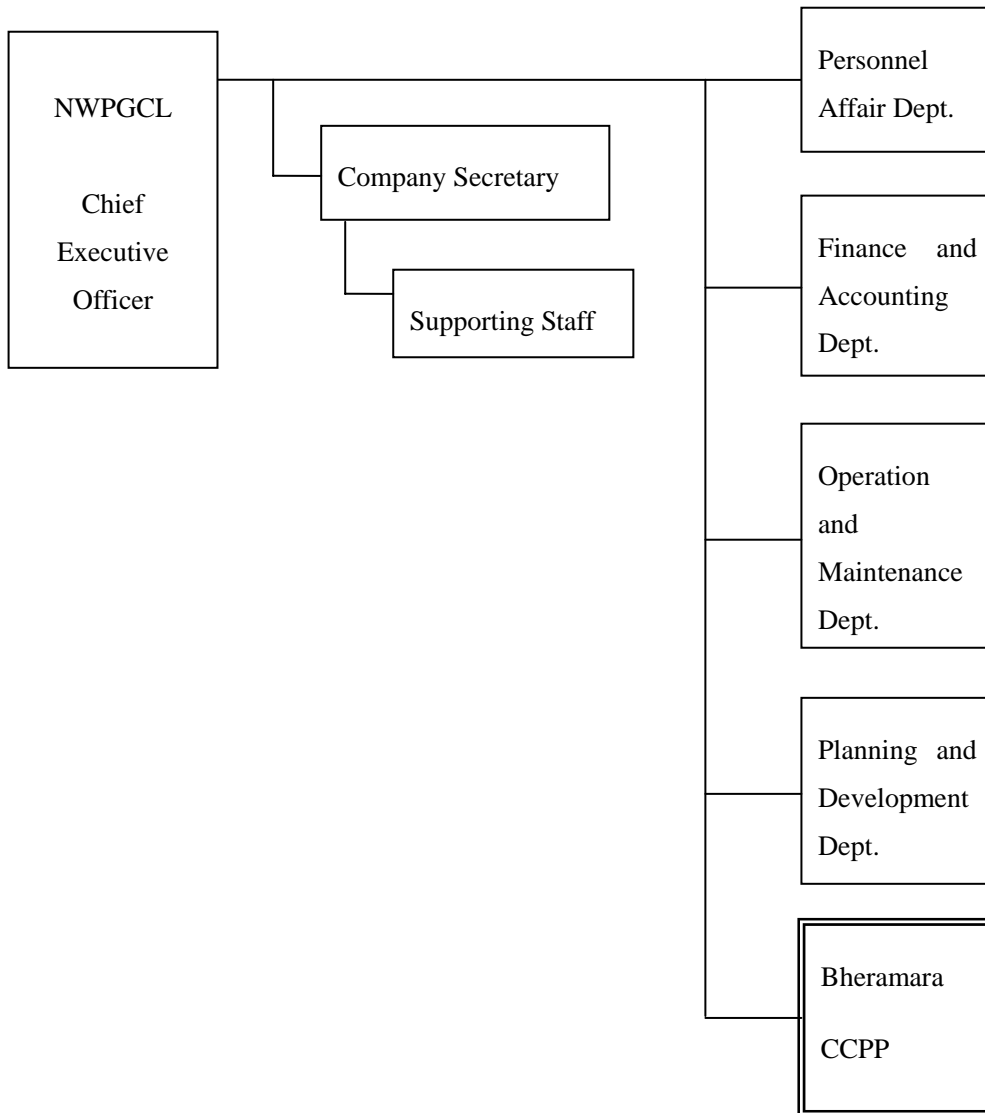
ベラマラ CCPP 完成後は、発電所内に組織される技術、補修、運転部門に移行する。

NWPGL は発電設備だけでなく、送変電設備についてもプロジェクト実施責任を持つこととする。プロジェクト実施期間中、工事監督者が PGCB から NWPGL に派遣される。プロジェクト完工後、送変電設備は借入と共に PGCB から NWPGL に移管される。

4.11.2 NWPGL 内の体制

(1) Project Implementation Unit (PIU)の設置

NWPGL の組織は以下に示すような組織を提案しており、Project Implementation Unit (PIU)は CEO の直下に設置する。PIU が本プロジェクトの実施の中心的な役割をする。

