

第 5 章

電力供給信頼度

第5章 電力供給信頼度

5.1 序文

スリランカでの供給信頼度計画はごく初期の段階にある。電源開発計画には世界で一般的に採用されている WASPIII を長期信頼度計画に採用している。しかし、一般的に使用されている解析プログラムを送電系統計画に適用した経験は無い。

この章の記述は抜粋で、詳細は付録 A5 に記述してある。

5.2 送電系統計画条件の検討

送電網信頼度指数には、系統計画や系統性能をその管理者や需要家へ伝える基本事項が含まれている。

この指数は系統全体としての性能（電力総合指数）又は送電網の特定の地点での供給信頼性（負荷点指数）の程度を示すものである。CEB は両指数を検討し、既存系統に信頼度の概念を試験的に導入するための適正と考えられる一連の指数を設定したい意向である。

信頼度指数は下記の2つの特性を定量的に評価するものである。

- ・ 妥当性： 特に定態状態での考慮
- ・ 動的安全性： 特に限界的な変動時での考慮

この調査の主眼は発電の動特性や送電系統の事故後の応動と云うことではなく、送電網の信頼性（又は設備の復元力）の程度を問題にしているので、系統の妥当性の検討を集中的に行う。

送電信頼度の基準には断定的及び確率的と2つの考え方がある。断定的基準は比較的頻繁に発生する事故の際に供給の信頼性を確保できるかどうかに着目したものである。これらは一般的に単一設備故障 (N-1) 基準又は2重設備故障 (N-2) 基準と表現されていて、送電設備1要素又は2要素が切り離された時でも需要に答えて十分に電力供給できるかどうかを検討する。しかし、それは考えられる全ての故障に対して供給支障が発生しないことを要求するわけではなく、切り離し時の影響を示す指標となるものである。つまり、これらの指標は事前に決めた単一又は多重設備事故に対して計算される。

確率的基準は故障の発生は偶発的なので系統の信頼度を系統構成要素の故障の系統への影響を故障発生統計的確率により考えようとするものである。

N-1 及び N-2 の断定的信頼度基準は架空線路、ケーブル及び変圧器等の遮断器付きの送電網設備の切離しによる影響に基づいている。或る事業体では電気所の母線の脱落、又は連係の遮断器

トリップのような更に過酷な条件を考慮に入れる場合もある。事業者によっては大規模な相互連係がある場合など送電網の一部にN-2などのより苛酷な条件を適用することがある。又、低圧の線路には単一設備事故条件や1回線供給などの楽な基準を適用することもある。これらの基準は連係線や変電設備等の送電網設備に平等に適用される。

断定的指数は通常下記の項目で表わす。

- 最大負荷中の不足分
- 最大電力量中の不足分
- 可能最小負荷供給容量
- 可能最小同時電力融通容量
- 最大線路潮流

これらの指数が系統全体のみならず個別の負荷地点について計算できないと云うわけでは無い。これらの指数には、故障発生頻度又は継続期間という要素は入ってこない。この点はこの方式の主要な欠点となっている。確率的信頼度基準は断定的基準の欠点を解決したもので、下記の3つの基本的要素を含んでいる。

- 事故の発生頻度
- 事故の継続時間
- 事故の苛酷さ

全ての指数が上記の3要素を有する必要は無い。事故の苛酷さも事故が線路の過負荷、又は制限電圧値を外れる等の問題を引き起こすか、負荷は制限されるかなどによって格差が付けられる。

電力系統の問題点を表わす指数には下記のようなものがある。

- 過負荷指数（発生頻度、期間、確率的な過負荷の大きさ）
- 過電圧又は低電圧係数（発生頻度、期間、確率的又は平均的制限外電圧値）

負荷制限指数は下記を含む。

- 電力不足確率
- 電力不足頻度
- 制限電力値
- 電力不足継続時間
- 不足電力量の予想値
- 連係電力支障害指数 (MW/MW, 年)
- 連係電力供給平均電力不足値 (MW/事故)
- 連係電力量制限指数 (MWh/MW)
- 苛酷度指数 (システム分)

5.3 現在の電力企業の実情調査

最近、別途各種の企業体の現在の送電信頼度計画の実情について世界中の62の選択された電力会社へ質問状を送付して、調査した。そして、下記の企業体から回答が得られた。

カナダ：	ブリティッシュ・コロンビア水力 マニトバ水力
オーストラリア：	SECWA QEC SEQEB
ブラジル：	ブラジル電力公社
マレーシア：	サラワク電力公社
ノルウェー：	オスロ・リスベルケル
バルバドス：	カリブ海電力企業体
キプロス：	キプロス電力庁
台湾：	台湾電力会社
米国：	NERC アメリカ電力会社
ドイツ：	イーベルランドヴェルク・ウンテルフランケン RWE エネルギー
オーストリア：	チロル水力電気会社
スウェーデン：	ヴァッテンホール送電会社
アイスランド：	ランズヴィルキューン

米国、ベルギー、ケニア、西マレーシア、マルタ及びオーストラリアのヴィクトリア電力公社、ニュー・サウス・ウェルス、その他で適用されている手法についてもデータを所有している。

これらの企業体の大多数では現在送電系統計画に断定的基準を使用している。殆どは N-1 基準で、即ち単一設備事故時に供給支障が発生しないようにしている。

例外的なのはブラジル、アメリカの電力会社、NERC のメンバー会社、マニトバ水力、SECWA で、これらの所では確率的及び断定的の両方の基準を採用していると回答した。但し、確率的指数の適用は限られている。確率的指数を適用しているのは下記である。

SECWA：	故障の平均継続時間と発生頻度
ブラジル：	不足電力量、故障の平均継続時間と発生頻度
マニトバ：	詳細不足
アメリカ電力：	EHV への適用、詳細不明
NERC：	電力不足確率、電力量不足確率

確率的基準の導入を考慮し、評価を行っている企業の数はいくつか少ない。確率的基準は評価の判

り易い基準を提供するので優れているが、実際に計算するに当たって解析手法が確立されていない、と云うのが一致した見解である。実際ブリテイッシュ・コロンビア水力などはこの目的のために適当なプログラムの開発を進めていると回答している。

実情調査で明らかになったことは、或る企業は発電と送電を一体とした信頼度基準を開発中又は使用開始していると云うことである。但し、それらの計算手法が使用可能になりかけたばかりなので現在初期的段階にあると云える。

1980年代初期に CIGRE が行った基準の調査も検討した。それは上記の調査結果を補足するものである。

日本では送電システムの信頼度評価に断定的基準を採用している。基幹システムについては N-1 故障では実質的に供給支障は発生しないこと、そして N-2 故障でも供給支障は最小限にするように規定している。地方システムについては、この条件は少しゆるくしている。詳細は付録 A5 の A5.3 節に示してある。

確率的な考え方は LOLP、LOLE など発電計画に適用されている。確率的方法の送電システムへの適用についても検討されたことはある。しかし、その効果が不明確なので採用されていない。

5.4 確率的基準の計算

断定的基準は電力潮流解析プログラムを使用して単一又は複数の設備故障の影響、及び線路の過負荷や制限値を超えた派生的及び集積した情報をシミュレーションして求めることができる。経験のある電力系統計画技術者なら、通常の潮流解析プログラムでこの目的の計算を行うことができる。

確率的基準の計算は計算技術の面でも、主な系統要素の信頼度関連の適切なデータ収集の困難さの面でもはるかに難しい。

計算方法について下記の2つの手法がある。

- ・ 状況列挙方式（選択的解析）
- ・ モンテカルロ・シミュレーション

選択的解析法の場合、系統故障の大多数は系統の信頼度に悪影響を及ぼさないと云うように認識されている。この手法はじょう乱の系統立った選択及び評価、故障条件による各障害の分類、信頼度基準の集積などの要素から成っている。主眼点は故障のケースの列挙的選択にある。

全体的な解析の形式は故障の形式とその影響の分析と考えられる。各設備切離しの場合について潮流計算を実施して、発電運転計画の変更など系統の修正を行い、信頼度指数に設備切離しの影響を加味していく。直流法を使用すると潮流解析を計算の精度は下がるが計算を速めるこ

とができる。

モンテカルロ法に於いては、故障のケースを選択するよりは多数の乱数発生器によって故障ケースをランダムに選択して、その影響をシミュレーションする。全ての考えられる過酷な故障を網羅するように、この課程を多数回繰り返す必要がある。多数回のシミュレーションを繰り返さなければならないことがこの方法の主要な欠点である。

上記した方法は送電網の一組の負荷条件を暗に想定したもので、年間基準を計算すべきか又ある時点のものにすべきかについて考慮すべきである。年間基準が必要ななら、それはおびただしい回数 of 解析をすることになる。或る事故についての発電の運転計画の見直しの方法も又、計算手法的に複雑である。この場合、線形計画法が適当になる。

5.5 送電計画基準の選定

送電計画基準の選定に当たっては、下記を含む多数の要素を考慮に入れなければならない。

- 何が基準の対象であるか。
- 基準は計画の目的にそって計算できるか。
- 計算に必要なデータは入手可能か。
- 信頼度の程度に影響を与える制限（財政、経済）はあるか。

指数の形式及びその数値の選定に当たっては考慮すべき 2 つの観点がある。指数の形式はその使用目的及び実施面での考慮により影響される。その数値は経済的・財政的な面に影響される。

信頼度増強への投下金額を増すには、その出費について計画者がその必要性を明確にして合意を得なければならない。そのためには多数の手段がある。

- 既存の方式に従う。
- 追加投資が最大の信頼度改善を果たす事項の信頼度の指標を決める。
- 電力量供給不足分に対する需要家の評価を考慮に入れて信頼度の指標を決める。
- 国際的習慣に従って数値を決める。

第 1 の方法、即ち“何もしない”と云う選択は現在の安全性の水準に大多数の需要家が満足するなら採用できる。しかし、この方法は送電網の或る部分では投資過剰になる可能性がある。

第 2 の方法は発電計画者によってよく使用されている方法である。しかし、供給不足エネルギーの価値を見積もる必要があると云う欠点がある。この価値は種々の需要家の種類の組合せによって負荷点毎に理論的にも変わったものとなる。

第 3 の方法は上記の 2 つの折衷案である。この方法は供給不足エネルギーの価値を決めると云う必要は無いが、この方法採用の可否はコストと信頼度の相対的關係をどの様に決めるかにかかっている。

第4の方法が適当な方法とは云えない。送電系統は企業体毎に異なり、特に確率的な方法の場合、前例は少ない。

信頼度の指数及び数値の選定は、上記の点を考慮に入れて、そのケース毎に決められるべきと云うのが、一般的に考えられている方式である。

5.6 CEBの活動の方針

本調査の解析から信頼度に就く計画はCEBが許容可能な基準を設定する目的を満足させることができるだろう。

本調査における信頼度の考え方はスリランカにとって初めての試みなので、CEBに確率的計画手法を確立するための一環として新しい手法を使用して解析して、発電の信頼度を含んだ場合、含まない場合について送電網の異なった地点の相対的信頼度の効果を試すことを勧告する。

確率的手法を採用するに当たって、解析を実施する時点を適宜に選択する必要がある。2つの決定的な時間断面があることを理解すべきである。即ち、第1は水力発電が最大になる雨季で、第2は水力発電が最小になり、火力の出力の最大になる乾季である。

従って解析は1年の中の各季節の典型的な日について行うよう勧告する。これらの季節の各々について信頼度指数を計算して、その年の総合指数にまとめることができる。同様の計算を数多くの年について繰り返す必要がある。

指数の実際の数値を事前に設定することはできない。事実、数値は系統全体について、そして負荷地点毎に個別に検討する必要がある、そしてそれらの数値が全く同じであることは無い。

実際の数値自体は前にも述べたように注意深く検討し、その設定は系統自体の性質、既設の系統の特性、及び需要家の支払い意欲及びCEBの追加投資の意志などいくつかの要素に関係する。

従って計画用のソフトウェアが入手できたら、どの様にソフトウェアが機能したかをよく理解し、そして得られた結果をどの様に解釈するために既設の系統の解析を行うことを勧告する。

このソフトウェアは広い範囲の故障ケースに使用できるので、送電網の異なった運用条件について系統の感度分析及び損失のチェックも提言する。

系統故障の記録

準備作業の間、CEBの系統故障の記録を使用してデータの収集を集中的に行った。

系統制御課の主任技師が、標準的な商業用ソフトウェアであるデータベースIIIを使用した故障記録及び情報のハード・コピーをJICA調査団に提供してくれた。これらの記録は送電系統整

備計画策定を目的として検討したが、特に供給信頼度の定量化の質の表示に特に重点を置いた。

データベースの構成が検討され、いくつかの細かい修正が表5.6-1に示した通り強く勧告した。このデータベースは未だ開発の初期段階にあるので、この段階での構成の変更は余り大きな負担にならず、むしろCEBの将来の利益に役立つと考えられる。

元のデータベースの構成について系統制御課と討議して、指針の提案を表5.6-1に示した。この情報は負荷喪失又は機器の誤動作の正確な原因を知るために必要となるものである。

5.7 TPLAN のモデル化

CEBが所有していたPSS/Eに加えてPTIのTPLANが本調査で供与されたことは長期計画段階で、現存及び提案され系統の信頼度を評価するために、想定された系統条件下での信頼度データをコンピューター上にモデル化することができることを意味する。

系統制御課から収集したデータを既存の回路網の信頼度のモデル化に使用した。それに加えて、TPLAN自身の状況列挙プログラムを使用、故障ケース解析を行った。これは過負荷、電圧崩壊、及び系統分離化について順位付けを実施するものである。この方法で、偶発的故障解析を既存送電網及び2000年から2015年に提案された送電網について実施した。結果は第6章に示してある。

5.8 CEBの将来の作業

CEBは電力系統の性能を監視するために、以上に示した故障データの集積を続けるよう勧告する。更に、既存系統のPSS/Eのモデルを発電所全体よりは、個別の発電セットをモデル化するよう修正するよう勧告する。このことにより、コンピューター出力で負荷喪失の頻度を計算し、発電セットの配列を最小費用で経済的に行うための手助けになる。

更に、CEBのSCCがPSS/E及びTPLANのプログラムを所要して将来の電力系統の計画的故障ケースをモデル化することができるようにすることを勧告する。最新の電力潮流データと結びついた情報なしでは、電力系統の安全性と信頼度が不利益を生みかねない。既存の電力企業を良好な体質にするためにこの勧告を受け入れると思う。

表 5.6 - 1 提言された系統故障記録用紙

・場所
・機器名
・電圧
・機器の形式
・故障の原因
I 1 次要因
A 不詳
B 機器不良
C 天候
D 外部干渉
E 保守の誤り
F 人的要因
G 保護誤動作
II 2 次要因
III 共通様式
・保護動作
1. 1線地絡
2. 線間故障
3. 2線地絡
4. 3相短絡
5. 過負荷
6. 遮断器開/閉不良
7. リレー不正表示
8. 手動操作
9. 発電機又は変圧器保護動作
・脱落の日・時
・供給再会の日・時
・故障要素復旧の日・時

(記入方法)

(1) 故障の原因： この項目の内容は下記のように3つの要因の中の1つになる。

I. 1次要因： これは構成要素の個別の故障である。

その様な故障は下記の原因の1つにあてはまる必要がある。

A－ 不明

B－ 機器不良（固有の設計又は部品の故障に起因する欠陥）

C－ 天候又は自然環境（雨、火、雷、洪水等）

D－ 外部干渉（第3者障害、契約者による障害、破壊行為、樹木接触、建造物建設等、その他振動又は機械的ショック）

E－ 保守／据付け間違い（正確な据付け又は適切な保守で避けることができるかもしれない故障）

F－ 人的要因（CEB 要員による試験、系統運転等）

G－ 保護誤動作（波及遮断、保護整定問題に基づく遮断等）

II. 2次要因： これらの故障は1つ又は2つの他の故障の発生に従属している。例えば、2回線線路の1回線故障で健全回線が過負荷になり遮断する場合。

III. 共通の様式： 故障の共通様式又は共通要因は相互の成り行きによるものではない、多数の故障原因を持つ外部要因を有するものである。

(2) 故障の様相： 故障の様相は故障の形式又は機器の誤動作を記述するものである。コードが各故障に下記のように割り当てられている。

1. 1相接地故障（1相E/F、微細接地SEF）
2. 相間短絡（2相O/C）
3. 2相接地故障（2相E/F及びO/C）
4. 3相短絡（及び3相地絡）
5. 過負荷／温度超過（回路の過負荷又は変圧器の最高許容温度超過）
6. 遮断器の開／閉動作失敗（これは遮断器不動作又遮断用蓄電池不良を含んでいる）
7. 標示不良（これは保護誤動作又はリレー動作が正常なのに拘わらず旗がリレーの上に落ちない場合がある）
8. 手動操作
9. 発電機又は変圧器保護作動（差動保護、限定地絡等）

第6章

送電系統計画

第6章 送電系統計画

6.1 送電系統計画作成手順

6.1.1 計画作成の基本方針

規模の大きな電力系統では通常、電力消費地と電力供給地とは離れており、その位置は必然的に国の中に点在することになる。送電系統の基本的な役割は発電所で発電された電力を、要求される基準を満足しながら消費地に輸送することである。

電力供給に対する基本的な要求事項は以下の3点である。

1. 量：輸送する電力は需要とそれを満足する発電電力により決まり、送電系統の各構成要素は送電する電力の大きさに十分見合ったものでなければならない。
2. 質：電圧と周波数によって表される電力供給の質は、3.7.1節に述べたそれぞれの許容値内に保たなければならない。送電系統はあらゆる運転条件下（正常運転及び単一設備故障時）で、この要求される電圧値を満足しなければならない。但し系統周波数は発電設備の特性により決まり、送電系統による制御は困難である。
3. 安全性：需要家の受ける便益をより向上するため、停電は最小限にとどめなければならない。電力供給の安全性は、正常運転時と故障時に検討されなければならない。電力系統は経済的な見地より、事故によるある程度の部分的な運転停止は避けがたいことであるが、系統の切替え等により停電時間を短縮するため、リング系統を極力計画した。全電力系統は、目標とする需要家への年間停電時間を達成するように計画する必要がある。

送電系統は、上記の要求を満足するように体系立てて計画する必要がある。計画においては、使用可能な設備を最大限に利用することと、投資効果を十分考慮しなければならない。最低限の要求を満足させる最小費用代替案を選択する考え方は、系統設備の計画とそれに続く設計において考慮されなければならない。

長期計画のためのマスタープランは、需要と開発に関する想定される仮定に基づいてJICA調査団によって作成された。この仮定は適宜見直され、必要あれば変更されることになる。電力需要予測と発電電力増強計画は、状況の変化に呼応してしばしば見直される性質のものである。従って、10年程度の送電系統計画を作成して、毎年見直し、更に計画の主要な前提条件が変化した場合にはそのつど見直されなければならない。

