

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 1 台および関連補機からなる正味出力 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、冷却塔の補給水は井戸からの地下水を利用する。

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、高い効率ならびに信頼性を確保できるものとする。発電設備設計では、本基本設計で規定した運用計画に耐えうるものとする。また、年間平均アベイラビリティの要素は、ISO 3977-9: 1999(E)「ガスタービン—調達」のパート 9「信頼性、アベイラビリティ、保守性、安全性」で定義されている 86.8%を下回ってはならない。

(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。発電設備は、下表に定めた起動時間を満たすように設計する。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・エアページと並列の時間は除外する。

起動工程	時間 (分)
36 時間以上停止後のコールド起動	最高 240 分
36 時間以内停止後のウォーム起動	最高 180 分
8 時間以内停止後のホット起動	最高 120 分
1 時間以内停止後のベリーホット起動	最高 60 分

(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¹

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。

発電設備主機と補機は運用耐用期間中、高い効率性と信頼性や優れた経済性を保ちながら継続的に運用される。

運用耐用期間が上記数値を下回る可能性のある機器は、交換・メンテナンスの容易さを考慮して設計する。

(3) 起動停止時間

発電設備起動停止は、中央操作室から自動で行われる。

発電設備は、安全で信頼できる効率的な運用を実現するための、監視・制御機能を持つこととする。

発電設備は、中央操作室からの並列や負荷変化操作を可能とする。

発電設備は 30 年の保証期間中、高効率、かつ信頼性の高い運用を維持しながら、定格負荷運用を行うことを想定している。

前述の要件は、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

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

蒸気タービン系統には、起動時、負荷変化時、停止時、そして緊急時に運用信頼性を高めるタービンバイパス系統を設置する。

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発電出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。

LCD 操作は、人間と機械のインタフェースをより容易にし、発電設備監視制御や運用信頼性の向上のために採用する。

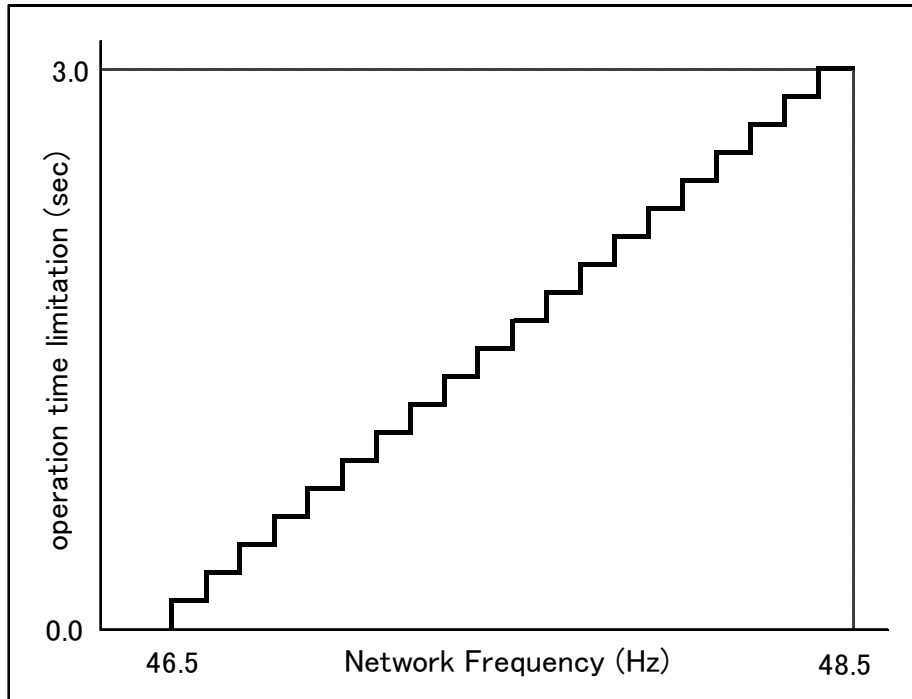
CPU には待機冗長システムを利用して重複構成とし、制御システムの信頼性を確保する。また、発電機しゃ断器による並解列操作も、中央操作室内の DCS から行う。

132/230 kV 変電所の開閉装置操作は、変電所制御室内にある DCS から行う。

(3) 系統周波数高低時運転

GT 発電機や ST 発電機は、負荷運転中 48.5~51.5Hz の系統周波数高低の条件下において、継続的運転に耐えることができるように設計される。また、運転時間制限付で、46.5~48.5Hz の周波数で負荷運転が可能とする。次表のように負荷運転の制限に必要な制御装置は、「バ」国内の電力系統条件を考慮して設計する。

Operation Time Limitation



(4) 振動値管理

GT 起動から定格負荷運転において、GT および GT 発電機と ST および ST 発電機の軸振動値は制限される。軸振動の測定方法は、ISO 7919 あるいは適切な規格に従う。GT・ST 各軸の軸受において、フィルタ処理されていない相対的な軸の振幅変位を振動値として測定する。運転中振動値管理は下表のように、ISO 7919-2:2001(E)のパート 2「大型陸上蒸気タービン発電機セット」および ISO 7919-4:1996(E)のパート 4「ガスタービンセット」に従う。

機器	振動値 (p-p μm)
ガスタービンおよびガスタービン発電機	≤ 80
蒸気タービンおよび蒸気タービン発電機	≤ 80

GT および GT 発電機と ST および ST 発電機の軸振動値は、「信頼性試験」を通して $80 \mu\text{m}$ を超過してはならない。いずれかの振動値が 2 週間の「信頼性試験」期間中にこの振動値を超過した場合、同試験を中止し、振動対策処置後に新たに 2 週間の試験を繰り返す。発電設備受取後の瑕疵責任期間 (Defect Liability Period)中、その振動値が $80 \mu\text{m}$ を超過しないものとする。

振動値は、GT および GT 発電機と ST および ST 発電機で、120 μm を上回らないように調整する。同一タイプの GT および GT 発電機と ST および ST 発電機の運用経験から許容可能な場合は、トリップ値を 240 μm に設定してもよい。

(5) 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が満たされるよう、ベラマラ CCPP の操作員がオペレータ・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である。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。

<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, S109FB
三菱重工業	MPCP1(M701F)
シーメンス	SCC5-4000F 1×1

候補となる CCPP モデルの選定では、差し迫った電力供給不足を少しでも早く解消するために、先行してガスタービン発電設備を商業運用されることを考慮に入れて、単純サイクルモードでの運転ができることが条件となる。例えば、アルストムは 2 つのタイプの GT26 のガスタービンを供給できる。その 1 つは空気による冷却空気冷却器付の GT26 であり、もうひとつは蒸気による冷却空気冷却器付の GT26 である。しかし、後者の場合、ガスタービンの高温部品の内部冷却に空気圧縮機から抽気した空気を冷却するのに蒸気を使用されている。従って、このタイプの GT26 ガスタービンは、蒸気の冷却媒体なしには運転不可能である。したがって、このような理由から、冷却媒体として周囲空気を使用する前者の GT26 ガスタービンの方を、本発電設備のために選定することとした。更に、

単純サイクル運転を可能とするためには、ガスタービン排ガスのバイパス設備(排気塔とダンパ)を考慮する必要がある。同様に、GE 社が持っている 2 機種の中 S109 FB モデルについては、前記の GTW Handbook によれば、コンバインド・サイクル仕様と明記されており、本発電設備用としての検討からは除外した。

(2) ISO 条件での CCPP 性能諸元

前記 GTW Handbook では、上記の CCPP モデルの性能データが、天然ガスでの ISO 条件 (101.33 kPa、15 °C、60% RH) で記載されているが、それ以外に必要な条件(例えば、冷却水温度、燃料発熱量など)については、必ずしも規定されている訳ではないので、必要に応じて条件を設定した。なお、同 Handbook に記載されている 4 つの CCPP モデルの性能諸元は下記の通りである。

CCPP モデル	発電設備正味出力 (kW)	発電設備正味効率 (%)
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。このような理由から、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(FA)	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

た様々な補正方法に従って行った。また、コンバインドサイクルを構成することによってガスタービン入口および排気の圧力損失も変化するが、その変化による補正についても経験に基づいて行った。サイトの調査結果に基づいたサイト条件は、下記の通りである。

<u>サイト条件</u>	<u>定格点</u>	<u>最大容量点</u>
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。ガスタービンの運転最大容量は、大気条件(特に、大気温度)によって大きく変化する。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。ガスタービンの運転最大容量は、それがガスタービンの設計許容最大容量以内であれば、大気温度の低下と共に大きくなる。メーカーの設計思想にもよるが、ガスタービンが設計許容最大容量となる大気温度は、通常マイナス 10 °C 以下である。したがって、当該発電設備が設置されるサイトの最低気温がマイナス 10 °C 以上であれば、その気温での運転容量がガスタービンの運転最大容量となる。

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ことになる。なお、その気温に対応する相対湿度は 80% であった。

発電設備正味発電出力を求めるためには、発電設備を 100% 負荷で定常運転するために必要な補機動力を求める必要がある。そのために、燃料ガス圧縮機の駆動動力以外の主変圧器を含めた補機装置の動力は、発電設備総発電出力の 2.0% と想定し計算した。燃料ガス圧縮機の駆動動力は、定格サイト条件では取り合い点圧力を 1.0 MPa、温度を 25°C、最大容量条件では、圧力は同じく 1.0 MPa とし、温度は 10°C として、ガスタービンのモデルごとに計算して求めた。

