

7.5 タービン建屋及び諸建屋計画

7.5.1 建屋の規模、形状及び構造形式

建屋の設計に当たり、設計規準(BS, ISO, AIJ)及び下記の設計条件に基づいて建築物の規模、形状及び構造形式が決定される。

- 機器の配置計画
- 配管・ケーブルのルート
- 荷重条件
- 地盤条件

各建物の規模、構造形式等を、表 7-5-1 に示す。

7.5.2 地業計画

地盤調査結果より、支持層となるN値 30 以上の地盤は GL-15m 程度である。また、盛土層は十分に転圧されておらず、盛土層及びその下の軟弱層は沈下する恐れがある。このため、タービン建屋、諸建屋及び屋外機械台基礎は、基本的に杭地業とする。

杭工法としては、現地で入手可能な工法として既製 RC 杭の打撃工法及び場所打杭工法（アースドリル工法）が考えられる。荷重の大きなタービン建屋については、支持層までの場所打杭工法が適していると考えられる。また、諸建屋及び屋外機械台基礎は荷重が小さいため、摩擦杭方式の既製 RC 杭の打撃工法が適していると考えられる。

7.5.3 仕上計画

外壁、屋根材は、下記の設計条件及び経済性を考慮し決定される。(表 7-5-1 参照)

- スリランカ国の消防規則
- スリランカ国の都市開発法 (UDA)
- スリランカ国の騒音規制 (工業地域)

7.5.4 その他

- 建築面積、延床面積及び建築物の高さ等の制限については、原則としてスリランカ国の「都市開発法」に従う。

- 消火設備、火災報知設備、非常用照明及び排煙設備等の設置は、原則としてスリランカ国の「消防規則」に従う。
- 防火区画は、原則としてスリランカ国の「消防規則」に従う。
- タービン建屋の外壁及び屋根は、不燃材を用いる。
- 鉄骨は耐火被覆をしない。
- 避雷設備として、避雷針のカバーエリアは俯角 30 度の範囲である。
- 設計荷重は、固定荷重（躯体及び仕上げ重量）、積載荷重（人間及び機器の重量）、風荷重、据付用荷重、クレーン荷重及び配管・ケーブル荷重を考慮する。地震荷重は考慮しない。
- 建築物の認可申請が必要である。(UDA)
- 消火設備、火災報知設備、耐火被覆、防火区画及び仕上材料については、発電所の機能上「消防規則」に従えない箇所もある。このため、消防署との事前協議が必要である。

7.5.5 地盤調査

地盤調査は発電所予定地内 5 本、構外は 4 本の地盤調査を実施した。この結果、発電所予定地内では、地表より 2.0m~3.1m 程度の盛土層の下にピート層、シルト層の軟弱層が堆積しており、支持層となる N 値 30 以上の地盤は GL-14m~15m である。また、構外では、N 値 30 以上の地盤は GL-16m~18m と深くなっている。地盤調査位置図及び地層想定断面図を Figure7-5-1, Figure7-5-2~Figure7-5-5 に示す。

Table 7-5-1 建築物及び基礎リスト

名称	数	階	構造	形状 (m)			基礎 *1 構造	外部仕上げ *2		備考
				幅	長さ	高さ		壁	屋根	
建築物										
タービン建屋(GT)	2	1	S	30	25	12	杭基礎 (CIPCP)	MS PCP	RCAW	
タービン建屋(ST)	1	2	S	19	30	17	杭基礎 (CIPCP)	MS	MR	
事務本館	1	2	RC	30	60	10	杭基礎 (RCP)	RC	RCAW	
P.R.ホール	1	2	RC	20	20	10	杭基礎 (RCP)	RC	RCAW	
純水装置室	1	1	S	6	12	7	杭基礎 (RCP)	AS	AS	
排水処理室	1	1	S	16	24	5	杭基礎 (RCP)	AS	AS	
倉庫	1	1	S	20	40	8	杭基礎 (RCP)	AS	AS	
保修工場	1	1	S	15	30	8	杭基礎 (RCP)	AS	AS	
燃料処理装置室	1	1	S	15	15	8	杭基礎 (RCP)	AS	AS	
屋外機械台基礎										
HRSG	2	-	RC	12	25	-	杭基礎 (RCP)	-	-	
トランス (GT)	2	-	RC	12	13	-	杭基礎 (RCP)	-	-	
トランス (ST)	1	-	RC	12	7	-	杭基礎 (RCP)	-	-	
コントロールセンタ (GT)	2	-	RC	11	12	-	杭基礎 (CIPCP)	-	-	
コントロールセンタ (ST)	1	-	RC	12	21	-	杭基礎 (CIPCP)	-	-	
油タンク及び ポンプ室	1	-	RC	8	12	-	杭基礎 (RCP)	-	-	
海水淡水化装置 基礎	1	-	RC	6	18	-	杭基礎 (RCP)	-	-	
次亜塩素酸注入 装置基礎	1	-	RC	15	20	-	杭基礎 (RCP)	-	-	
所内ボイラ 基礎	1	-	RC	6	6	-	杭基礎 (RCP)	-	-	

- *1 CIPCP 場所打杭(アースドリル工法)
RCP 既製RC杭打撃工法
- *2 AS 波形スレート版
RC 鉄筋コンクリート
PCP プレキャストコンクリート版(GLより2mまで)
MS 耐酸被覆鋼板(2重構造)
RCAW 鉄筋コンクリートアスファルト防水
MR 耐酸被覆鋼板(2重構造)

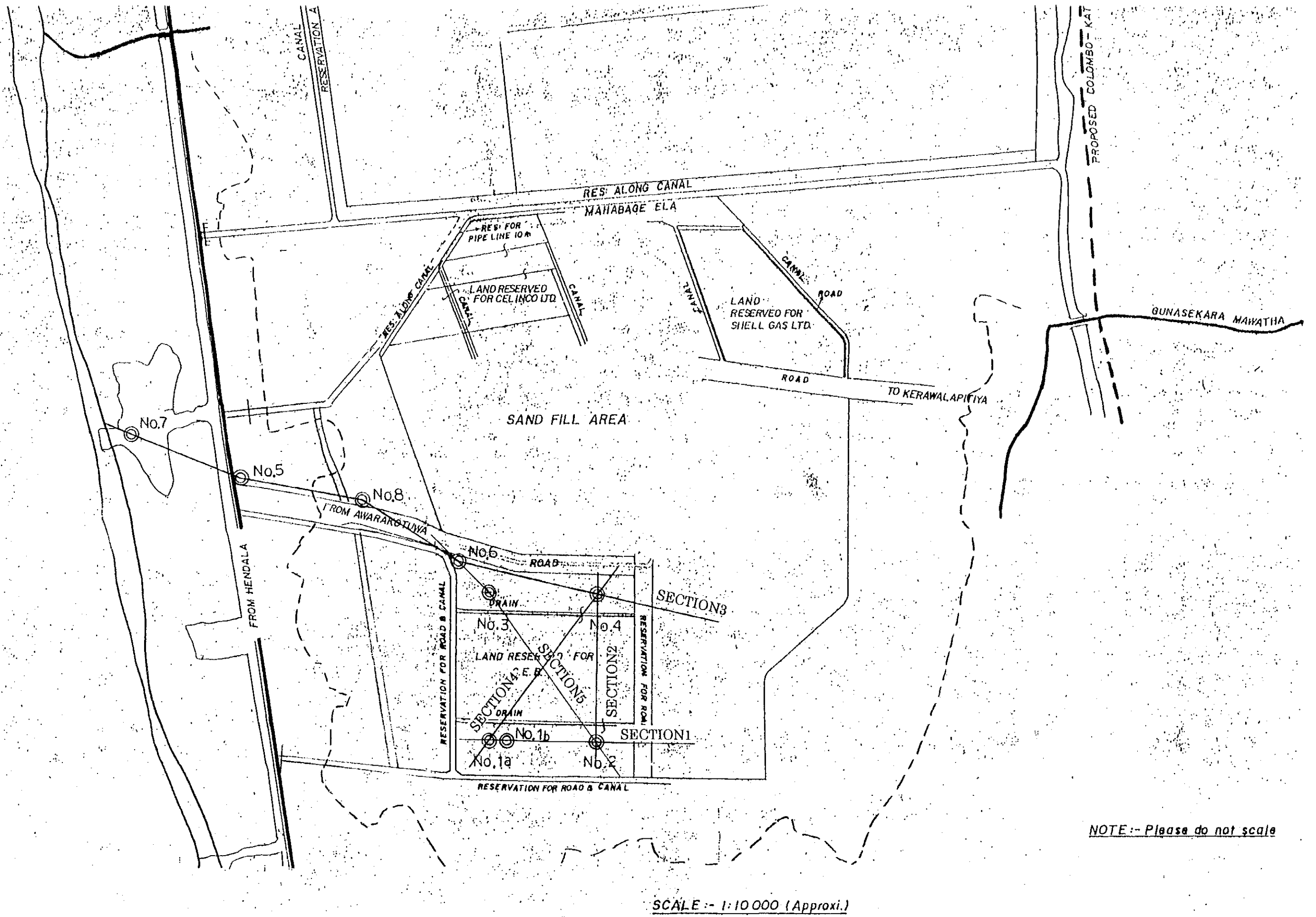
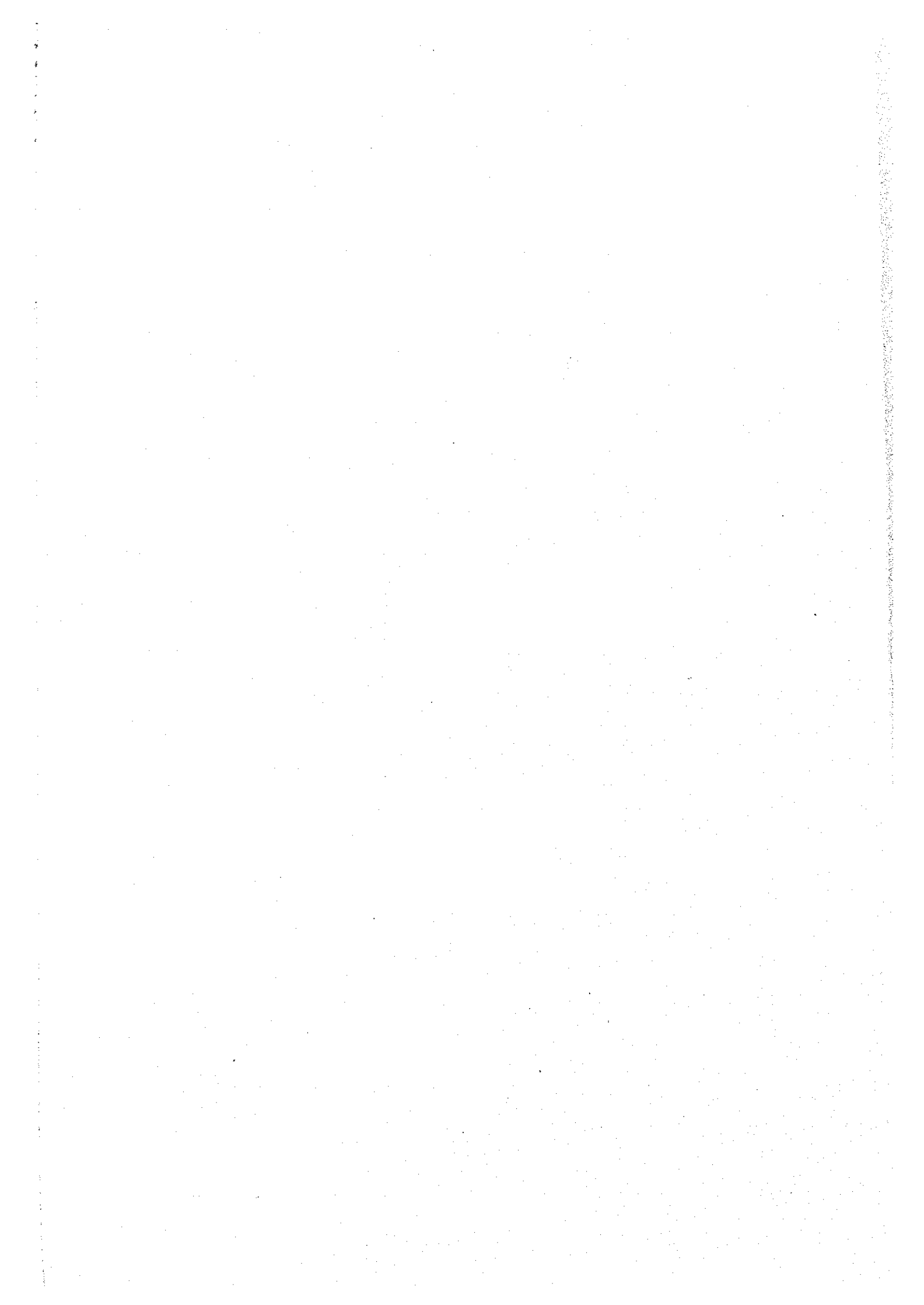


