

独立行政法人
国際協力機構

アンドラプラデシュ州送電公社（APTRANSCO）

インド国

アンドラプラデシュ州配電改善計画調査

最終報告書

要約版

2004年2月

JICA LIBRARY



1175576【6】

電源開発株式会社

独立行政法人
国際協力機構

アンドラプラデシュ州送電公社（APTRANSCO）

インド国

アンドラプラデシュ州配電改善計画調査

最終報告書

要 約 版

2004年2月

電 源 開 発 株 式 会 社



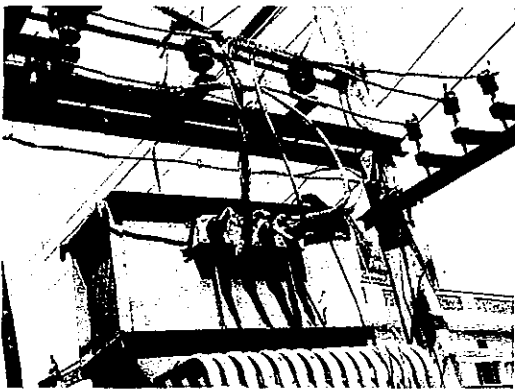
1175576【6】



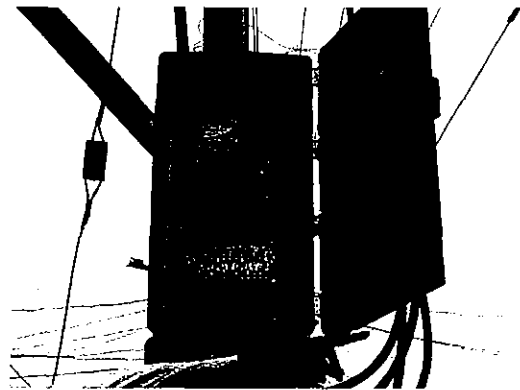
第 1 回 ワークショップ



Ranga Reddy North における技術移転



配電用変圧器における電線接続



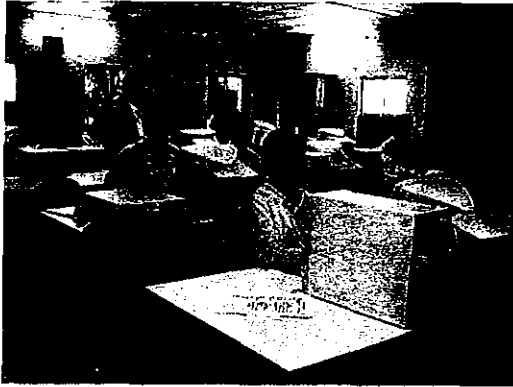
電力量計



電力量計を設置状況



GIS データの収集



コンピュータ訓練室 (CTI)



電気訓練センター(LSTC)

目 次

第1章 序論	1
1.1 調査の背景・経緯	1
1.2 調査の目的	2
1.2.1 調査目的と方針	2
1.2.2 調査要素	2
1.2.3 調査対象	4
1.2.4 調査実施形態	4
1.2.5 セミナー	4
第2章 Andhra Pradesh 州の電力事情	6
2.1 Andhra Pradesh 州における電力事情，電力設備の現状	6
2.1.1 電力事情	6
2.1.2 電力設備の現状	7
2.1.3 送配電ロス	7
2.1.4 電力需給の現状と発電設備増設計画	8
第3章 配電網の運用・保守	9
3.1 概論	9
3.2 運転保守の現状	9
3.2.1 運転体制	9
3.2.2 配電系統の運転の現状	10
3.3 配電系統の保守運用データ	11
3.3.1 周波数変動の測定結果	11
3.3.2 電圧変動の測定結果	11
3.3.3 停止の調査結果	12
3.4 問題点と解決方法	14
3.4.1 停止回数	14
3.4.2 DISTRIBUTION CODE に対する対応	15
3.4.3 運転・保守マニュアル	15
3.4.4 低圧配線の整理	15
3.4.5 安全対策	15
3.5 提言	15
第4章 SCADA システム	17
4.1 概要	17
4.1.1 既設 SCADA システムの評価	17
4.1.2 配電 SCADA 導入検討	17
4.1.3 配電 SCADA システムの提案	17
4.2 既設 SCADA システムの概要	18
4.3 配電 SCADA システムの導入	21
4.3.1 対象範囲	21
4.3.2 配電 SCADA の効果	21
4.3.3 設計検討	22
4.3.4 費用概算	24
4.3.5 導入計画	26
4.4 配電 SCADA システムの提案	27
4.4.1 既設 SCADA と配電 SCADA 機能	27
4.4.2 システム設計	27
4.4.3 システム構成別の概算費用	29

4.4.4 変電所別の概算費用	30
4.5 提言	31
第5章 配電網の改善	32
5.1 調査実施工程	32
5.2 ロス測定	32
5.2.1 モデルフィーダの選定	32
5.2.2 測定カ所, 測定数, 測定機器	32
5.2.3 測定項目	33
5.2.4 データ収集方法	33
5.3 フィーダの仕様調査	33
5.3.1 配電設備別の仕様調査	33
5.3.2 配電機材の仕様調査	33
5.4 負荷状況の調査	34
5.5 分析・評価	34
5.5.1 負荷曲線	34
5.5.2 配電線ロス	35
5.5.3 顧客末端電圧降下	36
5.5.4 テクニカルロス	36
5.5.5 電圧降下・過電流	37
5.6 設備の改善・拡充計画	38
5.6.1 配電用変電所	38
5.6.2 高圧配電線	39
5.6.3 低圧配電線	39
5.6.4 工事実施計画	40
5.6.5 改善計画の費用と便益	41
5.7 提言	42
5.7.1 電力損失削減	42
5.7.2 測定	42
5.7.3 kWh-A 管理	42
5.7.4 低圧線へのヒューズの導入	43
5.7.5 バランサの導入 (電流の不平衡の是正)	43
5.7.6 GIS との関係	43
5.7.7 拡大計画	43
第6章 GIS による設備・顧客管理	44
6.1 概論	44
6.2 ソフトウェア	44
6.3 設備・顧客管理データ	44
6.4 技術移転方法	45
6.5 プロトタイプによる効果	46
6.5.1 現場作業の効率化	46
6.5.2 設備, 顧客の位置把握	46
6.5.3 ロス管理, SCADA への支援	46
6.5.4 地図検索	46
6.5.5 写真による配電設備管理	47
6.5.6 Office の効率化	47
6.6 GIS 拡張計画	47
6.6.1 GIS 構築のための体制	47
6.6.2 GIS 導入範囲	48
6.6.3 GIS 構築のための必要人員	48