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。

ボトミ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

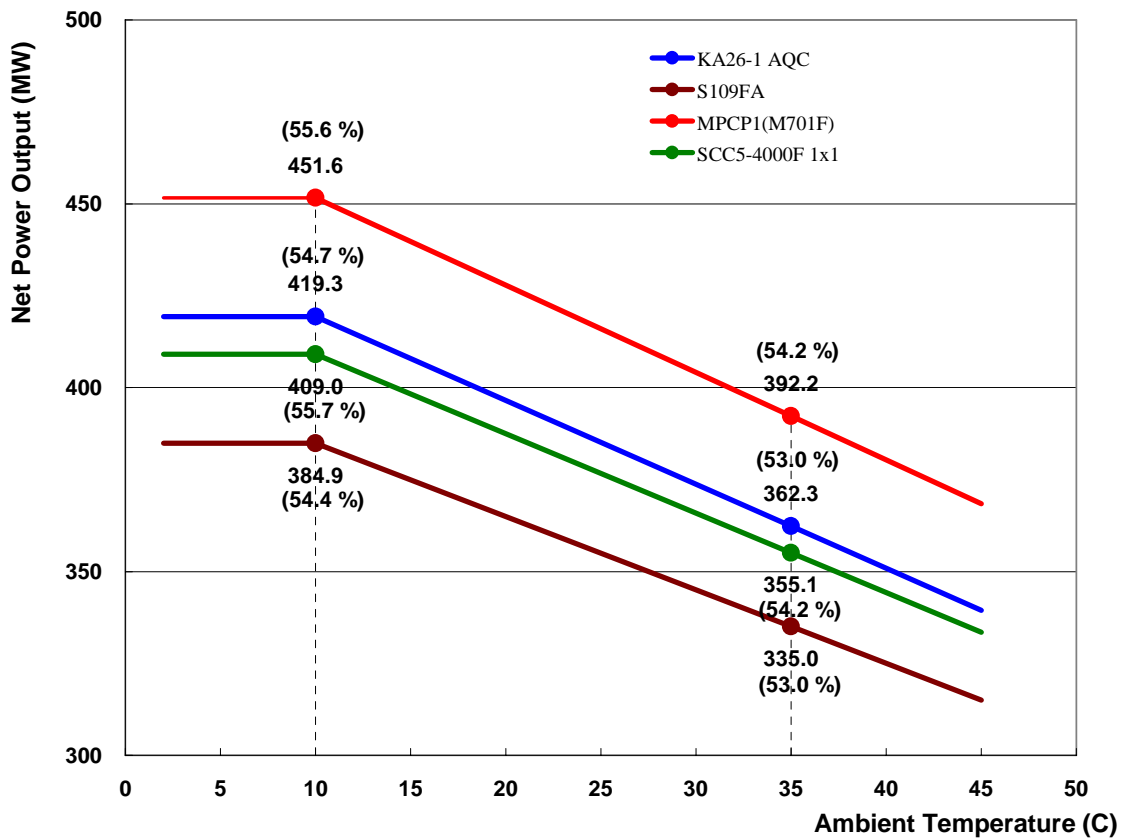
この計算結果の表から、定格サイト条件下での4つのCCPPモデルの正味発電出力の平均値は361 MWと計算できる。したがって、本発電設備の正味発電出力は360 MWとする。また、購入仕様書に記載すべき非助燃条件での発電設備の正味発電出力の要求範囲は、多くの入札者の参加を促すために上記の計算値に対して適切な尤度を考慮して“320 MW～410 MW”と明記することにする。

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」国電力システムの課題の検討には、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れば良いことが分かる。

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。また、各CCPPモデルの熱効率は非常に近似しており、±0.7%の範囲に入っている。

4つのCCPPモデルについて、非助燃条件下での定格および最大容量サイト条件における熱平衡線図を後続の頁に示す。

- 1) 定格サイト条件におけるKA26-1AOCの熱平衡図
- 2) 最大容量サイト条件におけるKA26-1AOCの熱平衡図
- 3) 定格サイト条件におけるS109FAの熱平衡図
- 4) 最大容量サイト条件におけるS109FAの熱平衡図
- 5) 定格サイト条件におけるMPCP1(M701F)の熱平衡図
- 6) 最大容量サイト条件におけるMPCP1(M701F)の熱平衡図
- 7) 定格サイト条件におけるSCC5-4000F 1×1の熱平衡図
- 8) 最大容量サイト条件におけるSCC5-4000F 1×1の熱平衡図



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多くの実績がある。次に示す表は、国内メーカーの国内外におけるダクト助燃 HRSG の実績(例)を示したものである。

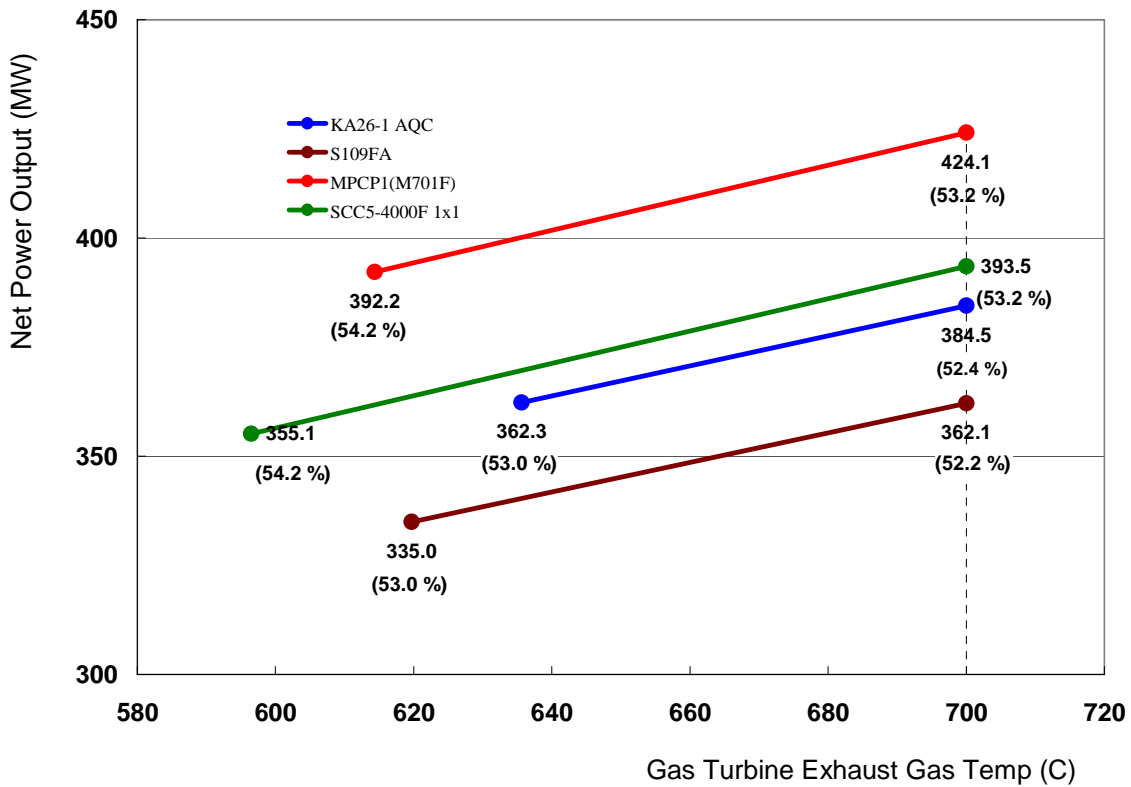
ガスタービン出力(MW)範囲	HRSG 台数
MW ≤ 50	18
50 < MW ≤ 200	5
200 < MW	5

「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を招くことになっても、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 とされており、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 1x1	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 CCPP モデルと助燃 CCPP 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、通常発生蒸気的设计温度・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ない。																