6.1.2 計画作成の基準

配電線に電力を供給する配電用変電所（スリランカではグリッド変電所と呼称している）の新設や増強に係わる基準は、6.1.5節で詳細に述べられている。

本調査での系統解析は、以下に示す基準に従って行われた。

1. 系統の信頼度を評価するにあたり、単一設備故障（送電線1回線又は変圧器1台の故障）が考慮された。各種故障条件下での電力供給状態がTPLANによって解析、評価された。
2. 電力系統を構成する諸施設の許容値を越えた過負荷は機器の破損、損壊の原因となるので避けなければならない。従って、本調査では正常の運転状態の下では定格値を、単一設備故障の下では、送電線の過負荷の許容値を、また変圧器は定格値の110%を比較的長時間、130%を回路切替えに必要な短時間とした。

送電線の定格許容電流算定条件は以下の通りである（電流値は付録A6.1.1参照）。

- i) 既設送電線：設計最大弛度の温度における、夜間の連続許容電流値
 - ii) 計画送電線：導体温度80℃における、夜間の連続許容電流値
3. 単一設備故障の場合でも基本的に電力不足は発生してはならない。例えば送電線1回線が故障した場合、それにより系統に接続された電源が切り離され、需要と供給のバランスが崩れ、ある負荷を系統から分離せねばならない様な状況になってはならない。
 4. 正常運転時および単一設備故障時における変電所高圧母線（132kV、220kV）の電圧許容範囲は原則的に以下の通りである。
 - i) 正常運転時： +5% から -5%
 - ii) 単一設備故障時： +5% から -10%

変電所のほとんどの変圧器は、+10%から-15%の調整範囲の負荷時タップ切換器を持っている。従って、高圧側がタップ調整範囲内であれば配電線の送り出し電圧を規定値内に維持することは可能である。このため、計算結果の状況によりタップ調整範囲内で規定値より多少広い電圧範囲も認める。また、送電損失を減らし、系統電圧を適切な値に保つため、発電所の送り出し電圧は規定値より多少高めの設定を許容する。

5. 電力系統は最も過酷な故障条件、即ち重負荷送電線の発電所側終端で3相短絡事故が発生した場合で2回線中の1回路が遮断して、続いて高速再路を行い、更に故障が継続しているために再度遮断した場合に系統の動的安定を保つことができなければならない。

6.1.3 一般的作業手順

送電系統は電力を技術的、経済的に効率よく需要家に輸送する設備であり、送電系統計画作業の基本は電源拡充計画と需要予測である。需要予測については第4.4節で本調査で実施した地域別需要予測を、電源拡充計画は4.6節で説明してあるCEBの計画を使用することとなる。

本節では、電源拡充計画及び地域別需要予測を基に、送電システムの拡張・整備計画策定の方法、検討結果について説明する。

この調査の送電系統整備計画は下記の段階を踏んで作成される。

- a) 電力供給信頼度基準に関する検討。
- b) システム運用課が整理し、月報の形で報告している送電システムの運用実績を調査し、送電システムの運用実績を基に既存変電所の運用の現状、即ち送り出し電力量、システムピーク発生時の有効、無効電力、負荷力率、設備利用率等の調査、分析、整理。
- c) 地域別需要予測を基にした変電所別需要予測。尚、変電所別需要予測は既設変電所の増容量及び変電所新設を考慮して算定している。
- d) 既存系統の問題点を解決する方策の選定。
- e) 発電計画、変電所負荷、供給信頼度及び既存系統の制約を考慮に入れた予備的な送電系統計画の作成。
- f) 選定された計画が最少費用のものであるかどうかの確認。
- g) 予備的に選定された送電系統についての電力潮流解析及び結果の評価。
- h) TPLAN プログラムによる電力供給信頼度の評価。
- i) 選定された送電系統の故障計算及び過渡安定度の検討。
- j) 予備的な送電系統計画は上記の要求事項が満足されるまで必要に応じて修正する。
- k) 全部の要求を満たした送電系統計画が選定された計画案になる。

送電系統計画決定の全体的な作業の流れは図 6.1.3-1 に示してある。

6.1.4 発電機出力の決定

各発電所の出力は既存設備の容量及び運転実績、電源構成、電源構成別の代表的な運転パターン、燃料価格の動向を基に需要に合わせて決定される。さらに、スリランカの電源構成は極端な水主火従型であり、将来的に火力の比率が増大してゆくが、水力発電所の運用が計画策定に大きな影響を及ぼす。即ち、水力発電所の出力は河川の流量及び貯水池の水位によって変動する。雨期には出力が大きくなり、乾期には小さくなる。

送電系統の電力供給の条件は主要電源が需要地から遠くなると苛酷になる。CEB の現在の送電系統の場合、電圧分布、電力系統の安定度、供給信頼度は水力発電所が主要需要地から遠く、利用可能な水量の多い雨期の方が苛酷になる。従って、電圧分布の問題及びそれを改善するための静止キャパシタ (SC) の所要容量は雨期の条件で検討する。一方、コロンボ地区の電力潮流は火力発電の比率が高い乾期の条件でも検討する必要がある。この状態は、主要な電源がコロンボから遠い石炭火力発電に移行した後は雨期と乾期の系統の安定度の差が少なくなる。

水力発電所の所内電力は小さく、通常発生電力の1%以下で落差が定格値より高い時に過負荷能力があるので、発電所の定格出力を発電所からの送り出し電力と同じにする。石炭火力発電所では所内用に消費される電力は発生電力の約6%程度で、ガスタービン、コンバインドサイクル、ディーゼルエンジンの発電所ではそれよりやや低くなるが、解析上はこれらの最大送り出し電力は定格出力の90%としている。さらに、台数の多いディーゼル発電所の場合、1台は修理中と仮定した。

6.1.5 既存変電所の増容量及び変電所の新設

(1) 一般

変電所の新設は通常大別して以下の2つの必要性から計画される。

- (a) 既存の変電所の容量が十分であっても、需要の増大に伴い、配電系統の線路電圧を許容できる範囲に維持することが困難になり、それにつれて損失も大幅に増大した場合。
- (b) 既存の変電所の供給地域内の配電網を強化することにより線路電圧が許容範囲内に納めていても、変電所の容量が既に限界に達してこれ以上の増強が困難な場合、又は、変電所の位置の選定が悪かったり、周囲に人家が密集していて変電所の拡張や送電線の引き込み、引き出しが困難な場合。

前者に対しては、配電開発課が各支店の配電計画担当者と協力して、1996年4月に提出した高圧配電開発計画 (Medium Voltage Distribution Development Plan, 1995 - 2005) が良くまとめられており、その中で提言されている変電所の新設計画には既に CEB の理事会の承認を受け、資金計画を含め進行中のものもある。従って、本調査でも、2000年及び2005年迄の計画策定に於いて、(a) の必要性に見合った変電所の新設計画に参照している。

後者は、過負荷が顕在化した変電所の負荷を配電網のフィーダーの切換操作を行って調整しても過負荷が解消しない場合、変圧器の増設又は変電所の新設が必要となるものである。即ち、第4.4.2節で説明をした電力供給マトリクスを用いて変電所毎の負荷を計算した結果としてその必要性が明確になる。又、位置、地形の制約により既設変電所の増設が困難なために必要となる変電所新設は、北部及び東部州を除く現地調査の結果を本調査に反映させている。

変圧器の増設又は変電所新設の必要性の判断を経済的見地より需要が既設変圧器の合計容量の90%を目途とした。

(2) 建設中・計画中の送電システム拡張・整備計画

本調査では、2015年までの拡張・整備計画を策定するための基礎となる送電システムの現状を明確にする必要性から、CEB から事情聴取の上、建設中及び計画中の計画を整理し、表6.1.5-1に示してある。本調査の拡張・整備計画は、表6.1.5-1の計画が予定通り建設されることを前提として策定してある。

(3) 電圧改善及び地方電化促進を目的とした変電所の新設計画

(1)で説明した変電所新設の必要性のうち、電圧降下改善を目的としたものでも需要密度が比較的高い都市部や工業地域と農村部の需要密度の低い地域では、経済性を考えた場合、同じ基準、仕様による整備が困難である。CEB の配電開発課の計画でも以下に示すような区分で電圧降下の改善を計画している。

- (a) 高需要地域に対しては、既存の 132kV システムの拡張、変電所の新設
- (b) 低需要地域に対しては、既存の 33kV 配電線のグレードアップ（電線の張り替え、回線数増加）または 33kV 2 次送電線の建設

CEB の高圧配電開発計画において(a)のカテゴリーで2005年までに新設が計画された変電所は次の通りである。

(i)	ベヤングダ	西部北支店地区
(ii)	アニヤカンダ	西部北支店地区
(iii)	カタナ	西部北支店地区
(iv)	アスルギリヤ	西部南支店地区
(v)	スリジャヤブラ	西部南支店地区
(vi)	ホラナ	西部南支店地区
(vii)	バレケレ	中部支店地区
(viii)	クリヤビティヤ	北西部支店地区
(ix)	アンバランゴダ	南部支店地区
(x)	ラトナブラ	サバラガムワ支店地区

以上の計画は本調査の地域別需要予測、現地踏査、CEB の配電計画担当者との協議の結果から妥当な提言と判断され、本調査の整備計画の有力な新設変電所の候補として考慮した。

CEB の配電開発課は整備計画策定のために 33kV システムのコンピューターによる電圧レベルの解析を実施しており、(b)のカテゴリーの整備計画として、2 次送電線の建設、配電線のグレードアップを計画している。2000 年時点で上記変電所の新設により電圧が改善される地域以外の解析結果を図 6.1.5 - 1 から - 4 に示す。

CEB が計画している配電線のグレードアップまたは2次送電線の建設による電圧改善対策は、供給対象地域の需要増加の動向、33kV という電圧による容量制限もあり、恒久的な対策となりえず 132kV システムによる整備の方が経済的にも効果的なケースがある。CEB のシステムの場合、表 6.1.5 - 1 に示すように既存の変電所の 10MVA 変圧器の多くが 31.5MVA に取り替えられる計画になっており、これらの撤去された 10MVA の変圧器の有効活用を図ることにより、さらに経済的に有利になる。本調査では図 6.1.5 - 1 から - 4 に示す電圧降下の著しい地域に対して以

下の変電所の新設を計画している。

- | | |
|--------------|---------|
| (i) バブニア | 北部支店地区 |
| (ii) ポロナルワ | 北部中支店地区 |
| (iii) ハンバントタ | 南部支店地区 |
| (iv) ティサマハラナ | 南部支店地区 |
| (v) メダガマ | ウバ支店地区 |
| (vi) ボワテナ | 中部支店地区 |
- (既設発電所のスイッチヤードに変圧器設置)

以上の他に、本調査ではさらに各支店の計画担当者との協議の結果を踏まえ、需要の増加に伴って電圧降下が顕在化する恐れのある地域及び地方電化が今後推進される地域を対象とした変電所の新設も計画している。

6.1.6 電力系統解析及び供給信頼度評価

(I) 電力潮流解析

選択された予備的送電系統計画の送電特性は、最初に CEB の PSS/E プログラムを使用して潮流計算で検討する。潮流計算に当たって注意しなければならない事項を下記する。

- (a) 発電機の能力は有効に利用すべきであり、計算上、無効電力の供給も系統の許す限り遅れ力率 90 から 85% の定格一杯に利用し、送電端電圧も許容範囲内で高く選定する。
- (b) 負荷の力率は、系統電圧分布と送変電設備の過負荷判定に大きく影響する。変電所の負荷力率は負荷の種類により変化し、工業・商業地域では低く、電灯負荷が大きな比率を示す農村部では高い値を示す。事実、既存変電所の 1995 年の運転記録では、コロombo及びその周辺部では 83~92%、それ以外の地域では 85~95% の間に分布している。従って、本調査ではこの傾向が将来的にも続くものと仮定し、下記の力率を地域別に採用している。

力 率	地 域
0.90	中部北, 北部, 中部, 北西部, 東部, 南部, ウバ, サバラガムワ
0.85	西部北, 西部南, コロンボ

- (c) ピーク負荷時、発電所及び変電所の母線電圧は需要家への供給電圧を正常に保ち、且つ線路の損失を減らすために定格重圧より高く設定すべきである。
- (d) SC は送電系統内で、電圧分布を改善し、設置点及びその近傍の無効電力潮流が過大にならないように適切に配置しなければならない。各所の母線電圧は適正となるよう調整する必要がある、これが送電損失の低減につながる。
- (e) 最少費用の代替案を選択するために、必要に応じて経済比較を行う。

(2) 故障解析及び安定度解析

定常時の潮流解析を通して、当初設定した系統の改善案の検討を加え、技術的に満足のいく結果が得られた系統に対して、PSS/E プログラムで故障計算及び過渡安定度解析を行う。

故障計算は遮断器の遮断容量の検討に必要であり、変電所の 220kV 及び 132kV 母線の最大故障電流を算出するため、3 相短絡計算を実施した。計算では、安全側の短絡電流を算出するため系統の全要素は接続状態にあると仮定している。

過渡安定度解析は運転中の系統に地絡、断線等の事故、負荷の急変などが発生しても、発電機が脱調を起さず安定に運転が継続できるかどうかをチェックするものである。通常、過渡安定度の条件は重負荷送電線の発電所側の線路端（既存の系統ではコトマレ～ビヤガマ 220kV 送電線のコトマレ端）で 3 相事故が発生し自動再閉路が失敗して遮断した場合に一番苛酷になる。

(3) 電力供給信頼度の評価と最終判定

計画した送電系統が種々の要求事項を満足するのを確認してから、PSS/E シリーズの TPLAN プログラムを使用して計画された送電系統の供給信頼度を定量的に検討している。TPLAN は系統のどこかで、単一あるいは多重設備故障が発生した場合、電圧の過不足、電圧崩壊、過負荷及び系統分離の発生等を算出するプログラムである。今回の解析では、単一設備故障（回路網要素 1 つの脱落）を条件とし、以下の結果を算出した。

- － 信頼度の自動評価
- － 過負荷ランキング
- － 系統分離
- － 電圧崩壊ランキング

計画された送電系統が下記のいずれかの状態になった場合には、系統の補強が必要になる。

- － 定常運転又は単一設備事故の状態が潮流がいずれかの設備の定格容量を超過した場合
- － 故障電流がどれかの設備の短時間容量を超過した場合
- － 定常運転又は単一設備事故の状態、変電所母線又は需要家端の電圧変動が 6.1.2 節に示した許容範囲を超えた場合
- － 損失が過大、又は系統強化が必要と考えられる場合
- － 過渡安定度基準が満足させることができなかつた場合

系統を変更した場合は、最初の子備的系統計画を修正して系統解析を繰り返す。最後に、供給信頼度のレベルが適当か否かを検討する。このように、設定した計画基準をベースに、段階的に技術的妥当性を検証し、送電システム拡張・整備計画を年次別に確定する。

(4) 最少費用の評価

遠く離れた地点へ電力を送る場合、通常の設計の架空送電線が最少費用の代替案であるという事は一般的に認められており、世界中で適用されている。高価格の地下ケーブル線路の建設は市街地等社会的な配慮が必要な場合に限られる。架空送電線の送電電圧及び導体サイズの選定は、建設費だけでなく、運転維持費、損失の評価値も考慮に入れた送電線の年間費用をベースに行う。年間費用を算出するにあたって以下の点に注意する。

- 132kV 線については最大送電電力と導体サイズの間隔をはっきりさせる
- 220kV 線については最大送電電力と 400mm² 導体使用導体数（単導体又は多導体）との間隔をはっきりさせる

9.3 節参照の通り、損失電力の年経費は 131 ドル/kW、電力量は 2.392 セント/kWh と仮定している。132kV 架空線の電線サイズ別の送電容量と年間費用の関係を図 6.1.6-1 に、220kV 架空線のそれを図 6.1.6-2 に示す。

6.2 1995 年系統の解析結果

本調査時点の電力系統の問題点を明確にするために、まず 1995 年の現在の既存系統について、1995 年 11 月 28 日に記録されたシステム・ピーク負荷を用いて系統解析を行った。解析に用いた系統図を 6.2-1 図に、潮流計算結果を図 6.2-2 に、また解析に使用した全ての系統データを付録 A6.1.1 に示す。潮流計算結果より明らかとなった問題点は以下の通りである。

- コロンボ地区において無効電力が不足している。コロンボ地区にあるガスタービン発電機を無効電力源として運転しているが、その容量は所要量に対し十分なものではない。その結果、多量の無効電力がビクトリア～コトマレ～ピヤガマ 220kV 線を流れ、ピヤガマの 220kV 母線およびコロナワの 132kV 母線電圧を目標範囲内に維持することを困難にしている。
- 南部のマツガマ、ゴール及び北部のアヌラダブラ、トリンコマレの電圧降下が著しい。
- ボルビティヤ～アヌラダブラ間の 132kV 送電線が過負荷となっており、特に 1 回線故障時の過負荷が大きな問題である。

2000 年までの系統計画の中で、上記問題点に対する改善策を講じる計画になっている。対策はコロンボ地区での SC の設置、南部への送電系統の補強及び 220kV 系統のアヌラダブラへの延長を含んでいる。

1995 年の送電系統における供給信頼度の解析を、系統計画用ソフトウェアの TPLAN を使用して行った。

解析結果より送電系統は多くの部分で過負荷となっており、また電圧降下もほぼその限界まで達していることが分かった。従って系統内での故障発生により、地域によっては電圧崩壊や許

容値を越えた過負荷となる可能性が非常に高い。220kV送電線の故障については、どの1回線故障においても、系統に問題が発生する。従って、系統の拡張および整備は220kV送電線の動的安定性を改善し、220kV送電線上の無効電力の流れを減らすものでなければならない(受電端での低い力率は電圧降下の大きな原因となる)。このモデルの解析結果から、水力発電所から大電力消費地であるコロンボへ、有効、無効電力を十分に送電出来ないため、需要中心地であるコロンボ近郊に有効および無効電力源の設置が必要であると言える。

加えて、1995年の系統はピーク負荷時にビクトリア～ランデニガラ220kV送電線の故障に対し、脆弱である。これは、コロンボ地区での電源増強又はランタンベ発電所からラクサバナへの迂回送電線路を建設することにより軽減することができる。132kV2回線の迂回線路は、ラクサバナ～バドゥラ2回線送電線の建設及びランタンベ～バドゥラ間の第2回路の増設により2000年までには確保される計画になっている。

ボルピティヤ～コロナワ132kV送電線は電力動揺に弱く、発電所からの電力送電の急増が必要になった場合、電力動揺が大きく線路遮断の可能性があると報告されている。このことは、マハベリ水系で発電され220kV系統に接続される電力と、ラクサバナ水系で発電されボルピティヤの132kV母線に接続される電力の相互融通を円滑にする為の対策の必要性を示している。