6.6.4 主要資機材	48
6.6.5 所要費用	49
6.6.6 導入工程	50
6.7 将来の運用方法	50
6.8 提言	51
第7章 研修設備および研修プログラム	53
7.1 概論	53
7.2 研修設備の現状	53
7.2.1 Corporate Training Institute (CTI)	53
7.2.2 その他の研修設備	54
7.3 研修設備改善計画	55
7.3.1 CTI	55
7.3.2 LSTC	55
7.4 既存研修プログラム	55
7.4.1 CTIにおける研修プログラム	55
7.4.2 その他の研修プログラム	55
7.5 提言	57
7.5.1 配電研修プログラムの提案	57
7.5.2 個別研修プログラムの提案	57
7.5.3 研修設備についての提案	58
7.5.4 研修実施方法についての提言	62

第 1 章 序論

第1章 序論

1.1 調査の背景・経緯

インド国ではその発電容量が1981年から2001年までの20年間に3倍以上の伸びを見ているが、その一方で慢性的な電力不足と電力の信頼度の低さは解決されないままである。

Andhra Pradesh 州においても、電力は不足傾向にあり、また送配電損失は30%を上回り、その多くは配電損失によっていると推定されているため、配電システムの改善が強く求められている。

インド国政府および Transmission Corporation of Andhra Pradesh (APTRANSCO)は、Andhra Pradesh 州の配電ロス低減に係る改善計画の作成を日本政府の技術援助によって実施することとし、2002年5月両国政府は調査実施に関するS/Wを締結した。

インド国 Andhra Pradesh 州配電改善計画調査はインド国政府および APTRANSCO と、国際協力事業団（以下「JICA」）との間で2002年5月29日に合意された実施細則(S/W)および協議議事録(M/M)に基づいて実施されたものである。

日本政府の技術協力の実施機関である JICA は、本調査の実施を電源開発株式会社(以下「J-POWER」)に委託し、J-POWER は2002年10月より2004年2月にかけて調査を実施した。

本報告書は、本調査の結果を取りまとめたものである。

1.2 調査の目的

1.2.1 調査目的と方針

本調査は、Andhra Pradesh 州における配電システムの改善を目的とし、最終的には顧客サービスの改善を目指すものである。調査団は、配電システム改善のため、配電ロスの削減と電力供給の質の改善に着目した。

配電ロス削減と電力供給の質の改善のためには対処すべき要素が3つある。すなわち、ロス削減に関しては配電網の改善であり、電力供給の質の改善に関しては運営・保守の改善、および設備・顧客管理である。これらのいずれの要素についても適切に対処されていなければ顧客満足の達成はおぼつかない。

このため調査団は、APTRANSCO や配電会社が直面している配電システムに関する問題点に対処するため、総合的なアプローチを採ることとし、上記の3つの要素全てを含んだ調査を実施することとした。

一方、技術移転を推進するため、調査団は APTRANSCO および中央配電会社 (APCPDCL, Central Distribution Company of Andhra Pradesh Ltd.) との共同作業という調査実施形態を採ることとした。これは、配電会社の社員が、調査団が実施した調査に倣い、今後同様の調査を自ら実施するようにするためである。

配電会社による今後の同種調査は、中央配電会社の他の地区のみならず、他の配電会社の地区においてもなされることが重要であり、これにより、Andhra Pradesh 州全域が同様調査により最終的にカバーされることとなる。

1.2.2 調査要素

本調査は下記要素より構成される。配電システム改善のための各要素の関係を図 1.1 に示す。

- 配電線の運用・保守改善：運営・保守記録の分析により問題点を把握し、電力供給の質の改善のため運営・保守の改善策を提案する
- 配電 SCADA システム：既設 SCADA システムに配電 SCADA 機能を導入する改善案を提案する
- 配電網の改善：33/11kV 変電所から顧客に至るまでの配電網につき、改善対象設備の選定とロス削減のための改善計画の積算と実施時期を提案する
- GIS による設備・顧客管理：ベースマップ上に設備情報と顧客情報をデジタル化し、設備管理と顧客サービスの向上を図る
- 研修設備および研修プログラム：配電線の計画・建設・運用・復旧・保守に係る研修プログラムを提案する