Figure 7-5-1 地盤調査位置図



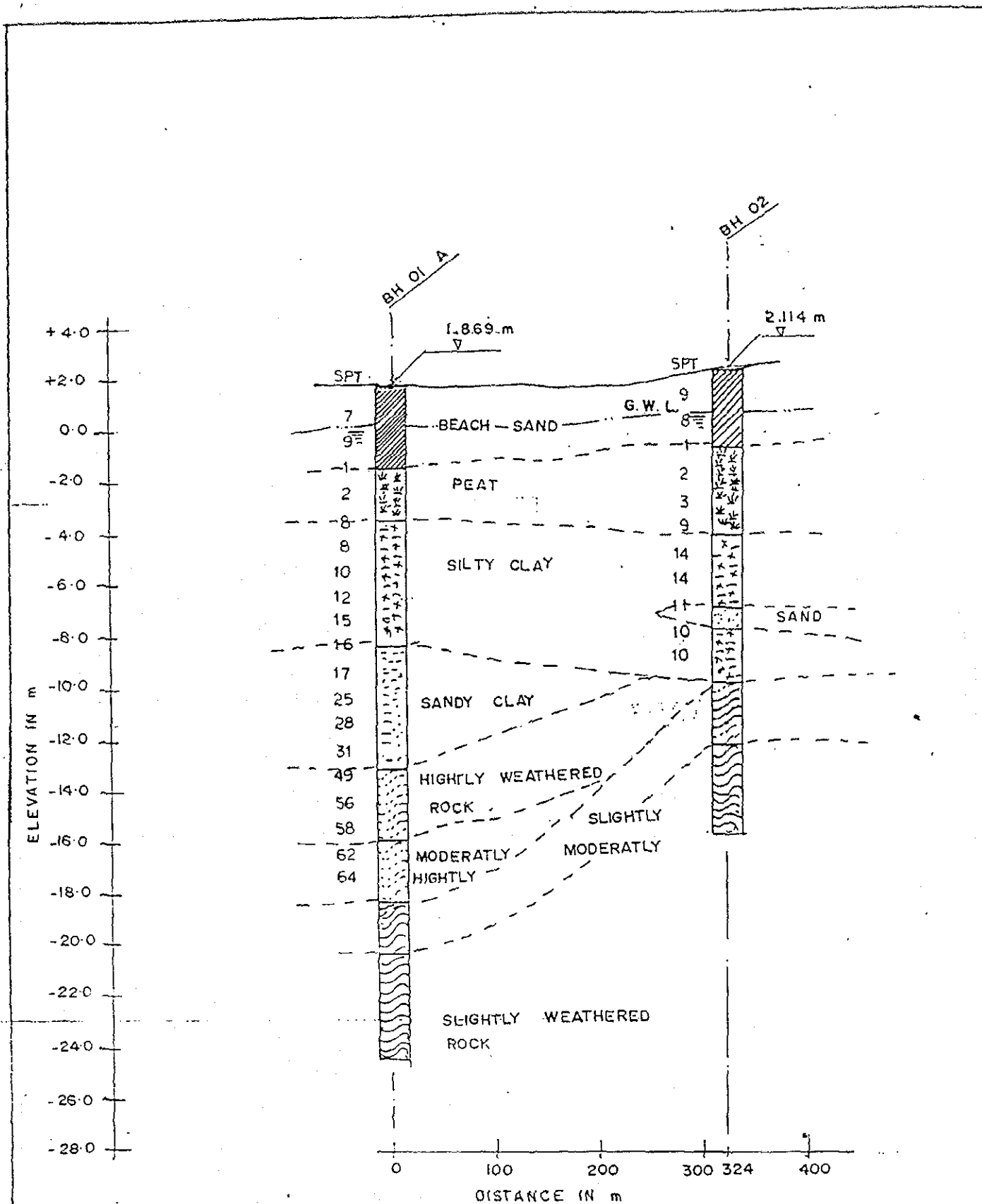


Figure 7-5-2 地層想定断面图 1 - BH01A - BH02

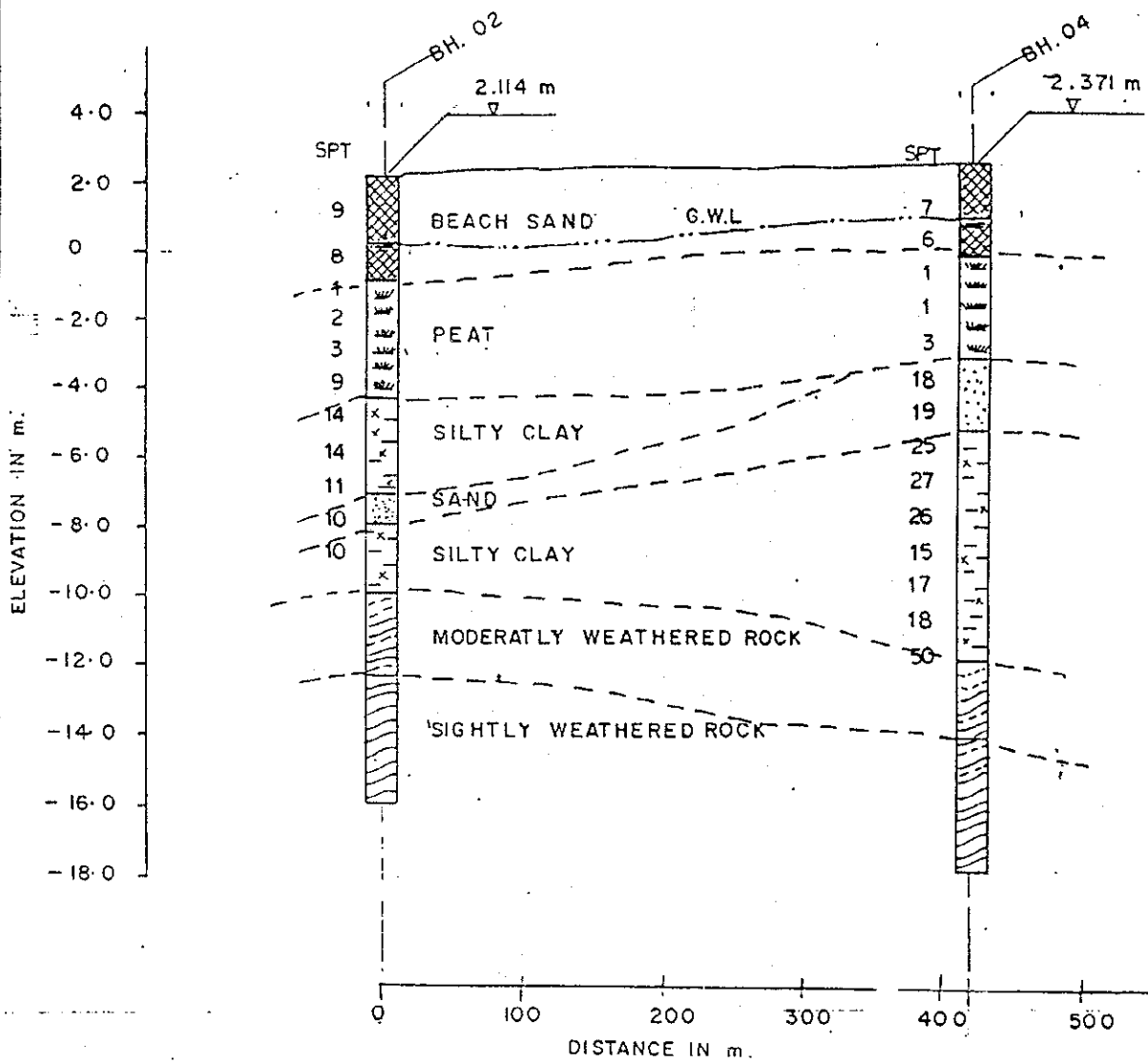


Figure 7-5-3 地層想定断面图 2 - BH02 - BH04

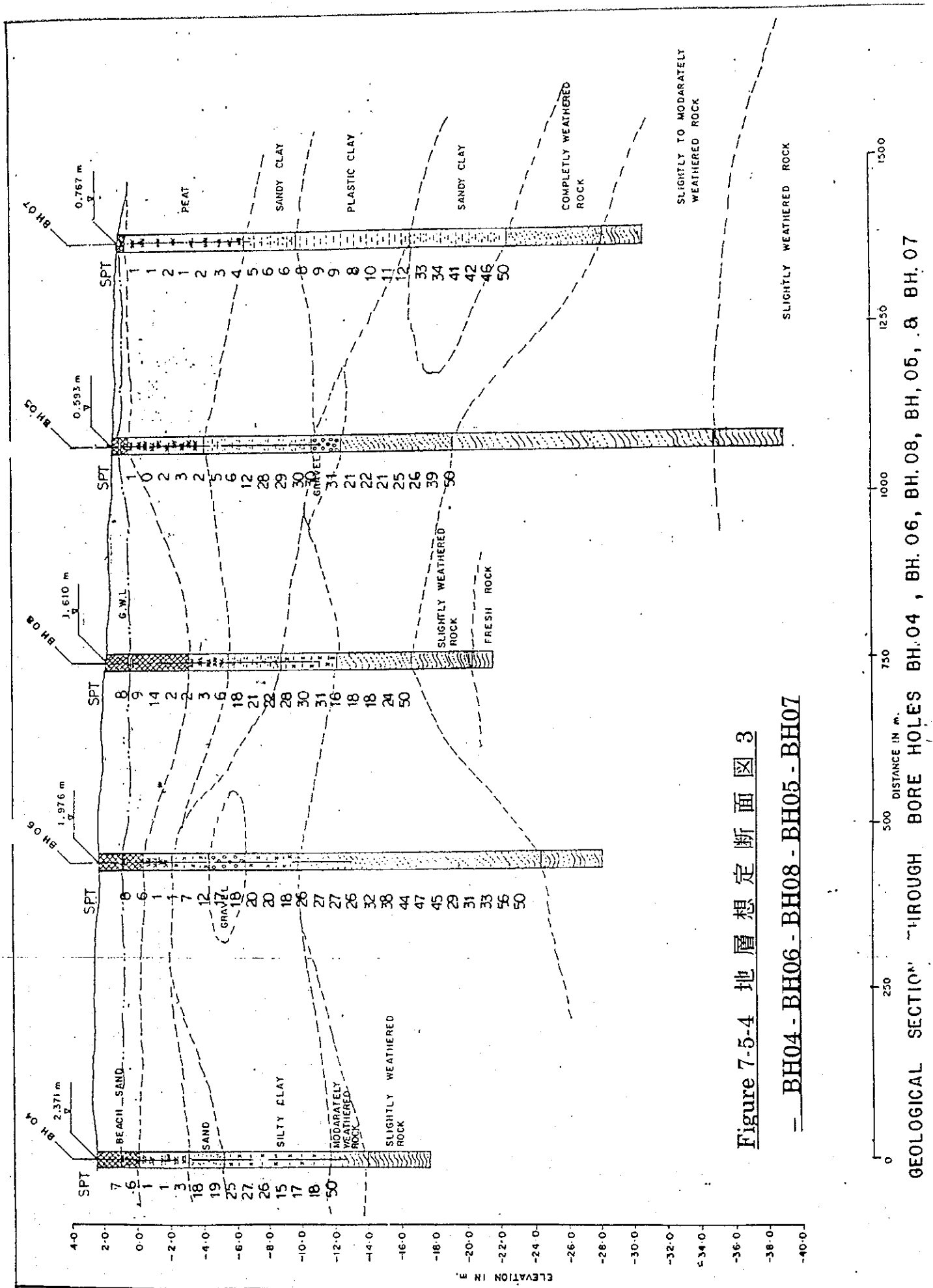


Figure 7-5-4 地層想定断面图 3

- BH04 - BH06 - BH08 - BH05 - BH07

GEOLOGICAL SECTION THROUGH BORE HOLES BH.04, BH.06, BH.08, BH.05, & BH.07

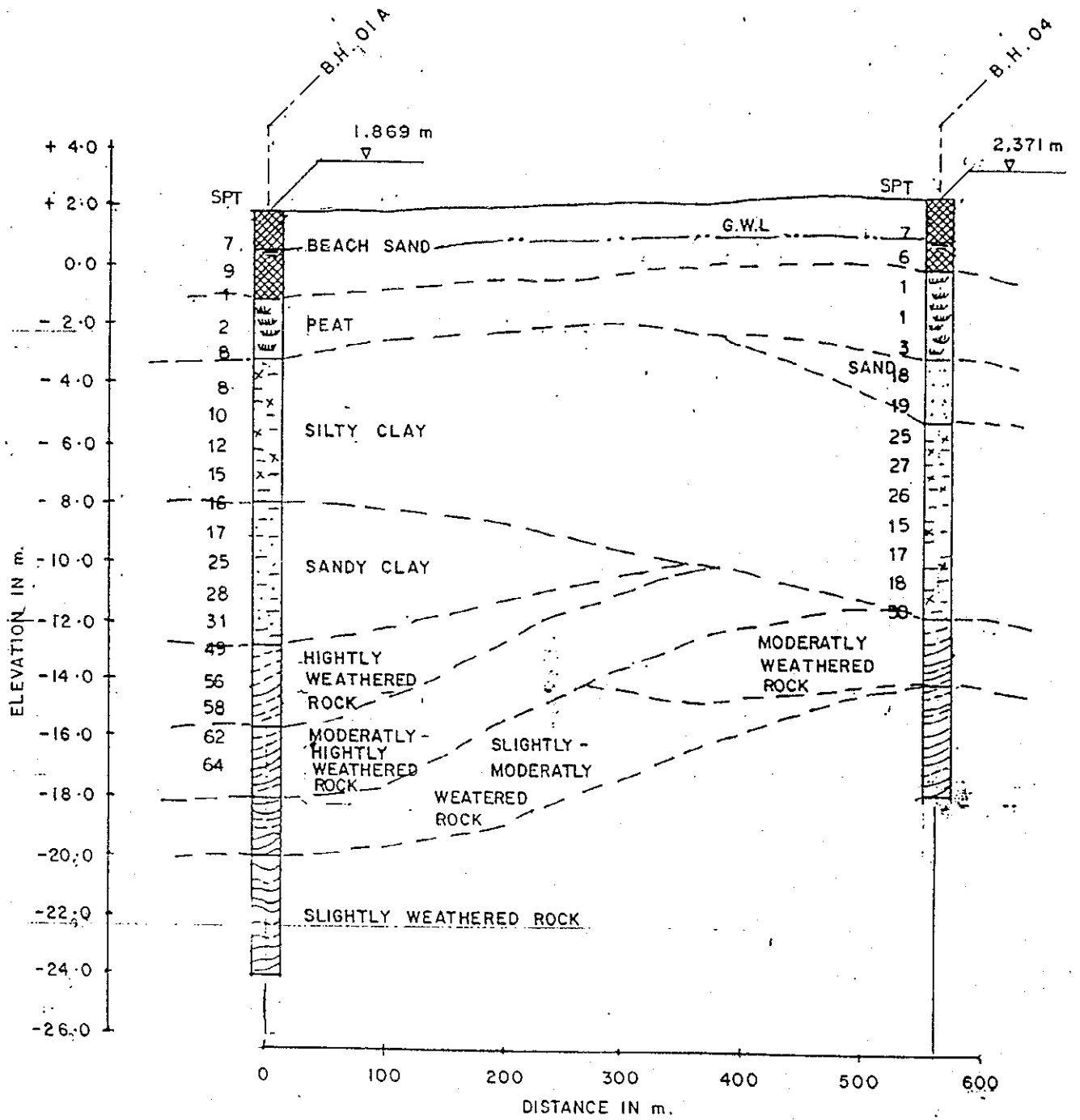


Figure 7-5-5 地層想定断面图 4- BH01A-BH04

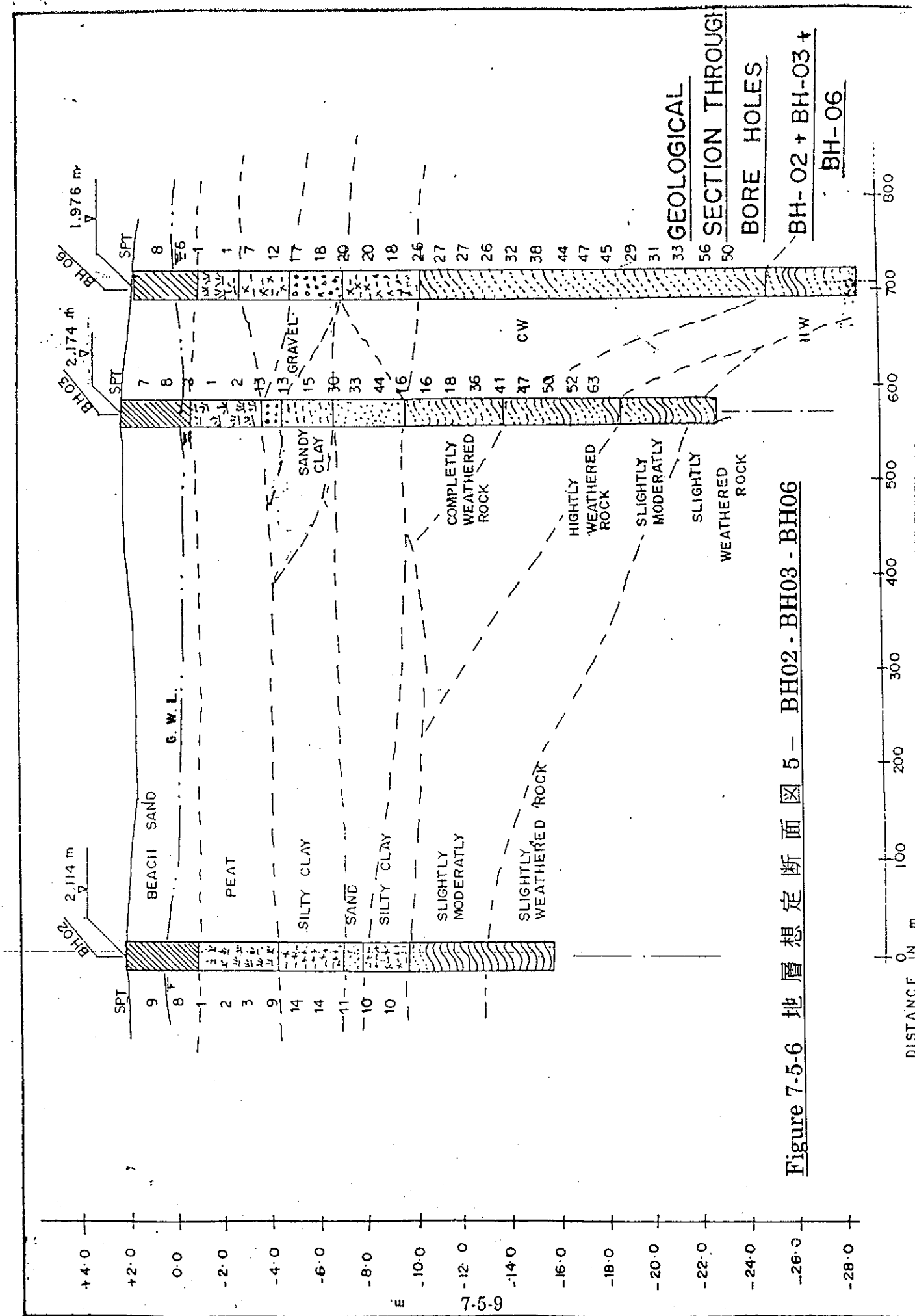


Figure 7-5-6 地層想定断面 5 - BH02 - BH03 - BH06

7.6 運転・保守について

7.6.1 運転・保守の考え方

コンバインドサイクル発電設備は、ガスタービン、排ガスボイラ及び蒸気タービンから構成されている。排ガスボイラは非燃焼機器でその保守は燃焼ボイラに比較して非常に簡単である。蒸気タービンは歴史的にも成熟した原動機であり、又、既設の蒸気タービンで保守技術には十分習熟していると考えられる。

このような理由で、ここではガスタービンの運転・保守技術に関する事項を述べることとする。そして、プラントの運転稼働率向上の鍵がガスタービン運転・保守の成否に在ると言っても過言ではない。

(1) はじめに

保守費と稼働率の 2 つは、プラントのユーザにとって重大な関心事である。このために、ユーザは、費用の削減とプラント稼働率の向上を目指した保守計画案を策定する必要がある。この計画を実効のあるものとするのに、ユーザは、そのプラントの運転計画を作る必要がある。そして、ユーザは、運転・保守要員の技倆、保守検査の内容と間隔、予備品の在庫管理、部品寿命に影響を与える要因及び各設備の運転要領に関するメーカーの推奨内容について十分理解して置く必要がある。

(2) 保守計画

事前の保守計画はプラントの停止時間を最小にしようとしているユーザにとっては必要なことである。又、運転実績に基づいて当初の保守計画を見直すことも事故停止時間の低減に役立つことになり、それは、予期せざる修理作業時間を削減することにもなる。

保守計画に影響を与える要因としては、次のような項目が考えられる。

- ・ 運転モード（負荷、起動回数、運転時間など）
- ・ 設計仕様
- ・ 燃料種類
- ・ 現地での保守態勢（技能、要員数など）
- ・ 停止による出費

・診断技術

(3) 保守の面から見た設計方針

ガスタービンは、特定の高温部品の現場から離れた場所での修理やロータの専門工場での組立を除いて、基本的には現場で保守できるように設計されている。又、開放することなく、内部を検査するために、ボアスコープが使えるように設計されている。ボアスコープによる検査で計画停止や、事前に部品交換の必要性を把握することができる。その結果、保守費の削減や稼働率及び信頼性の向上を図ることになる。

(4) 保守と部品寿命に影響を与える主要因

部品寿命に影響を与える要因は沢山あり、ユーザはこれらの要因を保守計画の策定時に考慮する必要がある。その主要な要因には、起動回数、運転時間、燃料の種類及び蒸気又は水噴射の有無などがあり、それらの要因によって、検査間隔が決まる。一般的に、ガス燃料焼き、ベース負荷運用及び水・蒸気無噴射の条件で、基準となる最長の検査間隔が設定されている。

a. 起動回数と運転時間

起動回数が多いガスタービンでは、熱疲労が、又、連続運用機では、クリープ、酸化あるいは腐食などが高温部品の寿命を支配している。言い換えれば、起動回数の多いガスタービンではその回数によって、又、連続運用機では運転時間によって検査間隔が定まることになる。

各起動停止を相当運転時間に変換し、実運転時間との合計相当運転時間によって、検査間隔を決定しているメーカーもあれば、起動回数と運転時間とを独立した指標として考え、検査間隔を決めているメーカーもある。後者の場合は、どっちかの値が基準値に到達すれば、検査を行なうことになる。

b. 燃料の種類

ガスタービンで使われている燃料は、クリーン天然ガスから残渣油まで広い範囲に亘っており、その種類によって保守への影響に差がある。ナトリウム、カリウム、バナジウム、鉛などの腐食成分を含んだ燃料は、タービン静翼や動翼の高温腐食を加速する。一般に、蒸留油にはこれらの腐食成分は多くふくまれているな