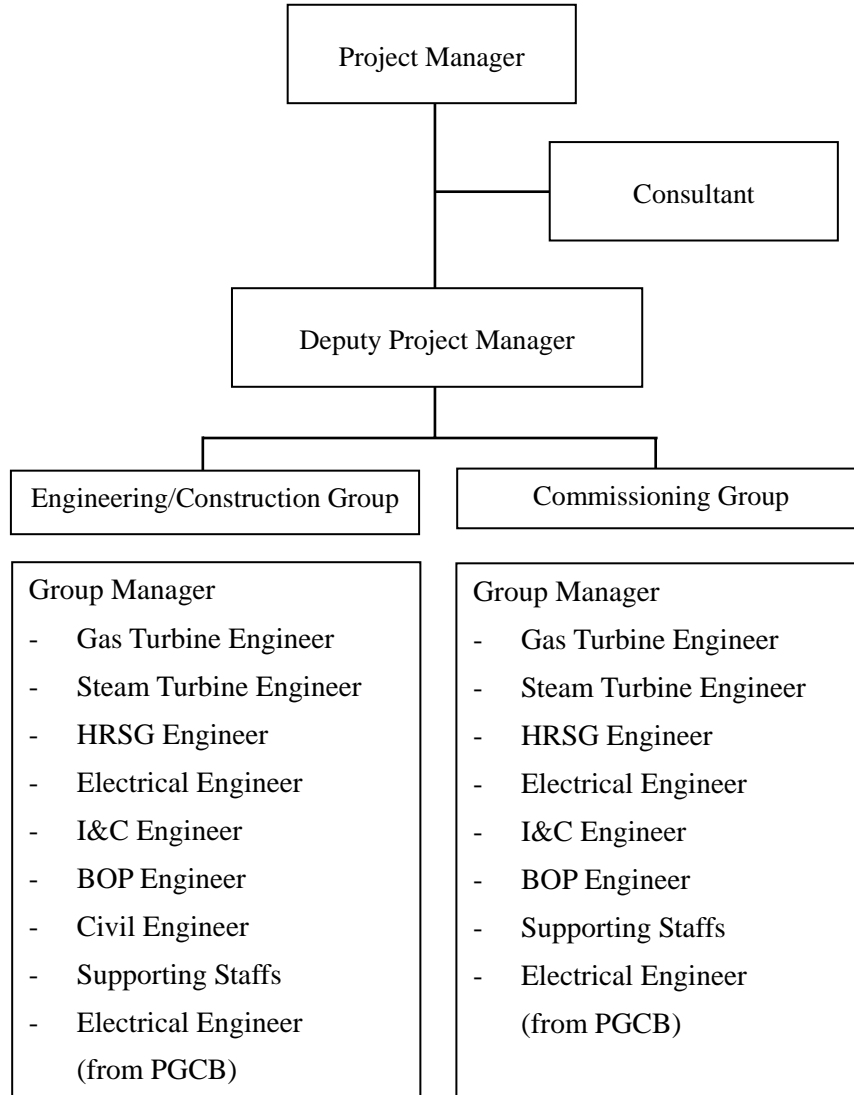


(2) PIU の組織

PIU の組織は、下図に示すように Project Manager を筆頭に、コンサルタントがアドバイザーとして PIU を支援し、Engineering/Construction Group および Commissioning Group の 2 部門で構成する。

NWP GCL の設立を契機に、組織をよりスリム化し、柔軟な対応が出来るようにすること、PIU の Project Manager にある程度の権限（例えば、1 Mil.US\$以下の物品購入は Project Manager の裁量で購入できるなど）を持たせることが、重要と思われる。

1) PIU の組織



2) PIU の役割および従事期間

フェーズ	Engineering フェーズ	Construction フェーズ	Commissioning フェーズ	備考 運開後のポジション
Project Manager (P/M)				ベラマラ発電所長
Deputy P/M				ベラマラ発電所副所 長
Engineering/ Construction Group				
Group Manager				運開後に発電所の技 術およびメンテナン ス部門に移行する。 主要ポスト（部長、 課長級）に就任でき るよう、建設期間中 にキャパビルを実 施、もしくは、遂行 能力のある人材を雇 用
Gas Turbine Engineer				
Steam Turbine Engineer				
HRSG Engineer				
Electrical Engineer				
I&C Engineer				
BOP Engineer				
Civil Engineer				
Electrical Engineer (from PGCB)				
Commissioning Group				
Group Manager				運開後に発電所の運 転部門にそのまま移 行する。
Gas Turbine Engineer				
Steam Turbine Engineer				
HRSG Engineer				

フェーズ	Engineering フェーズ	Construction フェーズ	Commissioning フェーズ	備考 運開後のポジション
Electrical Engineer				
I&C Engineer				
BOP Engineer				
Electrical Engineer (from PGCB)				送変電設備担当
雇用人数 [NWPGL 正規 職員]	11	19	18	