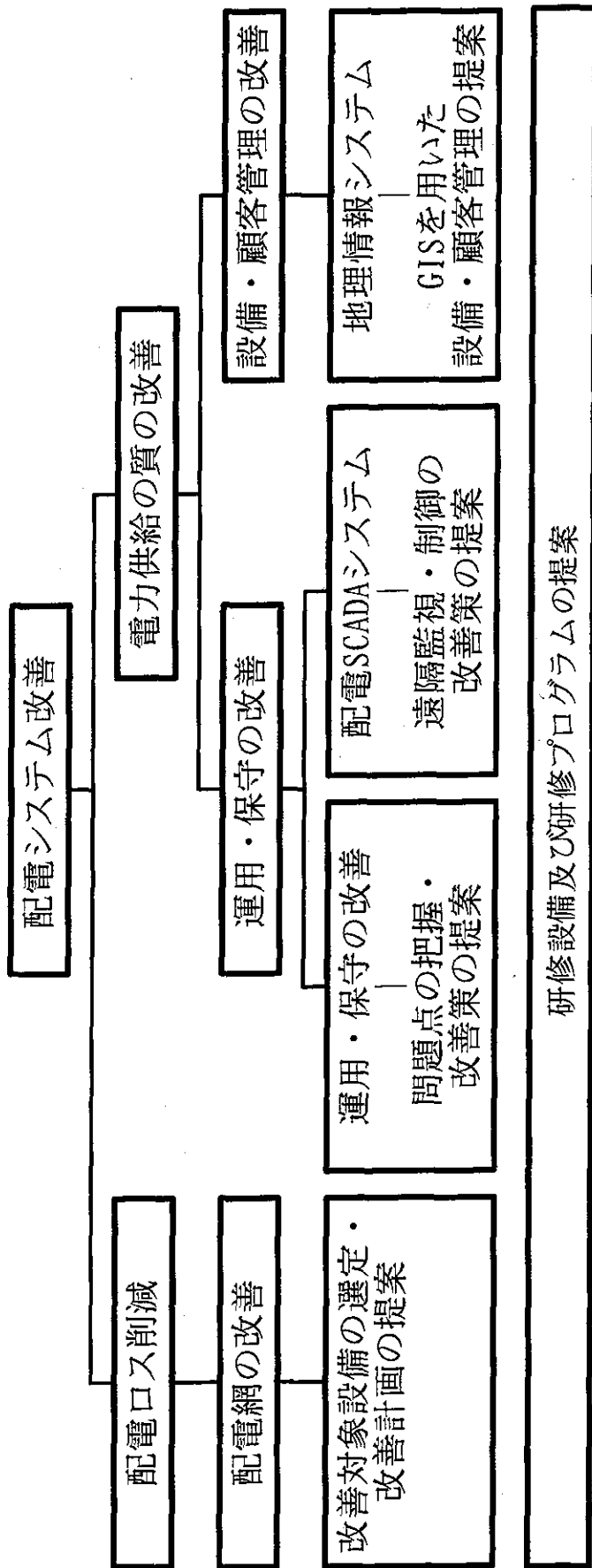


図 1.1 各調査要素の関係

1.2.3 調査対象

調査団は調査対象を 11kV フィーダとし、調査対象フィーダを Ranga Reddy 郡, Medak 郡から選定し、以下の調査を実施した。

- 配電網の運用, 保守改善に関しては, Ranga Reddy 郡および Medak 郡全域を対象とした。
- 配電 SCADA システム に関しては, 既設 SCADA および関連フィーダを対象とした。
- 配電網の改善に関しては, 上記の 2 郡より計 3 つのモデル 11kV フィーダを対象とした。
- GIS に関しては, 上記 3 つのモデル 11kV フィーダから 2 つの配電用トランスにつながる顧客までの経路を対象とした。
- 研修に関しては, Corporate Training Institute (CTI) および Line Staff Training Center (LSTC) を対象とし, 関連研修設備として Engineering Staff College of India (ESCI) および Central Institute for Rural Electrification (CIRE) についても調査した。

調査対象地域を図 1.2 に示す。

1.2.4 調査実施形態

1.2.1 で述べたように, 本調査の主要な目的は技術移転であるため, 本調査は調査団と APTRANSCO および APCPDCL のカウンターパートとの共同作業で実施する必要があった。従って, APTRANSCO および APCPDCL は各調査要素に対応したカウンターパートを提供した。

1.2.5 セミナー

調査団は Hyderabad にてセミナーを 2 回開催した。

2003 年 2 月に実施したセミナーにおいては本調査の手法を紹介した。

また, 2004 年 1 月に実施したセミナーにおいては調査団が実施した調査結果のみならず, カウンターパートが実施した調査結果についても発表された。

第2章 Andhra Pradesh 州の電力事情

第2章 Andhra Pradesh 州の電力事情

2.1 Andhra Pradesh 州における電力事情，電力設備の現状

2.1.1 電力事情

(1) 電力事情の現状

本調査の対象地域である Andhra Pradesh 州は、インドの南東部に位置し、面積、人口ともにインドの中で5番目に大きな州（約 275 千 km²、約 76 百万人）である。APTRANSCO の前身である Andhra Pradesh 州電力庁（APSEB）の財務状況は、1982/84～1993/94 年度の 11 年間では、州政府からの補助金も低額（平均で総収入の 1.8%程度）で推移し、州政府の財政を圧迫することなく、ほぼ健全性を維持していた。

しかしながら、電力の設備改善がともなわず高い送配電ロス率に加え、産業用電気料金を高く、農業灌漑用のそれを極端に低く設定したこと等、社会民主主義国家の精神に沿って、電気事業を運営してきたことが APSEB の財務上の健全性を急激に低下させることとなった。1994/95 以降州政府からの補助金が総収入（2000/01 年で約 600 億ルピー）に対し平均 36%となり、事業パフォーマンスが急激に悪化するとともに、本来 Andhra Pradesh 州が社会電気事業以外の基盤整備に引き当てるべき予算が大幅に低減した。この結果、道路や上下水道の整備、貧困救済政策の実現が滞り、大きな社会問題となっている。