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。

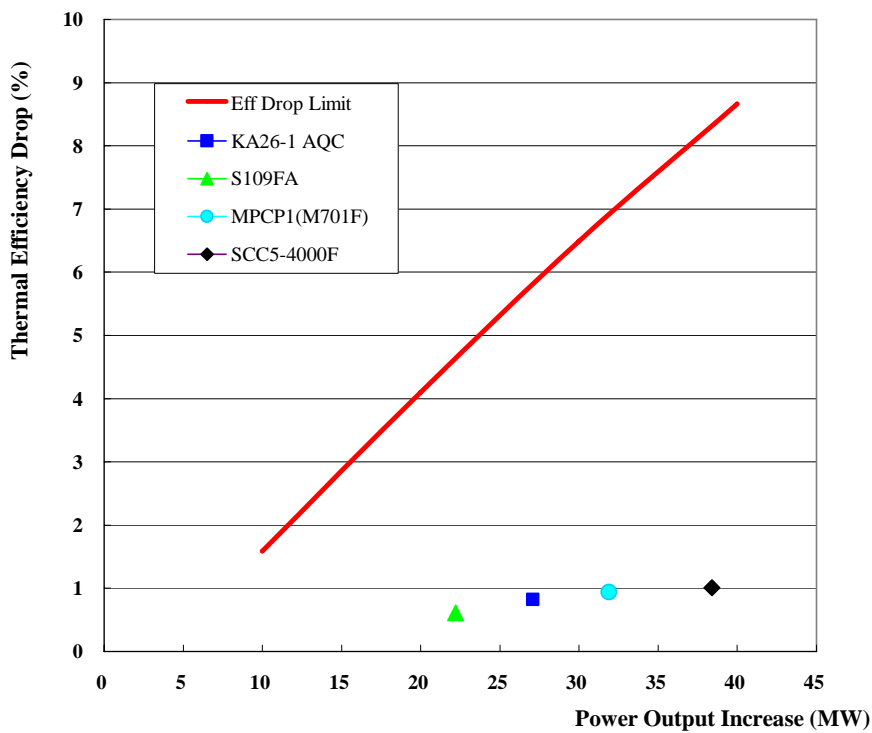
2) 各 CCPP モデルの経済性評価

非助燃時と助燃時のプラントの経済性の評価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。

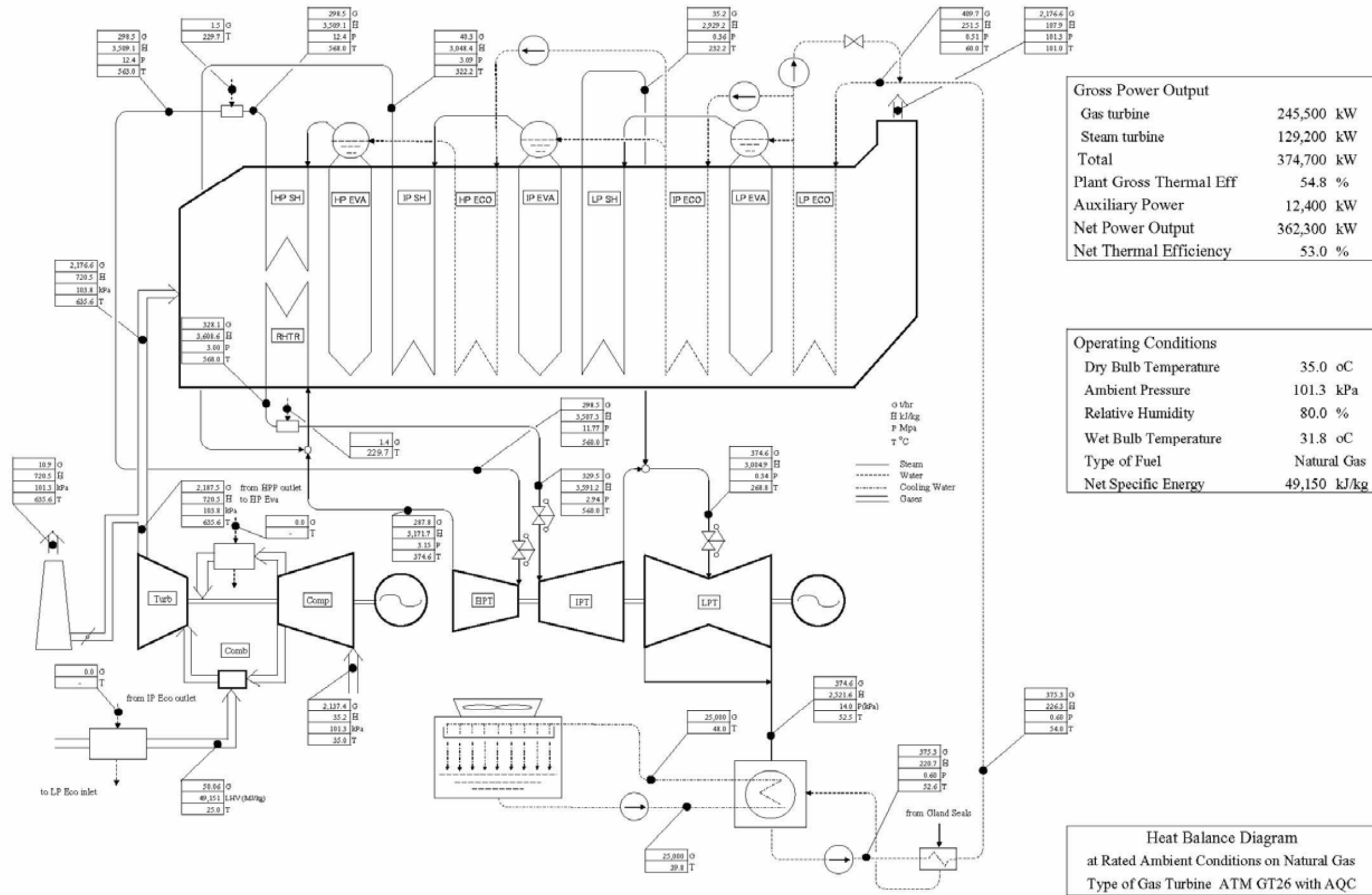


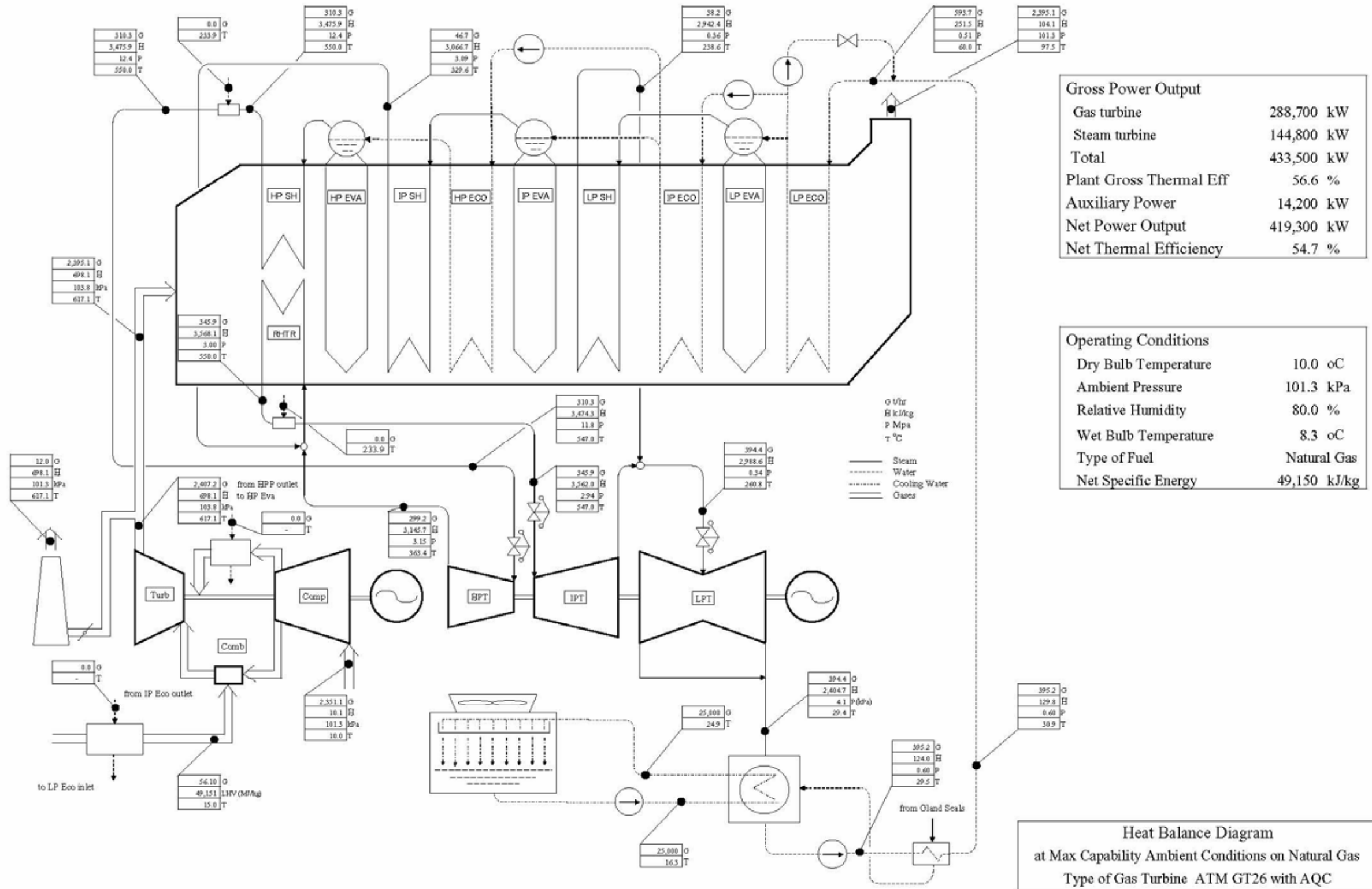
助燃による出力増加と熱効率低下許容限界の関係図

本図中に 4 モデルの CCGT 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 CCGT 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。4 つの CCPP モデルの非助燃条件下での熱平衡線図に続いて、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。