4.12 結論

4.12.1 評価

4.1 項から 4.11 項で検討した建設計画の技術的実行可能性について、電力需要、裨益効果、電源開発計画、系統計画、燃料供給計画、サイト状況、発電設備基本方式の検討、資機材搬入方法、実施体制、プロジェクトスケジュール、ガスタービン長期保守契約の概要を検討した結果、ベラマラ CCPP の建設計画は、概ね妥当と判断する。但し、ガス供給の動向については今後、注意深く状況を見ていく必要がある。

4.12.2 技術的実行可能性の確認

(1) 需要想定

PSMP2006 の需要想定は、PSMP1995, ADB Gas Development Project, 2005 Gas Sector Master Plan における需要想定と近似しており、妥当であることが確認された。

(2) 裨益効果

ベラマラ CCPP の建設により、西部地区での電化率向上、雇用の促進、それに伴う西部地区住民の生活の向上などの裨益効果が大きいことが確認された。

(3) 系統計画

ベラマラ CCPP の建設により、東西の電力需給バランスの改善、西部地域での電圧降下の改善が図られることが確認された。

(4) 燃料供給計画

「バ」国の電力セクターでは、2008 年前半頃から、天然ガス供給不足が少しずつ顕在化し、一部発電所の操業が制約されるなどの事態が生じた。こうした中、2008 年 8 月に MoPEMR が新規発電所へのガス供給見直しを行うなどしている。現在、新規ガス田の開発が遅れる中、全体の供給量の増加、「バ」国全体でのガス供給の円滑化、及び中長期的にはエネルギー源の多様化等が喫緊の課題である。

かかる状況下、ADB がガスパイプライン建設等を通じて、全体のガス供給体制の強化を支援している点は、ガス生産地から地理的に離れ、従来ガス供給が特に制約されていた西部地域にあるベラマラ CCGP への供給確度を高めるものである。加えて、2008 年 9 月の MoPEMR との面談において、先方（電力次官）より、ベラマラ CCGP を含めた効率面で優位性が極めて高いプラントに対しては、優先的にガスを配分するとの確約を得ている。以上を総合的に判断すれば、ベラマラ CCGP へは、安定的・継続的なガス供給がなされるものと期待される。

(5) 冷却方式および地下水利用

蒸気タービンの排気蒸気を冷却する方式としては、河川水による直接冷却方式、冷却塔方式および空気冷却水方式があり、技術、経済、ならびに環境面からそれら方式を比較検討した結果、冷却塔方式を採用することになった。冷却塔方式の場合、補給水源は地下水を利用することとなるが、地下水の賦存量および既設井戸への影響の有無を調査・分析した結果、特に問題がないことが確認された。

但し、NWPGL は常に既設井戸の状況をモニタリングし、枯れた場合は、深堀するなどの対応をする。

(6) 発電設備基本方式の検討

F 型ガスタービンの使用燃料は、技術面、コスト面などから天然ガスを使用することが最も有効であることが確認された。また、「バ」国の電力系統の状況などから CCGP は、多軸型（ガスタービン発電機、蒸気タービン発電機に分ける）とすることが妥当である。

(7) 資機材搬入方法

重量物（ガスタービン、発電機など）の輸送はモングラ港からベラマラサイトまで河川輸送とする計画であるが、パドマ川の水深の関係で 7 月から 9 月までの 3 ヶ月に輸送期間が限定されることが本プロジェクトの建設工程に影響があるが、重量物の内、陸上輸送にシフトできるものは変更し、河川輸送におけるリスクを回避する計画とする。

(8) 実施体制

BPDB から NWPGL への分社化を契機に、本プロジェクトを実行する PIU を NWPGL

内に設置し、可能な限り権限を委譲することによりスムーズなプロジェクト管理などの推進を図る。

(9) プロジェクトスケジュール

現時点では、ガス供給の見通し、重量物の輸送期間、ガスタービンの納期などを勘案し、2014年9月末を運転開始とすることが妥当と思われる。しかしながら、ガス供給の遅延に加えて、昨今の米国における金融危機を発端する景気低迷を受けて、ガスタービンの生産量の減少による納期の短縮も考えられるので、今後適宜見直しが必要と思われる。

(10) ガスタービン長期保守契約の概要

本プロジェクトで採用されるガスタービンは最新型であり、ガスタービンの高温部品（燃焼器、ガスタービンの動静翼など）はガスタービン納入者と長期保守契約を結ぶ事が「バ」国内の火力発電所のメンテナンス状況を考えると必須と思われる。