前記の APSEB は、1998 年 4 月に成立した Andhra Pradesh 州電力セクター改革法案により、1999 年 2 月 1 日に送配電事業を行う APTRANSCO (Transmission Corporation of Andhra Pradesh)、同年 2 月 28 日に発電事業を行う APGENCO (Andhra Pradesh Generation Corporation) に分割されている。また、Andhra Pradesh 州電力セクター改革法案にもとづき、中央政府の電力セクター改革政策の下、上記法案によって Andhra Pradesh 州政府機関として APERC (Andhra Pradesh Electricity Regulatory Commission) が、1999 年 3 月設置された。さらに、APTRANSCO は、2000 年 4 月 1 日に 33kV 以下の配電部門を 4 地域（東：EPDCL、中：CPDCL、南：SPDCL、北：NPDCL）の配電公社（DISCOMs）に分割した。これにより、電力事業の縦割り体制が解体され、APERC が主として電力セクターの健全化を推進する役割を担うこととなった。

現在、Andhra Pradesh 州の電力事業においては、APGENCO、APTRANSCO、4 DISCOMs、Central Power Generating companies、POWERGRID、および数カ所の独立電気事業者（IPP）が存在する。

Power Grid Corporation of India Limited (POWERGRID)は主として 132kV 以上の高圧送電線により、Central Power Generating companies と国家送電システムの間を州・地域をまたいで結んでいる。APTRANSCO の主要な業務は、400kV、220kV および 132kV 送電線による州内の送電、Andhra Pradesh 州電力施設の計画および改良である。

(2) 新電気事業法 2003

電気事業法 2003(以下「EA2003」)は 2003 年 6 月 10 日に発効した。EA 2003 は発電、送電、変電および配電に関する包括的な法律である。EA2003 に伴い、以下の電気事業法令が撤廃された。

- ◆ インド電気事業法 1910 年

- ◆ 電気事業法 1948 年
- ◆ 電気事業規制委員会法 1998 年

撤廃された法則の下では、中央および州の送電事業者が電力の購入および配電事業者への供給を担ってきた。しかしながら、EA 2003 の下では、送電事業者の業務は送電のみと規定された。したがって、APTRANSCO の主要業務は送電のみとなる。

撤廃された法令は EA2003 発効後、最大 1 年間は有効である。すなわち、2003 年 6 月 10 日の発効から 1 年後の 2004 年 6 月 10 日以降、EA 2003 の規定が APTRANSCO に適用される。

2.1.2 電力設備の現状

(1) 発電設備

Andhra Pradesh 州の総発電設備は 2001 年 3 月時点で 7,978MW である。そのうち APGENCO が 5,628MW(70.5%)を所有し、うち水力は 2,675MW(33.5%)、火力は 2,953MW(37.0%) である。IPP 等の民間部分は 1,077MW(13.5%)を所有し、うちガス火力が 779MW(9.8%)、風力が 88MW(1.1%)、ミニ水力が 60MW(0.8%)、コジェネレーションおよびその他が 150MW(1.9%) である。また、中央の発電設備のうち 1,000MW(12.5%)を所有している。

(2) 送電および変電設備

Andhra Pradesh の送電システムは、発電所と様々なロード・センターの間を接続する 440kV、220kV および 132kV 送電変電設備からなる。また、Andhra Pradesh を含む南部地域の中に、Ramagundam 火力発電所から南部の受電州に向けて POWERGRID が建設した 440kV 送電線は、Ramagundan, Hyderabad, Nagarjunasagar, Vijayawada, Gooty, Cuddapah, Visakhapatnam および Khamman において接続している。

(3) 配電設備

配電システムは、33kV のサブ送電線、11kV の第 1 次配電線および低電圧配電線から構成されている。

33kV 送電線は 132/33kV 変電所と 33/11kV 変電所を接続する。配電線路は一般的には架空線であるが、Hyderabad 市には地下ケーブルも設置されている。架空配電線には主として、55sqmm (11kV 線路) および 34sqmm (低圧配電線) のアルミ電線が使われている。また、地下ケーブルは主として 400sqmm 3-芯 XLPE ケーブルが使われている。

2.1.3 送配電ロス

Andhra Pradesh 州送配電ロスは 30%を超えており、配電部門の損失が全体の 20%を占めている。このロス率は他の国々と比較して非常に高い値であり、ロス削減のために Andhra Pradesh 州には改善計画が求められている。表 2.1 に 2000/2001 年の Andhra Pradesh 州の送配電損失を示す。

表 2.1 APTRANSCO 州における送配電ロス (2000-2001 年)

No	Item	(unit: MU)	
		1999 -2000	2000 -2001
1	Units Purchased from APGENCO	27,610	26,797
2	Units Purchased from other states and sources	16,137	17,700
3	Total Units handled by APTRANSCO (1+2)	43,747	44,497
4	Units soled by DISCOMS	27,604	29,768
5	Units Lost in the systems (3-4)	16,143	14,729
6	Percentage of Losses (5/3 x 100) *	36.90%	33.10%

* Technical and non-technical losses

(出所) Power Development in Andhra Pradesh (Statics) 2000-2001, APTRANSCO

2.1.4 電力需給の現状と発電設備増設計画

Andhra Pradesh の現状の発電設備は、想定必要設備に対して約 12%、860MW 不足している。また、発電設備の不足により、電力需要をまかなえないでいる。

APERC (Andhra Pradesh Electricity Regulatory Commission :Andhra Pradesh 州電力規制委員会)は 2003 年 4 月 8 日に APTRANSCO の電力需給見通しおよび発電設備の増設計画を承認するとともに、電力供給システムの信頼性を向上させるよう指示した。発電設備増設計画概要を表 2.2 に示す。