いが、現地に輸送する時に有害微量成分が混入することがある。

c. 燃焼温度

ピーク負荷運用機では、燃焼温度が高くなるため高温部品の検査や取替頻度が多くなる。ピーク負荷運転の1時間は、一般的にベース負荷運転の6時間に相当すると言われている。燃焼温度が高くなれば、高温部品寿命は短くなり、低くなれば、部品寿命を延ばすことになる。

d. 水・蒸気噴射

排出微量成分の抑制や出力増強のために行なわれる水・蒸気噴射は、部品寿命や点検間隔に影響を与える。これは、燃焼ガス中の水分の量が増えることによってガスの性状が変化し、燃焼ガスと接触する部品との間の熱伝達係数が大きくなるためである。結果として、タービン動・静翼のメタル温度が高くなり、それらの部品寿命が低下することになる。

e. 取入れる空気の質

運転・保守費は、取り入れる空気の質によっても影響を受ける。高温部品に悪影響を与える空気中汚染物質の他に、ダスト、塩分、油分などの汚染物質も空気圧縮機翼を浸食、腐食、汚ごすことになる。一般に、空気圧縮機の性能劣化は、ガスタービンの出力と効率の低下を招く大きな原因である。空気圧縮機の汚れによる5%の空気流量の低下は約13%の出力低下と約5.5%の熱消費の増加に相当する。この汚れによる損失を最小に抑えるには、運転中あるいは停止中に圧縮機翼を洗滌する方法がある。

(5) 保守検査の種類

保守検査の種類には大きく、待機中検査、運転中検査、それに開放検査の3つに分けられる。

待機中検査は、そのユニットが運転されないオフ・ピーク中に実施され、補機類の通常検査や機器の較正なども含まれることがある。ピークや中間負荷運用のガスタービンにとっては、起動信頼性が最大関心事である。

運転中検査は、ユニット運転中に行なわれる通常監視と連続監視のことであり、ユニットの最初の起動時や何んらかの大きな開放作業が行なわれた直後の起動時

に基準とする運転データを確立することから始まる。この基準運転データは、その後起きる性能劣化を計測するための参考となる。

開放検査には、燃焼器検査、タービン検査、及び全体検査の3つの検査がある。1つの検査サイクルは、燃焼器、タービン、燃焼器及び全体の順番に、同間隔で実施される4回の検査から構成されている。

燃焼器検査は、比較的短時間の開放検査であり、燃料ノズル、燃焼器内筒、尾筒、火災連絡管などを検査する。これらの部を適切に検査・保守・修理することによって、下流のタービン動・静翼などの寿命を延ばすことにも役立つ。

タービン部検査の目的は、燃焼器から排出される高温ガスに接触しすることによって、高温に曝されるこれらの部品を調べることにある。タービン検査には、燃焼器点検、タービン動・静翼、翼環、静翼シュラウドなどの詳細検査（材料検査）などが含まれている。この検査には、タービン車室の上半部を取外す必要がある。

全体検査の目的は、ガスタービンの吸気フランジから排気フランジ迄の全ての静止及び回転部品を検査することにある。全体検査は、メーカーの保守指導要領書の推奨系に従って、あるいは前回のタービン検査の結果による修正を踏まえて計画する必要がある。

(6) 検査間隔

Table 7-6-1 に最新のGEガスタービンがガス燃料燃焼、ベース負荷運転、水・蒸気噴なしの理想の条件下で運転される場合の典型的な燃焼器、タービン、全体検査の推奨間隔が示されている。前述のような保守への影響要因を考慮して、Table 7-6-1 の検査間隔は、与えられた運用条件に基づき調整する必要がある。

(7) 検査人工数の計画

停止前には検査のために必要な人工数の計画を行なう必要がある。

Table 7-6-2 に、通常の職業技能（必ずしもガスタービンの経験はない）を有する平均的な米国の作業者のクルーを使い、必要な機材や交換部品（修理時間不要の）が全て揃っているという条件下で、GEガスタービンの検査を行なうのに必要な人工数を示す。これらの算定人工数は、ガスタービン本体のフランジ間だけに通用するものであり、発電機や制御装置それに補機類を検査するには更に人工数が必要となる。

(8) ま と め

メーカーは保守に関する概括的な情報及びデータを提供するだけで、設備の運転・保守に大きな影響を与える要因を考慮した適切な運転・保守技術を確立するのは設備のユーザであることを認識する必要がある。最適なガスタービン運用のための検査間隔は各設備毎に固定したものではなく、むしろ、鍵となるガスタービンパラメータによって示されている過去の経験や傾向に基づいて、各ユーザ毎に確立されている。

保守計画の内容と質は、設備の信頼性や稼働性に直接影響を与えるので、保守費と稼働性の両方を満足させる保守計画を行なうことは、ユーザにとって重要なことである。適切な保守計画によって、全費用が最小限となり、停止時間を最短にし、起動・運転信頼性が改善され、かつ稼働率の向上が図られる。

7.6.2 運転信頼率と利用可能率

プラントの運転信頼率と利用可能率のを向上させることは、その使用者にとって最も重要な関心事の一つである。コンバインドサイクル発電プラントは、ガスタービン、排熱回収ボイラ、蒸気タービンおよび発電機の4つの主要な主機から構成されている。その中で、ガスタービンは最も洗練された機械で、作動流体の温度は最も高く、そして、作動条件は最も厳しい。従って、プラントの信頼率と稼働率を向上させるための鍵はガスタービンの信頼率と稼働率を向上させる事に在ると言っても過言ではない。

最大の信頼性と利用可能率を達成するには、使用者は、ガスタービンのことのことに就いて知るだけでなく、それらに影響を与える要因についても理解しておかなければならない。それらには、製造者の推奨に従った運転・保守要員の訓練や、通常の定期的な点検および即時取り替えのための予備品の在庫管理も含まれる。また、運転データの記録やそれらを解析することも予防保全や計画的保守にとって重要な事である。

(1) 信頼率と利用可能率の定義

a. 信頼率

信頼率は、必要な時に事故で運転できないということが無い”確からしさ”として定義されており、運転中、待機運転中及び起動中の事故停止時間が対象となり、次の様な定義式で表される。

$$\text{信頼率} = (1 - \text{FOH}/\text{PH}) \times 100 (\%)$$

ここで、FOH : 事故停止時間

PH : 期間中の時間

b. 利用可能率

利用可能率は、それが必要かどうかとは無関係に、設備が利用できる”確からしさ”として定義されており、利用されていない全ての時間が対象となり、次のような式で表される。

$$\text{利用可能率} = (1 - \text{UH}/\text{PH}) \times 100 (\%)$$

ここで、UH : 稼働していない全ての時間 (事故停止、起動失敗、予定保守停止および予定外保守停止時間)

PH : 期間中の時間

(2) 運転統計データ

GEライブラリから引用されたコンバインドサイクルプラントの7年間のデータが表7-7-3に示されている。このデータはGEガスタービンの使用者を通して得られた情報および北米信頼性協議会の報告書に基づいて作られたものである。このデータから、信頼性と利用可能率の算術平均値は、夫々98.5%と89.0%と高く、事故停止率は1.5%と低い事が分かる。稼働率は、年ベースの期間に対する実運転時間として定義されており、この定義ゆえれば、これらのプラントの大部分が、起動回数の多いプラントであると予想される。

別の運転統計データとして、東京電力富津発電所のコンバインドサイクル発電プラントのデータが表7-7-4に示されている。このプラントは、呼称出力2,000MWのコンバインドサイクル発電プラントで、LNGで運転されている。14基の1軸形ユニットから構成されている。

1986年から1988年に掛けて営業運転に入り、1起動当たり40時間程度の運転を行う起動回数の多いプラントとして使われてきた。この表から分かるように、1992年の全ユニットの平均信頼率は99.9%と高い。尚、この表には無いが、各ユニットのこの間の平均稼働率は約60%である。

コンバインドサイクル発電プラントの事故停止率の約70%はプラントの中核要素であるガスタービンの事故停止率によるものであると、一般に言われている。それで、調査チームは、1980年から1982年に掛けて営業運転に入ったケラニテッサ発電所のガスタービン発電プラント6基の1992年から1997年の間の運転記録を調査した。最初の3基はJohn Brown Engineering社、次の3基はAlsthom Atlantique社によって納入されたものであり、全機共GE製F5型である。ディーゼル油で運転されており、大気温度30℃でのベース及びピーク定格は、それぞれ20,900kWと22,500kWである。これらのユニットは稼働率15%のピーク負荷用として建設されたが、早魃時には連続して運転されてきたこともあり、最近6年間の稼働率は約30%になっている。最近6年間の運転記録の調査結果は表7-7-5に示されている。この間の6ユニットの平均の信頼率と利用可能率はそれぞれ77.2%と60.0%で、前述のプラント程高くはないことが分かる。

調査チームでは、運転記録の他に、信頼率と利用可能率が低い理由を見出すために、最近4年間の6ユニットの事故および予定停止の内容を調査した。調査結果は表7-7-6

から表 7-7-9 の 4 枚の表に示されており、以下に述べるような特徴的な傾向が見られる。

a. 事故停止

- 大事故に繋がる様な致命的なトラブルは起きていない。
- 同じガスタービンに同じトラブルが繰り返しおきている。例えば、GT NO.2 及び GT NO.5 ガスタービンでは、潤滑油漏洩トラブルと軸受けの振動トラブルが夫々繰り返して起きている。
- 同じトラブルが複数台のガスタービンに起きており、例えば、排気塔のトラブルが GT NO 3、GT NO 5、GT NO 6 の 3 台のガスタービンでおきている。
- 幾つかのトラブルは、長い間解決されないで居る。例えば、GT NO 5 ガスタービンの軸受けは 1 年間も解決されなかった事が在る。
- 短期間の間に、多くの種類のトラブルが同じガスタービンに起きている。

b. 予定停止

- 予防点検が計画されたスケジュールにしたがって、定期的および組織的に実施されている様には思えない。
- 予定点検内容が事故停止の予防に十分であるとは思えない。
- 予定点検を実施するのに掛かっている時間が製造者によって提案されている時間より遥かに長い時間を掛けている様に思える。例えば、1997 年の GT NO. 6 ガスタービンの本格点検では、約 3 ヶ月を要している。

(3) 信頼率と利用可能率の改善

ケラニテッサ発電所の 6 基のガスタービンの事故及び予定停止の内容は、前記の様に要約されている通りであるが、その内容から次の様な対策が、信頼率および利用可能率の改善に効果的であると思われる。

- 製造者の推奨案に過去の保守点検の経験を反映して保守点検の計画案を策定する。
- あるガスタービンに起きた事故停止の原因を解析し、その結果に基づいて他のガスタービンの予防点検を行う。
- 納入期間の長い予備品の最適在庫管理と事前購入手配
- ガスタービン発電機の振動特性とトラブル防止及びガスタービン発電機軸の振動を現地で調整する技術に関する保守要員のトレーニング

(4) ケラワラピティア コンバインドサイクル発電プラントへの提案

調査チームは、ケラワラビティア コンバインドサイクル発電プラントの信頼率と利用可能率向上のために、ケラニテッサ ガスタービンの経験を反映させて、次の様な提案を行いたい。この提案の導入に必要となる費用は、プロジェクト建設費で賄うこととしたい。

- 初期の5年間の運転に必要な予備品をEPC契約者の供給範囲とする。
- 損傷部分の修理や機器・設備の健全性確認のために、現地振動調整機器、TIGおよびMIG溶接機、穴あけ機、旋盤、電気炉、中繰り盤、各種探傷機器、各種試験装置等を備えた保守工場の設置
- 運転・保守要員のEPC契約者の工場及び現地でのトレーニング
- 運転・保守技術習熟のために機械エンジニア1人、制御もに明るい電気エンジニア1人の1年間駐在させる。
- 過去のトラブルや運転記録、ガスタービン、蒸気タービン及び排熱回収ボイラの性能劣化状況、そして、定期的な点検および部品取替えに必要な相当運転時間の状況を提供でき、且つ運転状況の診断機能を有する情報監理システムの導入

Table 7-6-1 基準推奨検査間隔

Type of inspection	Model 5000		Model 6000		Model 9000	
	Hours	Starts	Hours	Starts	Hours	Starts
Combustion	12,000	800	12,000	800	8,000	800
Hot Gas Path	no	1,200	24,000	1,200	24,000	1,200
	48,000	2,400	48,000	2,400	48,000	2,400

検査間隔に影響を与える要因

- 燃料の種類
- 負荷
- 蒸気または水噴射の有無
- ピーク負荷
- 負荷遮断
- 起動回数

Table 7-6-2 各種検査必要人工数

Type of Inspection	Model	Man Hours	Average Crew Size	8-Hour Shifts
Combustion	5000	160	4	5
	6000	400	5	10
	9000	624	6	13
Hot Gas Path	5000	480	6	10
	6000	1080	9	15
	9000	2400	10	30
Major	5000	1280	8	20
	6000	2800	10	35
	9000	4400	11	50

Table 7-6-3 コンバインドサイクル発電プラントの7年間統計データ

STAG Configuration	Single-Shaft						
Year	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Plant Availability (%)	87.5	90.5	92.3	83.1*	87.5	91.8	93.8
Plant Reliability (%)	98.9	99.2	99.2	96.7*	97.1	99.7	99.4
Service Factor (%)	61.1	40.3	36	34.0	35	37	36
Sample Size	10	10	10	10	10	10	10
STAG Configuration	Multi-Shaft						
Year	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Plant Availability (%)	87	88.7	92.3	89.0	88.9	83.9	89.7
Plant Reliability (%)	98.4	98.4	99.1	99.3	98.1	95.5	99.6
Service Factor (%)	47.7	41.3	41.8	56.6	42	44	41
Sample Size	20	21	22	30	30	28	28

*Major Inspection

**Generator Outage

Table 7-6-4 東京電力 富津発電所運転データ
(1996年3月31現在)

<u>Stage</u>	<u>Fired Hours</u>	<u>Starts</u>	<u>Fired Hours/Start</u>	<u>1992* Reliability</u>
I -1	55,521	1298	42.8	99.7
I -2	54,396	1375	39.6	99.9
I -3	54,148	1120	48.3	100.0
I -4	52,812	1391	38.0	99.0
I -5	52,206	1377	37.9	99.9
I -6	50,666	1445	35.1	100.0
I -7	50,690	1312	38.6	100.0
II-1	45,221	1102	41.0	99.9
II-2	45,828	1102	41.6	99.9
II-3	43,468	1126	38.6	100.0
II-4	48,824	996	44.0	100.0
II-5	41,741	1016	41.1	100.0
II-6	43,630	927	47.1	99.9
II-7	41,142	1099	37.4	100.0
Total	675,301	16,686	40.5	

Table 7-6-5 ケラニテッサ ガスタービンの運転記録

GT NO	1992				1993				1994			
	POH	FOH	OH	Total	POH	FOH	OH	Total	POH	FOH	OH	Total
01	583.0	501.5	2,759.2	3,843.7	0.0	5,107.8	2.5	5,110.3	744.0	4,636.0	6.5	5,386.5
02	2,184.0	4,824.5	1,375.6	8,384.1	744.0	199.5	328.2	1,271.7	1,425.0	246.0	2,104.7	3,775.7
03	1,464.0	751.5	3,579.7	5,795.2	1.0	5,061.5	321.2	5,383.7	0.0	3,814.5	1,659.6	5,474.1
04	1,761.5	34.5	3,869.4	5,665.6	0.0	255.0	164.6	419.6	617.0	1,635.5	826.8	3,079.3
05	336.8	2,823.5	3,469.1	6,629.4	0.0	8,759.5	0.1	8,759.6	8,740.0	0.0	19.3	8,759.3
06	972.5	1,687.0	2,315.5	4,975.0	8,760.0	0.0	0.0	8,760.0	4,169.5	1,397.0	1,781.0	7,347.5
Total	7,301.8	10,622.5	17,368.7	35,293.0	9,505.0	19,383.3	816.6	29,704.9	15,695.5	11,729.0	6,397.9	33,822.4
GT NO	1995				1996				1997(up to October)			
	POH	FOH	OH	Total	POH	FOH	OH	Total	POH	FOH	OH	Total
01	3,360.0	453.5	1,927.6	5,741.1	559.0	2,083.0	5,844.7	8,486.7	1,498.0	256.0	3,687.0	5,441.0
02	1,967.5	3,316.5	997.8	6,281.8	808.0	879.0	5,821.9	7,508.9	408.0	364.0	4,664.0	5,436.0
03	592.0	4,016.5	1,928.6	6,537.1	1,733.0	1,806.0	3,753.2	7,292.2	1,398.0	343.0	3,847.0	5,588.0
04	134.5	1,291.5	2,090.5	3,516.5	86.0	3,487.0	3,981.2	7,554.2	211.0	363.0	4,723.0	5,297.0
05	3,597.0	4,416.0	13.3	8,026.3	559.0	2,768.0	4,444.6	7,771.6	299.0	417.0	4,493.0	5,209.0
06	9.0	1,166.5	1,068.0	2,243.5	1,777.0	769.0	6,077.0	8,623.0	1,473.0	69.0	3,403.0	4,945.0
Total	9,660.0	14,660.5	8,025.8	32,346.3	5,522.0	11,792.0	29,922.6	47,236.6	5,287.0	1,812.0	24,817.0	31,916.0

The averaged reliability and availability factors of each year are obtained as shown using the above figures.