1993年、1994年および1995年の故障記録データの解析から、送電線の信頼性が年々悪化してきていることが分かる。図6.2-3(1),(2)及び(3)は、1993年、94年、95年の送電線事故による不足電力を、発電所の事故または強制停止によるものと比較しながら示したものである。

132kV系統と220kV系統が併用されていることにより、信頼性の問題があることが明らかとなってきた。従って、220kV系統の存在しているところでは、発電の信頼性を維持するために止むを得ない場合を除き、220kV系統とループ化されている132kV系統のループを解き、循環電流を防ぐことが重要である。

ランキング解析の結果を付録A6.2.1に示す。

6.3 2000年迄の送電システム拡張・整備計画

6.3.1 送電システムの拡張・整備

(I) 計画の策定

2000年までの送電システムの拡張・整備計画を策定するために、第6.1.5節の表6.1.5-1に加えて、地域別需要予測及び配電開発課の策定した高圧配電開発計画中の提言を基に、緊急性の高い以下の変電所の新設を前提に新規の整備計画を検討した。

- (a) ベヤンゴダ変電所 (2x31.5MVA)
- (b) アニヤカング変電所 (2x31.5MVA)

- (c) アスルギリヤ変電所 (2x31.5MVA)
- (d) スリジャヤブラ変電所 (2x31.5MVA)
- (e) ラトナブラ変電所 (2x31.5MVA)

即ち、既存の変電所に加え表 6.1.5 - 1 に示す変電所及び上記変電所が 2000 年時点には建設されているとの前提のもとに、CEB の各支店の配電計画担当者の協力を得て作成した電力供給マトリクス（第 4.4.3 節参照）を用いて、各変電所よりの送り出し電力量及びシステムピーク発生時の変電所負荷を求め、変電所の過負荷の状況をチェックした。その結果、ウクウェラ、サブガスカンダ、ラトマラナ及びパニピティヤの 4 変電所が過負荷となった。

それらの過負荷を解消するために、変圧器の増設及び配電網のフィーダーの切り替えを考慮して変電所負荷を調整し、それでも過負荷を解消できない西部北地区、西部南地区にそれぞれ変電所の新設を計画した。変電所の負荷の状況を整備計画前と計画後に分けて表 6.3.1 - 1 に示す。

(2) 電源拡充計画に伴う送電設備の拡張計画

電源開発計画は開発資金の条件により、カバーされる範囲は電源設備だけであったり、系統に接続するための送電線の建設、さらに需要地までの送電施設の増強を含む場合等々さまざまなケースがあり、長期の送電システムの整備計画を策定する段階で特定することが困難である。従って、本調査では、電源開発計画に含まれる電力輸送設備として、送電電圧に昇圧するための変圧器、その関連の開閉機器及び送電線回路の開閉機器までとし、送電線の建設はもとより、タイトランスまたは配電用変圧器の設置は送電計画に含めている。

2000 年迄に建設が計画されている発電設備のうち既存の発電所以外のサイトに建設が予定されている設備は、KHD ディーゼル発電設備 (51MW) 及びスリランカで 2 番目の複合火力発電設備 (150MW、ムスラガウェラ地区) であり、そのための送電線の建設、変電所の拡張・改造の計画を本計画に織り込んである。

(3) 本調査で提言した拡張・整備計画

以上の検討の結果、2000 年迄に建設中・計画中の拡張・整備計画に加えて提言している計画の詳細を表 6.3.1-2 及び図 6.3.1-1 に示す。そのうち以下の主なる計画について補足説明する。

(a) マツガマ～ゴール 132kV 送電線

マツガマ～ゴール 132kV 送電線を 2000 年時点迄に建設することが系統構成上必要であり、CEB でも 220kV 設計の送電線を建設し、当初 132kV で運用することを計画している。しかしながら、220kV に昇圧した後も西海岸沿いの地域への 132kV システムによる安定した電力の供給が必要であり、その時点で 132kV 送電線をあらためて新設するより、経済的見地より 2005 年以降ブーサ地区に計画している大容量火力発電所の建設に伴い必要となる 220kV 送電線の建設を遅らせることにした。

使用導体はゼブラ (400mm²) とする。ペア導体 (250mm²) でも計画期間中の送電量に対応する容量があると考えられるが CEB の意志に従ってゼブラ導体を選択した。

(b) 新ゴール変電所 (2 x 31.5MVA)

既存のゴール変電所のサイトを踏査した結果、変圧器 1 台追加のための用地はあるが、送電線の増設は周囲の公共道路、地形上等の制約により困難なこと及びゴール地方の需要増加が著しく、当該地区に、近い将来新設変電所が必要となるので、上記マツガマ～ゴール 132kV 送電線の建設に合わせて変電所を新設することを計画した。

(c) ケラニヤ 132kV 変電所 (2 x 63MVA)

CEB は KHD の発電所を系統に接続するためにコロナワ～サブガスカンダ～コツゴダ送電線の分岐点とサブガスカンダ変電所の間に変電所を新設し、T 分岐の解消を目的として、分岐点との間の現在 2 回線の送電線を 4 回線に増強することを計画している。一方、ケラニヤ地区の需要の増大が著しく、ピヤガマ、サブガスカンダ変電所の負荷も急増しており、新規の変電所の建設が必要である。

従って、ケラニヤ地区でも特に需要密度の高い地域に近い分岐点近傍に 2x63MVA の変電所を新設し、需要の増大に対応するだけでなく、系統運用上問題のある T 分岐の解消及び 4 回線への増強計画を中止することとした (但し、送電容量を考慮した電線張り替えは必要)。尚、CEB が計画した KHD 発電所を接続するための送電計画に関しては次項で説明してある。

(d) KHD 発電所の系統への接続

(c) で説明したごとく、CEB は KHD の発電所 (IPP, 51 MW) から受電するための変電所をサブガスカンダ変電所の近くに新設する計画であった。しかしながら、調査団員による KHD 発電所サイト及びサブガスカンダ変電所の踏査の結果、変電所の新設を中止し当該発電所を 132kV 送電線によりサブガスカンダ変電所に接続することを計画した。

又、現在サブガスカンダ発電所と変電所間に 132kV 1 回線送電線 (175mm²) が現存しているが、信頼度を考慮し、2 回線 (400mm²) への増強も併せて計画した。

(e) デヒワラ 132kV 変電所 (2 x 63MVA)

デヒワラ地区はコロンボ市南部に隣接しており、現在ラトマラナ変電所より電力供給をうけている。一方、ラトマラナ地区の需要増加が著しく、2000 年時点でこの変電所は約 130% の過負荷が予想され、その超過分を受け持つことの出来るパニピティヤ変電所も 110% の過負荷になると想定される。この状況がさらに将来的に厳しくなっていくので、デヒワラ地区に以下の目的で変電所の新設を計画した。

- － ラトマラナ及びパニピティヤ変電所の過負荷解消
- － 当該地区への将来に渡る安定供給
- － コロンボ地区への電力供給のバックアップ

当初、新設するデヒワラ変電所から将来コロombo地区への供給を重視して、220kV設計とすることを考慮したが、2015年迄の詳細検討の結果コロombo地区への供給支援が必要となるのは2010年以降となることが判明したので、その時点で220kVに昇圧することとし当初は132kV運転にするよう変更した。但し、パニピティヤ変電所よりデヒワラ変電所サイトへは帯状の未開発の湿地帯が存在し、架空送電線の建設は当該地域の開発が進まない早い時期なら用地取得が比較的容易であるが、将来非常に困難になると判断されるので、送電線は220kV設計として計画した。また、予定ルートはラトマラナ空港の近くを通るので設計に注意が必要である。

(f) ムスラガウェラ複合火力発電所の系統への220kV接続

CEBは同国の2番目の150MWの複合火力発電所（将来300MW追加予定）を現在埋め立て中のムスラガウェラ地区に建設することを計画し、この発生電力を220kV送電線を介してケラニティッサ変電所に接続する計画を持っていた。しかしながら、ケラニティッサ変電所との接続は市街地の地下ケーブルの敷設、ケラニ川の横断と経済的、技術的に困難が伴うので、それよりも湿地帯での建設となるが用地取得が容易と思われるコツゴダ変電所への接続を計画した。

現在埋め立てが進んでいる地域はニゴンボの外に広がる広大なラグーンの一部であり、近い将来工業、商業団地として全面的な開発が期待されている。計画した電力輸送設備は将来的に当該地域への電力供給をも目的としたものである。又、本計画には220kVシステムの信頼度向上を考慮してコツゴダ変電所の220kV開閉設備の大幅な増築も含んでいる。

(g) ベヤンゴダ132kV変電所計画の変更

CEBは同国最初の石炭火力発電所の建設（CEBの電源拡充計画では2002年）をブタラム地区に計画しており、その発電された電力のコロombo地区の受電変電所としてコツゴダ変電所が考えられている。しかしながら、この変電所は用地が国道に近く、狭いうえ既存の220kV設備の設計が将来のシステムの拡張を十分考慮したものでないため、需要中心地の主要変電所とする為には周辺用地の追加と大幅な改造が必要となる。その上、将来必要となる送電線用地の確保も益々困難になるものと思われる。

従って、本調査ではコツゴダ～ベヤンゴダ間の送電線を近い将来の石炭火力の開発を見越して、現在計画している132kVから220kV（2回線、 $2 \times 400\text{mm}^2$ ）への設計変更を計画した。尚、ベヤンゴダ132kV変電所の設計に於いて、本調査結果に基づいた将来の220kVへの昇圧に支障を起ささない配慮が必要である。

(h) アンバラ132kV変電所の位置

CEBはアンバラ市街地の近くに変電所を建設し、現在同地域に電力を供給しているエンジニアガラ発電所からの需要家への供給を中止することを計画している。しかしながら、カルムナイを含む当該地区は電圧降下が明確化してきており、この改善のためにはエンジニアガラ発電所の配電システムへの電力供給設備を整備・強化し、将来とも積極的に利用し、

計画中の変電所をカルムナイ地区に変更することを検討すべきと考える。それが困難な場合でも、計画中の変電所をカルムナイ寄りに位置を移動すべきである。

但し、本調査では現状の CEB の計画に合わせ、アンバラ地区に変電所を建設するものとして変電所別需要予測、系統解析を実施している。

6.3.2 2000 年系統の系統解析

(1) 系統解析の条件

2000 年系統における潮流計算は、乾期と雨期の 2 ケースについて行われた。潮流計算と信頼度解析を通して、系統構成は必要に応じて修正され、最終計画系統が策定された。最終計画系統に対し、220kV および 132kV 母線上での 3 相短絡電流を計算した。また、最終計画系統での雨期のケースについて過渡安定度計算を行った。過渡安定度解析では、3 相短絡故障が最も条件の厳しくなるコトマレ～ピヤガマ 220kV 送電線のコトマレ近傍で発生したものと仮定した。故障発生後の再閉路条件は再閉路成功と再閉路失敗の 2 ケースについて解析して、その時の遮断器の動作を既存の機器の性能を考慮して以下の通り設定した。

1) 再閉路成功

故障 - (160ms) - 遮断器開 - (500ms) - 事故除去後、遮断器閉

2) 再閉路失敗

故障 - (160ms) - 遮断器開 - (500ms) - 遮断器閉 - (160ms) - 遮断器開

又、コトマレ、ピクトリア、ケランティッサ、新ラクサバナの 4 発電所の電圧及び電力動揺を計算、記録している。

(2) システムデータ

系統解析と信頼度評価を行った後の最終計画案を図 6.3.2-1 に示す。1995 年系統から 2000 年系統への拡張整備に伴い、必要となる全データおよび計算に使用した発電機の出力行計画を付録 A6.1.2 に示す。各変電所の負荷は、雨期、乾期共に、表 6.3.1-1 に示す予測されたピーク負荷を使用した。

過渡安定度計算については、既存の発電機および自動電圧調整装置を含む励磁機の実験データは、保存状況が悪く又無いものもあり、限られた期間で全てを収集することは実質的に不可能であったため、標準的なデータを使用した。タービン調速機の反応時間は、過渡安定度の評価対象とした時間 3 秒間に対し比較的遅く、結果に与える影響が小さいことから、調速機のデータは無視した。計算に使用したデータを全て付録 A6.1.2 に示す。

(3) 2000年系統の解析結果

(a) 潮流計算

乾期および雨期の潮流計算結果を、図6.3.2-2および6.3.2-3にそれぞれ示す。

雨期の場合には、水力発電所の母線電圧を高め設定した。例えば、ビクトリアで5%高、ランデニガラで6%高などである。電圧設定を低くした場合は、プログラムにある変圧器の自動タップ調整機能を使用すると、計算が収束しなかった。系統の電圧が低くなり過ぎたためと思われる。算出された、系統全体の送電損失は、高い電圧設定の場合、2.03%で、自動タップ調整機能を使用せず収束した低い電圧設定の場合のそれに比較し、約0.1%少ない値となった。この結果から、特に雨期においては、水力発電所の電圧は高く設定することが望ましいといえる。

コロンボ地区においては、無効電力が不足している。同地区の系統電圧を基準値に保ち且つ、発電機を定格範囲内で運転するために、パニピティヤに100MVAおよびケラニティッサに60MVAのSCを220/132kV変圧器の3次巻線に接続することが必要である。CEBでもSCの必要性を認識して、ADBの資金援助で45MVAのSCをケラニティッサに設置(1998)する計画を持っているが、2000年時点ではそれでも不足であり、ケラニティッサにさらに15MVAの増設、パニピティヤに100MVAの設置が必要となる。

変圧器タップと上記のSCによって電圧調整の後も、チュナカムの132kV母線の電圧は基準値である0.95pu以上に保つことが出来なかった。これを解決するためには、チュナカムの発電力を拡充するか、220kV送電線をアヌラダブラから引くことが必要である。アヌラダブラ～チュナカム間の約200kmという長距離を考慮すると、チュナカムでのディーゼル発電機の設置が経済的であり、系統解析では30MWのディーゼル発電機の設置を仮定した。

(b) 故障計算

故障計算の結果として、各変電所の132kVおよび220kV母線の3相短絡電流を、既設遮断器の定格遮断電流と共に表6.3.2-1に示す。この表には2005年並びに2010年の故障計算結果も併せて示した。

計算結果によると2000年までに以下の遮断器を、より大きな定格のものと交換する必要がある。

変電所名	定格電圧 (kV)	定格遮断電流 (kA)	短絡電流 (kA)
コロナワ	132	20.0	24.4
サブガスカンダ GSS	132	15.3	20.1
サブガスカンダ GSS	132	11.0	20.1

(c) 過渡安定度解析

計算結果より、コトマレ～ピヤガマ220kV送電線のコトマレ端での3相短絡事故及びそれ

に続く1回線3相再閉路成功および失敗の場合についても系統は安定に保たれることが確認された。

図 6.3.2-4 に、再閉路成功の場合のコトマレ、ビクトリア、ケラニティッサおよび新ラクサバナ発電所の発電機ロータ角、端子電圧並びに有効電力の挙動を示す。また、図 6.3.2-5 に再閉路失敗の場合の同挙動を示す。

コトマレ、新ラクサバナ発電機間のロータ角の差は、動揺第1波のピーク時に最大となり、28度である。動揺第1波のピークは、コトマレ～ピヤガマ送電線に事故発生後、約300msで現われており、その後動揺は良く減衰している。

6.3.3 2000年系統の信頼度解析

PSS/EとTPLANのモデルとした2000年の系統では、雨期のピーク時における負荷の合計が1,400MWで、29MW(2.03%)の送電損失を含めた発電出力の合計が1,429MWである。917MWの負荷に対し、37MWの送電損失だった1995年系統と比較し、改善されていると言える。

220kV送電線の建設と132kV送電線の増強により、単一設備事故による電圧崩壊の危険性が2000年までには著しく減少する。また、現在問題となっている過負荷も、変圧器の容量増加、送電線の増強および系統の開放点を注意深く選定することにより、解消することができる。

2000年迄に220kV系統がアマラダブラまで延長され、この地区への大電力供給地点となるよう計画されている。この220kV系統はコトマレ及びボルピティヤからの132kV線の負荷を減少させ、これらの回路の電圧崩壊の危険性を取り除いている。

ラクサバナ～バドゥラ間の132kV線の建設及びランタンベ～バドゥラ間の132kV線の2回線化により、系統分離の危険性が減少する。すなわち、ビクトリア～ランデニガラ220kV線が故障した場合でも、ランデニガラ発電所の電力を上記の132kV線を通して送電することができる。系統全体としては、これにより、発電所や発電所群の系統からの脱落を招くような事故要素を無くし、より高い系統信頼度を実現したといえる。

南部の系統で、バラゴダ～デニヤヤ線の1回線故障は、デニヤヤおよびゴールの著しい電圧降下を引き起こす。ピーク負荷時におけるそれぞれの電圧は、デニヤヤ0.879puならびにゴール0.899puである。132/33kV変圧器の負荷時タップ切換器がよく機能しており、かつ過負荷となっていないと仮定すれば、33kV側の電圧は基準値内に収めることができる。幸いなことに、この地区には132kVで受電する需要家は現在接続されていない。既存の静止形無効電力補償装置(SVC)がよく機能し、ゴールの電圧のさらなる低下を防いでいる。しかし、需要家に対しては、負荷の力率改善を奨励すべきである。

ランキング解析の結果を、付録A6.2.2に示す。

6.4 2005年迄の送電システム拡張・整備計画

6.4.1 送電システムの拡張・整備

(1) 整備計画の策定

2005年までの送電システムの整備・拡張計画の策定は、系統解析（2000年、2005年、2010年及び2015年の4ケースについて実施）の早期開始の必要性から、第6.3.1節にて説明した2000年迄の計画策定と同様、まず2000年時点の整備計画にCEBの高圧配電開発計画で提言されている下記の変電所及び第6.1.5節で説明した電圧降下改善を主目的とした変電所が2005年迄に建設されるとの前提で、変圧器の増設及び変電所の新設を検討した。この場合の電力供給マトリクスの作成は、2000年時点と同様、各支店の配電計画担当者の協力を得て作成した。過負荷解消の検討結果を整備計画前及び計画後の各変電所の設備利用率の形で表6.4.1-1に示す。

CEBの高圧配電開発計画のなかで建設を提言されている変電所で2005年迄に建設されると仮定したのは以下の通りである。

- | | |
|----------------|------------------------|
| (a) パレケレ変電所 | (2x31.5MVA、中部地区、2005) |
| (b) クリヤピティヤ変電所 | (2x31.5MVA、北西部地区、2001) |
| (c) カタナ変電所 | (2x31.5MVA、西部北地区、2005) |
| (d) ホラナ変電所 | (2x31.5MVA、西部南地区、2003) |
| (e) アンバラゴダ変電所 | (2x31.5MVA、南部市、2001) |