表 2.2 Andhra Pradesh 州発電設備増設計画

	(unit: MW)					
	FY 02	FY 03	FY 04	FY 05	FY 06	FY 07
Installed Capacity	11,519	11,623	11,846	12,525	12,946	13,639
Existing Capacity	9,210	9,220	9,235	8,646	8,457	8,457
Annual Additions required	2,309	94	207	1,269	610	693
Cumulative Capacity required	2,309	2,403	2,610	3,879	4,489	5,182

(出所) O. P. No. 179 of 2003, APERC, dated 8th April, 2003

第3章 配電網の運用・保守

第3章 配電網の運用・保守

3.1 概論

対象郡（Ranga Reddy および Medak 2 郡）について電力の供給状況(周波数，電圧，停電回数，停電時間)の調査を通して運転，保守上の問題点を抽出し，必要な改善策の提言を行った。

調査は，2002 年 11 月より 2004 年 2 月にかけて，

- データの収集
- データの解析
- 問題点の抽出と解決方法の提言

の 3 段階で実施した。

APTRANSCO を含む南インドの電力系統は同じ周波数で運転されているが，今回は 2002 年および 2003 年の 5 月（乾期）と 11 月（雨期）の周波数記録により解析を行った。これにより，2002 年 5 月においては最低周波数が 47.7 Hz と運用限界の 47.5 Hz 近くで運転していたが，2003 年からは 2003 年 1 月より適用された Available Basic Tariff (ABT)により厳しい負荷制限により 49Hz を維持していることが判明した。

電圧については，家庭用，工業用および農業用のモデルフィードについて調査をおこなった。

需要家端子については電圧変動は深夜，昼間，夕刻のピーク時のいずれも規定値内に収まっており問題は認められない。

停止については，対象郡の 33 kV および 11 kV 配電線について事故，負荷遮断および保守による停止回数および停止時間を調査した。収集した既設フィードの約 30 %分のデータを解析した結果に基づき問題点の解明を行い，それに対する対策を検討した。2004 年より実施される DISTRIBUTION CODE に対応する体制を整備することを推奨した。

3.2. 運転保守の現状

3.2.1 運転体制

APCPDCL の運転部門は本社（Corporate Office）と District 単位に District Office（Circle）が設置されている。Hyderabad や Ranga Reddy のように人口が大きい地域については，複数の Office が設けられている。各 Circle は Superintending Engineer(SE)の下に District を数区域に分割した Divisional Office があり，責任者として Divisional Engineer(DE)が運転保守の実務を総括している。Circle 管内の変電所および配電フィードの運転の実務は Section Office が実施している。

Andhra Pradesh 州の電力系統の運用は 2001 年 5 月に州の電力統制委員会（APERC）により認可された系統運用基準（GRID CODE）により行われており，配電会社の配電線運用基準（DISTRIBUTION CODE）は認可待の状態である。

配電設備の点検は日常巡視と年間計画による定期点検，巡視の結果や事故の復旧に応じて実施される臨時点検に分かれている。定期点検についてはモンスーン前に支障木の伐採や電線や

碍子を含む全設備を点検する Pre-monsoon Inspection (PMI) を重点的に実施している。臨時点検には劣化碍子の交換や分岐線の接続部の補修を含んでいるが、人員や予算上の制約、対象設備が老朽化していることもあり十分に補修が出来ず、一部のフィーダには事故が多発しているのが実状である。

運転・保守の基本を規定した運転保守マニュアルについては、現場の組織や運転方式には大きな変更が無かったとして、電力組織改革前の組織である APSEB 時代の運転・保守マニュアルがそのまま使用されている。

3.2.2 配電システムの運転の現状

表 3.1 に Ranga Reddy および Medak 管内の設備の概要をしめす。

表 3.1 Ranga Reddy および Medak 管内の設備概要

District	132 kV line		132/33 kv substation		Circle	Division	33 kV feeders		33/11 kv substation		11 kV feeders		Distribution transformer		Customer	
	Nos	Total cct-km	Nos	Capacity (MVA)			Nos	Total cct-km	Nos	Capacity (MVA)	Nos	Total cct-km	Nos	Capacity (kVA)	Nos	Capacity (kVA)
Ranga Reddy		465.14	11	1,291	RR(S)	Saroornagar	13	445.02	20	205.05	81	821.50	2,937	265,002	185,595	286,650
						Rejendranagar	13	218.00	16	169.3	64	1,030.67	2,614	150,344	90,214	166,300
						Vikarabad	13	324.34	24	153.35	89	2,189.43	2,699	164,935	134,036	211,950
						TTL(1)	39	987.36	60	527.7	234	4,041.60	8,250	580,281	409,845	664,900
					RR(N)	Kukatpally	18	309.00	23	263.6	90	905.00	3,775	343,998	221,238	483,308
						Habsignuda	14	176.00	14	215.15	70	557.00	3,112	270,692	209,135	329,210
						TTL(2)	32	485.00	37	478.75	160	1,462.00	6,887	614,690	430,373	812,518
						TTL(1)+(2)	71	1,472.36	97	1,006	394	5,503.60	15,137	1,194,971	840,218	1,477,418
Medak		730.72	15	855	Medak	Sangareddy	48	690.00	48	317	187	3,170.40	3,813	268,779	193,633	
						Medak	25	524.00	55	427.3	179	2,808.37	4,284	347,650	134,087	
						Siddipet	15	455.00	61	364.7	185	2,483.60	5,726	402,827	173,712	
						TTL	88	1,669.00	164	1,109	551	8,462.37	13,823	1,019,256	501,432	
Grand TTL		1,195.86	26	2,146		159	3,141.36	261	2,115	945	13,965.97	28,960	2,214,227	1,341,650		

また、APCPDCL, Ranga Reddy および Medak の運転状況の概要を表 3.2 に示す。

表 3.2 APCPDCL, Ranga Reddy および Medak の運転状況の概要

		2001/2002	2002/2003	Apr. through Dec. 2003
Peak Demand (MW)	APCPDCL	-	2620	2,510
	RR(S)	243	228	236
	RR(N) (Unrestricted)	201(221)	240(262)	277
	Medak	-	456	468
33 kV Energy Input (Million U)	APCPDCL	17,184	17,303	13,253
	RR(S)	1,808	1,670	2,278
	RR(N)	1,312	1,620	
	Medak	2,944	2,966	2,296
Energy sold (Million U) (1)	APCPDCL	12,486	13,224	10,428
	RR(S)	1,503	1,505	2,049
	RR(N)	9,18.4	1,215	
	Medak	2,188	2,251	1,760

U= kWh
(1) Up to November 2003.