Year	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Reliability factor	79.8	63.0	77.7	72.1	77.6	95.4
Availability factor	66.0	45.0	47.8	53.7	67.7	82.0

Where the reliability and availability factors are defined as follows:

$$\text{Reliability factor} = 1 - (\text{Total FOH}) / (\text{Number of GTs} \times \text{Period Hours})$$

$$\text{Availability factor} = 1 - (\text{Total FOH} + \text{Total POH}) / (\text{Number of GTs} \times \text{Period Hours})$$

Table 7-6-6 ケラニテッサ ガスタービンの保守記録 (1994)

GT NO	GT NO 1	GT NO 2	GT NO 3	GT NO 4	GT NO 5	GT NO 6
Jan	Planned Outage (Generator)		Forced Outage (Lube oil leakage)		Forced Outage (GT brg failure)	Forced Outage (Exhaust stack failure)
Feb	Ditto		Ditto	Planned Outage (Gen. filter cleaning)	Ditto	Ditto
Mar			Ditto		Ditto	Ditto
April	Forced Outage (Gen. brg failure)		Ditto		Ditto	Ditto
May	Ditto		Ditto		Ditto	Ditto
June	Ditto			Forced Outage (Exhaust stack failure)	Ditto	Ditto (Start-up on 14 th)
July	Ditto		Planned Outage & Flow Divider Failure	Ditto	Ditto	
Aug	Ditto			Planned Outage (Generator cleaning)	Ditto	
Sept	Ditto		Forced Outage (2.5 days stop)		Ditto	
Oct	Ditto	Forced Outage (7 days stop)			Ditto	Forced Outage (Flow divider failure)
Nov	Ditto			Forced Outage (Lube oil leakage)	Ditto	Ditto
Dec		Forced Outage (3 days stop)			Ditto	Ditto

7-6-14

Table 7-6-7 ケラニテッサ ガスタービンの保守記録(1995)

GT NO	GT NO 1	GT NO 2	GT NO 3	GT NO 4	GT NO 5	GT NO 6
Jan		10 days planned outage due to comb. inspection		Planned outage	Planned outage due to major inspection	Forced outage due to incomplete start
Feb	23days forced outage due to air comp. repair	Start-up on 13 th & 5days cooling tower cleaning planned outage			Ditto	
Mar	Start-up on 10th				Ditto	21 days forced outage due to air comp. repair
April		15days planned outage due to mech. routine inspection			Ditto	
May	25 days planned outage		15 days planned outage			
June						
July		17 days forced outage due to fire risk of brg.	4 days forced outage due to cont. circuit fault			5 days forced outage due to excitation fault
Aug	Planned outage due to combustion inspection	Forced outage due to exhaust gas leakage	15 days forced outage due to exh. gas leakage		Forced outage due to bearing vibration	
Sept	Ditto	Ditto	Ditto		Ditto	
Oct	Ditto	Ditto	Ditto		Ditto	
Nov	Start-up on 15 th	Ditto	Ditto		Ditto	
Dec	5 days forced outage due to unstable combustion	Start-up on 18th	Ditto		Ditto	

Table 7-6-8 ケラニテッサ ガスタービンの保守記録 (1996)

GT NO	GT NO 1	GT NO 2	GT NO 3	GT NO 4	GT NO 5	GT NO 6
Jan			Forced Outage (Exhaust stack failure)	Forced Outage (Comp. blade failure)	Forced Outage (GT bearing vibration)	
Feb			Start-up on 11th	Ditto	Start-up on 16th	
Mar			3 days forced outage due to combustor repair	Ditto		
April			12 days forced outage due to gen. vibration	Ditto	4 days forced outage due to oil leakage fire	6 days forced outage due to bus earth fault
May			Planned Outage (Load reduction gear)	Start-up on 4th		
June	3 days forced outage due to fuel oil press. low		Forced Outage (Gen. bearing vibration)	4 days forced outage due to lube oil temp. high		6 days forced outage due to flame loss
July		8 days forced outage due to atom. air comp. failure			Planned Outage (Load gear seal replace)	
Aug		Planned Outage fm. 11 th (Hot gas path)				3 days forced outage due to fuel press switch fault
Sept	4 days forced outage due to flame detector failure	Start-up on 13th			10 days forced outage due to trans surge arrester fault	Planned Outage fm 20 th (Hot gas path inspection)
Oct	15 days forced outage due to d-c supply sys. fault			4 days forced outage due to exh. Gas temp. high		Ditto
Nov		7 days planned outage due to atom air comp. replace	4 days forced outage due to load gear oil leakage			Ditto
Dec	Planned outage due to 11kV cable de-route for new GT	4 days forced outage due to cross fire tube failure				Start-up on 7th

Table 7-6-9 ケラニテッサ ガスタービンの保守記録 (1997)

GT NO	GT NO 1	GT NO 2	GT NO 3	GT NO 4	GT NO 5	GT NO 6
Jan	Planned outage due to hot gas path inspection				3 days forced outage due to exhaust duct repair	
Feb	Start-up on 9 th			4 days comb. Insp. and 14 days forced outage		
Mar			23 days planned outage			
April			Ditto			
May	15 days planned outage for the new GT		Start-up on 5 th		4 days forced outage for lube oil leakage	
June		18 days planned outage due to comb. inspection			5 days forced outage for reverse pwr. relay fault	Planned outage due to major inspection
July	10 days planned outage due to major inspection	Start-up 14 th	15 days forced outage for flow div. replacement			Ditto
Aug	Ditto			3 days forced outage for aux. motor brg. Fault	13 days forced outage for thermo-couple fault	Ditto
Sept	Start-up on 5 th	3 days forced outage due to lube oil leakage	6 days planned outage for comp. Washing device inspection			Ditto
Oct		9 days planned outage due to GEN,CT & aux. motor contact repair	5 days forced outage due to cross fire tube repair		11 days forced outage for air intake repair	Start-up on 3 rd
Nov		10 days planned outage for major inspection	4 days forced outage due to low fuel press.	18 days forced outage for low gen. cable insul.	16 days forced outage for flow divider leakage	
Dec		Ditto		Start-up on 3 rd	5 days planned outage for gen. diff. relay check	

第8章 電力系統解析及び 送変電線計画

第8章 電力系統解析及び送変電設備計画

8.1 電力系統解析

ケラワラピティヤ(Kerawalapitiya)発電所建設計画に対応し建設予定である新設送電線計画案(ケラワラピティヤ発電所から既設コツゴダ(Kotugoda)変電所まで約18kmに亘る220kV架空送電線2回線)に対する各種の電力系統解析計算に基づく評価を行った。検討条件としては、本プロジェクトの150MWコンバインドサイクルと同時にBOO/BOI方式で建設される予定である150MWコンバインドサイクルも織り込んで検討を行った。

最新の電源計画案に対応した2005年までの全系の送変電設備増強計画案をTable 8-1-1に示す。

ケラワラピティヤ発電所運転開始年である2001年と4年後の2005年における電力系統解析を系統解析ツールPSS/Eを用いてCEB側と共に検討を行った。

1998年以降に開発される発電機の安定度解析用定数については未入力であったので、JICAチーム側で、安定度計算が行えるように、これらのデータを追加作成し、PSS/Eデータのチェックを行った後、第2次現地調査時に、CEB側へ計算を依頼した。

JICAチームで上記データに対するCEB側の計算結果についての評価を行なったところ、潮流面、故障電流面、安定度面のすべてにおいて問題となる箇所はなく、満足のゆく結果となった。

なお、計算条件および評価基準は既報告書「全国送電網整備計画調査 1997年1月」(以下「既報告書」)に準じることとした。

8.1.1 潮流解析

健全時における計画架空送電線の導体の熱的限界、すなわち熱容量の考え方については、前述の既報告書によれば、「導体温度80°Cにおける夜間の連続許容電流値」と記述してあるが、本検討対象の架空送電線は基幹系統へ電力供給する電源送電線であることから、送電線にとって、夜間より過酷な条件となる昼間でも100%の発電力を送電可能なように考えるべきである。

各導体種別の許容電流をTable 8-1-2に示す。新設するケラワラピティヤ～コツゴダ220kV架空送電線の線種については、CEBの計画案では、ZEBRA(ACSR400mm²相当の電線呼称)×2導体としている。これは、1回線で昼間における連続導体温度80°Cで常時600MW(300MW×2導体/回線)の送電容量を有している導体であることが同表中段(Proposed Conductors of Future Lines)からわかる。したがって、2001年断面でのケラワラピティヤ発電所の発電力300MW(150MW×2台)に対しては、熱容量的には十分に送電可能である。

さらに、年経費で比較した場合の経済性検討結果をFigure 8-1-1に示す。2001年連

転開始時点の発電力 300MW(150MW×2 台)では、1 回線当たりの潮流は常時 150MW となり、単導体と 2 導体の経済性は同程度である。また、仮に、将来の発電機増設で送電電力が倍となった場合には、1 回線当たりの潮流は常時 300MW となり、送電損失面から単導体より 2 導体の方が経済的となる。

したがって、ZEBRA×2 とする CEB の案は適策であると考えられる。

また、新設する送電線は途中で分岐分流する箇所がないことから、当該送電線についての潮流計算は不要である。むしろ、今回の調査で潮流計算による分析を行う目的は、他の箇所で過負荷となる箇所の有無を調査することにある。

2001 年ならびに 2005 年の潮流図を Figure 8-1-2 に示す。2001 年の潮流図(Figure 8-1-2(a))を見るとケラワラピティヤ発電所で発電した 300MW のうち、61%(184MW)はコツゴダ変電所 132kV 系統で、24%(71MW)は同変電所 33kV ローカル系統で消費され、残りの 15%(45MW)は既設 220kV 送電線を通じてピヤガマ(Biyagama)変電所に送電される。

2005 年の潮流図(Figure 8-1-2(b))においては、54%(161MW)はコツゴダ変電所 132kV 系統で、25%(74MW)は同変電所 33kV ローカル系統で消費され、残りの 21%(65MW)は 2003 年に現在の 132kV から 220kV へ昇圧予定のコツゴダ(Kotugoda)～ベヤンゴダ(Veyangoda)送電線を通じてベヤンゴダ(Veyangoda)変電所に送電される。

なお、2001 年および 2005 年の潮流と送電線熱容量を Table 8-1-3 に示す。同表において過負荷となっている設備はない。

8.1.2 故障電流解析

既報告書での評価基準に基づき、三相短絡電流が既設遮断器の定格を超過しないことを確認した。故障電流解析結果を Table 8-1-4 に示す。ケラワラピティヤ発電所が運転開始となる 2001 年にはコツゴダ変電所 220kV 母線の三相短絡電流は現状の 7kA から 14kA に増加する。また、コツゴダ変電所 132kV 母線の三相短絡電流は現状の 7kA から 16kA に増加するものの、既設の 132kV 開閉設備は 31.5kA または 40kA の定格遮断容量を有しており、かなりの余裕があるため同変電所の遮断器取替は不要である。

また、2001 年以降、ボラワッタ(Bolawatta)変電所 132kV 開閉設備、ケラニテッサ(Kelanitissa)発電所 132kV 開閉設備、コロナワ(Kolonnawa)変電所 132kV 開閉設備、サブガスカンダ(Sapugaskanda)変電所 132kV および 33kV 開閉設備、スルヒリヤ(Thulhiriya)変電所 132kV 開閉設備の遮断器取替が必要であるが、これらは、その周辺の発電機増加が原因であり、ケラワラピティヤ発電所の運転開始によるものではない。したがって、ケラワラピティヤ発電所の運転開始に伴って既設発電所の遮断器を取り替える必要性はない。

なお、系統側への三相短絡電流の増加度合いを弱める方策としては、ケラワラピティヤ発電所昇圧変圧器のインピーダンスを高インピーダンス仕様にすることや短絡比を下げた発電機機器仕様とすることが考えられ、運用面の方策としては母線分離運用

による方策などが考えられる。ただし、高インピーダンス仕様機器の採用や低短絡比仕様の発電機の採用は系統同期安定度、系統電圧安定性の悪化を招くことになるので注意が必要である。

8.1.3 定態安定度解析

定態安定度の検討手法としては固有値解析法があるが、これは解析結果に対する実現象面での把握や対策効果についての具体性が欠けることから、本検討では、シミュレーション法に基づき解析を行なった。具体的には、定常状態における新設送電線の1回線開放に伴う電力動揺シミュレーションを行なった。また、既報告書で過渡安定度上、最過酷と言われているビヤガマ(Biyagama)～コトマレ(Kotmale) 220kV 送電線の1回線開放ケースについても同様に検討を行なった。

この結果、すべてのケースに対し安定となる結果となった。(Table 8-1-5, Figure 8-1-3を参照)

なお、一般的な定態安定度向上策としては、励磁装置の制御系に系統安定化装置(Power System Stabilizer)を導入する方策を用いることが多い。

本シミュレーション結果により、系統安定化装置が無くても系統は安定であることが分かったが、以下の理由により系統安定化装置はケラワラピティヤ発電所の励磁制御系の中に設置されるべきである。

- 1) Figure 8-1-3は弱ダンピングの様相を示しており、安定になるのに5秒も要していることやケラワラピティヤ発電所の発電機出力が7.5MW(定格出力の5%)もの動揺振幅を示していることから、系統安定度は厳しい状況であると認識できる。
- 2) 電源拡充計画によれば、2008年までに900MWの石炭火力が西海岸に開発されるが、それらはコツゴダ変電所でケラワラピティヤ発電所と連系される。したがって、近い将来におけるケラワラピティヤ発電所周辺の基幹系統の潮流は増大し、当地域の系統安定度は2001年よりも厳しくなることが予想される。

8.1.4 動態安定度解析（過渡解析）

本検討では、既報告書の計算条件に基づき解析を行なった。

故障シーケンス：再閉路成功ケースと再閉路失敗ケースの両ケースを実施した。

(1) 再閉路成功

故障-(160ms)-遮断器開放-(500ms)-事故自然消滅、遮断器再閉路

(2) 再閉路失敗

故障-(160ms)-遮断器開放-(500ms)-事故継続、遮断器再閉路-(160ms)-遮断器開放

また、事故様相は1回線三相短絡事故とし、故障点は、新設送電線のケラワラピティヤ発電所端とした。なお、既報告書で過渡安定度上、最過酷と言われているピヤガマ〜コトマレ 220kV 送電線のコトマレ変電所端事故ケースについても同様に検討を行なった。

この結果、すべてのケースに対し安定となる結果となった。(Table 8-1-6, Figure 8-1-4を参照)

なお、一般的な過渡安定度向上策としては、ケラワラピティヤ発電機励磁装置を頂上電圧の高い仕様にするとともに、サイリスタによる高速励磁方式を採用することにより、過渡安定度を向上させることが可能であるが、一方では、定態安定度の悪化を招くことにもなるので8.1.3で述べた系統安定化装置（Power System Stabilizer）が必要不可欠となる。また、高短絡比仕様の発電機の採用、低インピーダンス仕様の昇圧変圧器の採用などといった機器面の対策方法も効果があるが、一方では、系統短絡電力が増加し、遮断器取替等を招くことになるので注意が必要である。

Table 8-1-1 送变电設備補充計画

(DRAFT)

1/5

Description	Commissioning year
01. Rehabilitation of existing grid substations b) Ratmalana GSS (2x30MVA, eight 33kV feeder bays) a) Anuradhapura GSS (2x10MVA to 2x31.5MV) a) Kolonnawa GSS (3x30MVA with eight 33kV feeder bays.)	1997 1997 1997
02. Addition of transformers a) Thulhiriya GSS - addition of new 1x31.5MVA transformer.	1998
03. Construction of Kelaniya 132kV Switching Station for KHD power plant a) Kelaniya 132kV SS (eight 132kV D/B feeder bays and bus coupler) b) Connection to Kelaniya SS from Sapugaskanda GSS - Kotugoda GSS 132kV line (3x2cct, 0.5 km, Zebra)	1998
04. Construction of Sapugaskanda GS - Sapugaskanda PS 132kV tr. line a) Sapugaskanda substation - Sapugaskanda P.S 132kV tr. line (2cct, 1km, Zebra) b) Sapugaskanda substation (two 132kV D/B T/L bays for Sapugaskanda PS tr. line) c) Sapugaskanda PS (two 132kV D/B T/L bays for Sapugaskanda substation tr. line)	1998
05. Rehabilitation of Anuradhapura - Chunnakum 132kV transmission line a) Anuradhapura - Chunnakum tr. line (2cct., 196km, Zebra)	1999
06. Rehabilitation of existing grid substations c) Chunnakum GSS (2x30MVA & 1x10 MVA, eight 33kV feeder bays) d) Kilinochchi GSS (2x10MVA, four 33kV feeder bays)	1999 1999
07. Construction of Ratnapura 132/33kV grid substation a) Ratnapura GSS (2x31.5MVA, two 132kV D/B T/L bays, eight 33kV feeder bays) b) Balangoda - Ratnapura 132kV tr. line (2cct, 40km, Zebra) c) Balangoda GSS (two 132kV S/B T/L bays for Ratnapura tr. line)	2000
08. Construction of Aniyakanda 132/33kV grid substaion a) Aniyakanda GSS (2x 31.5 MVA, four 132kV S/B T/L bays, eight 33kV bays) b) Connection to Aniyakanda GSS from Kelaniya SS - Kotugoda GSS 132kV line (2x2cct., 0.2km, Zebra)	2000
09. Construction of Athurugiriya 132/33kV grid substation a) Athurugiriya GSS (2x 31.5 MVA, six 132kV D/B T/L bays, eight 33kV feeder bays) b) Connection to Athurugiriya GSS from Polpitiya PS - Kolonnawa GSS 132kV line (2x2cct., 0.1km, Lynx)	2000
10. Construction of Sri Jayawardhanapura 132/33kV grid substation a) Sri Jaya'pura GSS (2x 31.5MVA, four 132kV S/B T/L bays, eight 33kV feeder bays) b) Connection to Sri Jayawardhanapura GSS from Kolonnawa GSS - Pannipitiya GSS 132kV line (2x2cct, 0.1km, Zebra)	2000
11. Conversion of single line operation to double line operation a) Deniyaya GSS b) Galle GSS c) Trincomalee GSS d) Chillaw GSS	2000

Table 8-1-1 送变电設備扩充計画

(DRAFT)