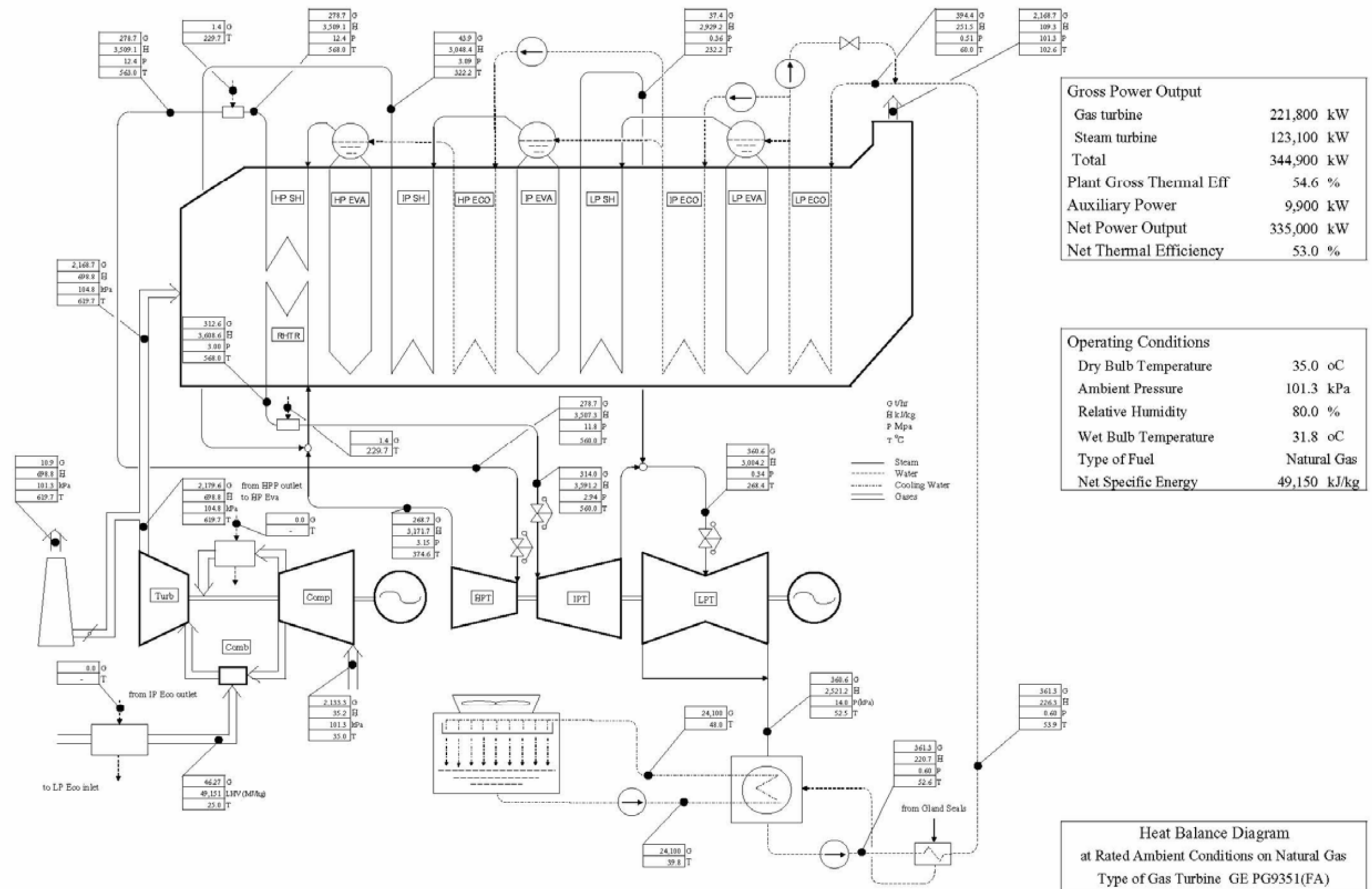




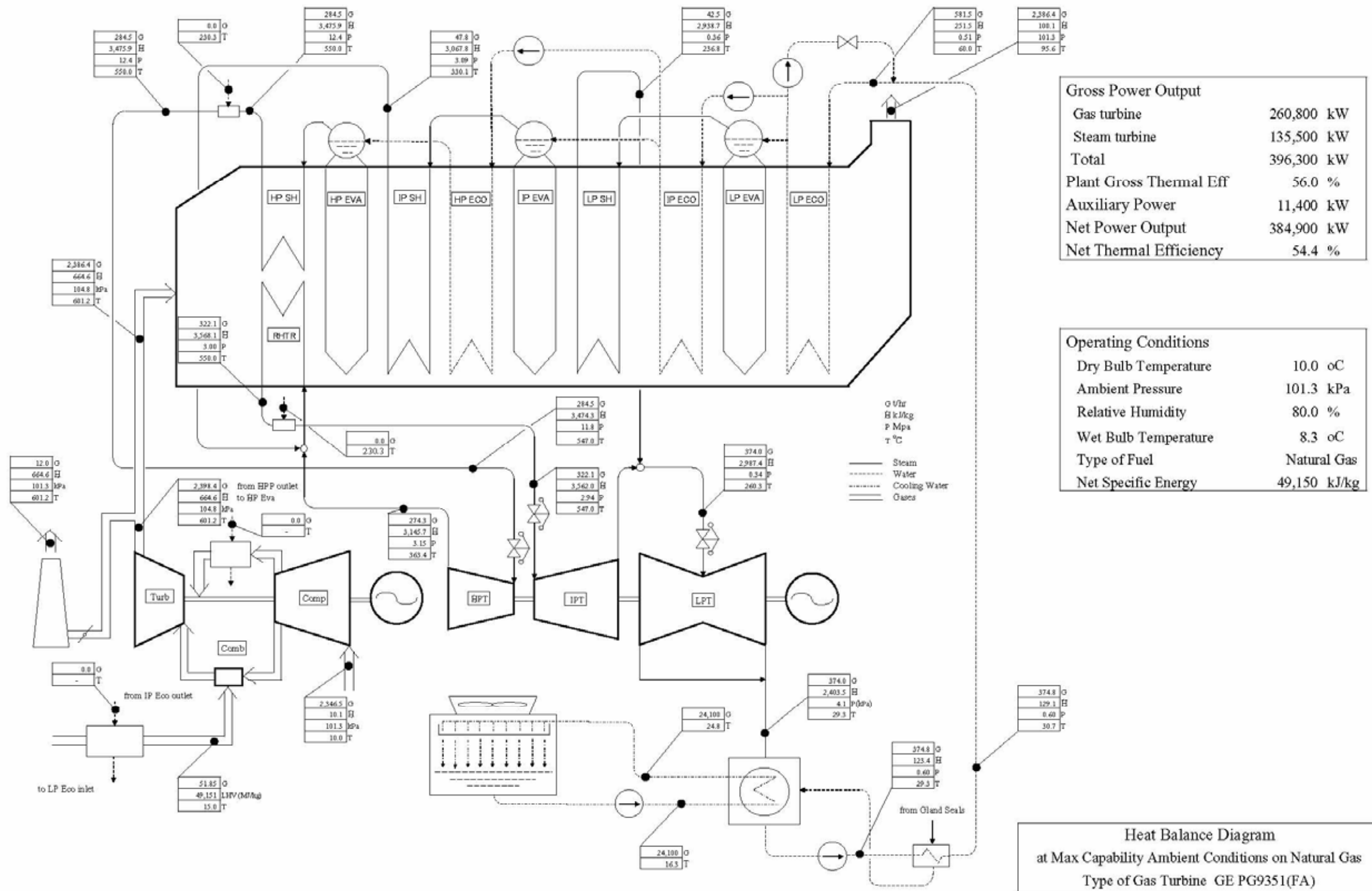
Gross Power Output	
Gas turbine	288,700 kW
Steam turbine	144,800 kW
Total	433,500 kW
Plant Gross Thermal Eff	56.6 %
Auxiliary Power	14,200 kW
Net Power Output	419,300 kW
Net Thermal Efficiency	54.7 %

Operating Conditions	
Dry Bulb Temperature	10.0 oC
Ambient Pressure	101.3 kPa
Relative Humidity	80.0 %
Wet Bulb Temperature	8.3 oC
Type of Fuel	Natural Gas
Net Specific Energy	49,150 kJ/kg