Source: APCPDCL

3.3 配電系統の保守運用データ

3.3.1 周波数変動の測定結果

APTRANSCO を含む南インドの系統は Bangalore の南インド地域給電センター(SRLDC)の下で連係されて運転しており、3月より6月にかけての乾期は水力発電の電力が低下し、不足電力分については負荷制限をしながら周波数の低下運転を余儀なくされている。このため、乾期の5月とダム水位が回復する11月を調査の対象月に選定した。

具体的には2002年および2003年の5月と11月中の毎日の最高と最低の周波数記録それぞれを正規分布と見做して確率分布を計算し確率95%での最高と最低周波数を算出した。

図3.1に2002年および2003年の5月の周波数の累積確率曲線を示す。

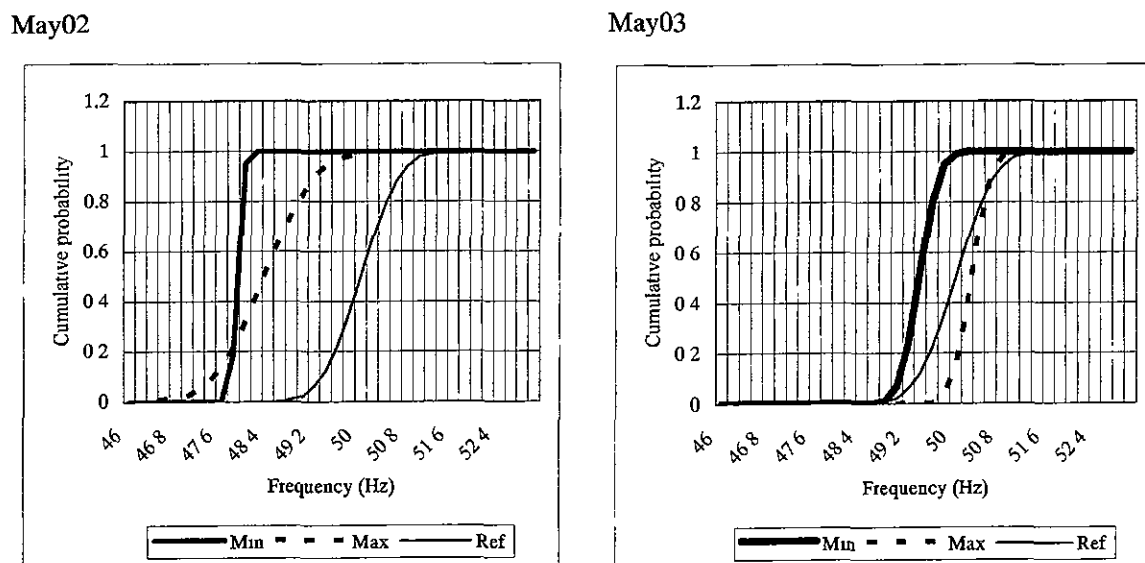


図3.1 2002年および2003年の5月の周波数の累積確率曲線

図3.1より分かるように、2002年5月は厳しい負荷制限をして最低周波数の下限を異常時の許容下限値47.5 Hzに近い47.7 Hzにかろうじて保っているのが推察できる。2003年1月1日より全インドで Available Basic Tariff (ABT)が適用され APTRANSCO が融通を受ける電力料金が、通常 Rs 2.08/KWh が49.0 Hz を下回ると Rs 4.53/kWh になることより、同日以降は完全に49.0 Hzを保っていることが分かる。このため、以前より厳しい負荷制限が課せられていることが推察される。

3.3.2 電圧変動の測定結果

電圧測定はモデルフィーダとして選ばれた下記の3フィーダで行った。

家庭用:11kV Kamalanagar feeder of Kattesan substation in Ranga Reddy

(CODE: RBAN/KOT/F(KAM))

工業用:11kV Kattedan #2 feeder of Kattedan substation in Ranga Reddy

(CODE: RCHA/KAT/F(KT2))

農業用:11 kV Malkapur feeder of Malkapur substation in Medak

(CODE* MKAN/MAL/F(MAL))

2003年11月の測定結果によれば、家庭用および工業用フィーダの需要家端の電圧は3時、11時および20時の各時点とも基準電圧の許容範囲にあり極めて良好に維持されている。なお、2003年9月より10月初めに測定した農業用フィーダでは、巨長が比較的長く、負荷変動が大きいいため電圧変動(P)が図3.2のように規定値(Ref(6%))を上回っていることが判明した。