2/5

Description	Commissioning year
<p>12. Inter connection of Anuradhapura - New Anuradhapura grid substations a) Anuradhapura - New Anuradhapura tr. line (2cct., 1.5km, Zebra)</p>	2000
<p>13. Upgrading of Biyagama - Pannipitiya 132kV transmission system to 220kV a) Upgrading of Biyagama - Pannipitiya 132kV tr. line to 220kV(2cct, 15.5km, Zebra) b) Biyagama GSS (two 220kV D/B T/L bays for Pannipitiya 220kV tr. line) c) Pannipitiya GSS (2x250MVA , 220/132kV inter bus transformer two 220kV T/L bays for Biyagama tr. line)</p>	2000
<p>14. Reconductering of Kolonnawa - Pannipitiya 132kV transmission line a) Reconductering of Kollonnawa - Pannipitiya 132kV tr. line (2cct, 13km, Lynx to Zebra, 220kV constructed 132kV operated)</p>	
<p>15. Construction of New Galle grid substation a) New Galle GSS (2x 31.5 MVA, four 132kV D/B T/L bays, eight 33kV feeder bays) b) Connection to New Galle GSS from Balangoda GSS - Galle GSS & Deniyaya GSS - Galle GSS 132kV lines (2x 2cct , 0.1km, Lynx)</p>	2000
<p>16. Construction of Mathugama - New Galle 132 kV tr. line a) Mathugama - New Galle 132 kV tr. line (2cct, 64km, Zebra) b) Mathugama GSS (two 132kV D/B T/L bays for New Galle tr. line) c) New Galle GSS (two 132kV D/B T/L bays for Mathugama tr. line)</p>	2000
<p>17. Construction of Dehiwala grid substation a) Dehiwala GSS (2x63 MVA, S/B , eight 33kV feeders, S/B) b) Pannipitiya - Dehivala 220kV tr. line (2cct, 8 km, 2xZebra, 132kV operated) c) Pannipitiya GSS (two 132kV D/B T/L bays for Dehiwala tr. line)</p>	2000
<p>18. Reconductering Kelanitissa - Kolonnawa 132 kV transmission line a) Kelanitissa - Kolonnawa 220 kV tr. line (2cct, 2.2km, 2xZebra, 220kV constructed 132kV operated)</p>	2000
<p>19. Construction of Polonnaruwa 132 /33kV grid substation a) Polonnaruwa GSS (2x 16 MVA, S/B, four 33kV feeder bays) b) Spur line to Polonnaruwa GSS from Habarana GSS - Valachchenai GSS 132kV line (2cct, 0.5 km, Lynx)</p>	2001
<p>20. Construction of Kuliyaipitiya 132/33kV grid substation a) Spur line to Kuliyaipitiya GSS from Bolawatta GSS - Chillaw GSS 132kV line (2cct, 18km, Zebra) b) Kuliyaipitiya GSS (2x31.5MVA, Two 132kV D/B T/L bays, eight 33kV feeder bays)</p>	2001
<p>21. Construction of Kerawalapitiya - Kotugoda 220kV tr. line a) Kerawalapitiya - Kotugoda 220kV tr. line (2cct, 18km, 2x Zebra) b) Kotugoda GSS (two 220kV D/B T/L bays for Kerawalapitiya tr. line)</p>	2001
<p>22. Construction of Ambalangoda 132 /33kV grid substation a) Ambalangoda GSS (2x 31.5MVA ,four 132kV S/B T/L bays, eight 33kV feeder bays) b) Connection to Ambalangoda GSS from Matugama GSS - New Galle GSS 132kV line (2x 2cct, 0.1 km, Zebra)</p>	2001

Table 8-1-1 送变电設備扩充計画

(DRAFT)

3/5

Description	Commissioning year
<p>23. Construction of Katana grid substation a) Katana GSS (2x31.5 MVA, four 132kV S/B T/L line bays, six 33kV feeder bays) b) Connection to Katana GSS from Kotugoda GSS - Bolawatta GSS 132kV line (2x2cct, 0.5 km, Lynx)</p>	2001
<p>24. Construction of Hambantota 132/33 kV grid substation a) Embilipitiya - Hambantota 132 kV tr. line (1st cct of 2cct towers, 24km, Zebra) b) Hambantota GSS (2x 10 MVA, one 132kV S/B T/L bay, four 33kV feeder bays) c) EmbilipitiyaGSS (one 132 kV S/B T/L bay for Hambantota tr. line)</p>	2001
<p>25. Construction of Horana 132/33 kV grid substation a) Connection to Horana GSS from Panadura GSS - Mathugama GSS 132kV line (2cct, 11km, Lynx) b) Horana GSS (2x31.5 MVA, two 132kV S/B T/L bays , eight 33kV feeder bays)</p>	2001
<p>26. Rehabilitation of existing grid substations a) Deniyaya GSS (1x31.5 MVA & 1x10 MVA)</p>	2001
<p>27. Construction of Town Hall 132/11 kV GIS substation a) Kolonnawa - Town Hall under ground cable line (1cct, 5 km, 500 sq. mm) b) Single Pai-connection line for Kolonnawa - Kollupitiya UGC tr. line c) Kolonnawa GSS (One 132 kV D/B T/L bays for Town Hall tr. line) d) Town Hall GSS (2x63MVA [final : 3x63 MVA])</p>	2002
<p>28. Construction of Vavunia 132/33 kV grid subststion a) Connection to Vavunia GSS from Anuradhapura GSS - Chunnakum GSS 132kV line (2cct, 0.5 km, Lynx) b) Vavunia GSS (2x10 MVA, four 132kV S/B T/L bays , four 33kV feeder bays)</p>	2002
<p>29. Power transmission facilities related to Kukule hydra power plant 29.1) Kukule - Mathugama 132 kV transmission line a) Kukule - Mathugama 132 kV tr. line (2cct, 30km.Zebra) b) Mathugama GSS (two 132 kV D/B T/L bays for Kukule tr. line) c) Kukule PS switch yard (two 132kV D/B T/L bays for Mathugama tr. line)</p>	2002
<p>29.2) Kukule - Ratnapura 132 kV transmission line a) Kukule - Ratnapura 132 kV tr. line (2cct,26km.Zebra) b) Ratnapura (two 132 kV D/B T/L bays for Kukule tr. line) c) Kukule PS switch yard (two 132kV D/B T/L bays for Ratnarura tr. line)</p>	2002
<p>30. Construction of New Galle - Matara 132 kV transmission line a) New Galle - Matara 132 kV tr. line (2cct,36km, Zebra) b) New Galle GSS (two 132 kV D/B T/L bays for Matara tr. line) c) Matara GSS (two 132 kV S/B T/L bays for New Galle tr. line)</p>	2003
<p>31. Power transmission facility related to Puttalam coal-fired thermal plant - Alt. 01 31.1) Upgrading Kotugoda - Veyangoda tr. line and Veyangoda GSS a) Veyangoda GSS (2x150 MVA , 220/132 kV inter bus transformer) b) Upgrading Kotugoda- Veyangoda 132 kV tr. line to 220 kV c) Kotugoda GSS (two 220kV D/B T/L bays for Veyangoda tr. line)</p>	2003

Table 8-1-1 送变电設備扩充計画

(DRAFT)

4/5

Description	Commissioning year
31.2) Puttalam - New chillaw - Veyangoda 220kV transmission line a) Puttalam - New Chillaw 220 kV tr. line (2cct, 43 km, 4xZebra) a) New Chillaw - Veyangoda 220 kV tr. line (2cct, 42 km, 4xZebra) b) Veyangoda GSS (two 220kV D/B T/L bays for Puttalam tr. line)	2003
31.3) Puttalam thermal plant - Puttalam 132 kV transmission line a) Puttalam thermal plant - Puttalam 132 kV tr. line (2cct, 21.5 km, 2xZebra) b) Puttalam GSS (two 132 kV D/B T/L bays for Puttalam thermal plant tr. line) c) Puttalam PS (two 132 kV D/B T/L bays)	2003
31.4) Construction of Veyangoda - Thulhiriya transmission line a) Veyangoda - Thulhiriya tr. line (2cct, 25km, Zebra) b) Veyangoda GSS (two 132 kV D/B T/L bays for Thulhiriya tr. line) c) Thulhiriya GSS (two 132 kV S/B T/L bays for Veyangoda tr. line)	2003
31.5) Construction of New Chillaw 220/132kV grid substation a) New Chillaw GSS (2x150 MVA 220/132/33kV inter bus transformer four 220kV D/B T/L bays , eight 132kV D/B T/L bays)	2003
32. Construction of Kegalle 132/33kV grid subststion a) Kegalle GSS (2x 31.5 MVA, two 132kV S/B T/L bays, eight 33kV feeder bays) b) Thulhiriya - Kegalle 132 kV tr. line (2cct, 20km, Zebra) c) Thulhiriya GSS (two 132 kV S/B T/L bays for Kegalle tr. line)	2003
33. Construction of Pallekele 132 /33kV grid substation a) Pallekele GSS (2x 31.5 MVA, two 132kV S/B T/L bays , eight 33kV feeder bays) b) Ukuwala - Pallekele 132 kV tr. line (2cct, 18km, Zebra) c) Ukuwela GSS (two 132 kV D/B T/L bays for Pallekele tr. line)	2004
34. Construction of Valachchenai - Ampara 132kV transmission line a) Valachchenai - Ampara tr. line (1cct., 75km, Lynx)	2004
35. Construction of Medegama 132/33kV grid substation a) Medegama GSS (2x10 MVA, two 132kV D/B T/L bays, four 33kV feeder bays) b) Connection to Medegama GSS from Badulla GSS - Inginiyagala PS 132kV line (2cct, 0.5 km, Lynx)	2005
36. Construction of Kelaniya 132/33kV grid Substation a) Kelaniya GSS (2x 63 MVA. eight 33kV feeder bays)	2005
37. Construction of Imbulgoda 132/33kV S/B substation a) Imbulgoda GSS (2x63 MVA, two 132kV S/B T/L bays , eight 33kV feeder bays) b) Biyagama GSS - Imbulgoda GSS 132kV tr. line (2cct, 8km, Zebra)	2006
38. Construction of Padukka 220kV switch yard a) Padukka Switch Yard (six 220kV D/B T/L bays)	2006
39. Construction of Padukka SS - Veyangoda GSS 220kV transmission line a) Padukka SS - Veyangoda GSS tr. line (2cct, 38km, 2xZebra) b) Veyangoda GSS (Two 220kV D/B T/L bays for Padukka tr. line)	2006

Table 8-1-1 送変電設備拡充計画

(DRAFT)

5/5

Description	Commissioning year
40. Construction of Padukka SS - Pannipitiya GSS 220kV transmission line a) Padukka SS - Pannipitiya GSS tr. line (2cct, 14km, 2xZebra) b) Pannipitiya GSS (Two 220kV D/B T/L bays for Padukka tr. line)	2006
41. Construction of Victoria PS - Padukka SS 220kV transmission line a) Victoria PS - Padukka SS tr. line (2cct, 116km, 2xZebra) b) Victoria PS (two 220kV D/B T/L bays for Padukka tr. line)	2006
42. Construction of New Mathugama 220/132kV D/B GSS a) New Mathugama 220/132kV GSS (2x150 MVA inter bus transformers four 220kV D/B T/L bays, two 33kV D/B T/L bays)	2006
43. Construction of New Mathugama GSS - Mathugams GSS 132kV transmission line a) New Mathugama GSS - Mathugama GSS 132kV tr. line (2cct, 2km, 2xZebra) b) Mathugama GSS (two 132kV S/B T/L bays for New Mathugama tr. line)	2006
44. Construction of Boossa PS - New Mathugama GSS 220kV transmission line a) Boossa PS - New Mathugama GSS 220kV tr. line (2cct, 54km, 2xZebra)	2006
45. Construction of New Mathugama GSS - Pannipitiya GSS 220kV transmission line a) New Mathugama GSS - Pannipitiya GSS 220kV line (2cct, 40km, 2xZebra) b) Pannipitiya GSS (two 220kV D/B T/L bays for New Mathugama tr. line)	2006

Table 8-1-2 導体の定格最大電流

Conductors of Existing Lines

Code Name Type	Tiger ACSR	Coyote ACSR	Oriole ACSR	Lynx ACSR	Goat ACSR	Zebra ACSR	
Current Rating at 54 °C	Day (A)	178	180	199	204	244	253
	Evening (A)	365	361	432	453	658	750
Current Rating at 75 °C	Day (A)	379	377	444	464	656	726
	Evening (A)	487	483	578	607	882	987
Current Rating at 90 °C Emergency(A)	554	550	658	690	1005	1112	
Fault Current 1sec (kA)	12.7	11.9	16.5	17.8	31.5	34.3	

Proposed Conductors of Future Lines

Code Name Type	Lynx ACSR	Bear ACSR	Goat ACSR	Zebra ACSR	Grackle ACSR	Pheasant ACSR	Parrot ACSR
Current Rating at 54 °C	Day (A)	204		244	253		
	Evening (A)	453		658	750		
Current Rating at 75 °C	Day (A)	464	579	656	726	891	928
	Evening (A)	607	771	882	987	1236	1292
Current Rating at 80 °C	Day (A)	505	632	717	777	977	1081
	Evening (A)	636	809	925	1032	1292	1350
Current Rating at 90 °C Emergency(A)	690	878	1005	1112	1394	1457	1633
Fault Current 1sec (kA)	17.8	23.3	31.5	34.3	48.3	51.5	61.1

0.793 kA $\times\sqrt{3}\times 220$ kV = 302 MW
at single conductor per one circuit

Note : Current ratings in the table were calculated assuming the following conditions :

		Day	Evening	Emergency
Solar radiation	(W/m ²)	1200	0	0
Ambient temperature	(°C)	35	30	30
Wind Speed	(m/sec)	0.6	0.6	0.6

Specification of Proposed Conductors

Code Name Type	Lynx ACSR	Bear ACSR	Goat ACSR	Zebra ACSR	Grackle ACSR	Pheasant ACSR	Parrot ACSR
Steel Stranding	7/2.79	7/3.35	7/3.71	7/3.18	19/2.27	19/2.34	19/2.55
Steel Area (mm ²)	42.77	61.60	75.67	55.59	76.90	81.71	96.88
Steel Core Diameter (mm)	8.37	10.05	11.13	9.54	11.33	11.7	12.74
Aluminium Stranding	30/2.97	30/3.35	30/3.71	54/3.18	54/3.77	54/3.90	54/4.25
Aluminium Area (mm ²)	183.4	264.0	324.4	428.9	604.2	644.5	765.4
Total Area (mm ²)	226.2	325.6	400.0	484.5	681.1	726.4	862.1
Overall Diameter (mm)	19.53	23.45	25.97	28.62	33.97	35.09	38.22
Greased Weight (kg-m)	0.842	1.213	1.489	1.621	2.282	2.434	2.888
Ultimate Tensile Strength (kg)	8137	11329	13838	13450	19000	19800	22500
Modulus of Elasticity (kg/mm ²)	8200	8200	8200	7000			
Temperature Coefficient (per deg C)	17.8 $\times 10^{-6}$	17.8 $\times 10^{-6}$	17.8 $\times 10^{-6}$	19.3 $\times 10^{-6}$			
DC Resistance (ohms/km)	0.15760	0.10950	0.08910	0.06740	0.04800	0.04501	0.03794

Table 8-1-2 導体の定格最大電流

Conductors of Existing Lines

Code Name Type	Tiger ACSR	Coyote ACSR	Oriole ACSR	Lynx ACSR	Goat ACSR	Zebra ACSR
Current Rating at 54 °C	Day (A)	178	180	199	204	253
	Evening (A)	365	361	432	453	750
Current Rating at 75 °C	Day (A)	379	377	444	464	726
	Evening (A)	487	483	578	607	987
Current Rating at 90 °C Emergency(A)	554	550	658	690	1005	1112
Fault Current Isec (kA)	12.7	11.9	16.5	17.8	31.5	34.3

Proposed Conductors of Future Lines

Code Name Type	Lynx ACSR	Bear ACSR	Goat ACSR	Zebra ACSR	Grackle ACSR	Pheasant ACSR	Parrot ACSR
Current Rating at 54 °C	Day (A)		244	253			
	Evening (A)	453		658	750		
Current Rating at 75 °C	Day (A)	464	579	656	726	891	1029
	Evening (A)	607	771	882	987	1236	1447
Current Rating at 80 °C	Day (A)	505	632	717	793	977	1081
	Evening (A)	636	809	925	1032	1292	1350
Current Rating at 90 °C Emergency(A)	690	878	1005	1112	1394	1457	1633
Fault Current Isec (kA)	17.8	23.3	31.5	34.3	48.3	51.5	61.1

0.793 kA × 3 × 220 kV = 302 MW
at single conductor per one circuit

Note : Current ratings in the table were calculated assuming the following conditions :

		Day	Evening	Emergency
Solar radiation	(W/m ²)	1200	0	0
Ambient temperature	(°C)	35	30	30
Wind Speed	(m/sec)	0.6	0.6	0.6

Specification of Proposed Conductors

Code Name Type	Lynx ACSR	Bear ACSR	Goat ACSR	Zebra ACSR	Grackle ACSR	Pheasant ACSR	Parrot ACSR
Steel Stranding	7/2.76	7/3.35	7/3.71	7/3.18	19/2.27	19/2.34	19/2.55
Steel Area (mm ²)	42.77	61.60	75.67	55.59	76.90	81.71	96.88
Steel Core Diameter (mm)	8.37	10.05	11.13	9.54	11.33	11.7	12.74
Aluminium Stranding	30/2.97	30/3.35	30/3.71	54/3.18	54/3.77	54/3.90	54/4.25
Aluminium Area (mm ²)	183.4	264.0	324.4	428.9	604.2	644.5	765.4
Total Area (mm ²)	226.2	325.6	400.0	484.5	681.1	726.4	862.1
Overall Diameter (mm)	19.55	23.45	25.97	28.62	33.97	35.09	38.22
Greased Weight (kg/m)	0.842	1.213	1.489	1.621	2.282	2.434	2.888
Ultimate Tensile Strength (kg)	8137	11329	13838	13450	19000	19800	22500
Modulus of Elasticity (kg/mm ²)	8200	8200	8200	7000			
Temperature Coefficient (per deg C)	17.8×10 ⁻⁶	17.8×10 ⁻⁶	17.8×10 ⁻⁶	19.3×10 ⁻⁶			
DC Resistance (ohms/km)	0.15760	0.10950	0.08910	0.06740	0.04800	0.04501	0.03794