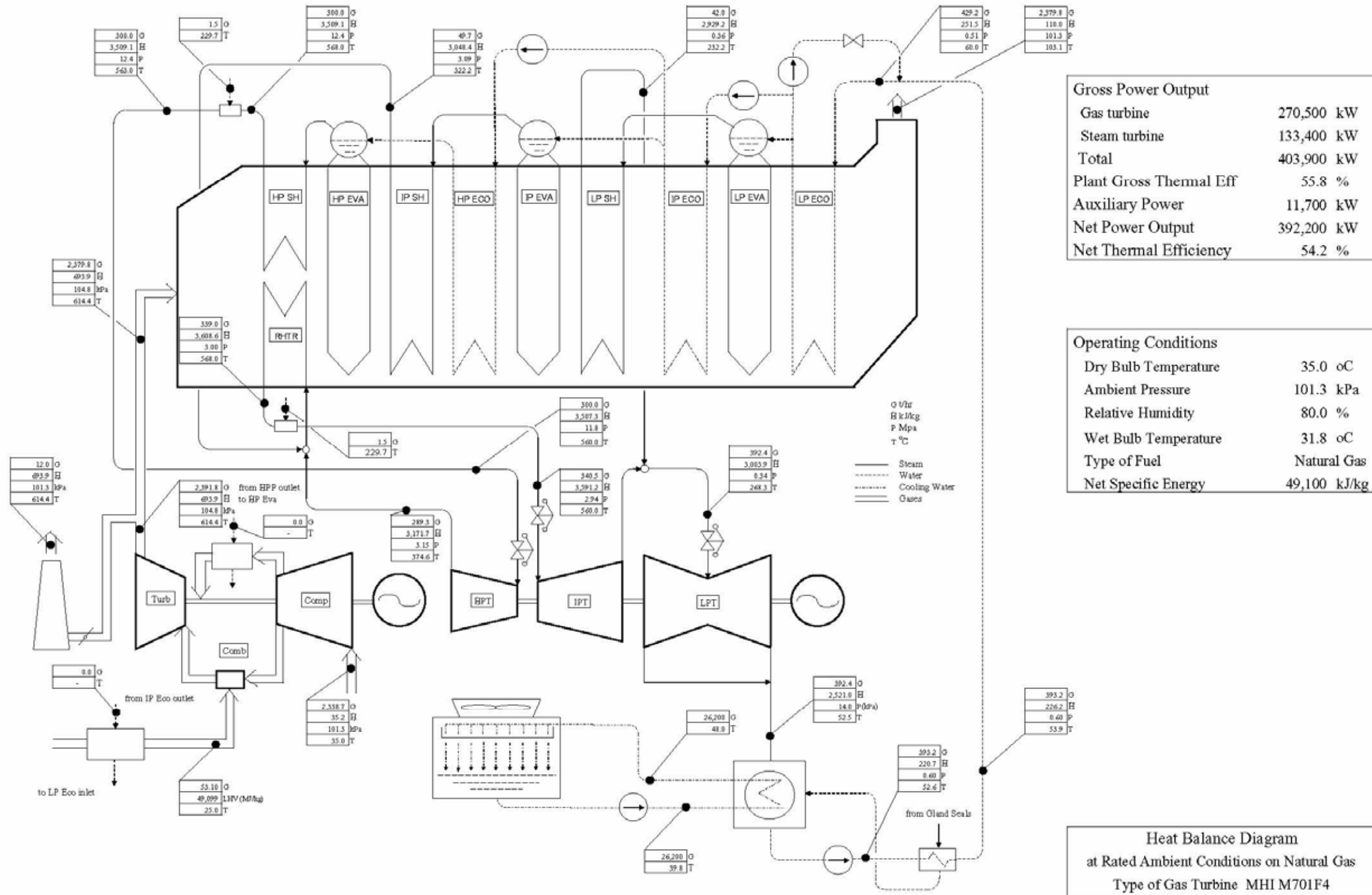
Heat Balance Diagram
 at Max Capability Ambient Conditions on Natural Gas
 Type of Gas Turbine ATM GT26 with AQC

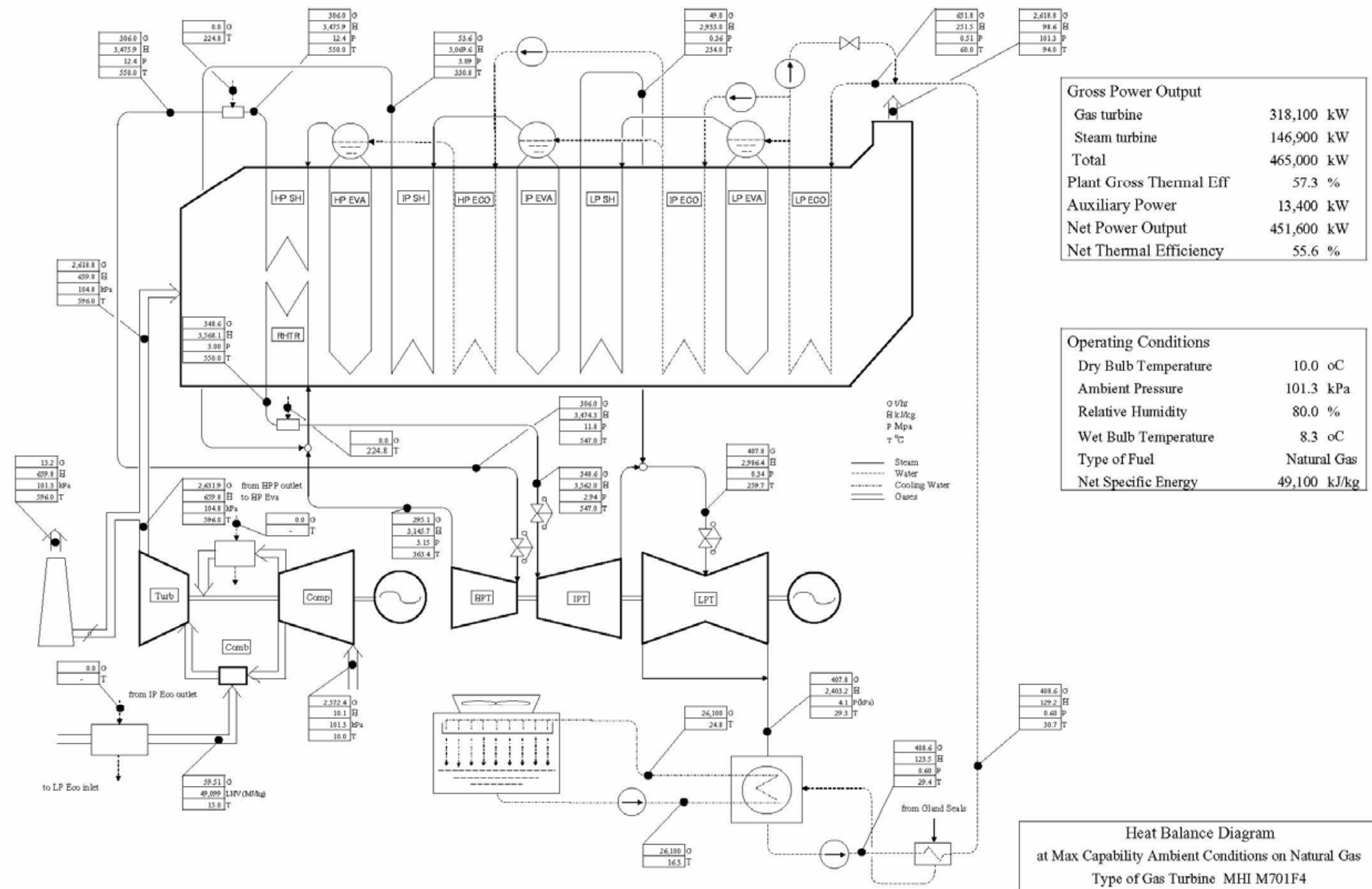


Heat Balance Diagram
at Rated Ambient Conditions on Natural Gas
Type of Gas Turbine GE PG9351(FA)