又、第6.1.5節で説明した電圧降下改善及び地方電化促進を目的として、上記検討で2005年迄に建設されると仮定した変電所は以下の通りである。尚、変圧器は既存変電所の増容量のために撤去されたものを再利用する計画にしている。

- | | |
|---------------|-----------------|
| (a) バブニア変電所 | (1x10MVA、北部地区) |
| (b) ポロナルフ変電所 | (2x16MVA、北西部地区) |
| (c) ハンバントタ変電所 | (2x10MVA、南部地区) |
| (d) メダガマ変電所 | (1x10MVA、ウバ地区) |

さらに年度別の整備計画を明らかにするため、図4.4.1-1に示す流れ図に従って年度毎に変電毎の需要を検討した。検討の結果を、整備計画前と後の変電所の設備利用率の推移の形で表6.4.1-2に示す。この表より明らかなごとく、CEBの高圧配電計画で提言された新設変電所の建設時期の見直しも併せて行っており、その結果は表6.4.1-1の対策欄に示す通りである。

以上の検討より、本調査においてCEBの高圧配電開発計画において提言されている変電所及び配電網の電圧降下改善を意図した地域への拡張に加え、需要の増加に伴い以下の4変電所の新設を提言する。

- | | |
|----------------|----------------------|
| (a) ムスラガウエラ変電所 | (2x63MVA、西部北地区、2002) |
|----------------|----------------------|

- (b) ゴナワラ変電所 (3x31.5MVA、西部北地区、2004)
- (c) ケゴール変電所 (2x31.5MVA、サバラガムワ地区、2004)
- (d) タウンホール変電所 (2x63MVA、コロンボ市、2005)

注：ムスラガウェラの変圧器の1次電圧は220kVで、他は通常の132kVである。

(2) 電源拡充計画に伴う送電設備の拡張計画

CEBによって作成された電源拡充計画で2001年から2005年迄の5年間に建設を計画されている発電設備は、プタラムに建設が計画されているスリランカ最初の石炭火力発電所（最終900MW）及びククレ水力発電所（70MW）である。第6.3.1節(2)の仮定に従ってそれら発電所建設に伴う送電設備の拡張・整備計画は本計画に織り込んである。

特に、プタラム火力発電所の増設が以下のように計画されており、系統と接続するための送電線の容量は計画最大設備容量（900MW）を想定し、建設時期は1号機の完成に合わせた計画としてある。

- 1号機150MW 2002年
- 2号機150MW 2004年
- 3号機300MW 2005年
- 4号機300MW 2006年

(3) 本調査で提言した整備・拡張計画

以上の検討の結果、2005年迄に建設を提言している整備・拡張計画の詳細を表6.4.1-3に、その位置を図6.4.1-1に示す。そのうち主なる計画について以下に補足説明する。

(a) プタラム石炭火力発電所の系統への接続

計画最大設備容量及び需要中心地であるコロンボ地区までの距離（約100km）を考慮して、220kV送電線（2回線、3x400mm²）をベヤンゴダ変電所まで建設する。そのため、第6.3.1節で計画したベヤンゴダ132kV変電所及びコツゴダ～ベヤンゴダ132kV送電線の220kVへの昇圧及び北西部、北部中地区への132kVによる電力供給を計画した。

(b) 新チロー220/132kV変電所（2x150MVA）

新設する220kV送電線の信頼度向上、チロー及びクリヤピティヤ変電所へのT分岐の解消、工業化の進展で急増する負荷への安定供給等を目的として、現存のチロー変電所のT分岐点近くに220/132kV変電所を新設することを計画した。

(c) ククレ水力発電所の系統への接続

ククレ水力発電プロジェクトのフィージビリティ調査では同発電所を132kV送電線でマツガマ変電所に接続する計画となっている。この送電計画の調査で、それに加えてラト

ナブラ地区の供給信頼度の向上、西海岸地区への電力供給のバックアップを目的として、ラトナブラ変電所間にも送電線の建設を計画した。

(d) ケゴール 132kV 変電所 (2 x 31.5MVA)

ケゴール地区へはキリバトクンブラまたはクルネガラ変電所より 132kV システムを延長することが考えられるが、両変電所とも周囲の状況、地形の制約のため拡張が困難であり、スルヒリヤ変電所より延長することとした。しかしながら、拡張に先立って、220kV に昇圧されるペヤンゴダ変電所とスルヒリヤ変電所間の送電線を建設し、送電容量の増大、供給信頼度の向上を図ることが望ましい。

(e) バレケレ 132kV 変電所 (2x31.5MVA)

バレケレへはキリバトクンブラ変電所またはコトマレ発電所（ビクトリア発電所は 220kV）から 132kV システムを延長することが考えられるが、両電気所とも用地的に拡張が困難なので、ウクウェラ発電所から延長することを計画した。但し、ウクウェラ発電所の屋外開閉所は斜面に位置しており整地が必要であるが、用地取得は問題ないと思われる。

(f) アンバランゴダ 132kV 変電所 (2x31.5MVA)

図 6.1.5-3 に示すように、CEB の配電計画課の検討では 2000 年時点におけるアンバランゴダ地域の 33kV システムの電圧降下は問題となるほど著しくないが、これはゴール変電所より 2 次送電線を追加建設することを前提に検討した結果である。第 6.1.3 節で説明したように、33kV システムのアップグレードによる対策は多分に一時的なものであり、急増する需要に対応するために本調査ではアンバランゴダ変電所の早期 (2001 年) 建設を提言している。この提言に基づいて、当該地域の電圧降下の再検討を行い、ゴール～アンバランゴダ間の 2 次送電線建設計画の見直しを行うことを提案する。

(g) タウンホール 132kV 変電所 (2x63MVA)

CEB は現在計画中のスリジャヤブラ変電所から当該変電所に地中送電線で供給する計画を持っているが、本調査では、送電線ルートの中半分近くが未だ都市として整備されていない地域であり将来の都市再開発計画の影響を強く受ける可能性が高いこと、コロナワ～パニビティヤ間の送電線の容量の制約等を考慮に入れて、220kV への昇圧が計画されているコロナワ変電所から供給することとした。尚、地中線のルートは既存のコロナワ～コルビティヤ線と同じルートを考えている。

6.4.2 2005 年系統の系統解析

(1) 系統解析条件

2005 年系統における潮流計算は、雨期と乾期の 2 ケースについて行われた。潮流計算と信頼度解析を通して、系統構成は必要に応じて修正され、最終計画系統が形成された。最終計画系統に

対し、220kV および 132kV 母線上での 3 相短絡電流を計算した。また、過渡安定度計算については雨期は 2000 年の場合と同様コトマレ～ビヤガマ 220kV 送電線での 3 相短絡故障を、乾期の場合は新設のプタラム発電所からの電力供給が大きくなることから、プタラム発電所～新チロー 220kV 送電線のプタラム発電所近傍での 3 相短絡故障も検討した。再開路の条件は 2000 年での過渡解析と同様である。系統状態の検討対象とした発電所はプタラム、ビクトリア、ケラニティッサおよび新ラクサパナの 4 発電所である。

(2) システムデータ

系統解析と信頼度評価を行った後の、最終計画案を図 6.4.2-1 に示す。2000 年系統から 2005 年系統への拡張整備に伴い、必要となる全データおよび、計算に使用した発電機の出力計画を付録 A6.1.3 に示す。各変電所の負荷は、雨期、乾期共に、表 6.4.1-1 に示す予測されたピーク負荷を使用した。

(3) 2005 年系統の解析結果

(a) 潮流計算

雨期および乾期の潮流計算結果を、それぞれ図 6.4.2-2 および 6.4.2-3 に示す。

潮流計算においては、チュナカムの電圧降下を除いて当初の計画案で特に問題は無かった。チュナカムの過度な電圧低下を改善するために、20MVA の SC の追加設置が必要である。

(b) 故障計算

故障計算によって求めた各変電所の 132kV および 220kV 母線の 3 相短絡電流を、既設遮断器の定格遮断電流と共に表 6.3.2-1 に示してある。

計算結果により、2000 年から 2005 年までに遮断器の交換は必要ない。

(c) 過渡安定度解析

雨期のケースとして、図 6.4.2-4 に、コトマレ～ビヤガマ 220kV 線再開路成功の場合のプタラム、ビクトリア、ケラニティッサおよび新ラクサパナ発電所の発電機ロータ角、端子電圧並びに有効電力の挙動を示す。また、図 6.4.2-5 に再開路失敗の場合の同挙動を示す。同様に、乾期のケースとして、図 6.4.2-6 にプタラム～新チロー 220kV 線再開路成功の場合、図 6.4.2-7 に同再開路失敗の場合の同上各出力値の挙動を示す。

発電機間のロータ角の差は、再開路成功および失敗の場合共に動揺第 1 波のピーク時に最大となり、プタラム～ケラニティッサ間及びプタラム～ビクトリア間のロータ角の最大値はそれぞれ 36 度及び 48 度であった。動揺第 1 波のピークは、送電線上の事故発生後、約 300ms で現われており、その後動揺は良く減衰している。

計算結果より、2005 年系統は 3 相再開路成功および失敗の場合について安定に保たれるといえる。

6.4.3 2005年系統の信頼度解析

PSS/EとTPLANのモデルとした2005年の系統では、雨期のピーク時における負荷の合計が2,087MWで、38MW(1.79%)の送電損失を含めた発電出力の合計が2,125MWである。

北部の系統では無効電力が不足しており、チュナカムでは無効電力源設置の増設が必要である。220kV送電線と132kV送電線とのループ化により、電圧崩壊の発生する可能性があるため、検討したモデルでは、アンバラ～バライチェナイ線およびアヌラダブラ～プタラム線は開の状態とした。

計算より、ピクトリア～ランデニガラ220kV線脱落の場合、ランテンベの220/132kV変圧器が定格容量の114%と過負荷になっている。しかし、単一設備故障時においても、系統分離が起こらないという事実は、2005年現在の系統がより改善されたものであることを物語っている。

ランキング解析の結果を、付録A6.2.3に示す。

6.5 2010年迄の送電システム拡張・整備計画

6.5.1 送電システムの拡張・整備

(1) 整備計画の策定

第6.4.1節と同様、系統解析の早期開始の必要性から、まず2005年度の整備計画実施後の電力供給マトリクスを用いて、2010年時点における変圧器の増設及び変電所の新設について検討した。ついで2006年度より年次別に前年度の電力供給マトリクスを用いて変圧器の過負荷を検証し、変圧器の増設、変電所の建設時期を検討した。過負荷解消の検討の結果を整備計画前及び計画後の各変電所の設備利用率の形で表6.4.1-1及び-2に示す。

この結果、下記の(2)で説明する電源拡充計画に伴う変電所の新設以外に、以下の8変電所を2010年迄に建設する必要がある。尚、変圧器の容量は2010年迄に増設される分も含んでいる。

- | | |
|----------------|---------------------------|
| (a) パナラ変電所 | (2x31.5MVA、北西部地区、2010) |
| (b) インブルゴダ変電所 | (4x31.5MVA、西部北地区、2008) |
| (c) ケスベワ変電所 | (3x31.5MVA、西部南地区、2006) |
| (d) アンゴダ変電所 | (3x31.5MVA、西部南地区、2009) |
| (e) ブーサ変電所 | (2x31.5MVA、南部地区、2009) |
| (f) アングルウェラ変電所 | (3x31.5MVA、サバラガムワ地区、2007) |
| (g) エヘリヤゴダ変電所 | (3x31.5MVA、サバラガムワ地区、2010) |
| (h) B変電所 | (2x31.5MVA、コロンボ地区、2007) |

又、第 6.1.3 節で説明した電圧降下改善及び地方電化促進を目的として、上記検討とは別に 2010 年迄に 8 カ所の変電所を建設する計画であり、変圧器は既存変電所の増容量のため撤去されたものを再利用する計画としている。

(2) 電源拡充計画に伴う送電設備の拡張計画

CEB が 2005 年から 2010 年の 5 年間に建設を計画している主要発電設備は、以下の 2 発電所である。

- (a) トリンコマレ石炭火力発電所 東部地区、3x300MW (2007, 2009, 2010)
- (b) ブーサ複合火力発電所 南部地区、1x300MW (2008)

上記発電所の計画最大設備容量はそれぞれ 1200MW、600MW であり、220kV の送電設備をその最終容量に合わせて計画した。

(3) 本調査で提言した整備・拡張計画

以上の検討の結果、2010 年迄に建設を提言している整備・拡張計画の詳細を表 6.5.1-3 に、その位置を図 6.5.1-1 に示す。そのうち主なる計画について以下に補足説明する。

(a) トリンコマレ石炭火力発電所の系統への接続

計画最大設備容量 (1,200MW)、既存及び建設中の 220kV 送電線、需要中心地であるコロombo地域への距離及び系統の安定度と信頼度を考慮して、トリンコマレ～コロombo及びビクトリア～コロombo間に 220kV、2 回線送電線を建設する。又、発電所近傍の 132kV システムとの接続も計画した。

トリンコマレ～コロombo間の 4x400mm²の送電線はブタラム石炭火力発電所の建設に合わせて 220kV に昇圧されるベヤンゴダ変電所に接続し、さらに送電線の長さが 240km と長い場合、安定度を高めるため途中のハバラナとワリヤボラの 2 カ所に開閉所を建設する。尚、ハバラナ開閉所では現在建設中のコトマレ～アヌラダブラ 220kV 送電線と相互接続する。この 220kV の系統はコロombo地区への 220kV 供給系統を強化するためにパドッカ開閉所迄延長する計画である。

ビクトリア～コロombo間の 2x400mm²の送電線はパドッカ開閉所を経由し、パニピティヤ 220/132kV 変電所に接続される。尚、送電線の建設用地はポリピティヤ～コロナワ 132kV 送電線の完成で不要となる 66kV 送電線のルートを利用することが可能であり、用地取得は容易である。又、ラクサパナ系の水力発電所群と接続するため、220/132kV 変電所をポリピティヤ発電所近くに建設し、220kV 系と 132kV 系の接続を強化する計画とした。

(b) ブーサ複合火力発電所の系統への接続

計画設備容量(600MW)とコロomboへの送電距離 (約 100km) を考慮して、220kV、2 回線送電線(2x400mm²)でパニピティヤに接続し、同時に南部地域への電力供給のため 132kV 送

電線を新ゴール変電所に接続する。西海岸沿いの需要家への安定した電力の供給をサポートするため、既存のマツガマ 132kV 変電所近傍に 220/132kV 変電所の建設を計画した。

(c) アグルウェラ 132kV 変電所 (2x31.5MVA)

現在スルヒリヤ変電所への送電線はポリビティヤ～コロナワ送電線より T 分岐されており、この T 分岐の解消とケゴール、スルヒリヤ変電所の増大する負荷を分担するため、この T 分岐近くに変電所の建設を計画した。

現在建設準備中のシータワカ工業団地内に建設を予定している変電所の建設の中止が検討中である。尚、シータワカ変電所の建設が中止されても、工業団地への電力はアビサウエラ及びアグルウェラ変電所から供給可能であり、ケゴール、スルヒリヤ及びアベサウエラ変電所の負荷の増加の状況に合わせてアグルウェラ変電所の建設時期を早めることにより問題ないと判断される。

(d) コロンボ周辺地域に建設を予定している 132kV 変電所

地域別需要予測は過去 10 年間の販売電力量の平均年増加率を参考に将来の需要の増加率を想定したため、過去において増加率の大きかった西部北支店のケラニア地区 (平均増加率: 17.4%)、西部南支店のラトマラナ地区 (同: 11.4%)、スリジャヤブラ地区 (同: 12.0%) の需要の影響の度合いが年々大きくなっている。即ち、3 地域の需要の全体に占める割合は 1995 年の 26% から 2010 年には 36% に増加している。過去 10 年間の増加率を支店ベースで比較すると、11 支店のなかで西部北支店は 4 番目、西部南支店は 6 番目と必ずしも高い位置を占めているわけではなく、3 地域の影響が大きいことがわかる。

このことは、第 4 章でも説明したように、適用可能な地域別需要予測手法の限界によるものであり、2010 年迄の整備計画で策定された変電所の位置、容量、建設時期等は定期的または全国規模の需要予測・電源拡充計画等の条件の変化に合わせて送電システム整備計画の見直しが必要な理由の一つである。

しかしながら、本調査では地域別需要と全国規模の需要の整合性を図っているため、全国規模の需要予測が変わらないという条件の下で地域別の需要分布に変更があっても、変圧器の増設、変電所の新設の時期、位置は多少変化するが、容量的にほとんど差がないことに留意すべきである。

6.5.2 2010 年系統の系統解析

(I) 系統解析条件

CEB の電源拡充計画によれば、2010 年における全発電容量に対する水力発電の発電容量は約 30% に低下する。そのため、ベース負荷は火力発電によってまかなわれ、水力発電所はピーク発電所としての役割を担うであろう。これより潮流計算においては、雨期、乾期の違いを考慮せず、1 ケースのみ、つまり、発電所の出力を 1 パターンのみとし計算を行った。最終計画系統に対し、

220kV および 132kV 母線上での 3 相短絡電流を計算した。また、過渡安定度計算では以下の地点での 3 相短絡故障を計算条件として選定した。

- 1) トリンコマレ発電所～新ハバラナ 220kV 送電線、トリンコマレ近傍
- 2) ビクトリア～新ボルビティヤ 220kV 送電線、ビクトリア近傍
- 3) ブーサ～マツガマ 220kV 送電線、ブーサ近傍

再開路条件は 2000 年および 2005 年の場合と同様である。系統安定度確認のため電力動揺を記録した発電所は、プタラム、ビクトリア、ケラニティッサ、トリンコマレ及びブーサの 5 発電所である。

(2) システムデータ

系統解析と信頼度評価を行った後の、最終計画案を図 6.5.2-1 に示す。2005 年系統から 2010 年系統への拡張整備に伴い、必要となる全データおよび、計算に使用した発電機の出力計画を付録 A6.1.4 に示す。過渡安定度計算に使用した新設発電所のデータも、同付録に含めた。各変電所の負荷は、表 6.5.1-1 に示す予測されたピーク負荷を使用した。

(3) 2010 年系統の解析結果

(a) 潮流計算

最終計画系統での潮流計算結果を、図 6.5.2-2 に示す。

結果より、変電所の電圧が許容基準値を満足し、発電機を可能な運転範囲内で運転するために、以下の SC の設置が必要である。

変電所名	容量 (MVA)
アンバラ	10
ピヤガマ	60
チュナカム (追加)	20 (total 40)
デヒワラ	60
インジニヤガラ	10
ケゴール	20
ケラニヤ	60
コロナワ	120
コツゴダ (追加)	40 (total 60)
マツガマ	80
スルヒリヤ	40
バライチェナイ	10