Table 8-1-3 (a) 2001年における潮流と熱容量

From	Bus	kV	To	Bus	kV	ID	Flow (MW) A	Normal Rating (MW) B	Emergency Rating (MW) C	
1220	KOTMA-1	132	1770	KIRIB-1	132	1	59	100	140	59.0
1220	KOTMA-1	132	1770	KIRIB-1	132	2	59	100	140	59.0
3580	KOTUG-3	33	5581	KOTU-DU1	220	1	-35	60	60	58.3
3580	KOTUG-3	33	5582	KOTU-DU2	220	1	-35	60	60	58.3
1110	N-LAX-1	132	1630	BALAN-1	132	1	57	100	140	57.0
1110	N-LAX-1	132	1630	BALAN-1	132	2	57	100	140	57.0
1250	RANTE-1	132	2250	RANTE-2	220	1	-58	105	105	55.2
3570	BIYAG-3	33	5570	BIYA-DU1	132	1	-32	60	60	53.3
3570	BIYAG-3	33	5571	BIYA-DU2	132	1	-32	60	60	53.3
2580	KOTUG-2	220	5581	KOTU-DU1	220	1	127	250	250	50.8
2580	KOTUG-2	220	5582	KOTU-DU2	220	1	127	250	250	50.8
3250	RANTE-3	33	5251	RANT-DU1	132	1	-5	10	10	50.0
3250	RANTE-3	33	5252	RANT-DU2	132	1	-5	10	10	50.0
1600	BOLAW-1	132	5861	CHILL-T1	132	1	45	100	140	45.0
1600	BOLAW-1	132	5862	CHILL-T2	132	2	45	100	140	45.0
1550	KOLON-1	132	1820	ATHUR-1	132	1	41	100	140	41.0
1550	KOLON-1	132	1820	ATHUR-1	132	2	41	100	140	41.0
1310	SAPU-IP	132	1590	SAPUG-1	132	1	92	225	255	40.9
1310	SAPU-IP	132	1590	SAPUG-1	132	2	92	225	255	40.9
2305	KELAWA-2	220	2580	KOTUG-2	220	1	150	375	425	40.9
2305	KELAWA-2	220	2580	KOTUG-2	220	2	150	375	425	40.9
1580	KOTUG-1	132	1600	BOLAW-1	132	1	82	225	255	36.4
1580	KOTUG-1	132	1600	BOLAW-1	132	2	82	225	255	36.4
1580	KOTUG-1	132	5581	KOTU-DU1	220	1	-91	250	250	36.4
1580	KOTUG-1	132	5582	KOTU-DU2	220	1	-91	250	250	36.4
1550	KOLON-1	132	5501	AVIS-1T1	132	1	35	100	140	35.0
1550	KOLON-1	132	5502	AVIS-1T2	132	2	35	100	140	35.0
1590	SAPUG-1	132	1870	K NIYA-1	132	1	77	225	255	34.2
1590	SAPUG-1	132	1870	K NIYA-1	132	2	77	225	255	34.2
1630	BALAN-1	132	1655	N-GALE-1	132	1	27	80	110	33.8
1560	PANNI-1	132	1790	RATMA-1	132	1	32	100	140	32.0
1560	PANNI-1	132	1790	RATMA-1	132	2	32	100	140	32.0
1560	PANNI-1	132	5565	PANNI-D1	132	1	-77	250	250	30.8
1560	PANNI-1	132	5566	PANNI-D2	132	1	-77	250	250	30.8
2560	PANNI-2	220	5566	PANNI-D2	132	1	77	250	250	30.8
2560	PANNI-2	220	5565	PANNI-D1	132	1	77	250	250	30.8
1160	INGIN-1	132	1620	BADUL-1	132	1	-30	100	130	30.0
2300	KELAN-2	220	5301	KELAN-D1	132	1	45	150	150	30.0
2300	KELAN-2	220	5300	KELAN-D2	132	1	45	150	150	30.0
2570	BIYAG-2	220	5570	BIYA-DU1	132	1	74	250	250	29.6
2570	BIYAG-2	220	5571	BIYA-DU2	132	1	74	250	250	29.6
1150	AMPA-1	132	1160	INGIN-1	132	1	-29	100	140	29.0
1560	PANNI-1	132	5561	PANAD-T1	132	1	56	200	230	28.0
1560	PANNI-1	132	5562	PANAD-T2	132	2	56	200	230	28.0
1690	HABAR-1	132	1700	ANURA-1	132	1	-27	100	140	27.0
1300	KELAN-1	132	1550	KOLON-1	132	1	126	471	508	26.8
1300	KELAN-1	132	1550	KOLON-1	132	2	126	471	508	26.8
1550	KOLON-1	132	1840	SRI JA-1	132	1	59	225	255	26.2
1650	GALLE-1	132	1655	N-GALE-1	132	1	-20	80	110	25.0
1650	GALLE-1	132	1655	N-GALE-1	132	2	-20	80	110	25.0

Table 8-1-3 (a) 2001年における潮流と熱容量

From	Bus	kV	To	Bus	kV	ID	Flow	Normal		Emergency	A/B (%)
							(MW) A	Rating (MW) B	Rating (MW) C		
1220	KOTMA-1	132	1770	KIRIB-1	132	1	59	100	140	59.0	
1220	KOTMA-1	132	1770	KIRIB-1	132	2	59	100	140	59.0	
3580	KOTUG-3	33	5581	KOTU-DU1	220	1	-35	60	60	58.3	
3580	KOTUG-3	33	5582	KOTU-DU2	220	1	-35	60	60	58.3	
1110	N-LAX-1	132	1630	BALAN-1	132	1	57	100	140	57.0	
1110	N-LAX-1	132	1630	BALAN-1	132	2	57	100	140	57.0	
1250	RANTE-1	132	2250	RANTE-2	220	1	-58	105	105	55.2	
3570	BIYAG-3	33	5570	BIYA-DU1	132	1	-32	60	60	53.3	
3570	BIYAG-3	33	5571	BIYA-DU2	132	1	-32	60	60	53.3	
2580	KOTUG-2	220	5581	KOTU-DU1	220	1	127	250	250	50.8	
2580	KOTUG-2	220	5582	KOTU-DU2	220	1	127	250	250	50.8	
3250	RANTE-3	33	5251	RANT-DU1	132	1	-5	10	10	50.0	
3250	RANTE-3	33	5252	RANT-DU2	132	1	-5	10	10	50.0	
1600	BOLAW-1	132	5861	CHILL-T1	132	1	45	100	140	45.0	
1600	BOLAW-1	132	5862	CHILL-T2	132	2	45	100	140	45.0	
1550	KOLON-1	132	1820	ATHUR-1	132	1	41	100	140	41.0	
1550	KOLON-1	132	1820	ATHUR-1	132	2	41	100	140	41.0	
1310	SAPU-1P	132	1590	SAPUG-1	132	1	92	225	255	40.9	
1310	SAPU-1P	132	1590	SAPUG-1	132	2	92	225	255	40.9	
2305	KELAWA-2	220	2580	KOTUG-2	220	1	150	375	425	40.0	
2305	KELAWA-2	220	2580	KOTUG-2	220	2	150	375	425	40.0	
1580	KOTUG-1	132	1600	BOLAW-1	132	1	82	225	255	36.4	
1580	KOTUG-1	132	1600	BOLAW-1	132	2	82	225	255	36.4	
1580	KOTUG-1	132	5581	KOTU-DU1	220	1	-91	250	250	36.4	
1580	KOTUG-1	132	5582	KOTU-DU2	220	1	-91	250	250	36.4	
1550	KOLON-1	132	5501	AVIS-1T1	132	1	35	100	140	35.0	
1550	KOLON-1	132	5502	AVIS-1T2	132	2	35	100	140	35.0	
1590	SAPUG-1	132	1870	K_NIYA-1	132	1	77	225	255	34.2	
1590	SAPUG-1	132	1870	K_NIYA-1	132	2	77	225	255	34.2	
1630	BALAN-1	132	1655	N-GALE-1	132	1	27	80	110	33.8	
1560	PANNI-1	132	1790	RATMA-1	132	1	32	100	140	32.0	
1560	PANNI-1	132	1790	RATMA-1	132	2	32	100	140	32.0	
1560	PANNI-1	132	5565	PANNI-D1	132	1	-77	250	250	30.8	
1560	PANNI-1	132	5566	PANNI-D2	132	1	-77	250	250	30.8	
2560	PANNI-2	220	5566	PANNI-D2	132	1	77	250	250	30.8	
2560	PANNI-2	220	5565	PANNI-D1	132	1	77	250	250	30.8	
1160	INGIN-1	132	1620	BADUL-1	132	1	-30	100	130	30.0	
2300	KELAN-2	220	5301	KELAN-D1	132	1	45	150	150	30.0	
2300	KELAN-2	220	5300	KELAN-D2	132	1	45	150	150	30.0	
2570	BIYAG-2	220	5570	BIYA-DU1	132	1	74	250	250	29.6	
2570	BIYAG-2	220	5571	BIYA-DU2	132	1	74	250	250	29.6	
1150	AMPA-1	132	1160	INGIN-1	132	1	-29	100	140	29.0	
1560	PANNI-1	132	5561	PANAD-T1	132	1	56	200	230	28.0	
1560	PANNI-1	132	5562	PANAD-T2	132	2	56	200	230	28.0	
1690	HABAR-1	132	1700	ANURA-1	132	1	-27	100	140	27.0	
1300	KELAN-1	132	1550	KOLON-1	132	1	126	471	508	26.8	
1300	KELAN-1	132	1550	KOLON-1	132	2	126	471	508	26.8	
1550	KOLON-1	132	1840	SRI JA-1	132	1	59	225	255	26.2	
1650	GALLE-1	132	1655	N-GALE-1	132	1	-20	80	110	25.0	
1650	GALLE-1	132	1655	N-GALE-1	132	2	-20	80	110	25.0	

Table 8-1-3 (a) 2001年における潮流と熱容量

From	Bus	kV	To	Bus	kV	ID	Flow (MW) A	Normal Rating (MW) B	Emergency Rating (MW) C
1250	RANTE-1	132	1620	BADUL-1	132	2	25	100	140
1170	SAMAN-1	132	1660	EMBIL-1	132	1	31	140	160
1170	SAMAN-1	132	1660	EMBIL-1	132	2	31	140	160
2560	PANNI-2	220	2570	BIYAG-2	220	1	-77	375	425
2560	PANNI-2	220	2570	BIYAG-2	220	2	-77	375	425
1800	MATUG-1	132	5561	PANAD-T1	132	1	-38	200	230
1800	MATUG-1	132	5562	PANAD-T2	132	2	-38	200	230
1705	N ANUR-1	132	2705	N ANUR-2	220	1	-57	300	300
1705	N ANUR-1	132	2705	N ANUR-2	220	2	-57	300	300
1530	THULH-1	132	5532	THULH-T2	132	2	-19	100	140
1530	THULH-1	132	5531	THULH-T1	132	1	-19	100	140
1660	EMBIL-1	132	1670	MATAR-1	132	1	19	100	140
1660	EMBIL-1	132	1670	MATAR-1	132	2	19	100	140
1130	POLPI-1	132	5502	AVIS-IT2	132	1	-17	100	140
1850	PANAD-1	132	5562	PANAD-T2	132	2	-17	100	140
1850	PANAD-1	132	5561	PANAD-T1	132	1	-17	100	140
2300	KELAN-2	220	2570	BIYAG-2	220	1	112	672	766
2300	KELAN-2	220	2570	BIYAG-2	220	2	112	672	766
1100	LAX-1	132	5521	NUWAR-T1	132	1	16	100	140
1100	LAX-1	132	5522	NUWAR-T2	132	2	16	100	140
1860	CHILL-1	132	5861	CHILL-T1	132	1	-16	100	140
1860	CHILL-1	132	5862	CHILL-T2	132	2	-16	100	140
1680	KURUN-1	132	1770	KIRIB-1	132	1	-16	100	140
1680	KURUN-1	132	1770	KIRIB-1	132	2	-16	100	140
1705	N ANUR-1	132	1710	TRINC-1	132	1	16	100	140
1705	N ANUR-1	132	1710	TRINC-1	132	2	16	100	140
1250	RANTE-1	132	1620	BADUL-1	132	1	22	140	160
2220	KOTMA-2	220	2705	N ANUR-2	220	1	57	375	425
2220	KOTMA-2	220	2705	N ANUR-2	220	2	57	375	425
1250	RANTE-1	132	5251	RANT-DU1	132	1	5	35	35
1250	RANTE-1	132	5252	RANT-DU2	132	1	5	35	35
1700	ANURA-1	132	1705	N ANUR-1	132	1	-30	225	255
1700	ANURA-1	132	1705	N ANUR-1	132	2	-30	225	255
1460	POLON-1	132	1690	HABAR-1	132	1	-12	100	140
1500	AVISS-1	132	5501	AVIS-IT1	132	1	-11	100	140
1460	POLON-1	132	1780	VALAI-1	132	1	8	100	140
2240	RANDE-2	220	2250	RANTE-2	220	1	58	750	850
1800	MATUG-1	132	1880	AMBAL-1	132	1	13	225	255
1800	MATUG-1	132	1880	AMBAL-1	132	2	13	225	255
1200	UKUWE-1	132	1700	ANURA-1	132	1	-4	100	140

Table 8-1-3 (a) 2001年における潮流と熱容量

From	Bus	kV	To	Bus	kV	ID	Flow (MW) A	Normal Rating (MW) B	Emergency Rating (MW) C	MB CO
1250	RANTE-1	132	1620	BADUL-1	132	2	25	100	140	25.0
1170	SAMAN-1	132	1660	EMBIL-1	132	1	31	140	160	22.1
1170	SAMAN-1	132	1660	EMBIL-1	132	2	31	140	160	22.1
2560	PANNI-2	220	2570	BIYAG-2	220	1	-77	375	425	20.5
2560	PANNI-2	220	2570	BIYAG-2	220	2	-77	375	425	20.5
1800	MATUG-1	132	5561	PANAD-T1	132	1	-38	200	230	19.0
1800	MATUG-1	132	5562	PANAD-T2	132	2	-38	200	230	19.0
1705	N_ANUR-1	132	2705	N_ANUR-2	220	1	-57	300	300	19.0
1705	N_ANUR-1	132	2705	N_ANUR-2	220	2	-57	300	300	19.0
1530	THULH-1	132	5532	THULH-T2	132	2	-19	100	140	19.0
1530	THULH-1	132	5531	THULH-T1	132	1	-19	100	140	19.0
1660	EMBIL-1	132	1670	MATAR-1	132	1	19	100	140	19.0
1660	EMBIL-1	132	1670	MATAR-1	132	2	19	100	140	19.0
1130	POLPI-1	132	5502	AVIS-T2	132	1	-17	100	140	17.0
1850	PANAD-1	132	5562	PANAD-T2	132	2	-17	100	140	17.0
1850	PANAD-1	132	5561	PANAD-T1	132	1	-17	100	140	17.0
2300	KELAN-2	220	2570	BIYAG-2	220	1	112	672	766	16.7
2300	KELAN-2	220	2570	BIYAG-2	220	2	112	672	766	16.7
1100	LAX-1	132	5521	NUWAR-T1	132	1	16	100	140	16.0
1100	LAX-1	132	5522	NUWAR-T2	132	2	16	100	140	16.0
1860	CHILL-1	132	5861	CHILL-T1	132	1	-16	100	140	16.0
1860	CHILL-1	132	5862	CHILL-T2	132	2	-16	100	140	16.0
1680	KURUN-1	132	1770	KIRIB-1	132	1	-16	100	140	16.0
1680	KURUN-1	132	1770	KIRIB-1	132	2	-16	100	140	16.0
1705	N_ANUR-1	132	1710	TRINC-1	132	1	16	100	140	16.0
1705	N_ANUR-1	132	1710	TRINC-1	132	2	16	100	140	16.0
1250	RANTE-1	132	1620	BADUL-1	132	1	22	140	160	15.7
2220	KOTMA-2	220	2705	N_ANUR-2	220	1	57	375	425	15.2
2220	KOTMA-2	220	2705	N_ANUR-2	220	2	57	375	425	15.2
1250	RANTE-1	132	5251	RANT-DU1	132	1	5	35	35	14.3
1250	RANTE-1	132	5252	RANT-DU2	132	1	5	35	35	14.3
1700	ANURA-1	132	1705	N_ANUR-1	132	1	-30	225	255	13.3
1700	ANURA-1	132	1705	N_ANUR-1	132	2	-30	225	255	13.3
1460	POLON-1	132	1690	HABAR-1	132	1	-12	100	140	12.0
1500	AVISS-1	132	5501	AVIS-T1	132	1	-11	100	140	11.0
1460	POLON-1	132	1780	VALAI-1	132	1	8	100	140	8.0
2240	RANDE-2	220	2250	RANTE-2	220	1	58	750	850	7.7
1800	MATUG-1	132	1880	AMBAL-1	132	1	13	225	255	5.8
1800	MATUG-1	132	1880	AMBAL-1	132	2	13	225	255	5.8
1200	UKUWE-1	132	1700	ANURA-1	132	1	-4	100	140	4.0