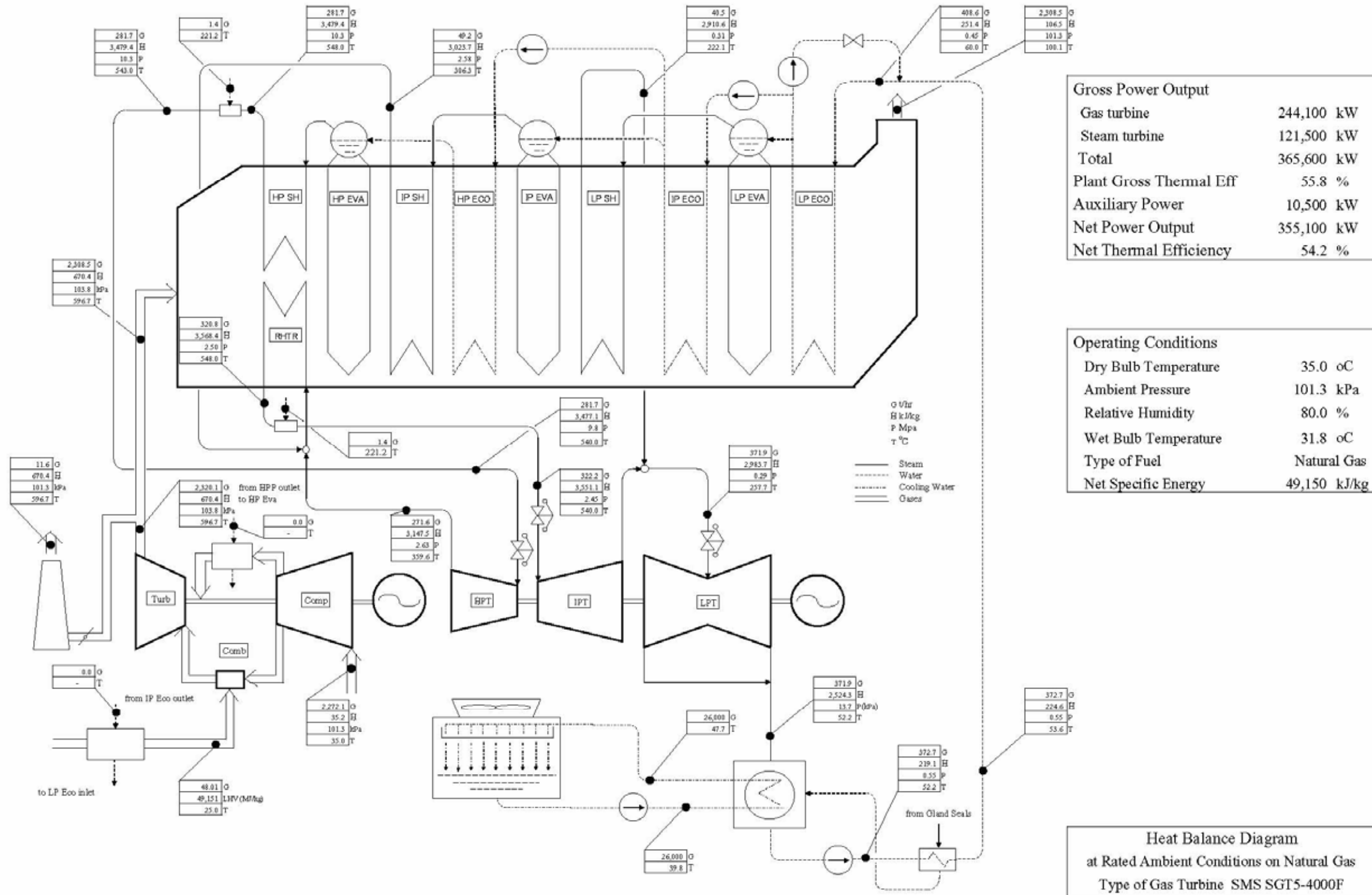


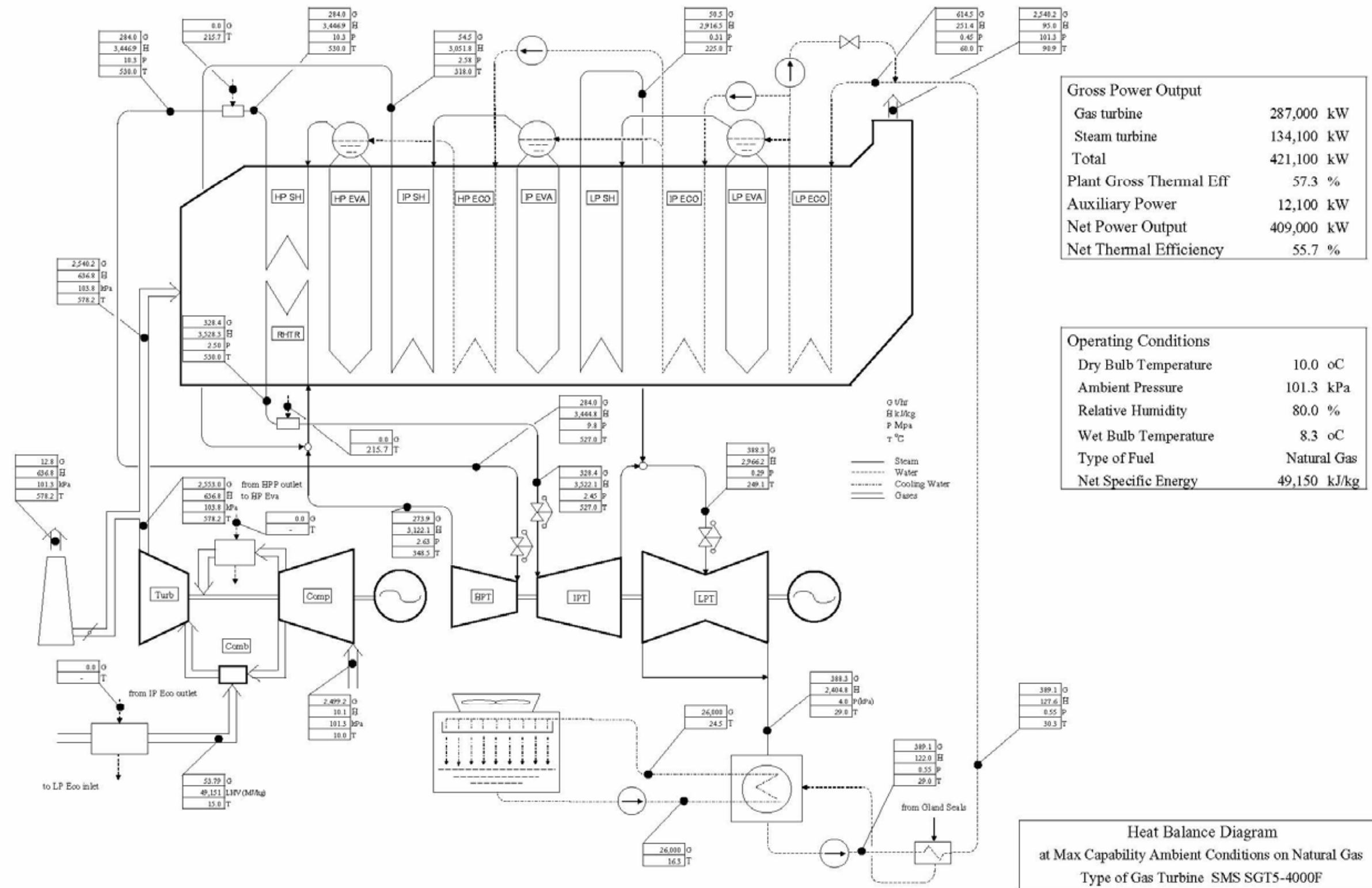
Heat Balance Diagram
at Max Capability Ambient Conditions on Natural Gas
Type of Gas Turbine GE PG9351(FA)

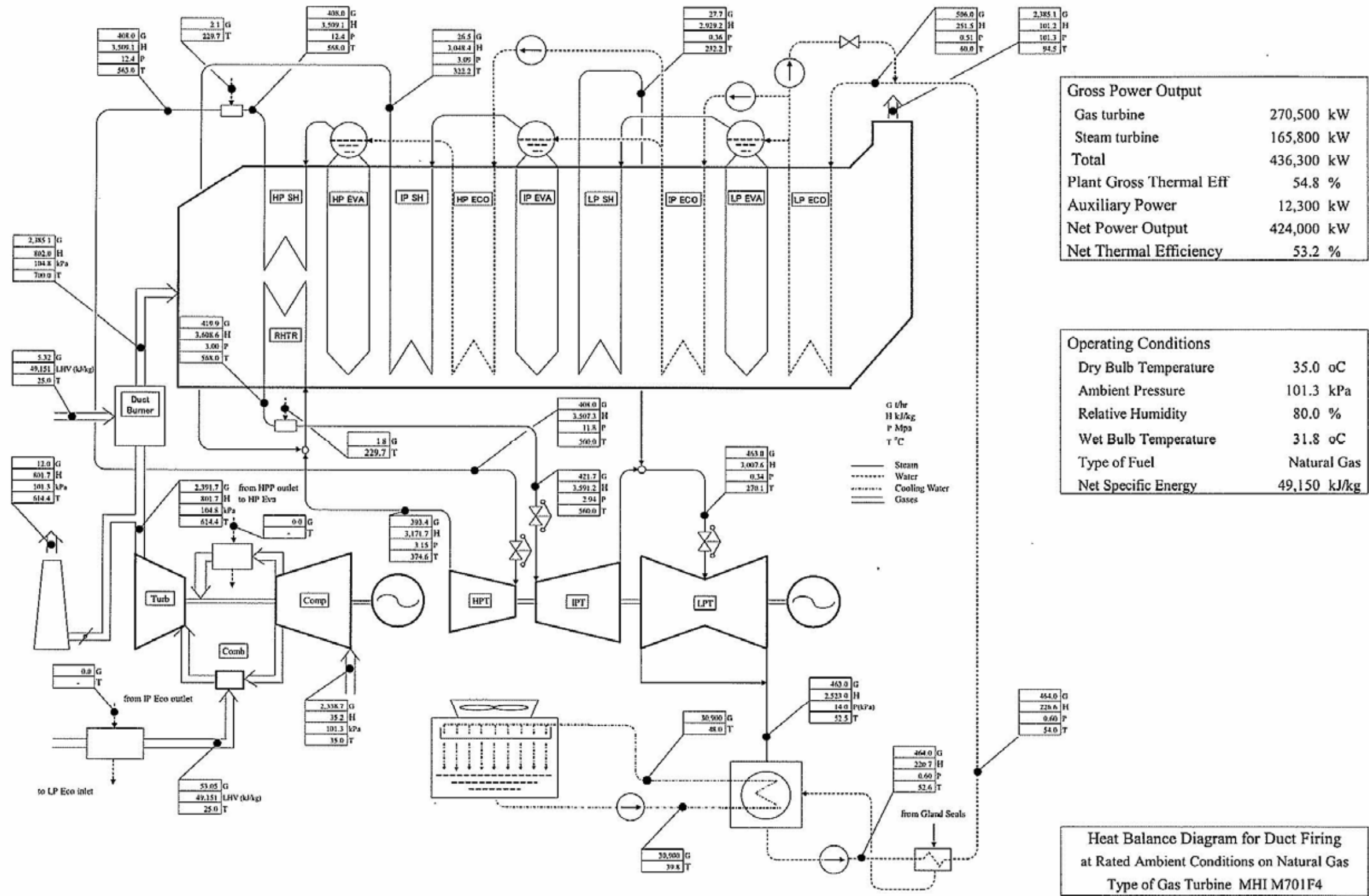




Heat Balance Diagram
at Max Capability Ambient Conditions on Natural Gas
Type of Gas Turbine MHI M701F4