単一設備故障時における 220/132kV 変圧器の過負荷を考慮し、以下の 220/132kV 変圧器の増強が必要である。

変電所名	定格電圧 (kV)	増強 (MVA)	合計 (MVA)
パニピティヤ	220/132	1 x 250	3 x 250
ベヤンゴダ	220/132	1 x 150	3 x 150
コツゴダ	220/132	1 x 250	3 x 250
新チロー	220/132	1 x 150	3 x 150
ビヤガマ	220/132	1 x 250	3 x 250

(b) 故障計算

故障計算の結果として、各変電所の 132kV および 220kV 母線の 3 相短絡電流を、既設遮断器の定格遮断電流と共に表 6.3.2 - 1 に共に示す。

結果より 2005 年から 2010 年までに以下の遮断器を、より大きな定格のものと交換する必要がある。

変電所名	定格電圧 (kV)	定格遮断電流 (kA)	短絡電流 (kA)
アヌラダブラ	132	11.0	13.4
コルピティヤ	132	25.0	25.7
トリンコマレ	132	12.5	13.3

(c) 過渡安定度解析

計算結果として、図 6.5.2-3 に、トリンコマレ発電所～新ハバラナ 220kV 線再開路成功の場合のプタラム、ピクトリア、ケラニティッサ、トリンコマレおよびブーサの発電機ロータ角、端子電圧並びに有効電力の挙動を示す。また、図 6.5.2-4 に再開路失敗の場合の同挙動を示す。同様に、図 6.5.2-5 にピクトリア～新ボルピティヤ 220kV 線再開路成功の場合、図 6.5.2-6 に同再開路失敗の場合の同上各出力値の挙動を示す。図 6.5.2-7 および図 6.5.2-8 に、ブーサ～マツガマ 220kV 送電線再開路成功および失敗の場合の同挙動を示す。

発電機間のロータ角の差は、再開路成功および失敗の場合共に動揺第 1 波のピーク時に最大となる。ロータ角の差が最大となるのはトリンコマレ～新ハバラナ 220kV 線の再開路におけるトリンコマレとピクトリアの差で 96 度である。

どのケースについても系統は安定に保たれたが、ロータ角の動揺は大きく、特にトリンコマレ発電所～新ハバラナ線再開路における動揺は大きく注意が必要である。このような動揺を抑制するため、計画されている主要発電所には、系統安定化装置と共に高速型の励磁装置を採用すべきである。

6.5.3 2010年系統の信頼度解析

2010年計画系統では、220kVの基幹線による強力なループが形成される。需要は3,214MWと予測され、63MW(1.92%)の送電損失を含め、3,277MWの発電出力が必要である。

132kV系統ループの開放点を注意深く選定すれば、単一設備故障時でも新たな特筆すべき問題は存在しない。220kVのビクトリア～パニバティア基幹線を通して、ボルビティア、ラクサバナ、キャニオンおよびウィマラスレンドラで発電された電力を新ボルビティア220/132kV変電所を通して送電することができる。これにより、系統の信頼度レベルが向上し、特にコロンボ地区への電力供給の信頼度向上に有効である。

ビクトリア～ランデニガラ220kV線の故障によるテンテンベ220/132kV変圧器の過負荷は、定格容量の103%とわずかであり、2005年のそれが114%であったことと比べると、事故に対しより信頼性の高いシステムになったことがよくわかる。

ランキング解析の結果を、付録A6.2.4に示す。

6.6 2015年迄の送電システム拡張・整備計画

6.6.1 送電システムの拡張・整備

(1) 整備計画の策定

第6.5.1節(3)の(d)項で説明した如く、2015年では、2010年に比較してさらにケラニヤ、ラトマラナ及びスリジャヤブラ地域の需要の全体に占める割合が39%と、需要想定上特定の地域への需要の集中の度合いがさらに強まっている。従って、2010年から2015年の5年間に対しては、CEBと協議の上、以下の検討を行った。

まず系統解析の基礎データとなる変電所負荷を求めるために、2010年と同じ電力供給マトリクスを用いて2015年時点の変電所負荷を計算し、過負荷解消のための対策として配電システムのフィーダーの切り替え及び2010年時点の変電所に対する変圧器の増設を仮定して検討した。尚、変圧器の増設は各変電所のフィーダーの制限を考慮して検討している。検討の結果を表6.6.1-1に示す。この表に示す変電所の負荷を以後の系統解析、信頼度解析に使用している。

CEBの電源拡充計画では、大型の電源開発は需要中心地であるコロンボから遠く離れた西北部、東部、南部地域を予定している。一方、現実には西部北、西部南支店管内においても地域別需要想定で予測したケラニヤ、ラトマラナ、スリジャヤブラ地域等の需要は周辺の需要の少ない、即ち開発余地のある地域に分散するだけでなく、地方へも分散することが容易に想像できる。実際、建設に着手した計画が少ないが、工業団地の開発計画は地方でも目白押しの状況にある。

系統解析の観点から系統構成をみた場合、遠隔地の大型電源と特定の箇所に集中した負荷の

組み合わせが一番厳しく、表 6.6.1-1 に示す負荷を使用した解析は安全側の検討といえる。

ついで表 6.6.1-1 で変圧器を増設しても過負荷を解消できない変電所に対して、地域別需要予測を基に 2000 年から 2010 年の検討の結果得られた支店単位の設備利用率の推移を参考に、新設すべき変電所の容量を検討した。その結果、配電用変電所の新設は 16 箇所程度必要となり、その内訳は以下の通りである。

- | | |
|--------------|----------------------|
| (a) 北部地区 | 変電所 (2x31.5MVA) 、1カ所 |
| (b) 北西部地区 | 変電所 (2x31.5MVA) 、2カ所 |
| (c) 西部北地区 | 変電所 (3x31.5MVA) 、6カ所 |
| (d) 西部南地区 | 変電所 (3x31.5MVA) 、4カ所 |
| (e) サバラガムワ地区 | 変電所 (2x31.5MVA) 、2カ所 |
| (f) 南部地区 | 変電所 (2x31.5MVA) 、1カ所 |

但し、上記変電所はそれぞれ示されている地域に建設されるわけではなく、第 6.5.1 節 (3)、(d) で説明したように、建設の位置、時期、容量等は需要の分布の変化の動向に合わせて、計画の見直しの上決定されるべきである。

上記検討した変圧器の増設、変電所の新設の結果、変電所全体の設備利用率は以下の通りとなる。

	1995	2000	2005	2010	2015
最大電力 (MVA)	1,023	1,655	2,486	3,799	5,832
変圧器容量 (MVA)	1,549	3,333	4,325	5,570	7,892
設備利用率 (%)	66	50	57	68	74

(2) 電源拡充計画に伴う送電設備の拡張計画

CEB が 2010 年から 2015 年の 5 年間に建設を計画している主要発電設備は、以下の通りである。

- | | |
|----------------------|--------------------------|
| (a) トリンコマレ石炭火力発電所増設 | 東部地区、4号機 (300MW、2012) |
| (b) ブーサ複合火力発電所増設 | 南部地区、2号機 (300MW、2011) |
| (c) マウエラ石炭火力発電所新設 | 南部地区、2x300MW (2013、2014) |
| (d) ムスラガウエラ複合火力発電所増設 | 西部北地区、2号機 (300MW、2015) |

マウエラ発電所以外は送電設備の建設は不要であり、マウエラ変電所に対してのみ送電設備の追加を計画した。

(3) 本調査で提言した整備・拡張計画

以上の検討の結果、(1)で説明した新設の変電所を除き 2015 年迄に建設を提言している整備・

拡張計画の詳細を表 6.6.1-2 に、その位置を図 6.6.1-1 に示す。以下マウエラ発電所の建設に伴う送電設備について説明する。

マウエラ発電所の計画最大設備容量を 1,200MW と仮定して、需要中心地であるコロombo迄の距離、系統の安定度・信頼度を考慮して、220kV 2 回線送電線(2x400mm²)2 ルートを計画した。即ち、ブーサ発電所に接続し、既に建設を計画している送電線を介するルートとマウエラからサバラガムワ支店管内を通過してバドッカ変電所に接続するルートである。尚、マウエラ～バドッカ送電線の中間に安定度向上のため開閉所の建設を計画した。

6.6.2 2015 年系統の系統解析

(1) 系統解析条件

2015 年系統としては、2010 年の計画系統にマウエラ～バドッカ及びマウエラ～ブーサの 220kV 送電線とマウエラ発電所を含めた系統を採用した。

基本的に 2010 年と同じ系統構成をそのまま採用したことから、系統解析結果より 2015 年固有の精度の高い情報を得るのは困難である。従って、2015 年の系統解析では潮流計算のみを行い、需要増加に合わせた 220/132kV 変圧器の系統全体としての追加容量と、電圧維持のために必要な SC の追加容量を推定するにとどめた。

(2) システムデータ

潮流計算に使用した 2015 年の系統図を図 6.6.2-1 に示す。2010 年系統から 2015 年系統への拡張整備に伴い、必要となる全データおよび、計算に使用した発電機の出力計画を付録 A6.1.5 に示す。各変電所の負荷は、表 6.6.1-1 に示す予測されたピーク負荷を使用した。

(3) 2015 年系統の解析結果

潮流計算結果を図 6.6.2-2 に示す。結果より、系統全体として 700MVA の SC 追加と、1,500MVA の 220/132kV 変圧器の追加が 2015 年までに必要となる。

6.6.3 2015 年系統の信頼度解析

2015 年における負荷の合計が 4,944MW で、104MW(2.06%)の送電損失を含めた発電出力の合計が 5,048MW である。単一設備故障下での解析結果より 2010 年から 2015 年の間の約 1,700MW の負荷増加により、系統内のどこで問題が発生するかを知ることができる。サブガスカンダ変電所～発電所間 132kV 線およびパニビティヤ～ラトマラナ 132kV 線の 2 回線中 1 回線が故障した場合、他回線が許容値の 127%および 126%の過負荷となる。

ランキング解析の結果を、付録 A6.2.5 に示す。

表 6.1.5 - 1 建設中または計画中の送電システム整備計画

Augmentation and Extension of Transmission System	Re- marks	Fund Source	Project Name	Commiss. Year
(1) Construction of Chilaw Substation				
a) T-connection line for Chilaw (2cct, 6.8km, Lynx)		IDA	PDTP	Completed
b) Chilaw (2x31.5MVA)		IDA	PDTP	Completed
(2) Construction of Badulla - Laxapana 132kV Transmission Line	a			
a) Laxapana - Badulla 132kV line (2cct, 74.2km, Lynx)		OECF	TSADP	Jul. 96
b) Badulla (two T/L bays for Laxapana line)		OECF	TSADP	Jul. 96
c) Badulla (1x31.5MVA addition)		OECF	TSADP	Jul. 96
(3) Construction of Nuwara Eliya Substation				
a) Nuwala Eliya (2x31.5MVA)		OECF	TSADP	Jun. 96
b) T-connection line for Nuwala Eliya (2cct, _km, Lynx)		OECF	TSADP	Jun. 96
(4) Construction of Avissawella Substation				
a) Avissawella (2x31.5MVA)		OECF	TSADP	Dec.96
b) T-connection line for Avissawela (2cct, 0.5km, Lynx)		OECF	TSADP	Dec.96
(5) 2nd Pi-connection for Kiribatkumbura Substation				
a) 2nd pi-connection line for Kiribatkumbura (2cct, 3.9km, Lynx)		CEB		Completed
b) Kiribatkumbura (two T/L bays for pi-connection arrangement)		Korean		1999
(6) Construction of Matara Substation				
a) Matara (2x31.5MVA)		OECF	TGDP	Nov.97
b) Embilipitiya - Matara 132kV line (2cct, 52km, Lynx)		OECF	TGDP	Nov.97
c) Embilipitiya (two T/L bays for Matara line)		OECF	TGDP	Nov.97
(7) 2nd Pi-connection for Ukuwela Substation				
a) 2nd pi-connection for Ukuwela (2cct, 11km, Lynx)		OECF	TGDP	Nov.97
b) Ukuwela (two T/L bays for pi-connection arrangement)		OECF	TGDP	Nov.97
(8) Constuction of 132kV Puttalam - Anuradhapura Line				
a) Puttalam - Anuradhapura (2cct, 75km, Lynx)		OECF	TGDP	Nov.97
b) Puttalam (two T/L bays for Anuradhapura line))		OECF	TGDP	Nov.97
c) Anuradhapura (two T/L bays for Puttalam line)	b	OECF	TGDP	Nov.97
(9) Reconductoring of 132kV Kotugoda - Bolawatta Line and Double Pi-Connection Arrangement for Bolawatta				
a) Kotugoda - Bolawatta 132kV line (2cct, 22km, Coyote to Zebra)		OECF	TGDP	Nov.97
b) Bolawatta (two T/L bays for pi-connection arrangement)	c	OECF	TGDP	Nov.97
(10) 2nd Pi-connection of Kotmale Power station				
a) T-off of Kotamale (2cct, 6.8km, Lynx)		IDA	SPDTP	Completed
b) Kotmale (two T/L bays for pi-connection arrangement)		IDA	SPDTP	Dec.96

表 6.1.5 - 1 建設中または計画中の送電システム整備計画

Augmentation and Extension of Transmission System	Re- marks	Fund Source	Project Name	Commiss. Year
(11) 2nd Circuit of Rantembe - Badulla Line				
a) Rantembe - Badulla 132kV 2nd cct line (1cct(2cct const.), 33km, Lynx)		IDA	SPDTP	Jan.98
b) Rantembe (a T/L bay for Badulla line)		IDA	SPDTP	Dec.96
c) Badulla (a T/L bay for Rantembe line)		IDA	SPDTP	Dec.96
(12) Construction of Veyangoda Substation				
a) Veyangoda (2x31.5MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
b) Kotugoda - Veyangoda 132kV line (220kV design, 2cct, 20km, 2xZebra)	d	ADB	SPSEP	Dec.98
c) Kotugoda (two T/L bays for Veyangoda line)		ADB	SPSEP	Dec.98
(13) Reconductoring of 132kV Saggaskanda - Biyagama Line				
a) Saggaskanda - Biyagama 132kV line (2cct, 2.1km, Lynx to Zebra)		ADB	SPSEP	Dec.96
(14) Construction of 220kV New Anuradhapura Substation				
a) Kotmale - New Anuradhapura 220kV line (2cct, 163km, Zebra)		IDA	SPDTP	Jan.99
b) New Anuradhapura (2x150MVA transformers)		NORAD	SPDTP	Jan.99
c) Kotmale (two T/L bays for New Anuradhapura line)		NORAD	SPDTP	Jan.99
d) Double pi-connection of Anuradhapura - Trinkomalee line	e	CEB	SPDTP	Jan.99
(15) Upgrading of 132kV Switchgear to 220kV of Kelanitissa Power Station				
a) Biyagama - Kelanitissa 220kV line (2cct, 2xGoat, 12.5km)	f	IDA	K-B220	Jun.98
b) Kelanitissa (GIS with 2x150MVA trans.)	g	IDA	K-B220	Jun.98
c) Biyagama (two 220kV T/L bays for Kelanitissa line)		IDA	K-B220	Jun.98
(16) Construction of Ampara Substation				
a) Inginiyagala - Ampara 132kV line (1cct, 25km, Lynx)	i	NORAD	SPDTP	Jan.98
b) Ampara (2x31.5MVA)		NORAD	SPDTP	Jan.98
c) Inginiyagala (a T/L bay for Ampara line)		NORAD	SPDTP	Jan.98
(17) Upgrading of 132kV Kolonnawa - Saggaskanda - Kotugoda Line				
a) Kolonnawa - Kotugoda 132kV line (2cct, 28km, Coyote to Zebra)		ADB	SPSEP	Dec.98
b) Junction - Saggaskanda line (2cct, 4.6km, Lynx to Zebra,)		ADB	SPSEP	Dec.98
(18) Construction of Sithawaka Substation				
a) Sithawaka (2x31.5MVA)		OECF		Mar.98
b) Single pi-connection for Sithawaka (deadend towers)		OECF		Mar.98
(19) Addition of Transformers				
19-1) Panipitiya (1x31.5MVA, Total 91.5MVA)		IDA	PDTP	Completed
19-2) Ratmalana (1x31.5MVA, Total 91.5MVA)		IDA	PDTP	Completed
19-3) ODSS Kolonnawa (2x31.5MVA, Total 123MVA)		OECF	TSADP	Sep.96
19-4) Saggaskanda (1x31.5MVA, Total 121.5MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
19-5) Kiribatumbura (1x31.5MVA, Total 3x31.5MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
19-6) Matugama (1x31.5MVA, Total 3x31.5MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
19-7) Bolawatta (1x31.5MVA, Total 3x31.5MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98

表 6.1.5 - 1 建設中または計画中の送電システム整備計画

Augmentation and Extension of Transmission System	Re- marks	Fund Source	Project Name	Commiss. Year
19-8) Fort (1x30MVA, Total 3x30MVA)		CEB		
19-9) Kollipitiya (1x30MVA, Total 3x30MVA)		KfW		Dec.97
19-10) Thulhiliya (1x31.5MVA, Total 3x31.5MVA)		KfW		Dec.97
(20) Replacement of Transformers				
20-1) Puttalam (2x10MVA to 2x31.5MVA)		OECF	TSADP	Completed
20-2) Anuradhapura (2x10MVA to 2x31.5MVA)		CEB		Dec.96
20-3) Habarana (2x10MVA to 2x31.5MVA)		Korean	PSDP	Dec.98
20-4) Balangoda (2x10MVA to 2x31.5MVA)		Korean	PSDP	1999
20-5) Trincomalee (2x10MVA to 2x31.5MVA)		Korean	PSDP	1999
20-6) Embilipitiya (2x10MVA to 2x31.5MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
20-7) Kurunegara (2x16MVA to 2x31.5MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
20-8) Valaichchenai (2x10MVA to 2x31.5MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
(21) Var Compensator				
21-1) Kotugoda (20MVA)		NORAD	Norad	Dec.98
(22) Static Capacitor				
22-1) Kiribatkumbura (10MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
22-2) Kurunegara (10MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
22-3) Habarana (10MVA)		ADB	SPSEP	Dec.98
22-4) Kelanitissa(45MVA)	h	ADB	SPSEP	Dec.98

Remarks:

1) Project Name

TSADP : Transmission System Augmentation and Development Project (OECF)

TGDP : Transmission and Grid Substation Development Project (OECF)

PDTP : Power Distribution and Transmission Project (IDA)

SPDTP : Second Power Distribution and Transmission Project (IDA)

SPSEP : (ADB)

K-B220 : (IDA)

- 2) (a) Two T/L bays of Laxapana power station for Badulla line had been constructed under other project prior to the TSADP.
- (b) For Puttalam-Anuradhapura line, the existing Chunnakam line bays were scheduled to be used. However, two new T/L bays for the line are decided to be additionally constructed under the TGSDP.
- (c) A new line is planned to be constructed along the existing 132 kV line and the existing one is moved after the completion.
- (d) Kotugoda-Veyangoda line is proposed to be 220kV design, 2-cct with 2xZebra for future reinforcement and extension of the system, instead of original 132kV line with Lynx.
- (e) New Anuradhapura-Anuradhapura line is proposed to be newly constructed instead of originally planned double pi-connection of the existing Anuradhapura-Trincomalee line for transmitting bulk power to the 132kV system.
- (f) The existing towers are designed as 220kV ones, but number of discs of suspension insulators only will be increased.
- (g) Two T/L bays for extension 220kV system to Kolonnawa shall be provided for future easy arrangement.
- (h) Static capacitor of 60MVA is needed instead of presently planned 45MVA under ADB finance.
- (i) Site of Anpara GSS should be slightly shifted towards Kalmunai.