Table 8-1-3 (b) 2005年における潮流と熱容量

From	Bus	kV	To	Bus	kV	ID	Flow (MW) A	Normal Rating (MW) B	Emergency Rating (MW) C	
1865	N CHIL-1	132	2865	N CHL-2	220	1	-125	150	150	33.3
1865	N CHIL-1	132	2865	N CHL-2	220	2	-125	150	150	33.3
3570	BIYAG-3	33	5571	BIYA-DU2	132	1	-47	60	60	78.3
3570	BIYAG-3	33	5570	BIYA-DU1	132	1	-46	60	60	76.7
3250	RANTE-3	33	5251	RANT-DU1	132	1	-7	10	10	70.0
3250	RANTE-3	33	5252	RANT-DU1	132	1	-7	10	10	70.0
2300	KELAN-2	220	5301	KELAN-D1	132	1	95	150	150	63.3
2300	KELAN-2	220	5300	KELAN-D2	132	1	95	150	150	63.3
3580	KOTUG-3	33	5581	KOTU-DU1	220	1	-37	60	60	61.7
3580	KOTUG-3	33	5582	KOTU-DU2	220	1	-37	60	60	61.7
1110	N-LAX-1	132	1630	BALAN-1	132	1	61	100	140	61.0
1110	N-LAX-1	132	1630	BALAN-1	132	2	61	100	140	61.0
1850	PANAD-1	132	5561	PANAD-D1	132	1	-84	140	158	60.0
1850	PANAD-1	132	5562	PANAD-D2	132	2	-84	140	158	60.0
1560	PANNI-1	132	5566	PANNI-D2	132	1	-143	250	250	57.2
1560	PANNI-1	132	5565	PANNI-D1	132	1	-143	250	250	57.2
2560	PANNI-2	220	5565	PANNI-D1	132	1	143	250	250	57.2
2560	PANNI-2	220	5566	PANNI-D2	132	1	143	250	250	57.2
1250	RANTE-1	132	2250	RANTE-2	220	1	-59	105	105	52.9
1850	PANAD-1	132	5564	PANAD-D4	132	1	74	140	158	52.9
1650	GALLE-1	132	3650	GALLE-3	33	1	31	60	60	52.7
1250	RANTE-1	132	5251	RANT-DU1	132	1	-17	35	35	48.6
1250	RANTE-1	132	5252	RANT-DU2	132	1	-17	35	35	48.6
2580	KOTUG-2	220	5582	KOTU-DU2	220	1	117	250	250	46.8
2580	KOTUG-2	220	5581	KOTU-DU1	220	1	117	250	250	46.8
1850	PANAD-1	132	5563	PANAD-D3	132	1	64	140	158	45.7
1430	TOWN-1	132	1550	KOLON-1	132	1	-53	120	120	44.2
1430	TOWN-1	132	1550	KOLON-1	132	2	-53	120	120	44.2
1630	BALAN-1	132	1640	DENIY-1	132	1	35	80	110	43.8
1480	MEDEGA-1	132	1620	BADUL-1	132	1	-43	100	130	43.0
1560	PANNI-1	132	5561	PANAD-D1	132	1	85	200	230	42.5
1560	PANNI-1	132	5562	PANAD-D2	132	2	85	200	230	42.5
2305	KELAWA-2	220	2580	KOTUG-2	220	1	150	375	425.0	40.0
2305	KELAWA-2	220	2580	KOTUG-2	220	2	150	375	425.0	40.0
1160	INGIN-1	132	1480	MEDEGA-1	132	1	-39	100	130	39.0
1150	AMPA-1	132	1160	INGIN-1	132	1	-39	100	140	39.0
1830	VEYAN-1	132	2830	VEYAN-2	220	1	-58	150	150	38.7
1830	VEYAN-1	132	2830	VEYAN-2	220	2	-58	150	150	38.7
2560	PANNI-2	220	2570	BIYAG-2	220	1	-143	375	425	38.1
2560	PANNI-2	220	2570	BIYAG-2	220	2	-143	375	425	38.1
1800	MATUG-1	132	5564	PANAD-D4	132	1	-72	200	230	36.0
1560	PANNI-1	132	1790	RATMA-1	132	1	35	100	140	35.0
1560	PANNI-1	132	1790	RATMA-1	132	2	35	100	140	35.0
1420	HORAN-1	132	5421	HORAN-D1	132	1	-63	185	200	34.1
1580	KOTUG-1	132	5582	KOTU-DU2	220	1	-80	250	250	32.0
1580	KOTUG-1	132	5581	KOTU-DU1	220	1	-80	250	250	32.0
5421	HORAN-D1	132	5563	PANAD-D3	132	1	-64	200	230	32.0
1650	GALLE-1	132	1655	N-GALE-1	132	1	-25	80	110	31.3
1650	GALLE-1	132	1655	N-GALE-1	132	2	-25	80	110	31.3
1250	RANTE-1	132	1620	BADUL-1	132	1	43	140	160	30.7

Table 8-1-3 (b) 2005年における潮流と熱容量

From	Bus	kV	To	Bus	kV	ID	Flow (MW) A	Normal Rating (MW) B	Emergency Rating (MW) C	A/B (%)
1865	N_CHIL-1	132	2865	N_CHL-2	220	1	-125	150	150	83.3
1865	N_CHIL-1	132	2865	N_CHL-2	220	2	-125	150	150	83.3
3570	BIYAG-3	33	5571	BIYA-DU2	132	1	-47	60	60	78.3
3570	BIYAG-3	33	5570	BIYA-DU1	132	1	-46	60	60	76.7
3250	RANTE-3	33	5251	RANT-DU1	132	1	-7	10	10	70.0
3250	RANTE-3	33	5252	RANT-DU1	132	1	-7	10	10	70.0
2300	KELAN-2	220	5301	KELAN-D1	132	1	95	150	150	63.3
2300	KELAN-2	220	5300	KELAN-D2	132	1	95	150	150	63.3
3580	KOTUG-3	33	5581	KOTU-DU1	220	1	-37	60	60	61.7
3580	KOTUG-3	33	5582	KOTU-DU2	220	1	-37	60	60	61.7
1110	N-LAX-1	132	1630	BALAN-1	132	1	61	100	140	61.0
1110	N-LAX-1	132	1630	BALAN-1	132	2	61	100	140	61.0
1850	PANAD-1	132	5561	PANAD-D1	132	1	-84	140	158	60.0
1850	PANAD-1	132	5562	PANAD-D2	132	2	-84	140	158	60.0
1560	PANNI-1	132	5566	PANNI-D2	132	1	-143	250	250	57.2
1560	PANNI-1	132	5565	PANNI-D1	132	1	-143	250	250	57.2
2560	PANNI-2	220	5565	PANNI-D1	132	1	143	250	250	57.2
2560	PANNI-2	220	5566	PANNI-D2	132	1	143	250	250	57.2
1250	RANTE-1	132	2250	RANTE-2	220	1	-59	105	105	56.2
1850	PANAD-1	132	5564	PANAD-D4	132	1	74	140	158	52.9
1650	GALLE-1	132	3650	GALLE-3	33	1	31	60	60	51.7
1250	RANTE-1	132	5251	RANT-DU1	132	1	-17	35	35	48.6
1250	RANTE-1	132	5252	RANT-DU2	132	1	-17	35	35	48.6
2580	KOTUG-2	220	5582	KOTU-DU2	220	1	117	250	250	46.8
2580	KOTUG-2	220	5581	KOTU-DU1	220	1	117	250	250	46.8
1850	PANAD-1	132	5563	PANAD-D3	132	1	64	140	158	45.7
1430	TOWN-1	132	1550	KOLON-1	132	1	-53	120	120	44.2
1430	TOWN-1	132	1550	KOLON-1	132	2	-53	120	120	44.2
1630	BALAN-1	132	1640	DENIY-1	132	1	35	80	110	43.8
1480	MEDEGA-1	132	1620	BADUL-1	132	1	-43	100	150	43.0
1560	PANNI-1	132	5561	PANAD-D1	132	1	85	200	230	42.5
1560	PANNI-1	132	5562	PANAD-D2	132	2	85	200	230	42.5
2305	KELAWA-2	220	2580	KOTUG-2	220	1	150	375	425.0	40.0
2305	KELAWA-2	220	2580	KOTUG-2	220	2	150	375	425.0	40.0
1160	INGIN-1	132	1480	MEDEGA-1	132	1	-39	100	130	39.0
1150	AMPA-1	132	1160	INGIN-1	132	1	-39	100	140	39.0
1830	VEYAN-1	132	2830	VEYAN-2	220	1	-58	150	150	38.7
1830	VEYAN-1	132	2830	VEYAN-2	220	2	-58	150	150	38.7
2560	PANNI-2	220	2570	BIYAG-2	220	1	-143	375	425	38.1
2560	PANNI-2	220	2570	BIYAG-2	220	2	-143	375	425	38.1
1800	MATUG-1	132	5564	PANAD-D4	132	1	-72	200	230	36.0
1560	PANNI-1	132	1790	RATMA-1	132	1	35	100	140	35.0
1560	PANNI-1	132	1790	RATMA-1	132	2	35	100	140	35.0
1420	HORAN-1	132	5421	HORAN-D1	132	1	-63	185	200	34.1
1580	KOTUG-1	132	5582	KOTU-DU2	220	1	-80	250	250	32.0
1580	KOTUG-1	132	5581	KOTU-DU1	220	1	-80	250	250	32.0
5421	HORAN-D1	132	5563	PANAD-D3	132	1	-64	200	230	32.0
1650	GALLE-1	132	1655	N-GALE-1	132	1	-25	80	110	31.3
1650	GALLE-1	132	1655	N-GALE-1	132	2	-25	80	110	31.3
1250	RANTE-1	132	1620	BADUL-1	132	1	43	140	160	30.7

Table 8-1-3 (b) 2005年における潮流と熱容量

From	Bus	kV	To	Bus	kV	ID	Flow (MW) A	Normal Rating (MW) B	Emergency Rating (MW) C	
1690	HABAR-1	132	1700	ANURA-1	132	1	-29	100	140	29.0
1630	BALAN-1	132	1655	N-GALL-1	132	1	22	80	110	22.0
1550	KOLON-1	132	5501	AVIS-IT1	132	1	27	100	140	27.0
1550	KOLON-1	132	5502	AVIS-IT2	132	2	27	100	140	27.0
1170	SAMAN-1	132	1660	EMBIL-1	132	1	35	140	160	35.0
1170	SAMAN-1	132	1660	EMBIL-1	132	2	35	140	160	35.0
1600	BOLAW-1	132	1865	N_CHIL-1	132	1	-25	100	140	25.0
1600	BOLAW-1	132	1865	N_CHIL-1	132	2	-25	100	140	25.0
1705	N ANUR-1	132	2705	N ANUR-2	220	1	-73	300	300	73.0
1705	N ANUR-1	132	2705	N ANUR-2	220	2	-73	300	300	73.0
1240	VAVUNI-1	132	1705	N-ANUR-1	132	1	-24	100	140	24.0
1240	VAVUNI-1	132	1705	N-ANUR-1	132	2	-24	100	140	24.0
1500	AVISS-1	132	5502	AVIS-IT2	132	2	-24	100	140	24.0
1550	KOLON-1	132	1870	K NIYA-1	132	1	-53	225	255	53.0
1550	KOLON-1	132	1870	K NIYA-1	132	2	-53	225	255	53.0
1230	KULIYA-1	132	1865	N CHIL-1	132	1	-50	225	255	50.0
1230	KULIYA-1	132	1865	N CHIL-1	132	2	-50	225	255	50.0
1800	MATUG-1	132	1880	AMBAL-1	132	1	41	185	200	41.0
1800	MATUG-1	132	1880	AMBAL-1	132	2	41	185	200	41.0
1860	CHILL-1	132	1865	N CHIL-1	132	1	-22	100	140	22.0
1860	CHILL-1	132	1865	N CHIL-1	132	2	-22	100	140	22.0
1570	BIYAG-1	132	5571	BIYA-DU2	132	1	52	250	250	52.0
1570	BIYAG-1	132	5570	BIYA-DUI	132	1	52	250	250	52.0
1240	VAVUNI-1	132	5720	KILIN-T1	132	1	20	100	140	20.0
1240	VAVUNI-1	132	5721	KILIN-T2	132	2	20	100	140	20.0
2220	KOTMA-2	220	2705	N ANUR-2	220	1	74	375	425	74.0
2220	KOTMA-2	220	2705	N ANUR-2	220	2	74	375	425	74.0
1460	POLON-1	132	1690	HABAR-1	132	1	-16	100	140	16.0
1530	THULH-1	132	1830	VEYAN-1	132	1	-35	225	255	35.0
1530	THULH-1	132	1830	VEYAN-1	132	2	-35	225	255	35.0
1500	AVISS-1	132	5501	AVIS-IT1	132	1	-15	100	140	15.0
1230	KULIYA-1	132	1680	KURUN-1	132	1	28	225	250	28.0
1230	KULIYA-1	132	1680	KURUN-1	132	2	28	225	250	28.0
1310	SAPU-1P	132	1590	SAPUG-1	132	1	24	225	250	10.7
1310	SAPU-1P	132	1590	SAPUG-1	132	2	24	225	250	10.7
2300	KELAN-2	220	2570	BIYAG-2	220	1	62	672	766	92.0
2300	KELAN-2	220	2570	BIYAG-2	220	2	62	672	766	92.0
1460	POLON-1	132	1780	VALAI-1	132	1	9	100	140	9.0
2240	RANDE-2	220	2250	RANDE-2	220	1	59	750	850	79.0
2230	VICTO-2	220	2240	RANDE-2	220	1	-14	750	850	19.0

Table 8-1-3 (b) 2005年における潮流と熱容量

From	Bus	kV	To	Bus	kV	ID	Flow (MW) A	Normal Rating (MW) B	Emergency Rating (MW) C	A/B C
1690	HABAR-1	132	1700	ANURA-1	132	1	-29	100	140	29.0
1630	BALAN-1	132	1655	N-GALL-1	132	1	22	80	110	27.5
1550	KOLON-1	132	5501	AVIS-1T1	132	1	27	100	140	27.0
1550	KOLON-1	132	5502	AVIS-1T2	132	2	27	100	140	27.0
1170	SAMAN-1	132	1660	EMBIL-1	132	1	35	140	160	25.0
1170	SAMAN-1	132	1660	EMBIL-1	132	2	35	140	160	25.0
1600	BOLAW-1	132	1865	N_CHIL-1	132	1	-25	100	140	25.0
1600	BOLAW-1	132	1865	N_CHIL-1	132	2	-25	100	140	25.0
1705	N_ANUR-1	132	2705	N_ANUR-2	220	1	-73	300	300	24.3
1705	N_ANUR-1	132	2705	N_ANUR-2	220	2	-73	300	300	24.3
1240	VAVUNI-1	132	1705	N-ANUR-1	132	1	-24	100	140	24.0
1240	VAVUNI-1	132	1705	N-ANUR-1	132	2	-24	100	140	24.0
1500	AVISS-1	132	5502	AVIS-1T2	132	2	-24	100	140	24.0
1550	KOLON-1	132	1870	K_NIYA-1	132	1	-53	225	255	23.6
1550	KOLON-1	132	1870	K_NIYA-1	132	2	-53	225	255	23.6
1230	KULIYA-1	132	1865	N_CHIL-1	132	1	-50	225	255	22.2
1230	KULIYA-1	132	1865	N_CHIL-1	132	2	-50	225	255	22.2
1800	MATUG-1	132	1880	AMBAL-1	132	1	41	185	200	22.2
1800	MATUG-1	132	1880	AMBAL-1	132	2	41	185	200	22.2
1860	CHILL-1	132	1865	N_CHIL-1	132	1	-22	100	140	22.0
1860	CHILL-1	132	1865	N_CHIL-1	132	2	-22	100	140	22.0
1570	BIYAG-1	132	5571	BIYA-DU2	132	1	52	250	250	20.8
1570	BIYAG-1	132	5570	BIYA-DU1	132	1	52	250	250	20.8
1240	VAVUNI-1	132	5720	KILIN-T1	132	1	20	100	140	20.0
1240	VAVUNI-1	132	5721	KILIN-T2	132	2	20	100	140	20.0
2220	KOTMA-2	220	2705	N_ANUR-2	220	1	74	375	425	19.7
2220	KOTMA-2	220	2705	N_ANUR-2	220	2	74	375	425	19.7
1460	POLON-1	132	1690	HABAR-1	132	1	-16	100	140	16.0
1530	THULH-1	132	1830	VEYAN-1	132	1	-35	225	255	15.6
1530	THULH-1	132	1830	VEYAN-1	132	2	-35	225	255	15.6
1500	AVISS-1	132	5501	AVIS-1T1	132	1	-15	100	140	15.0
1230	KULIYA-1	132	1680	KURUN-1	132	1	28	225	250	12.4
1230	KULIYA-1	132	1680	KURUN-1	132	2	28	225	250	12.4
1310	SAPU-1P	132	1590	SAPUG-1	132	1	24	225	250	10.7
1310	SAPU-1P	132	1590	SAPUG-1	132	2	24	225	250	10.7
2300	KELAN-2	220	2570	BIYAG-2	220	1	62	672	766	9.2
2300	KELAN-2	220	2570	BIYAG-2	220	2	62	672	766	9.2
1460	POLON-1	132	1780	VALAI-1	132	1	9	100	140	9.0
2240	RANDE-2	220	2250	RANDE-2	220	1	59	750	850	7.9
2230	VICTO-2	220	2240	RANDE-2	220	1	-14	750	850	1.9

Table 8-1-4 故障電流解析結果

Grid Substation and Power Stations		Rated Voltage	Rated Breaking Current of Existing Circuit Breakers as of Dec.1997 (kA)	Calculated Three Phase Short Circuit Current (kA)		
				Year of Calculation Stage		
				1997	2001	2005
1	Ambalangoda	132			3.9	7.2
		33			6.5	8.0
2	Ampara	132		1.2	2.0	2.0
		33		3.4	4.7	4.8
3	Aniyakanda	132			17.3	18.6
		33			9.5	9.6
4	Anuradhapura	132	11/15/20	2.5	7.3	7.7
		33	13.1	5.2	8.0	8.2
5	Athurugiriya	132			15.3	16.2
		33			9.4	9.5
6	Avisawella	132		6.8	12.2	12.5
		33		2.5	9.0	9.1
7	Badulla	132	25/31.5	6.0	6.4	6.7
		33	25	7.6	10.1	10.3
8	Balangoda	132	31.5	7.6	8.5	10.6
		33	13.1	2.8	8.4	8.8
9	Biyagama	220	40	7.9	17.2	18.6
		132	31.5	14.4	19.2	21.0
		33	25	7.3	11.0	11.3
10	Bolawatta	132	10.9	5.3	9.3	13.2
		33	13.1	6.9	10.9	11.9
11	Bowatenna P/S	132	12.5	2.7	3.4	3.7
12	Canyon P/S	132	25/40	9.0	9.5	10.0
13	Chilaw	132	25	3.4	6.0	12.0
		33	25	6.1	7.6	9.0
14	Chunnakam	132			1.4	1.3
		33			5.4	4.9
15	Dehiwela	132				19.5
		33				17.2
16	Deniyaya	132	11/25	2.4	3.7	4.2
		33	13.1/25	3.3	6.4	3.9
17	Embilipitiya	132	31.5	3.9	4.0	5.7
		33	25	2.6	6.6	7.5
18	Fort	132	25	13.6	21.9	22.4
		11	25	34.0	40.1	40.2
19	Galle	132	10.9/11/40	1.6	3.6	5.4
		33	13.1	3.8	5.5	8.7
20	Habarana	132	11/20/25	2.3	4.0	4.2
		33	13.1/25	3.4	6.6	6.7
21	Hambantota	132			3.2	4.2
		33			2.8	2.9

A highlighted value exceeds the rated breaking current of existing circuit breakers.