5.3.2 ボトミングサイクルの最適化

(1) 検討内容

コンバインドサイクル発電は、高温域と低温域で作動する異なる熱サイクルを組み合わせたもので、高温域の熱サイクルには、燃料の燃焼熱を熱源とするブレイトンサイクル（ガスタービンサイクル）を使用し、低温域の熱サイクルには、高温域の熱サイクルの作動媒体である燃焼排気ガスの予熱を熱源とするランキンサイクル（汽力サイクル）を用いて複合機関とし、作動温度域を高温から低温まで広げることにより、総合熱効率の向上をはかるものである。

コンバインドサイクル発電の性能と建設コストは、与えられたトッピングサイクル（ガスタービンサイクル）に対してボトミングサイクル（汽力サイクル）をどのように設計するかによって変化する。

一般的に、ボトミングサイクルが複雑になれば、コンバインドサイクル発電の性能と建設コストは高くなる。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。

(2) 検討条件

1) 性能条件

ガスタービン型式	Siemens SCC5-4000F
追焚バーナの有無	無し
大気温度	35°C
候補地海拔	+14 m
大気圧	0.1013MPa
冷却水温度（復水器入口）	26.7°C
燃料	
種類	天然ガス
低位発熱量	50,011 kJ/kg

2) 経済条件

運転期間	30 年
------	------

利用率	70 %
年間運転時間	6,132 時間
負荷率	100%
初年度売電価格	2.19 Taka (3.2 US cents)/kWh
売電価格上昇率	6.12 % (過去 5 年間の平均消費者物価指数)
割引率	8 %
為替レート	68.52 Taka/US\$

(3) 性能計算結果

以下に三重圧再熱式、三重圧非再熱式、二重圧非再熱式の性能計算結果を示す。

	三重圧 再熱式	三重圧 非再熱式	二重圧 非再熱式
ガスタービン総出力 (MW)	244.1	244.1	244.1
蒸気タービン総出力 (MW)	121.5	116.3	114.3
合計総出力 (MW)	365.6	360.4	358.4
総合発電効率 (%)	55.8	55.0	54.7

性能計算結果から、同じ入熱条件で、三重圧再熱式の合計総出力は三重圧非再熱式より 5,200 kW、二重圧非再熱式より 7,200 kW 高くなる。また、三重圧再熱式の年間発電量は三重圧非再熱式より 31.9 million kWh、二重圧非再熱式より 44.2 million kWh 多くなる。

(4) 運転期間中売電収入の現在価値の差

運転期間 30 年間における売電収入の現在価値の差は以下の算式で計算できる。

現在価値の差

三重圧非再熱式：

$$= (1 + 6.12/100) \times ((1 + 8/100)^{30} - (1 + 6.12/100)^{30}) / (8/100 - 6.12/100) / (1 + 8/100)^{30} \times 31.9 \times 106 \times 2.19 / 68.52$$

$$= 23.6 \text{ million US\$}$$

二重圧非再熱式：

$$= (1 + 6.12/100) \times ((1 + 8/100)^{30} - (1 + 6.12/100)^{30}) / (8/100 - 6.12/100) / (1 + 8/100)^{30} \times 44.2 \times 106 \times 2.19 / 68.52$$

$$= 32.7 \text{ million US\$}$$

(5) 建設コストの差

Table I-5-3-1 に、それぞれの方式の建設コストを示す。

表から、三重圧再熱式は、三重圧非再熱式より 11.0 million US\$高く、二重圧非再熱式より 16.5 million US\$高くなる。

Table I-5-3-1 建設コストの比較

単位 1,000 US\$

項目	三重圧再熱式	三重圧非再熱式	二重圧非再熱式
1. 発電機器および据付費			
海外調達品 (FOB 価格)			
a) ガスタービンおよび付属機器	84,865	84,865	84,865
b) HRSG および付属機器	36,419	34,952	34,242
c) 蒸気タービンおよび付属機器	42,216	40,515	39,692
d) ボトミングサイクル機器	66,958	64,261	62,957
e) 電気機器、計装制御機器	45,750	43,906	43,015
(2) 海上輸送および保険	7,312	7,018	6,876
(3) 国内輸送および保険	3,659	3,511	3,440
(4) 建設、試運転および保険	73,093	70,148	68,724
2. 建設コスト (変電所、送電線、税および予備費を除く)	360,272	349,176	343,811
三重圧再熱式との建設コスト差	0	11,095	16,461

(6) 結論

上記の計算結果から、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わかる。これは、三重圧再熱式が三重圧非再熱式およ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および入札仕様書には、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。

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ら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排熱回収ボイラ(以下 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。

(1) 運用上の柔軟性

CCPP の運用上の柔軟性は、排気ガスのバイパス設備の有無によって変わってくる。同設備が存在する場合、ボトミングサイクルに何か問題が発生した時に、発電設備は停電することなしに単純サイクル運転に切り換えられる。しかし、ボトミングサイクルに発生する不具合の種類によっては、発電設備を停止しなければならない。例えば、蒸気タービン部のみに問題が発生した場合、全ての発生蒸気は蒸気タービンのバイパスラインを介して、コンデンサに排出されるので、発電設備は単純サイクルモードでの運転を継続できる。しかし、このような運用は正常な運転だとはみなされないため、一定時間に限定すべきであられる。しかし、排気ガスバイパス設備を設けることによって、運用柔軟性が広がることには違いない。

発電設備の起動性能に関しては、排気ガスバイパス設備の有無での違いはない。

(2) 運用上の信頼性

HRSG を伴うガスタービン設備では、通常ダイバータあるいはフラップタイプのダンパが使用されている。F型ガスタービンに使用されるダンパのサイズは、およそ7m×7mと巨大である。一方、ダンパがさらされる排気ガスの温度は、650°Cと高温である。ダンパは、安定、円滑、そして迅速に動作するように設計され、発電設備の寿命期間中、ガス漏れによる損失を最小限に保つよう設計されている。このような矛盾した要件を完全に満たすように、これらの厳しい条件で動作するダンパを設計するのは非常に困難である。それは、高温のガスにさらされる巨大な金属製ダンパが、発電設備の寿命まで元々の寸法・形状を維持することができないからである。発電設備使用者によって排気ガスバイパス設備の運用信頼性についての具体的な数値は提供されていないが、同設備採用によって発電設備全体の運用信頼性が低下することは避けられない。排気ガスバイパス設備の運用信頼性については、軸形式と関連させて4.7.3節「軸構成の検討」の中で触れている。

(3) 費用の影響

排気ガスバイパス設備の採用によって、次に示すような装置と工事が追加的に必要となる。

- ・ 消音装置搭載のバイパススタック (頂上口径 7.5m、高さ 45m)
- ・ ダイバータダンパ
- ・ ギロチンダンパ (単純サイクル運転中のボトミングサイクルのメンテナンス用)
- ・ ガスダクトおよびエキスパンションジョイント
- ・ 関連のサイト組立、据付、土木工事
- ・ その他の関連費用

上記項目による費用増加分は、合計で 6.4MMUS ドルと概算される。

(4) 段階的建設

排気ガスバイパス設備を採用することによって、トッピングとボトミングサイクルの段階的建設が可能となる。この段階的建設は通常、電力供給能力が逼迫し、早期の電力供給が必要となる場合に採用される。段階的建設に要する総工期は、同時に実施する建設の総工期よりも長くなるが、トッピングサイクルであるガスタービン発電設備の商業運用の開始は約 6 ヶ月早くなる。この利点は、電力供給の早期必要性の程度に従い、発電設備購入者によって評価されるものである。

(5) 性能

GT 排気と HRSG との間にバイパス設備を設置することで、排気圧力損失が増えることになる。加えて、排気ガスの一部がバイパスダンパを通して大気に漏れる。その結果、蒸気タービンの発生電力が低下する。従って、発電設備の発電出力と熱効率の両方が、バイパス設備を持たない発電設備よりも低下する。ダンパ形式、サイズ、そして設備設計によって、発電設備の寿命の間に、0.5～1.5% 蒸気タービンの発電出力が 0.5～1.5% 低下すると報告されている例がある。これは、発電設備の効率性が 0.17～0.5% 低下することに相当する。

(6) その他の観点

バイパス設備の設置にはより広い設置面積が必要で、F 型ガスタービンの場合、軸方向長さが約 15m 長くなる。

バイパススタックに消音装置がない場合、バイパス運転がたとえ短時間に限られていても、スタックからの騒音が懸念される。

高温・高速のガスにさらされる消音装置の確実かつ適切な機能が発電設備寿命に亘って維持されるかどうか懸念される。

排気ガスバイパス設備は常時使われていないだけに、それを緊急時に正常な状態で使うためには、より入念な日常的メンテナンス作業が必要となる。

(7) バイパス設備付き CCPP の実績例

下表は、ガスタービンが比較的大型(100MW 以上)である CCPP の例を示したものである。

No.	Year	Project	Model of CCPP	No. of Unit	Type of Damper
1	2008	El Atf	MPCP2(701F)	1	Diverter
2	2008	Sidi Krir	MPCP2(701F)	1	Diverter
3	2008	Emal	S209FA	2	Diverter
4	2008	Marafiq	S109FA	1	Diverter
5	2008	Muara Karang	MPCP2(701F)	1	Diverter
6	2007	Nubaria	S109FA	1	Diverter
7	2007	El Kureimat	S109FA	1	Diverter
8	2006	Aguirre	S309E	3	Diverter
9	2006	Chiyoda II	S209E	2	Diverter
10	2006	Chiyoda II	S209E	2	Guillotine
11	2006	ESSAR	S109E	1	Diverter
12	2005	Chiyoda I	S209E	2	Diverter
13	2005	Chiyoda I	S209E	2	Guillotine
14	2005	Cilegon	MPCP2(701F)	1	Diverter
15	2005	ESSAR	S109E	1	Diverter
16	2004	ESSAR	S109E	1	Diverter
17	2004	CEPC	MPCP2(701F)	1	Diverter
18	2004	TNB	MPCP2(701F)	1	Diverter
19	2001	Haripur	MPCP1(701F)	1	Diverter
20	2001	Phu My I	MPCP3(701F)	1	Diverter