表 6.3.1 - 1 2000年地点における整備計画前及び計画後の変電所の設備利用率

Provinces	Grid Substations	Voltage Ratio (kV)	Before Reinforcement				After Reinforcement				Countermeasures
			Trans. Cap. (MVA)	Peak Load (MW)	Peak Cap. (MVA)	Load (%)	Trans. Cap. (MVA)	Peak Load (MW)	Peak Cap. (MVA)	Load (%)	
North	(1) Anuradhapura	132/33	63	25.8	28.7	46	63	25.8	28.7	46	Replace of transformers Under construction Completed Committed New construction New construction Committed Planned(Renovation) Under construction Under construction New construction New construction New construction Under construction New construction
Central	(2) Habarana	132/33	63	21.6	24.0	38	63	21.6	24.0	38	
Northern	(3) Chonnakam	132/33	70	25.8	28.7	41	70	25.9	28.8	41	
	(4) Kilinochchi	132/33	10	6.2	6.9	69	10	6.2	6.9	69	
Central	(5) Kiribathkumbura	132/33	94.5	39.3	43.7	46	94.5	42.0	46.7	49	
	(6) Ukuwela	132/33	30	32.1	35.7	119	63	32.1	35.7	57	
	(7) Rantembe	-/132/3	20	7.6	8.4	42	20	7.6	8.4	42	
	(8) Nuwara Eliya	132/33	63	23.5	26.1	41	63	23.5	26.1	41	
	(9) Wimalasurendra	132/33	63	14.9	16.6	26	63	14.9	16.6	26	
North	(10) Kurunegala	132/33	63	29.6	32.9	52	63	29.6	32.9	52	
Western	(11) Puttalam	132/33	63	17.4	19.3	31	63	17.4	19.3	31	
	(12) Bolawatta	132/33	91.5	53.5	59.4	65	91.5	53.5	59.4	65	
	(13) Chilaw	132/33	63	22.3	24.8	39	63	32.9	36.6	58	
Western-North	(14) Kotugoda	220/132/33	120	49.5	55.0	46	120	49.5	58.2	49	
	(15) Sapugaskanda	132/33	121.5	123.2	136.9	113	121.5	80.3	94.5	78	
	(16) Biyagama	220/132/33	120	79.7	88.6	74	120	50.3	59.2	49	
	(17) Veyangoda	132/33	63	15.9	17.7	28	63	17.5	20.6	33	
	(18) Aniyakanda	132/33	63	23.1	25.7	41	63	23.1	27.2	43	
	(19) Kelaniya	132/33					126	71.5	84.1	67	
Eastern	(20) Trincomalee	132/33	63	17.8	19.8	31	63	17.8	19.8	31	
	(21) Inginiyagara	132/33	30	1.5	1.7	6	30	1.5	1.7	6	
	(22) Valaichchenai	132/33	63	12.3	13.7	22	63	12.3	13.7	22	
	(23) Ampara	132/33	63	11.0	12.2	19	63	11.0	12.2	19	
Western-South	(24) Ratmalana	132/33	91.5	100.9	112.1	123	91.5	60.6	71.3	78	
	(25) Pannipitiya	132/33	91.5	88.6	98.4	108	91.5	65.9	77.5	85	
	(26) O.D.S.Si.Kolonnawa	132/33	123	55.6	61.8	50	94.5	55.7	65.5	69	
	(27) Matugama	132/33	94.5	16.8	18.7	20	94.5	16.8	19.8	21	
	(28) Avissawella	132/33	63	15.8	17.6	28	63	15.8	18.6	30	
	(29) Panadura	132/33	63	28.4	31.6	50	63	28.4	33.4	53	
	(30) Sithawaka	132/33	63	13.3	14.8	23	63	16.2	19.1	30	
	(31) Athurugiriya	132/33	63	21.5	23.9	38	63	24.6	28.9	46	
	(32) Sri Jaya'pura	132/33	63	36.6	40.7	65	63	39.1	46.0	73	
	(33) Dehiwala	-/132/33					126	55.5	65.3	52	
Southern	(34) Galle	132/33	60	44.3	49.2	82	63	44.3	49.2	78	
	(35) Deniyaya	132/33	30	15.1	16.8	56	30	15.2	16.9	56	
	(36) Matara	132/33	63	33.1	36.8	58	63	33.1	36.8	58	
	(37) New Galle	132/33	63	44.3	49.2	78	63	44.3	49.2	78	
Uva	(38) Badulla	132/33	94.5	23.1	25.7	27	94.5	23.1	25.7	27	
Sabaragamuwa	(39) Balangoda	132/33	63	10.9	12.1	19	63	10.9	12.1	19	
	(40) Thalhiriya	132/33	94.5	70.1	77.9	82	94.5	51.8	57.6	61	
	(41) Embilipitiya	132/33	63	10.3	11.4	18	63	10.3	11.4	18	
	(42) Ratnapura	132/33	63	21.4	23.8	38	63	21.4	23.8	38	
Colombo	(43) Kelanitissa(KTS)	132/33	120	41.1	45.7	38	120	41.1	48.4	40	
	(44) Sub-Et(Kollipitiya)	132/11	90	34.4	58.8	65	90	34.4	62.3	69	
	(45) Sub-F(Fort)	132/11	90	23.3	51.8	58	90	23.3	54.8	61	
TOTAL			3,073.0	1,402.5	1,604.8	52	3,332.5	1,399.6	1,654.6	50	

Remarks: a) Load factor for calculation of peak load in MVA is assumed as 85% for Western-North, Western-South and Colombo and 90% for other areas.
b) Peak load in MVA of Kollipitiya and Fort grid substations is calculated in the basis of day-time peak, i.e 0.65 for Kollipitiya and 0.5 for Fort.

表 6.3.1 - 2 2000年迄に実施すべき拡張・整備計画

Subprojects for Augmentation and Extension	Re- marks	Proposed Commiss. Year
(1) Upgrading of 132kV Biyagama - Pannipitiya Line to 220kV a) Upgrading of Biyagama - Panipitiya 132kV line to 220kV (2cct, 15.5km, 2xZebra) b) Biyagama (two 220kV T/L bays for Pannipitiya line) c) Pannipitiya (2x250MVA, two 220kV T/L bays for Biyagama line)	a	2000
(2) Reconductoring of Kolonnawa - Pannipitiya 132kV Line a) Kolonnawa - Panipitiya 132kV line (2cct, 13km, Lynx to Zebra)		2000
(3) Construction of Sapugaskanda GSS - KHD 132kV Line a) Sapugaskanda GSS - KHD 132kV line (2cct, 1.0km, Lynx) b) Sapugaskanda GSS (two 132kV T/L bays for KHD line)		1998
(4) Upgrading of Sapugaskanda P/S - Sapugaskanda GSS 132kV Line a) Removal of the existing 132kV line (1cct, 1.5km, Lynx) b) Construction of 132kV line (2cct, 1.5km, Zebra) c) Sapugaskanda P/S (one 132kV T/L bay for Sapugaskanda GSS line) d) Sapugaskanda GSS (one 132kV T/L bay for Sapugaskanda P/S line)		1998
(5) Construction of Ratnapura 132 kV Substation a) Ratnapura (2x31.5MVA) b) Balangoda - Ratnapura 132kV line (2cct, 40km, Zebra) c) Balangoda (two 132kV T/L bays for Ratnapura line)	g	1998
(6) Construction of Aniyakanda 132 kV Substation a) Aniyakanda (2x31.5MVA) b) Double pi-connection for Aniyakanda (2x2cct, 0.2km, Zebra)		1998
(7) Construction of Athurugiriya 132 kV Substation a) Athurugiriya (2x31.5MVA) b) Triple pi-connection for Athurugiriya (3x2cct, 0.1km, Lynx)		1998
(8) Construction of Sri Jaya'pura 132 kV Substation a) Sri Jaya'pura (2x31.5MVA) b) Double pi-connection for Sri Jaya'pura (2x2cct, 0.1km, Zebra)		1998
(9) Construction of New Galle 132 kV Substation a) New Galle (2x31.5MVA) b) Double pi-connection of New Galle (2x2cct, 0.1km, Lynx)	b c	2000
(10) Construction of Matugama - New Galle 132kV Line a) Matugama - New Galle 132kV line (2cct, 64km, Zebra) b) Matugama (two 132kV T/L bays for New Galle line) c) New Galle (two 132kV T/L bays for Matugama line)	b	2000
(11) Construction of Kelaniya 132kV GIS a) Kelaniya (2x63MVA) b) Triple pi-connection for Kelaniya (3x2cct, 0.1km, Zebra)	d	2000
(12) Construction of 132kV Dehiwala Substation a) Pannipitiya - Dehiwala 132kV line (220kV construction, 2cct, 8km, 2xZebra) b) Dehiwala (132/33kV:2x63MVA) c) Pannipitiya (two 132kV T/L bays for Dehiwala line)	e	2000

表 6.3.1 - 2 2000年迄に実施すべき拡張・整備計画

Subprojects for Augmentation and Extension	Re- marks	Proposed Commiss. Year
<p>(13) Power Transmission Facilities Related to Muthuragawella Combined Cycle Power Plants</p> <p>13-1) Construction of Muthuragawella - Kotugoda 220kV Line</p> <p>a) Muthuragawella - Kotugoda 220kV line (2cct, 18.0km, 2xZebra)</p> <p>b) Kotugoda (two 220kV T/L bays for Muthuragawella line)</p> <p>13-2) Rearrangement of Kotugoda 220kV Switchgear</p>	f	2000
<p>(14) Rehabilitation of Kolonnawa Substation</p> <p>a) Replacement of transformers (3x30MVA to 1x31.5MVA)</p> <p>b) Renovation of 132kV switchgears (except for CB)</p> <p>c) Renovation of 33kV switchgears</p> <p>d) Renovation of control and relay panels for 132kV and 33kV systems</p> <p>e) Removal of 66kV and 11kV equipment</p>		1998
<p>(15) Construction of Valaichchenai - Ampara 132kV Line</p> <p>a) Valaichchenai - Ampara 132kV line (1cct, 75km, Lynx)</p> <p>b) Valaichchenai (one 132kV T/L bay for Ampara line)</p> <p>c) Ampara (one 132kV T/L bay for Valaichchenai line)</p>		1998
<p>(16) Replacement of Transformers</p> <p>16-1) Ukuwela (2x15MVA to 2x31.5MVA)</p>		1998
New Subprojects Proposed by Power System Analysis		
<p>(17) Static Capacitor</p> <p>17-1) Pannipitiya (100MVA)</p> <p>17-2) Kelanittissa (total 60MVA)</p>		2000
<p>(18) Replacement of 132kV Circuit Breakers</p> <p>18-1) Kolonnawa (20kA to 40kA, 2 sets)</p> <p>18-2) Sapgaskanda GSS (15.3kA and 11kA to 40kA, 6 sets)</p>		1998

Remarks:

- (a) The existing 132kV line has been designed for 220kV.
- (b) The existing Galle GSS has no space for the further extension of the 132kV switchyard (but addition of transformers is possible).
- (c) Two units of gas turbine of 35MW is planned to be constructed in future for supplying peak power in Southern Area.
- (d) The site is proposed to be near the junction point of Kolonnawa - Kotugoda - Sapgaskanda lines in order to dissolve the existing T-connection.
- (e) In future 132kV system extension from this substation is needed to supply bulk power to Colombo city area. Therefore, conventional type of substation is preferable for easy arrangement in future.
- (f) Kotugoda - Veyangoda 132kV line is planned to be upgraded to 220kV in future.
- (g) Bus arrangement is proposed to be reconsidered after detail topographic survey.

表 6.3.2 - 1 既設遮断器の定格遮断電流と3相短絡計算結果 (1/4)

Grid Substations and Power Stations	Rated Voltage (kV)	Rated Breaking Current of Existing Circuit Breaker as of Dec. 1995 (kA)		Calculated Three Phase Short Circuit Current Year of Calculation Stage (kA)		
				2000	2005	2010
1 Aguruwella	132			-	-	16.7
2 Ambalangoda	132			-	7.9	12.2
3 Ampara	132			2.0	2.0	2.1
4 Angoda	132			-	-	21.0
5 Aniyakanda	132			16.2	17.6	20.4
6 Anuradhapura	(1) 132	existing	20.0	7.2	8.8	13.4
	(2) 132	existing	15.5	7.2	8.8	13.4
	(3) 132	existing	11.0	7.2	8.8	13.4 *
7 Athurugiriya	132			14.9	15.4	17.1
8 Avissawella	132			12.0	12.2	8.3
9 Badulla	(1) 132	existing	31.5	6.4	6.7	6.9
	(2) 132	existing	25.0	6.4	6.7	6.9
10 Balangoda	132	existing	31.5	8.4	11.2	14.4
11 Biyagama	220	existing	40.0	14.9	17.7	22.7
12 Biyagama	132	existing	31.5	19.5	19.1	23.8
13 Bolawatta	(1) 132	existing	27.5	8.9	13.1	14.8
	(2) 132	existing	25.0	8.9	13.1	14.8
14 Boossa P/S	220			-	-	11.7
15 Boossa P/S	132			-	-	14.7
16 Bowatenna P/S	132	existing	12.5	3.6	3.7	4.4
17 Canyon P/S	(1) 132	existing	40.0	9.4	9.9	11.0
	(2) 132	existing	25.0	9.4	9.9	11.0
18 Chilaw	132			5.9	12.1	13.8
19 Chunnakam	132	existing	n.a.	1.1	1.4	1.7
20 Dehiwala	220			11.0	12.3	18.0
21 Deniyaya	(1) 132	existing	27.5	3.6	4.4	5.2
	(2) 132	existing	25.0	3.6	4.4	5.2
	(3) 132	existing	11.0	3.6	4.4	5.2
22 Eheliyagoda	132			-	-	10.8
23 Embilipitiya	(1) 132	existing	31.5	4.0	6.1	7.3
	(2) 132	existing	25.0	4.0	6.1	7.3
24 Fort	132	existing	25.0	20.8	14.8	16.2
25 Galle	(1) 132	existing	40.0	3.5	6.3	10.2
	(2) 132	existing	11.0	3.5	6.3	10.2
	(3) 132	existing	10.9	3.5	6.3	10.2

Note :

1) "n.a." means that data is not available.

2) "*" means that the calculated short circuit current is beyond the rated breaking current of the circuit breakers.

表 6.3.2 - 1 既設遮断器の定格遮断電流と3相短絡計算結果 (2/4)

Grid Substations and Power Stations		Rated Voltage (kV)	Rated Breaking Current of Existing Circuit Breaker as of Dec. 1995 (kA)		Calculated Three Phase Short Circuit Current		
					Year of Calculation Stage		
					2000 (kA)	2005 (kA)	2010 (kA)
26 Habarana	(1)	132	existing	25.0	4.0	4.3	5.5
	(2)	132	existing	20.0	4.0	4.3	5.5
	(3)	132	existing	11.0	4.0	4.3	5.5
27 Hambantota		132			-	4.4	5.0
28 Horana		132				7.8	8.6
29 Imbulgoda		132			-	-	16.0
30 Inginiyagara		132	existing	12.5	2.1	2.2	2.3
31 Katana		132			-	14.2	16.4
32 Kegalla		132			-	7.5	8.2
33 Kelanitissa P/S		220			13.9	16.4	19.9
34 Kelanitissa P/S	(1)	132	existing	31.5	24.0	16.4	17.6
	(2)	132	existing	25.0	24.0	16.4	17.6
35 Kelaniya		132			21.7	22.1	26.4
36 Kesbewa		132			-	-	18.1
37 KHD P/S		132			20.5	20.7	24.6
38 Kilinochchi	(1)	132	existing	15.3	1.2	2.4	4.4
	(2)	132	existing	11.0	1.2	2.4	4.4
39 Kiribathkumbura		132	existing	25.0	7.1	7.3	9.5
40 Kollupitiya		132	existing	25.0	20.9	21.9	25.7 *
41 Kolonnawa		220			-	16.0	19.3
42 Kolonnawa	(1)	132	existing	31.5	24.4	24.1	28.9
	(2)	132	existing	20.0	24.4 *	24.1 *	28.9 *
43 Kotmale P/S		220	existing	40.0	12.2	13.3	18.0
44 Kotmale P/S		132	existing	n.a.	8.8	9.2	11.2
45 Kotugoda		220	CB not installed		12.0	16.0	20.3
46 Kotugoda	(1)	132	existing	40.0	14.7	17.5	21.6
	(2)	132	existing	31.5	14.7	17.5	21.6
47 Kukule P/S		132			-	8.7	13.0
48 Kuliyaipitiya		132			-	9.5	10.5
49 Kurunegala		132	existing	25.0	4.1	4.2	4.8
50 Laxapana P/S		132	existing	31.5	17.1	18.9	24.6
51 Matale		220			-	-	12.6
52 Matale		132			-	-	14.5
53 Matara		132			2.5	5.9	8.1
54 Matugama		220			-	-	14.9
55 Matugama		132	existing	40.0	4.0	9.8	18.5

Note :

1) "n.a." means that data is not available.

2) "*" means that the calculated short circuit current is beyond the rated breaking current of the circuit breakers.