Table 8-1-4 故障電流解析結果

Grid Substation and Power Stations	Rated Voltage	Rated Breaking Current of Existing Circuit Breakers as of Dec.1997 (kA)	Calculated Three Phase Short Circuit Current (kA)		
			Year of Calculation Stage		
			1997	2001	2005
1	Ambalangoda	132 33		3.9 6.5	7.2 8.0
2	Ampara	132 33		1.2 3.4	2.0 4.8
3	Aniyakanda	132 33			17.3 9.6
4	Anuradhapura	132 33	11/15/20 13.1	2.5 5.2	7.3 8.2
5	Athurugiriya	132 33			15.3 9.5
6	Avissawella	132 33		6.8 2.5	12.2 9.1
7	Badulla	132 33	25/31.5 25	6.0 7.6	6.4 10.3
8	Balangoda	132 33	31.5 13.1	7.6 2.8	8.5 8.8
9	Biyagama	220 132 33	40 31.5 25	7.9 14.4 7.3	17.2 19.2 11.0
10	Bolawatta	132 33	10.9 13.1	5.3 6.9	9.3 10.9
11	Bowatenna P/S	132	12.5	2.7	3.4
12	Canyon P/S	132	25/40	9.0	9.5
13	Chilaw	132 33	25 25	3.4 6.1	6.0 9.0
14	Chunnakam	132 33			1.4 4.9
15	Dehiwela	132 33			19.5 17.2
16	Deniyaya	132 33	11/25 13.1/25	2.4 3.3	3.7 6.4
17	Embilipitiya	132 33	31.5 25	3.9 2.6	4.0 7.5
18	Fort	132 11	25 25	13.6 34.0	21.9 40.1
19	Galle	132 33	10.9/11/40 13.1	1.6 3.8	3.6 5.5
20	Habarana	132 33	11/20/25 13.1/25	2.3 3.4	4.0 6.6
21	Hambantota	132 33			3.2 2.8

A highlighted value exceeds the rated breaking current of existing circuit breakers.

Table 8-1-4 故障電流解析結果

Grid Substation and Power Stations	Rated Voltage	Rated Breaking Current of Existing Circuit Breakers as of Dec.1997 (kA)	Calculated Three Phase Short Circuit Current (kA)		
			Year of Calculation Stage		
			1997	2001	2005
22 Horana	132				7.7
	33				8.2
23 Inginiyagala	132	12.5	1.5	2.2	2.2
	33		2.7	3.1	3.2
24 Katana	132				14.4
	33				9.3
25 Kelanitissa P/S	220			16.2	17.0
	132	25/31.5	14.9	25.5	26.2
	33	25/26.2	10.9	22.2	22.5
26 Kelaniya	132			23.2	24.4
	33				24.7
27 KHD P/S	132			19.4	22.9
28 Kilinochchi	132	11/15.3		2.3	2.3
	33			1.5	2.6
29 Kiribathkumbura	132	25	4.2	7.0	9.6
	33	25	6.4	10.0	11.1
30 Kollupitiya	132	25	13.3	22.0	24.2
	11	25	33.9	40.1	40.7
31 Kolonnawa	132	20/31.5	14.7	26.0	27.0
	33		10.7	14.9	15.0
32 Kotmale P/S	220	40	9.0	12.9	13.3
	132	**	7.7	8.7	10.5
33 Kotugoda	220	not installed	6.5	14.2	16.9
	132	31.5/40	7.0	15.9	18.1
	33	**	7.8	9.8	10.7
34 Kukule P/S	132				8.3
35 Kuliyaipitiya	132			5.2	10.9
	33			7.2	8.8
36 Kurunegala	132	25	2.9	4.1	8.2
	33	25	3.7	6.7	8.3
37 Laxapana P/S	132	31.5	15.3	17.3	19.2
38 Matara	132			2.5	5.3
	33			5.3	7.3
39 Matugama	132	40	2.2	4.0	9.2
	33	12.5	4.9	8.2	11.5
40 Medegama	132				3.6
	33				2.8
41 Kerawalapitiya P/S	220			12.9	14.6
42 New Anuradhapura	220			4.6	4.8
	132			7.3	7.7

A highlighted value exceeds the rated breaking current of existing circuit breakers.

Table 8-1-4 故障電流解析結果

Grid Substation and Power Stations		Rated Voltage	Rated Breaking Current of Existing Circuit Breakers as of Dec.1997 (kA)	Calculated Three Phase Short Circuit Current (kA)		
				Year of Calculation Stage		
				1997	2001	2005
22	Horana	132			7.7	
		33			8.2	
23	Inginiyagala	132	12.5	1.5	2.2	
		33		2.7	3.1	
24	Katana	132			14.4	
		33			9.3	
25	Kelanitissa P/S	220			16.2	
		132	25/31.5	14.9	25.5	
		33	25/26.2	10.9	22.2	
26	Kelaniya	132			23.2	
		33			24.4	
27	KHD P/S	132			19.4	
		33			22.9	
28	Kilinochchi	132	11/15.3		2.3	
		33			1.5	
29	Kiribathkumbura	132	25	4.2	7.0	
		33	25	6.4	10.0	
30	Kollupitiya	132	25	13.3	22.0	
		11	25	33.9	40.1	
31	Kolonnawa	132	20/31.5	14.7	26.0	
		33		10.7	14.9	
32	Kotmale P/S	220	40	9.0	12.9	
		132	**	7.7	8.7	
33	Kotugoda	220	not installed	6.5	14.2	
		132	31.5/40	7.0	15.9	
		33	**	7.8	9.8	
34	Kukule P/S	132			8.3	
35	Kuliyapitiya	132			5.2	
		33			7.2	
36	Kurunegala	132	25	2.9	4.1	
		33	25	3.7	6.7	
37	Laxapana P/S	132	31.5	15.3	17.3	
38	Matara	132			2.5	
		33			5.3	
39	Matugama	132	40	2.2	4.0	
		33	12.5	4.9	8.2	
40	Medegama	132			3.6	
		33			2.8	
41	Kerawalapitiya P/S	220			12.9	
42	New Anuradhapura	220			4.6	
		132			7.3	

A highlighted value exceeds the rated breaking current of existing circuit breakers.

Table 8-1-4 故障電流解析結果

Grid Substation and Power Stations	Rated Voltage	Rated Breaking Current of Existing Circuit Breakers as of Dec.1997 (kA)	Calculated Three Phase Short Circuit Current (kA)		
			Year of Calculation Stage		
			1997	2001	2005
43 New Chilaw	220				11.9
	132				15.5
44 New Galle	132			4.0	6.5
45 New Laxapana	132	31.5/40	15.3	17.3	19.3
46 Nuwaraelliya	132	31.5	7.4	7.8	8.1
	33	25	8.1	8.2	8.3
47 Oruwela	132		7.1	13.3	14.0
	33		1.1	9.2	9.3
48 Pallekele	132				5.6
	33				7.4
49 Panadura	132	25	4.2	5.5	13.0
	33	25	6.7	7.4	9.1
50 Pannipitiya	220			13.5	14.5
	132	31.5	12.0	20.2	21.8
	33		12.1	13.5	13.6
51 Polonnaruwa	132			2.5	2.5
	33			3.6	3.6
52 Polpitiya P/S	132	**	15.2	17.6	19.8
53 Puttalam P/S	220				8.9
54 Puttalam GS	132	25	2.3	5.1	6.3
	33	25	5.1	7.2	7.7
55 Randenigala	220	31.5	7.4	8.8	8.9
56 Rantembe	220	25	7.1	8.3	8.5
	132		6.0	6.1	6.4
	33		4.5	4.1	4.5
57 Ratmalana	132	25/31.5	8.2	14.5	15.4
	33	31.5	8.0	12.6	12.7
58 Ratnapura	132			4.4	7.7
	33			6.8	8.2
59 Samanalawewa P/S	132	31.5	6.8	7.3	9.0
60 Sapugaskanda	132	11/15.3/25	5.1	20.0	22.4
	33	13.1	10.3	18.1	18.4
61 Sapugaskanda P/S	132	**	13.5	19.8	21.9
62 Seethawaka	132			9.8	10.1
	33			8.7	8.7
63 Sri Jayawardenapur	132			21.6	22.2
	33			9.8	9.8
64 Thulhiriya	132	11	5.8	6.5	11.8
	33	13.1	7.4	10.1	12.0
65 Town Hall	132				25.2
	11				18.1

A highlighted value exceeds the rated breaking current of existing circuit breakers.

Table 8-1-4 故障電流解析結果

Grid Substation and Power Stations		Rated Voltage	Rated Breaking Current of Existing Circuit Breakers as of Dec.1997 (kA)	Calculated Three Phase Short Circuit Current (kA)		
				Year of Calculation Stage		
				1997	2001	2005
43	New Chilaw	220				11.9
		132				15.5
44	New Galle	132			4.0	6.5
45	New Laxapana	132	31.5/40	15.3	17.3	19.3
46	Nuwaraelliya	132	31.5	7.4	7.8	8.1
		33	25	8.1	8.2	8.3
47	Oruwela	132		7.1	13.3	14.0
		33		1.1	9.2	9.3
48	Pallekele	132				5.6
		33				7.4
49	Panadura	132	25	4.2	5.5	13.0
		33	25	6.7	7.4	9.1
50	Pannipitiya	220			13.5	14.5
		132	31.5	12.0	20.2	21.8
		33		12.1	13.5	13.6
51	Polonnaruwa	132			2.5	2.5
		33			3.6	3.6
52	Polpitiya P/S	132	**	15.2	17.6	19.8
53	Puttalam P/S	220				8.9
54	Puttalam GS	132	25	2.3	5.1	6.3
		33	25	5.1	7.2	7.7
55	Randenigala	220	31.5	7.4	8.8	8.9
56	Rantembe	220	25	7.1	8.3	8.5
		132		6.0	6.1	6.4
		33		4.5	4.1	4.5
57	Ratmalana	132	25 31.5	8.2	14.5	15.4
		33	31.5	8.0	12.6	12.7
58	Ratnapura	132			4.4	7.7
		33			6.8	8.2
59	Samanalawewa P/S	132	31.5	6.8	7.3	9.0
60	Sapugaskanda	132	11/15.3/25	5.1	20.0	22.4
		33	13.1	10.3	18.1	18.4
61	Sapugaskanda P/S	132	**	13.5	19.8	21.9
62	Seethawaka	132			9.8	10.1
		33			8.7	8.7
63	Sri Jayawardenapur	132			21.6	22.2
		33			9.8	9.8
64	Thulhiriya	132	11	5.8	6.5	11.8
		33	13.1	7.4	10.1	12.0
65	Town Hall	132				25.2
		11				18.1

A highlighted value exceeds the rated breaking current of existing circuit breakers.

Table 8-1-4 故障電流解析結果

Grid Substation and Power Stations		Rated Voltage	Rated Breaking Current of Existing Circuit Breakers as of Dec.1997 (kA)	Calculated Three Phase Short Circuit Current (kA)		
				Year of Calculation Stage		
				1997	2001	2005
66	Trincomalee	132	12.5/15.3/25	1.0	2.3	2.3
		33		1.9	5.1	5.1
67	Ukuwela	132	11/12.5/15.3/25 12.5	3.8	6.2	7.3
		33		6.4	7.7	8.1
68	Valachchanai	132	**		1.9	2.0
		33			4.6	4.7
69	Vavunia	132			3.7	3.7
		33			2.8	2.9
70	Veyangoda	220				14.4
		132			9.7	14.1
		33			8.6	9.2
71	Victoria P/S	220	25	8.6	11.1	11.3
72	Wimalasurendra	132	25/31.5	12.9	14.1	15.4
		33		8.9	9.0	9.1

A highlighted value exceeds the rated breaking current of existing circuit breakers.

Table 8-1-5 定態安定度解析結果

Case No.	Transmission Lines of Which One Circuit Is Opened	Target Year and Season	Result	Swing Curves
1	Kerawalapitiya-Kotugoda	2001 Dry Season	STABLE	Figure 8-1-3 (a)
2	Same as Above	2005 Dry Season	STABLE	Figure 8-1-3 (b)
3	Biyagama-Kotmale	2001 Dry Season	STABLE	Figure 8-1-3 (c)
4	Same as Above	2005 Dry Season	STABLE	Figure 8-1-3 (d)

Other Conditions

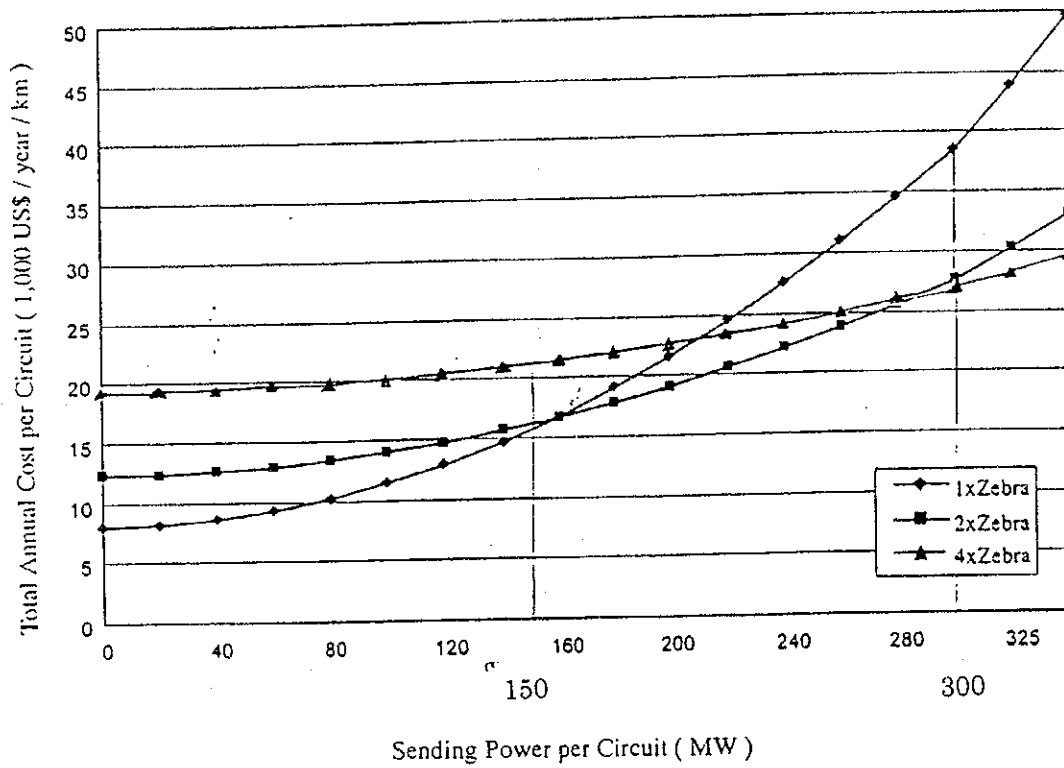
1) Type of Fault	Nothing (Wholesome Conditions)
2) Generators to be Observed	1:Kerawalapityya C/C 2:Kelanitissa C/C 3:Kelanitissa GT 4:Victoria 5:KHD(in 2001), Putta (in 2005)
3) Factors to be Observed	1:Phase Angle 3:Frequency 3:Power Output 4:Terminal Voltage
4) Reference Generator	Chunnakam
5) Integration Time Step	0.01 sec
6) Duration of the Calculation	10 sec

Table 8-1-6 動態(過渡)安定度解析結果

Case No.	Fault Location	Transmission Lines of Which One Circuit Is Opened	Target Year and Season	Reclosing	Result	Swing Curves
1	Kerawalapitiya	Kerawalapitiya-Kotugoda	2001 Dry Season	Successful	STABLE	Figure 8-1-4 (a)
2	Same as Above	Same as Above	Same as Above	Unsuccessful	STABLE	Figure 8-1-4 (b)
3	Same as Above	Same as Above	2005 Dry Season	Successful	STABLE	Figure 8-1-4 (c)
4	Same as Above	Same as Above	Same as Above	Unsuccessful	STABLE	Figure 8-1-4 (d)
5	Kotmale	Biyagama-Kotmale	2001 Dry Season	Successful	STABLE	Figure 8-1-4 (e)
6	Same as Above	Same as Above	Same as Above	Unsuccessful	STABLE	Figure 8-1-4 (f)
7	Same as Above	Same Above	2005 Dry Season	Successful	STABLE	Figure 8-1-4 (g)
8	Same as Above	Same as Above	Same as Above	Unsuccessful	STABLE	Figure 8-1-4 (h)

Other Conditions

1) Type of Fault	3-phase short- circuit fault
2) Generators to be Observed	1:Kerawalapityya C/C 2:Kelanitissa C/C 3:Kelanitissa GT 4:Victoria 5:KHD(in 2001), Putta (in 2005)
3) Factors to be Observed	1:Phase Angle 2:Frequency 3:Output Power 4:Terminal Voltage
4) Reference Generator	Chunnakam
5) Integration Time Step	0.01 sec
6) Duration of the Calculation	5 sec
7) Successful Reclosing Time Sequence	Fault-(160msec)-CB's Trip-(500msec)- CB's Close and Clearing fault
8) Unsuccessful Reclosing Time Sequence	Fault-(160msec)-CB's Trip-(500msec)- CB's Close-(160msec)-CB's Trip



Note : Assumed annual load factor is 60%.

CEYLON ELECTRICITY BOARD	JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	THE FEASIBILITY STUDY ON COMBINED CYCLE POWER DEVELOPMENT PROJECT AT KERAWALAPITIYA	TITLE
	TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO., LTD Consulting Engineer, TOKYO JAPAN		Figure 8-1-1 220kV送電線設備の年経費