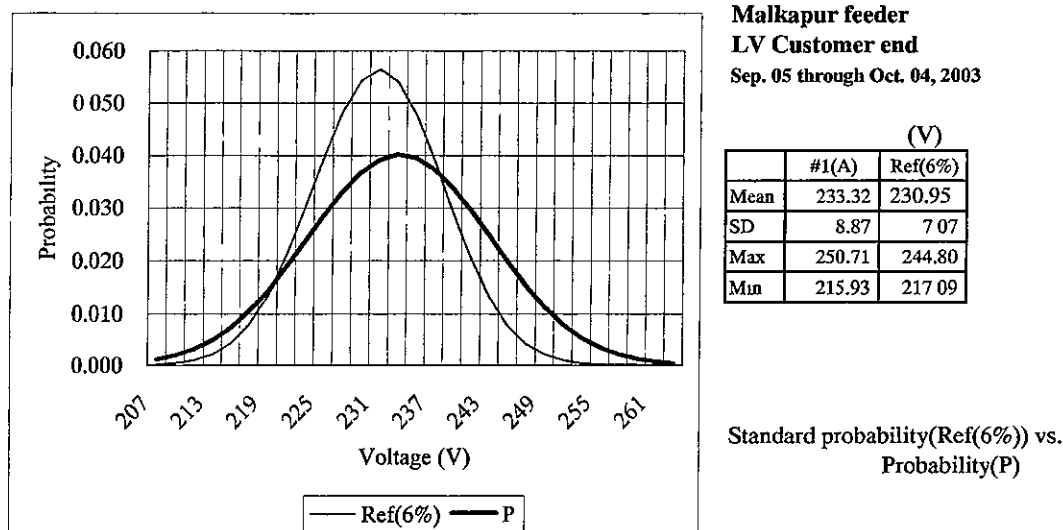


図 3.2 Malkapur フィーダ電圧確率曲線

3.3.3 停止の調査結果

停止関連のデータとして収集したのは

33 kV 23 回線

11 kV 244 回線

である。これは実設備の約 30%に相当する。

電圧別では 33 kV フィーダ単位での年間最大停止回数は 579 回、11 kV では 789 回であるが、需要家にとっては 33 kV、11 kV のどちらの事故でも停電になるので、33 kV と 11 kV を組み合わせたケースで見ると最大のケースで 1,117 回の記録がある。

これは農業用の負荷制限の影響のためで負荷制限の影響の少ない家庭用および工業用のフィーダとの比較をモデルフィーダで行った。

需要家に対する影響を考慮して引き込み側の 33 kV (In-coming) と引き出し側の 11 kV フィーダの合計停止回数を考えると

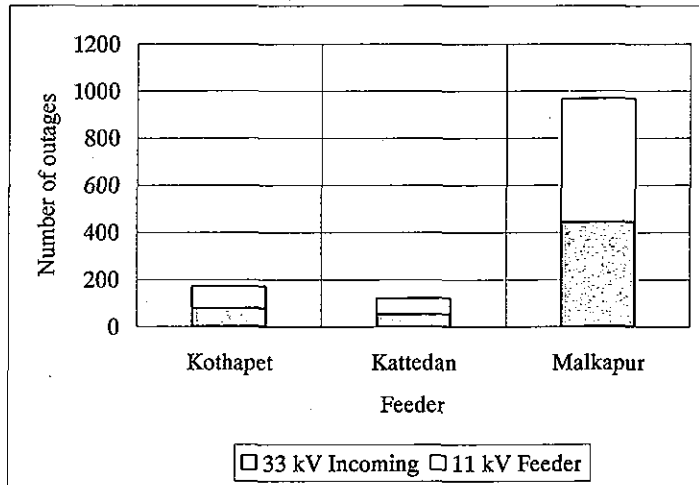
Kamalanagar feeder (Kattesan) 172 回

Kattedan #2 feeder (Kattedan) 141 回

Malkapur feeder(Malkapur) 968 回

と負荷制限の影響を受ける Malkapur feeder が圧倒的に多いことが分かる。

図 3.3 にモデルフィーダの停止回数の比較結果をしめす。



Nos.

	Kothapet	Kattedan	Malkapur
33 kV Incoming	81	55	444
11 kV Feeder	91	67	524

図 3.3 モデルフィーダの停止回数の比較

変電所単位での停止回数を調査するため、14ヶ所の 132kV 変電所関連のデータを整理したが、その内から Ranga Reddy の Bandlaguda 変電所(RBAN)の例を紹介する。