表 6.3.2 - 1 既設遮断器の定格遮断電流と3相短絡計算結果 (3/4)

Grid Substations and Power Stations	Rated Voltage (kV)	Rated Breaking Current of Existing Circuit Breaker as of Dec. 1995 (kA)		Calculated Three Phase Short Circuit Current Year of Calculation Stage (kA)		
				2000	2005	2010
56 Medegama	132			-	3.6	3.7
57 Muthuragawella P/S	220			10.6	13.2	16.2
58 New Anuradhapura	220			4.5	5.2	8.7
59 New Anuradhapura	132			7.2	8.8	13.3
60 New Chilaw	220			-	14.1	15.9
61 New Chilaw	132			-	15.7	18.8
62 New Galle P/S	132			4.0	7.8	14.7
63 New Habarana	220			-	-	14.6
64 New Laxapana P/S	(1) 132	existing	40.0	17.2	19.0	24.7
	(2) 132	existing	31.5	17.2	19.0	24.7
65 New Polpitiya	220			-	-	16.9
66 New Polpitiya	132			-	-	26.9
67 Nuwara Eliya	132			7.8	8.1	8.6
68 Oruwala	132	existing	n.a.	13.0	13.4	14.6
69 Padukka	220			-	-	20.2
70 Palekelle	132			-	5.2	7.3
71 Panadura	132			5.4	12.9	13.6
72 Pannala	132			-	-	10.8
73 Pannipitiya	220			12.2	13.8	21.4
74 Pannipitiya	132	existing	31.5	18.8	20.6	27.3
75 Polonnaruwa	132			-	2.5	2.8
76 Polpitiya P/S	132	existing	n.a.	17.5	19.3	27.3
77 Puttalam	132	existing	25.0	5.0	12.6	13.2
78 Puttalam P/S	220			-	15.7	14.8
79 Puttalam P/S	132			-	14.8	14.8
80 Randenigala P/S	236	existing	31.5	8.6	8.9	11.4
81 Rantembe P/S	220	existing	25.0	8.1	8.5	10.6
82 Rantembe P/S	138	existing	25.0	6.1	6.4	6.6
83 Ratmalana	(1) 132	existing	31.5	13.8	14.8	17.9
	(2) 132	existing	25.0	13.8	14.8	17.9
84 Ratnapura	132			4.4	8.1	12.9
85 Samanawewa P/S	132	existing	31.5	7.3	9.4	11.3
86 Sapugaskanda	(1) 132	existing	25.0	20.1	20.2	24.6
	(2) 132	existing	15.3	20.1 *	20.2 *	24.6 *
	(3) 132	existing	11.0	20.1 *	20.2 *	24.6 *
87 Sapugaskanda P/S	142	existing	n.a.	18.1	4.3	24.2

Note :

1) "n.a." means that data is not available.

2) "*" means that the calculated short circuit current is beyond the rated breaking current of the circuit breakers.

表 6.3.2 - 1 既設遮断器の定格遮断電流と3相短絡計算結果 (4/4)

Grid Substations and Power Stations	Rated Voltage (kV)	Rated Breaking Current of Existing Circuit Breaker as of Dec. 1995 (kA)		Calculated Three Phase Short Circuit Current			
				Year of Calculation Stage			
				2000 (kA)	2005 (kA)	2010 (kA)	
88 Sithawaka	132			9.7	9.9	11.7	
89 Sri Jaya'pura	132			20.3	21.0	25.7	
90 Sub-B	132			-	-	17.2	
91 Thulhiriya	132	existing	11.0	6.5	11.7	13.5	
92 Town Hall	132			-	22.6	26.8	
93 Trincomalee	(1)	132	existing	25.0	2.3	2.4	13.3
	(2)	132	existing	15.3	2.3	2.4	13.3
	(3)	132	existing	12.5	2.3	2.4	13.3 *
94 Trincomalee P/S	220			-	-	15.3	
95 Trincomalee P/S	132			-	-	13.7	
96 Ukuwela	132	existing	25.0	6.5	6.7	10.7	
97 Valaichchenai	132	existing	n.a.	1.9	2.0	2.1	
98 Vavunia	132			-	4.0	5.5	
99 Veyangoda	220			-	14.7	21.1	
100 Veyangoda	132			9.3	14.2	19.4	
101 Victoria P/S	236	existing	25.0	10.7	11.3	17.0	
102 Wariyapola	220			-	-	13.2	
103 Wimalasurendra	(1)	132	existing	31.5	14.1	15.2	18.6
	(2)	132	existing	25.0	14.1	15.2	18.6

Note :

- 1) "n.a." means that data is not available.
- 2) " * " means that the calculated short circuit current is beyond the rated breaking current of the circuit breakers.

表 6.4.1 - 1 2005年地点における整備計画前及び計画後の変電所の設備利用率

Provinces	Grid Substations	Voltage Ratio (kV)	Before Reinforcement				After Reinforcement				Countermeasures
			Trans. Cap. (MVA)	Peak Load (MW)	Peak Cap. (MVA)	Load ?	Trans. Cap. (MVA)	Peak Load (MW)	Peak Cap. (MVA)	Load ?	
North Centraal	(1) Anuradhapura	132/33	63	32.0	35.6	56	63	32.3	35.9	57	
	(2) Habarana	132/33	63	24.0	26.7	42	63	24.2	26.9	43	
	(3) Polonnaruwa	132/33	32	14.3	15.9	50	32	14.4	16.0	50	
Northern	(4) Chunnakam	132/33	70	49.3	54.8	78	70	49.7	55.2	79	Addition of transformer New construction
	(5) Kilinochchi	132/33	10	9.8	10.9	109	20	9.9	11.0	55	
	(6) Vavunia	132/33	10	6.7	7.4	74	10	6.8	7.6	76	
Central	(7) Kiribathkumbura	132/33	94.5	47.4	52.7	56	94.5	36.5	40.6	43	New construction
	(8) Ukuwela	132/33	63	38.8	43.1	68	63	32.0	35.6	56	
	(9) Rantembe	-/132/3	20	7.4	8.2	41	20	7.5	8.3	42	
	(10) Nuwara Eliya	132/33	63	30.3	33.7	53	63	30.6	34.0	54	
	(11) Wimalasurendra	132/33	63	18.0	20.0	32	63	18.2	20.2	32	
	(12) Palekelle	132/33	63	14.9	16.6	26	63	21.9	24.3	39	
North Western	(13) Kurunegala	132/33	63	30.6	34.0	54	63	30.8	34.2	54	New construction
	(14) Puttalam	132/33	63	26.7	29.7	47	63	33.3	37.0	59	
	(15) Bolawatta	132/33	91.5	46.1	51.2	56	91.5	46.5	51.7	56	
	(16) Chilaw	132/33	63	49.8	55.3	88	63	45.5	50.6	80	
	(17) Koliyapitiya	132/33	63	43.5	48.3	77	63	43.9	48.8	77	
Western- North	(18) Kotugoda	-/132/33	120	63.9	75.2	63	120	60.6	71.3	59	Addition of transformer New construction New construction New construction
	(19) Sapugaskanda	132/33	121.5	144.7	170.2	140	121.5	87.7	103.2	85	
	(20) Biyagama	-/132/33	120	86.6	101.9	85	120	72.4	85.2	71	
	(21) Veyangoda	132/33	63	21.3	25.1	40	63	21.5	25.3	40	
	(22) Aniyakanda	132/33	63	34.5	40.6	64	63	34.8	40.9	65	
	(23) Kelaniya	132/33	126	126.1	148.4	118	126	82.7	97.3	77	
	(24) Muthuragawella	220/33					126	40.9	48.1	38	
	(25) Gonawala	132/33					94.5	50.5	59.4	63	
(26) Katana	132/33	63	29.6	32.9	52	63	29.9	33.2	53		
Eastern	(27) Trincomalee	132/33	63	23.2	25.8	41	63	23.4	26.0	41	Addition of transformer
	(28) Inginiyagara	132/33	30	0.6	0.7	2	30	0.6	0.7	2	
	(29) Valaichchenai	132/33	63	8.8	9.8	16	63	8.9	9.9	16	
	(30) Ampara	132/33	63	14.6	16.2	26	63	14.8	16.4	26	
Western- South	(31) Ratmalana	132/33	91.5	81.8	96.2	105	123	76.0	89.4	73	Addition of transformer Addition of transformer Addition of transformer Addition of transformer Addition of transformer Addition of transformer Addition of transformer Addition of transformer Addition of transformer Addition of transformer
	(32) Panipitiya	132/33	91.5	70.7	83.2	91	123	66.6	78.4	64	
	(33) O.D.S.St(Kolonnawa)	132/33	94.5	109.2	128.5	136	157.5	96.4	113.4	72	
	(34) Matugama	132/33	94.5	16.9	19.9	21	94.5	17.1	20.1	21	
	(35) Avissawella	132/33	63	26.8	31.5	50	63	27.0	31.8	50	
	(36) Panadura	132/33	63	40.4	47.5	75	63	40.8	48.0	76	
	(37) Sithawaka	132/33	63	22.6	26.6	42	63	19.8	23.3	37	
	(38) Athurugiriya	132/33	63	29.9	35.2	56	63	30.9	36.4	58	
	(39) Sri Jayapura	132/33	63	86.8	102.1	162	126	72.0	84.7	67	
	(40) Dehiwala	-/132/33	126	77.7	91.4	73	126	88.9	104.6	83	
	(41) Horana	132/33	63	19.9	22.1	35	63	20.0	23.5	37	
Southern	(42) Galle	132/33	91.5	52.0	57.8	63	91.5	52.5	58.3	64	Addition of transformer New construction New construction New construction
	(43) Deniyaya	132/33	30	20.9	23.2	77	30	21.1	23.4	78	
	(44) Malara	132/33	63	40.4	44.9	71	63	40.8	45.3	72	
	(45) New Galle	132/33	63	51.9	57.7	92	94.5	52.4	58.2	62	
	(46) Ambalangoda	132/33	63	23.5	26.1	41	63	23.7	26.3	42	
	(47) Hambantota	132/33	20	9.9	11.0	55	20	10.0	11.1	56	
	(48) Badulla	132/33	94.5	27.7	30.8	33	94.5	28.0	31.1	33	
Uva	(49) Medagama	132/33	10	3.4	3.8	38	10	3.4	3.8	38	New construction
	(50) Balangoda	132/33	63	12.4	13.8	22	63	12.5	13.9	22	
Sabaraga- muwa	(51) Thulhiriya	132/33	94.5	81.3	90.3	96	94.5	48.4	53.8	57	New construction
	(52) Embilipitiya	132/33	63	6.9	7.7	12	63	7.0	7.8	12	
	(53) Ratnapura	132/33	63	40.4	44.9	71	63	40.4	44.9	71	
	(54) Kegalle	132/33					63	44.5	49.4	78	
Colombo	(55) Kelanitissa(KTS)	132/33	120	32.6	38.4	32	120	43.9	51.6	43	New construction
	(56) Sub-E(Kollipitiya)	132/11	90	27.6	50.0	56	90	27.9	50.5	56	
	(57) Sub-F(Fort)	132/11	90	31.2	73.4	82	90	31.5	74.1	82	
	(58) Town Hall	132/11					126	31.5	74.1	59	
TOTAL			3748	2088	2448	65	4388	2088	2486	57	

Remarks: a) Load factor for calculation of peak load in MVA is assumed as 85% for Western-North, Western-South and Colombo and 90% for other areas.
b) Peak load in MVA of Kollipitiya and Fort grid substations is calculated in the basis of day-time peak, i.e 0.65 for Kollipitiya and 0.5 for Fort.

表 6.4.1-2 2000 - 2005 年間の年次別整備計画及び計画後の変電所の設備利用率

Province	Grid Substations	2001												2002												2003												2004												2005																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
		After Reinforcement				Before Reinforcement				After Reinforcement				Before Reinforcement				After Reinforcement				Before Reinforcement				After Reinforcement				Before Reinforcement				After Reinforcement				Before Reinforcement				After Reinforcement																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
Tran.	Peak Load (MW)	Peak Load (MVA)	Cap. (MW)	Cap. (MVA)	Tran.	Peak Load (MW)	Peak Load (MVA)	Cap. (MW)	Cap. (MVA)	Tran.	Peak Load (MW)	Peak Load (MVA)	Cap. (MW)	Cap. (MVA)	Tran.	Peak Load (MW)	Peak Load (MVA)	Cap. (MW)	Cap. (MVA)	Tran.	Peak Load (MW)	Peak Load (MVA)	Cap. (MW)	Cap. (MVA)	Tran.	Peak Load (MW)	Peak Load (MVA)	Cap. (MW)	Cap. (MVA)	Tran.	Peak Load (MW)	Peak Load (MVA)	Cap. (MW)	Cap. (MVA)	Tran.	Peak Load (MW)	Peak Load (MVA)	Cap. (MW)	Cap. (MVA)	Tran.	Peak Load (MW)	Peak Load (MVA)	Cap. (MW)	Cap. (MVA)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
North Central	(1) Anuradhapura	63	25.6	26.7	46	63	27.8	28.9	49	63	23.0	26.2	45	63	25.4	26.8	45	63	27.1	31.3	48	63	29.6	32.8	52	63	32.3	35.9	57	63	34.2	38.9	61	63	36.2	41.0	63	63	38.2	43.0	63	63	39.3	44.1	63	63	40.4	45.2	63	63	41.5	46.3	63	63	42.6	47.4	63	63	43.7	48.5	63	63	44.8	49.6	63	63	45.9	50.7	63	63	47.0	51.8	63	63	48.1	52.9	63	63	49.2	54.0	63	63	50.3	55.1	63	63	51.4	56.2	63	63	52.5	57.3	63	63	53.6	58.4	63	63	54.7	59.5	63	63	55.8	60.6	63	63	56.9	61.7	63	63	58.0	62.8	63	63	59.1	63.9	63	63	60.2	65.0	63	63	61.3	66.1	63	63	62.4	67.2	63	63	63.5	68.3	63	63	64.6	69.4	63	63	65.7	70.5	63	63	66.8	71.6	63	63	67.9	72.7	63	63	69.0	73.8	63	63	70.1	74.9	63	63	71.2	76.0	63	63	72.3	77.1	63	63	73.4	78.2	63	63	74.5	79.3	63	63	75.6	80.4	63	63	76.7	81.5	63	63	77.8	82.6	63	63	78.9	83.7	63	63	80.0	84.8	63	63	81.1	85.9	63	63	82.2	87.0	63	63	83.3	88.1	63	63	84.4	89.2	63	63	85.5	90.3	63	63	86.6	91.4	63	63	87.7	92.5	63	63	88.8	93.6	63	63	89.9	94.7	63	63	91.0	95.8	63	63	92.1	96.9	63	63	93.2	98.0	63	63	94.3	99.1	63	63	95.4	100.2	63	63	96.5	101.3	63	63	97.6	102.4	63	63	98.7	103.5	63	63	99.8	104.6	63	63	100.9	105.7	63	63	102.0	106.8	63	63	103.1	107.9	63	63	104.2	109.0	63	63	105.3	110.1	63	63	106.4	111.2	63	63	107.5	112.3	63	63	108.6	113.4	63	63	109.7	114.5	63	63	110.8	115.6	63	63	111.9	116.7	63	63	113.0	117.8	63	63	114.1	118.9	63	63	115.2	120.0	63	63	116.3	121.1	63	63	117.4	122.2	63	63	118.5	123.3	63	63	119.6	124.4	63	63	120.7	125.5	63	63	121.8	126.6	63	63	122.9	127.7	63	63	124.0	128.8	63	63	125.1	129.9	63	63	126.2	131.0	63	63	127.3	132.1	63	63	128.4	133.2	63	63	129.5	134.3	63	63	130.6	135.4	63	63	131.7	136.5	63	63	132.8	137.6	63	63	133.9	138.7	63	63	135.0	139.8	63	63	136.1	140.9	63	63	137.2	142.0	63	63	138.3	143.1	63	63	139.4	144.2	63	63	140.5	145.3	63	63	141.6	146.4	63	63	142.7	147.5	63	63	143.8	148.6	63	63	144.9	149.7	63	63	146.0	150.8	63	63	147.1	151.9	63	63	148.2	153.0	63	63	149.3	154.1	63	63	150.4	155.2	63	63	151.5	156.3	63	63	152.6	157.4	63	63	153.7	158.5	63	63	154.8	159.6	63	63	155.9	160.7	63	63	157.0	161.8	63	63	158.1	162.9	63	63	159.2	164.0	63	63	160.3	165.1	63	63	161.4	166.2	63	63	162.5	167.3	63	63	163.6	168.4	63	63	164.7	169.5	63	63	165.8	170.6	63	63	166.9	171.7	63	63	168.0	172.8	63	63	169.1	173.9	63	63	170.2	175.0	63	63	171.3	176.1	63	63	172.4	177.2	63	63	173.5	178.3	63	63	174.6	179.4	63	63	175.7	180.5	63	63	176.8	181.6	63	63	177.9	182.7	63	63	179.0	183.8	63	63	180.1	184.9	63	63	181.2	186.0	63	63	182.3	187.1	63	63	183.4	188.2	63	63	184.5	189.3	63	63	185.6	190.4	63	63	186.7	191.5	63	63	187.8	192.6	63	63	188.9	193.7	63	63	190.0	194.8	63	63	191.1	195.9	63	63	192.2	197.0	63	63	193.3	198.1	63	63	194.4	199.2	63	63	195.5	200.3	63	63	196.6	201.4	63	63	197.7	202.5	63	63	198.8	203.6	63	63	199.9	204.7	63	63	201.0	205.8	63	63	202.1	206.9	63	63	203.2	208.0	63	63	204.3	209.1	63	63	205.4	210.2	63	63	206.5	211.3	63	63	207.6	212.4	63	63	208.7	213.5	63	63	209.8	214.6	63	63	210.9	215.7	63	63	212.0	216.8	63	63	213.1	217.9	63	63	214.2	219.0	63	63	215.3	220.1	63	63	216.4	221.2	63	63	217.5	222.3	63	63	218.6	223.4	63	63	219.7	224.5	63	63	220.8	225.6	63	63	221.9	226.7	63	63	223.0	227.8	63	63	224.1	228.9	63	63	225.2	230.0	63	63	226.3	231.1	63	63	227.4	232.2	63	63	228.5	233.3	63	63	229.6	234.4	63	63	230.7	235.5	63	63	231.8	236.6	63	63	232.9	237.7	63	63	234.0	238.8	63	63	235.1	239.9	63	63	236.2	241.0	63	63	237.3	242.1	63	63	238.4	243.2	63	63	239.5	244.3	63	63	240.6	245.4	63	63	241.7	246.5	63	63	242.8	247.6	63	63	243.9	248.7	63	63	245.0	249.8	63	63	246.1	250.9	63	63	247.2	252.0	63	63	248.3	253.1	63	63	249.4	254.2	63	63	250.5	255.3	63	63	251.6	256.4	63	63	252.7	257.5	63	63	253.8	258.6	63	63	254.9	259.7	63	63	256.0	260.8	63	63	257.1	261.9	63	63	258.2	263.0	63	63	259.3	264.1	63	63	260.4	265.2	63	63	261.5	266.3	63	63	262.6	267.4	63	63	263.7	268.5	63	63	264.8	269.6	63	63	265.9	270.7	63	63	267.0	271.8	63	63	268.1	272.9	63	63	269.2	274.0	63	63	270.3	275.1	63	63	271.4	276.2	63	63	272.5	277.3	63	63	273.6	278.4	63	63	274.7	279.5	63	63	275.8	280.6	63	63	276.9	281.7	63	63	278.0	282.8	63	63	279.1	283.9	63	63	280.2	285.0	63	63	281.3	286.1	63	63	282.4	287.2	63	63	283.5	288.3	63	63	284.6	289.4	63	63	285.7	290.5	63	63	286.8	291.6	63	63	287.9	292.7	63	63	289.0	293.8	63	63	290.1	294.9	63	63	291.2	296.0	63	63	292.3	297.1	63	63	293.4	298.2	63	63	294.5	299.3	63	63	295.6	300.4	63	63	296.7	301.5	63	63	297.8	302.6	63	63	298.9	303.7	63	63	300.0	304.8	63	63	301.1	305.9	63	63	302.2	307.0	63	63	303.3	308.1	63	63	304.4	309.2	63	63	305.5	310.3	63	63	306.6	311.4	63	63	307.7	312.5	63	63	308.8	313.6	63	63	309.9	314.7	63	63	311.0	315.8	63	63	312.1	316.9	63	63	313.2	318.0	63	63	314.3	319.1	63	63	315.4	320.2	63	63	316.5	321.3	63	63	317.6	322.4	63	63	318.7	323.5	63	63	319.8	324.6	63	63	320.9	325.7	63	63	322.0	326.8	63	63	323.1	327.9	63	63	324.2	329.0	63	63	325.3	330.1	63	63	326.4	331.2	63	63	327.5	332.3	63	63	328.6	333.4	63	63	329.7	334.5	63	63	330.8	335.6	63	63	331.9	336.7	63	63	333.0	337.8	63	63	334.1	338.9	63	63	335.2	340.0	63	63	336.3	341.1	63	63	337.4	342.2	63	63	338.5	343.3	63	63	339.6	344.4	63	63	340.7	345.5	63	63	341.8	346.6	63	63	342.9	347.7	63	63	344.0	348.8	63	63	345.1	349.9	63	63	346.2	351.0	63	63	347.3	352.1	63	63	348.4	353.2	63	63	349.5	354.3	63	63	350.6	355.4	63	63	351.7	356.5	63	63	352.8	357.6	63	63	353.9	358.7	63	63	355.0	359.8	63	63	356.1	360.9	63	63	357.2	362.0	63	63	358.3	363.1	63	63	359.4	364.2	63	63	360.5	365.3	63	63	361.6	366.4	63	63	362.7	367.5	63	63	363.8	368.6	63	63	364.9	369.7	63	63