上記のように、排気ガスバイパス設備を持つ CCPP は、世界中で多くの実績がある。

(8) 検討のまとめ

前述の通り、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。

5.3.4 補助蒸気ボイラ

(1) 必要性

補助蒸気ボイラ無しの多軸 CCPP では、ガスタービンと HRSG は同時に起動する必要がある。HRSG で起動時に必要な蒸気が供給可能になれば、蒸気タービンのグランドシール等が完了するが、起動時の HRSG 入口給水中の酸素濃度は、運転中の酸素濃度より高くなる。

補助蒸気ボイラ有りの多軸 CCPP では、蒸気タービンのグランドシール蒸気は、発電設備起動前に補助蒸気ボイラから供給される。HRSG および蒸気タービンは、補助蒸気無しの多軸 CCPP に比べて、HRSG からの発生蒸気を待つことなしに起動でき、起動時の HRSG 入口給水中の酸素濃度は、運転中の酸素濃度と同じである。

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。

(2) 検討事項

HRSG および付属設備は、ガスタービン単独運転およびコンバインドサイクル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および 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。但し、調達、製造する設備は以下に示すものに限らない。

- (1) ガスタービン、蒸気タービン、発電機および付属設備
- (2) HRSG および付属設備
- (3) ガスタービン・蒸気タービン建屋（鉄骨、外装、屋根、窓、ルーバなど）
- (4) 他設備の建屋
- (5) 事務所棟
- (6) 作業員宿舎
- (7) 煙突
- (8) 燃料ガス供給設備
- (9) 用水設備・排水処理装置
- (10) 消火設備
- (11) ドレン回収設備

- (12) 電気防食設備
- (13) 冷却塔
- (14) 軸受冷却水設備
- (15) 換気および空調設備
- (16) 屋外および屋内照明
- (17) 屋外配管、トレンチおよびカバー
- (18) 道路
- (19) 屋外排水および浄化設備
- (20) 配管および設備基礎
- (21) 装置、建屋などの基礎を含む全ての土木工事
- (22) 建設中の仮設倉庫、重量物輸送用のアクセス道路工事を含むサイトの準備工事、掘削および造成工事
- (23) サイト内のフェンス、機器へのアクセス道路および排水工事
- (24) トイレおよびシャワー
- (25) ガス供給配管（CGS からガスコンプレッサ間）
- (26) ガスコンプレッサ
- (27) ガス処理装置
- (28) 間接式ガス加温器（必要な場合）
- (29) 燃料油タンク
- (30) 発電機昇圧変圧器
- (31) 所内および起動変圧器
- (32) 電気設備
- (33) 非常用発電機
- (34) 制御および計装設備
- (35) 設備情報システム
- (36) 簡易シミュレータ設備
- (37) 所内および制御空気供給設備
- (38) 連続環境監視装置
- (39) 230kV 変電所
- (40) 132kV 変電所
- (41) 建築資材
- (42) 装置および材料の塗装材
- (43) 燃料ポンプ室（鉄骨、壁、屋根、ドアなどを含む）
- (44) 建設に係る仮設工事および設備
- (45) 定期修繕用予備品
- (46) 標準および特殊工具

(47) 工事用電力および用水の取合い点から下流の必要な仮設設備

5.4.2 工事請負者所掌の工事および業務範囲

工事請負者が行う工事および業務範囲は、既設変電所の改造などを含む新設 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。"provide", "furnish", "supply", "furnish and/or install", などの言葉が使用される場合、工事請負者は、他者によって据付けされる装置、設備に特別な注意事項がなくとも、装置や設備を据付けなければならない。

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機器供給者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、新設発電設備の起動、初期の運転を行う。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。

なお、工事請負者の追加工事や追加業務は契約書の同意が必要となる。

(1) エンジニアリングサービス

- 1) 土木および構造設備
- 2) 建築設備
- 3) 機械設備
- 4) 化学設備
- 5) 電気設備
- 6) 制御および計装
- 7) 開閉所設備
- 8) 電気設備の潮流計算

(2) 書類および図面

新設発電設備は、本項で規定する全ての装置を備えるものとする。購入仕様書で規定する業務は、下記に記載する設計図書の作成に限らない。*印の書類は、NWPGL の承認のために最低限、提出すべき書類である。その他全ての書類および図面を提出するときには参考図として提出する。工事請負者は、着工から 30 日以内に、承認図と参考図を区分けした図面・図書リストを提出する。

* (1) 設備に関する設計基準書

- * (2) 構内配置図
- * (3) 各階機器配置図
- * (4) ヒートバランス図 (熱平衡線図)
- * (5) 単線結線図
- * (6) 設備配管および計測図
- * (7) 建物の正面図、立面図
- * (8) 全体プラント制御ブロック図
- * (9) 購入仕様書
 - ガスタービン
 - 蒸気タービン
 - HRSG
 - 冷却塔
 - 復水器
 - 給水ポンプ、復水ポンプ
 - 発電機および励磁装置
 - 変圧器 (発電機昇圧、所内および起動)
 - 中圧メタルクラッドスイッチギア
 - DCS (分散型制御装置) およびデータ記憶装置
- (10) コンクリート基礎および構造図
- (11) 主要機器の調達仕様書
- (12) 設計研究および評価書
- (13) 詳細設計図
- (14) ロジック図
- (15) 系統図
- (16) 配線図
- (17) 設備説明書
- * (18) 試験・検査スケジュール
- * (19) 性能試験要領書
- * (20) 試運転要領書
- * (21) 試験・検査レポート
- * (22) 性能試験レポート
- * (23) 運転マニュアル
- * (24) 保守マニュアル
- (25) 機器説明書 (カタログを含む)
- (26) 据付要領書
- (27) 完成図書

(3) 建設および試運転

工事請負者は、新設発電設備の建設および試運転などに係る下記の業務を行う。但し、建設、試運転での業務は以下に示すものに限らない。

- 1) 建設監理
- 2) 建設工事のスケジュール監理
- 3) 建設作業員の手配および管理、建設作業員が使用する工具の手配
- 4) 建設機械の手配
- 5) 安全および損失管理プログラム
- 6) 品質保証プログラム
- 7) 調達推進保証
- 8) 装置および材料の受取り、取扱いおよび貯蔵
- 9) 準備状況チェック、試験、起動および試運転
- 10) 起動、試験および初期の運転に必要な潤滑油および水処理、化学分析に必要な薬品の供給
- 11) フラッシングや初期充填用の潤滑油装置および潤滑油の供給
- 12) 性能および信頼性試験
- 13) NWPGL の運転・保守要員の工場および現場研修
- 14) 受取試験後、3名の現地駐在エンジニア（機械、電気、制御）による6ヶ月間の運転・保守補助監理
- 15) 建設終了およびサイトの仕上げ
- 16) 保管倉庫の建設
- 17) 建設中の安全および救護
- 18) ベラマラ CCPP から要求のある調整会議および他会議への参加
- 19) 工場試験・検査に係る宿泊費、日当および交通費の支給
- 20) 新設発電設備の建設に必要な現地、州および政府の許認可の取得

(4) 設計会議への出席

新設発電設備の設計を適切に実施するため、プロジェクトの実施中に NWPGL、請負御者及びコンサルタント合同で少なくとも3回の設計会議を実施することを推奨する。これらの会議は、工事請負者が承認用として提出する書類や図面について効率的かつ効果的に確認・協議できるように実施する。

各設計会議の期間は4週間以内とする。会議は少なくとも、土建、機械、電気、計装制御の4部門に分けて実施する。会議の時期は、NWPGL と工事請負者との契約に則ったプロジェクトの効果的な推進に効果的な時期とする。

設計会議で協議する全ての書類および図面は、会議の1ヶ月前までにNWPGLに提出する。

工事請負者は、会議への参加費用は全て自己負担とする。

工事請負者は、NWPGL やコンサルタントの承認を得るために、業務開始日から1ヶ月以内に参加者の名前リスト、協議すべき事項のリスト、詳細スケジュール書類および図面リスト、ならびにNWPGL からの要求事項についての設計会議の日程表を提出する。

工事請負者は、設計会議に通訳が必要と判断した場合は、工事請負者の自己負担において、通訳者を用意する。

NWPGL は、ベラマラ CCPP を計画通り完成させるために工事請負者の設計、工事をレビュー、監理し、必要に応じて変更・改善・改正を工事請負者に実施させる。これらの設計変更のための契約金額の変更については、NWPGL および工事請負者の双方の同意が必要である。

5.4.3 NWPGL 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NWPGL 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) 試運転、保証および信頼性試験のための天然ガス、電力負荷の情報提供
- (6) 2年間の保証期間における運転・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
- (7) 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。