表 6.4.1 - 3 2005年迄に実施すべき拡張・整備計画

Augmentation and Extension of T/L and GSS	Re- marks	Proposed Commiss. Year
(1) Power Transmission Facilities Related to Puttalam Coal-Fired Thermal Plant		
(1-1) Upgrading Kotugoda - Veyangoda Line & Veyangoda Substation to 220 kV a) Upgrading of Veyangoda substation to 220kV (2 x 150MVA (220/132kV)) b) Kotugoda (two 220kV T/L bays for Veyangoda line)	a	2002
(1-2) Construction of Puttalam P/S - Veyangoda 220 kV Line a) Puttalam P/S - New Chilaw 220kV line (2cct, 43km, 3 x Zebra) b) New Chilaw - Veyangoda 220kV line (2cct, 42km, 3 x Zebra) c) Veyangoda (two T/L bays for Puttalam line)		2002
(1-3) Construction of Puttalam P/S 220/132 kV Substation a) Puttalam P/S (2 x 150MVA (220/132kV))		2002
(1-4) Construction of Puttalam P/S - Puttalam 132 kV Line a) Puttalam P/S - Puttalam 132kV line (2cct, 22km, 2 x Zebra) b) Puttalam (two T/L bays for Puttalam P/S line)		2002
(2) Construction of New Chilaw 220/132 kV Substation a) New Chilaw (2 x 150MVA (220/132)) b) Connection of Puttalam - Veyangoda 220kV line (2x2cct, 0.1km, 3xZebra) c) Double pi-connection of Bolawatta - Puttalam 132kV line (2x2cct, 0.5km, Lynx) d) Connection of Chilaw 132kV line (2cct,0.5km, Lynx) e) Connection of Kuliypitiya 132kV line (2cct, 0.5km, Zebra)		2002
(3) Construction of Kuliypitiya 132 kV Substation a) Double T-connection for Kuliypitiya (2cct, 18km, Zebra) b) Kuliypitiya (2 x 31.5MVA)		2003
(4) Construction of Katana 132 kV Substation a) Katana (2 x 31.5MVA) b) Double pi-connection for Katana (2 x 2cct, 0.5km, Lynx)		2005
(5) Construction of Gonawala Substation a) Gonawala (2 x 31.5MVA) b) Double pi-connection for Gonawala (2 x 2cct, 0.2km, Zebra)		2004
(6) Construction of Veyangoda - Thulhiliya 132 kV Line a) Veyangoda - Thulhiliya 132kV line (2cct, 25km, Zebra) b) Veyangoda (two 132kV T/L bays for Thulhiliya line) c) Thulhiliya (two 132kV T/L bays for Veyangoda line)		2003
(7) Construction of Kegalle 132 kV Substation a) Thulhiliya - Kegalle 132kV line (2cct, 19km, Zebra) b) Kegalle (2 x 31.5MVA) c) Thulhiliya (two T/L bays for Kegalle Line)		2004
(8) Construction of Palekelle 132 kV Substation a) Ukuwela - Palekelle 132kV line (2cct, 17km, Zebra) b) Ukuwela (two T/L bays for Palekelle line) c) Palekelle (2 x 31.5MVA)		2005

表 6.4.1 - 3 2005年迄に実施すべき拡張・整備計画

Augmentation and Extension of T/L and GSS	Re- marks	Proposed Commiss. Year
(9) Construction of Polonnaruwa 132 kV Substation a) Polonnaruwa (2 x 16MVA) b) Single pi-connection for Polonnaruwa (2cct, 0.5km, Lynx)	b	2001
(10) Construction of Vavunia 132 kV Substation a) Vavunia (1 x 10MVA) b) Double pi-connection for Vavunia (2cct, 0.5km, Lynx)	c d	2001
(11) Construction of Horana 132 kV Substation a) Horana (2 x 31.5MVA) b) Single pi-connection for Horana (2cct, 11.0km, Bear)	e	2003
(12) Power Transmission Facilities Related to Kukule Hydropower Plant (12-1) Construction of Kukule - Matugama 132 kV Line a) Kukule - Matugama 132kV line (2cct, 27km, Zebra) b) Matugama (two 132kV T/L bays for Kukule line)	f	2002
(12-1) Construction of Kukule - Ratnapura 132 kV Line a) Kukule - Ratnapura 132kV line (2cct, 25km, Zebra) b) Ratnapura (two 132kV T/L bays for Kukule line)		2002
(13) Double pi-connection for Panadura 132 kV Substation a) Panadura - Junction Point line (2cct, 5km, Lynx) b) Panadura (two 132kV bays for pi-connection)		2003
(14) Construction of Ambalangoda 132 kV Substation a) Ambalangoda (2 x 31.5MVA) b) Single pi-connection for Ambalangoda (2cct, 0.1km, Zebra)		2001
(15) Construction of Hambantota 132 kV Substation a) Embilipitiya - Hambantota 132kV line (1st cct of 2cct construction, 24km, Bear) b) Hambantota (2 x 10MVA) c) Embilipitiya (one 132kV T/L bays for Hambantota line)	g	2001
(16) Construction of New Galle - Matara 132 kV Line a) New Galle - Matara 132kV line (2cct, 34.0km, Bear) b) New Galle (two 132kV T/L bays for Matara line) c) Matara (two 132kV T/L bays for New Galle line)		2003
(17) Construction of Medagama 132 kV Substation a) Medagama (1 x 10MVA) b) Single pi-connection for Medagama (2cct, 0.5km, Oriole)	c,h	2002
(18) Construction of Paddiruppu 132 kV Substation a) Paddiruppu (1 x 10MVA) b) Single pi-connection for Paddiruppu (2cct, 5.0km, Lynx)	c,h	2003

表 6.4.1 - 3 2005年迄に実施すべき拡張・整備計画

Augmentation and Extension of T/L and GSS	Re- marks	Proposed Commiss. Year
(19) Construction of Town Hall 132 kV Substation (GIS) a) Kolonnawa - Town Hall 132kV underground cable line (1cct, 4.2km, Cu 800sq.mm, CV cable) b) Single pi-connection of Kolonnawa - Kollupitiya UGC (2x1cct, 0.2km, Cu 500sq.mm, OF cable) c) Kolonnawa (one 132kV T/L bay for Town Hall line) d) Town Hall (2 x 63MVA (Final : 3 x 63MVA))		2005
(20) Upgrading 132kV Kelanittissa - Kolonnawa Line to 220 kV a) Kelanittissa - Kolonnawa 220kV line (2cct, 2.2km, 2 x Goat) b) Construction of 220kV GIS at Kolonnawa (2 x 250MVA Transformers) c) Kelanittissa (two 220kV T/L bays for Kolonnawa line)	i j	2003
(21) Addition of Transformers (21-1) Kilinochchi (132/33kV, 1 x 10MVA, total 2 x 10MVA) (21-2) Galle (132/33kV, 1 x 31.5MVA, total 91.5MVA) (21-3) New Galle (132/33kV, 1 x 31.5MVA, total 3 x 31.5MVA) (21-4) Sri Jaya'pura a) 132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA) b) 132/33kV, 1x31.5MVA, total 4x31.5MVA) (21-5) Kolonnawa a) 132/33kV, 1x31.5MVA, total 4x31.5MVA) b) 132/33kV, 1x31.5MVA, total 5x31.5MVA) (21-6) Gonawala (132/33kV, 1x31.5MVA, total 3x31.5MVA) (21-7) Ratmalana (132/33kV, 1x31.5MVA, total 123MVA) (21-8) Pannipitiya (132/33kV, 1x31.5MVA, total 123MVA) (21-9) Muthurgawella (220/33kV, 2x63MVA, total 2x63MVA) (21-10) Bowatenna (132/33kV, 1x15MVA, total 1x15MVA)	k k,l	2003 2005 2005 2002 2005 2004 2005 2005 2005 2002 2002
New Subprojects Proposed by Power System Analysis		
(22) Static Capacitor (22-1) Chunnakam (20MVA)		2004

Remarks :

- (a) Kotugoda - Veyangoda line is planned to be designed as 220 kV construction.
- (b) Transformers of 16MVA presently used in Kurunegara substation are available for Polonnaruwa.
- (c) Transformers of 10MVA presently used are available.
- (d) Double pi-connection is needed for reliable and stable operation of the 132kV system in northern area.
- (e) In order to meet energy requirement such as planned water supply project, additional reinforcement like double pi-connection may be needed.
- (f) Necessary 132kV switching equipment is proposed to be provided under the Kukule project.
- (g) One circuit line is proposed to be initially constructed from the economical point of view.
- (h) One unit only will be initially provided for cost saving, since no high demand is expected.
- (i) Right of way and tower sites of the existing 132kV line is usable.
- (j) Two 220kV T/L bays for upgrading Kolonnawa substation to 220 kV are proposed to be provided under the project for upgrading of Kelanittissa substation to 220kV.
- (k) Transformers are newly installed for area supply.
- (l) Transformers of 15MVA presently used in Ukuwela substation are available for Bowatenna.

表 6.5.1 - 1 2010年地点における整備計画前及び計画後の変電所の設備利用率

Provinces	Grid Substations	Voltage Ratio (kV)	Before Reinforcement				After Reinforcement				Countermeasures
			Trans. Cap. (MVA)	Peak Load (MW)	Peak Cap. (MVA)	Load (%)	Trans. Cap. (MVA)	Peak Load (MW)	Peak Cap. (MVA)	Load (%)	
North Centraat	(1) Anuradhapura	132/33	63	48.0	53.3	85	63	42.3	47.0	75	Replace od Transformer (10MVA to 31.5MVA)
	(2) Habarana	132/33	63	22.8	25.3	40	63	28.4	31.6	50	
	(3) Polonnaruwa	132/33	32	32.8	36.4	114	32	23.8	26.4	83	
Northern	(4) Chunnakam	132/33	70	67.3	74.8	107	91.5	67.2	74.7	82	
	(5) Kilinochchi	132/33	20	13.9	15.4	77	20	13.9	15.4	77	
	(6) Vavunia	132/33	10	10.0	11.1	111	20	10.0	11.1	56	
Central	(7) Kiribathkumbura	132/33	94.5	47.6	52.9	56	94.5	47.7	53.0	56	
	(8) Ukuwela	132/33	63	47.9	53.2	84	63	47.8	53.1	84	
	(9) Ranembe	-/132/3	20	10.2	11.3	57	20	10.2	11.3	57	
	(10) Nuwara Eliya	132/33	63	39.1	43.4	69	63	38.6	42.9	68	
	(11) Wimalasurendra	132/33	63	22.7	25.2	40	63	22.6	25.1	40	
	(12) Palekelle	132/33	63	31.7	35.2	56	63	31.7	35.2	56	
North Western	(13) Kurunegala	132/33	63	44.5	49.4	78	63	44.4	49.3	78	
	(14) Puttalam	132/33	63	53.2	59.1	94	63	48.9	54.3	86	
	(15) Bolawatta	132/33	91.5	69.9	77.7	85	91.5	63.8	70.9	77	
	(16) Chilaw	132/33	63	72.1	80.1	127	94.5	72.0	80.0	85	
	(17) Kuliyaipitiya	132/33	63	83.6	92.9	147	94.5	57.1	63.4	67	
	(18) Pannala	132/33					63	34.3	38.1	60	
Western- North	(19) Kotugoda	-/132/33	120	88.6	104.2	87	120	77.1	90.7	76	
	(20) Sapugaskanda	132/33	121.5	146.4	172.2	142	121.5	91.6	107.8	89	
	(21) Biyagama	-/132/33	120	130.3	153.3	128	120	85.9	101.1	84	
	(22) Veyangoda	132/33	63	29.8	35.1	56	63	35.7	42.0	67	
	(23) Aniyakanda	132/33	63	51.4	60.5	96	94.5	50.3	59.2	63	
	(24) Kelaniya	132/33	126	146.5	172.4	137	189	117.5	138.2	73	
	(25) Muthuragawella	132/33	63	70.4	82.8	131	126	85.2	100.2	80	
	(26) Gonawala	132/33	94.5	91.0	107.1	113	126	80.1	94.2	75	
	(27) Katana	132/33	63	40.6	45.1	72	94.5	54.7	60.8	61	
	(28) Imbulgoda	132/33					126	86.7	96.3	76	
Eastern	(29) Trincomalee	132/33	63	31.9	35.4	56	63	31.9	35.4	56	
	(30) Inginiyagara	132/33	30	0.8	0.9	3	30	2.9	3.2	11	
	(31) Valichchenai	132/33	63	12.2	13.6	22	63	15.5	17.2	27	
	(32) Ampara	132/33	63	18.4	20.4	32	63	21.0	23.3	37	
Western- South	(33) Rattalana	132/33	123	123.2	144.9	118	123	91.3	107.4	87	
	(34) Pannipitiya	132/33	123	99.9	117.5	96	123	92.2	108.5	88	
	(35) O.D.S. St(Kolonnawa)	132/33	157.5	146.9	172.8	110	157.5	117.5	138.2	88	
	(36) Matugama	132/33	94.5	24.9	29.3	31	94.5	13.9	16.4	17	
	(37) Avissawella	132/33	63	41.0	48.2	77	63	43.5	51.2	81	
	(38) Panadura	132/33	63	64.5	75.9	120	94.5	70.4	82.8	88	
	(39) Sithawaka	132/33	63	34.0	40.0	63	63	25.4	29.9	47	
	(40) Athurugiriya	132/33	63	45.3	53.3	85	94.5	65.3	76.8	81	
	(41) Sri Jaya pura	132/33	126	111.6	131.3	104	126	77.7	91.4	73	
	(42) Dehiwala	-/132/33	126	139.2	163.8	130	189	103.8	122.1	65	
	(43) Horana	132/33	63	30.0	33.3	53	63	31.6	37.2	59	
	(44) Kesbewa	132/33					94.5	66.7	78.5	83	
	(45) Angoda	132/33					94.5	62.1	73.1	77	
Southern	(46) Galle	132/33	91.5	80.9	89.9	98	91.5	66.3	73.7	81	
	(47) Deniyaya	132/33	30	30.3	33.7	112	46.5	24.6	27.3	59	
	(48) Matara	132/33	63	55.4	61.6	98	94.5	58.9	65.4	69	
	(49) New Galle	132/33	94.5	80.7	89.7	95	94.5	66.3	73.7	78	
	(50) Ambalangoda	132/33	63	35.1	39.0	62	63	20.7	23.0	37	
	(51) Hambantota	132/33	20	12.1	13.4	67	20	13.4	14.9	74	
	(52) Boossa	132/33					63	47.4	52.7	84	
Uva	(53) Badulla	132/33	94.5	37.1	41.2	44	94.5	38.3	42.6	45	
	(54) Medagama	132/33	10	4.4	4.9	49	10	4.4	4.9	49	
Sabaraga- muwa	(55) Balangoda	132/33	63	16.5	18.3	29	63	16.4	18.2	29	
	(56) Thulhiriya	132/33	94.5	82.1	91.2	97	94.5	60.0	66.7	71	
	(57) Embilipitiya	132/33	63	8.9	9.9	16	63	9.0	10.0	16	
	(58) Ratnapora	132/33	63	77.6	86.2	137	94.5	60.3	67.0	71	
	(59) Kegalle	132/33	63	76.3	84.8	135	94.5	59.2	65.8	70	
	(60) Aguruwella	132/33					63	44.7	49.7	79	
Colombo	(61) Eheliyagoda	132/33					63	30.2	33.6	53	
	(62) Kelanitsissa(KTS)	132/33	120	59.5	70.0	58	120	59.4	69.9	58	
	(63) Sub-E(Kollipitiya)	132/11	90	38.2	69.1	77	90	38.1	69.0	77	
	(64) Sub-F(Fort)	132/11	90	43.2	101.6	113	90	32.3	76.0	84	
	(65) Town Hall	132/11	126	39.2	92.2	73	126	29.3	53.0	42	
	(66) Sub-B	132/11					126	32.3	76.0	60	
TOTAL			4325	3214	3807	88	5570	3214	3799	68	New construction

Remarks: a) Load factor for calculation of peak load in MVA is assumed as 85% for Western-North, Western-South and Colombo and 90% for other areas.
b) Peak load in MVA of Kollipitiya and Fort grid substations is calculated in the basis of day-time peak, i.e 0.65 for Kollipitiya and 0.5 for Fort.