RBAN には 7ヶ所の 33/11 kV 変電所があり、その変電所より引き出されている 11kV フィーダ 28 回線のデータを整理した。

図 3.4 に RBAN 管内のフィーダ単位での停止回数と停止原因を示した。

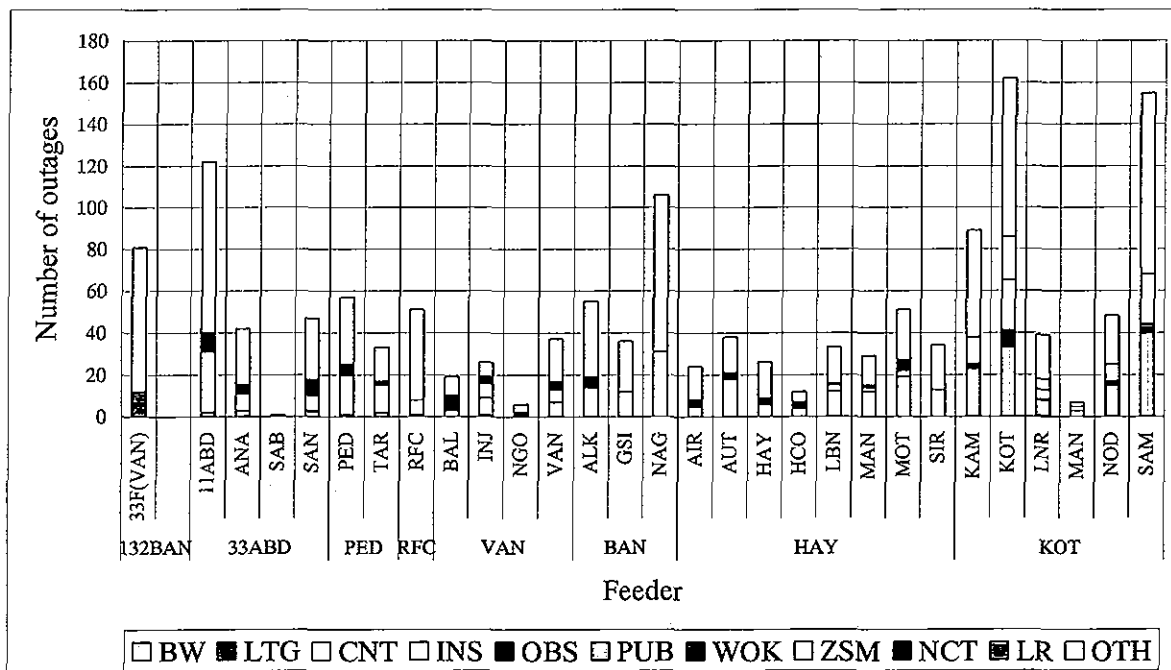


図 3.4 RBAN 管内のフィーダ単位での停止回数と停止原因

設備別では、電線(COND)、碍子(INS)および接続部(JNT)の合計で停止回数の約42%をしめており、設備面の整備が重要であることが分かる。ただ停止の発生原因として悪天候(BW)、汚損(CNT)、碍子の劣化(INS)等が、異物の接触(OBS)、その他(OTH)とともに挙げられているが、停止との関連が判明しないものもあるので、今後検討が必要である。さらに、その他(OTH)で一括計上されているものが約半数(51%)あった。

これらの原因について APCPDCL と検討した結果、樹木や鳥の充電部への接触、長径間区間での電線間の接触、ジャンパー線の接続不良や碍子の不良等が主な原因であることが判明した。

周波数変動の測定結果で述べたように APTRANSCO/APCPDCL 管内では日常的に負荷遮断が行われている。例えば、AP では 2003 年 10 月に Krishna 川の流量が低下し Srisailam および Ngarjunasagar 発電所の出力が低下たため、最大 7000MW の需要に対し、約 10 %程度の電力が不足し、Hyderabad と Secunderabad 市を除いて、州全域で 2 時間の負荷制限が実施された。

3.4 問題点と解決方法

周波数は APCPDCL が対応できない問題であり、電圧は今回の調査では特に問題は認められなかった。

3.4.1 停止回数

フィーダによっては年間 100 回以上も停止しているものもあり、早急に対策を講ずる必要がある。解析結果および聞き取り調査の結果より、停止の原因が判明している主なものに対し考えられる対策を表 3.3 にしめた。

表 3.3 主な停止原因と考えられる対策

原因	説明	暫定対策	恒久対策
充電部への樹木接触		支障木除去の範囲の見直しと回数の増加	樹木の接触する可能性のある区間での絶縁電線の採用
鳥等の接触			絶縁電線の採用
電線の過大は弛度	電線の間中部で接触し短絡事故	弛度の調整 スペーサの採用	(1) 中間柱を設置し柱間の距離を短くする (2) 相間距離の増加 (3) 絶縁電線の採用
接触部の接触不良	巻きつけ形ジャンパーの接触異状		圧縮端子の採用
碍子の不良	碍子の劣化	良品との交換	
碍子の汚損	工場よりの塵埃の付着	碍子の清掃の励行	大気汚損の調査と漏洩距離の長い碍子への交換

絶縁電線の採用は事故件数の大幅な減少に役立つと思われるので、支障木の除去だけでは接触が回避できない場所や径間中央部での電線同士の接触が避けられない場合に採用を考えるべきである。

また、接続部の事故も多発しているため、現在の巻きつけ方式を圧縮形に変更すれば、現在の接続部の問題は解消すると思われる。絶縁電線と圧縮端子を使用している日本では、需要家当たりの年平均停止回数と停止時間は 0.2 回、25 分程度である。

また、RBAN の例で指摘したように、全事故件数の約 51% が事故の発生した設備や原因が

不明で処理されているが、この原因を究明しなければ、停止回数の減少が出来ないので、事故時の正確な記録の作成と事故後の巡視を励行して原因機器を特定し、適切な再発防止対策を講じて停止件数の減少に努める必要がある。

停止件数が減れば結果的に停止継続時間のインパクトも小さくなり、担当者の負担も減少するので、その分を予防保全に配分して、保守の質の向上に向けることが出来る。

3.4.2 DISTRIBUTION CODE に対する対応

配電システムの運転状態（電圧変動、停止回数、停止の継続時間）が DISTRIBUTION CODE の規定値内で運転する必要があるが、そのためには

- (a) 配電システムからの運転状態を把握するためのデータ収集と解析
- (b) 当面の目標の設定（必要な場合）
- (c) 規定値より外れた場合の対策の立案と実行

が必要となる。

特に、停止関係のデータの整理は体系的に処理する体制を整備する必要がある。このためには、Corporate Office と各 District 内にデータセンターを整備し、各センター間をインターネット等を利用した通信回線で結ぶ体制を整備する必要がある。また必要な要員の養成も急ぐ必要がある。なお、多忙な日常業務を処理しながら体制の整備、要員の養成を行うために時間がかかることも予想されるが、この場合は当面の作業は外注することも検討すべきと考えられる。

3.4.3 運転・保守マニュアル

運転・保守マニュアルは各変電所・フィーダの運転保守の指針となるものである。2004 年から適用される DISTRIBUTION CODE に適合し、新しい機器の取り扱いや変電所・フィーダ毎に注意すべき事項を明記したマニュアルを作成して、現場の運転の担当者（特に 33/11 KV 変電所は契約で委託された運転員である）を含め、全運転関係者に徹底させる必要がある。

3.4.4 低圧配線の整理

低圧配線、特に顧客への分岐線の分岐部分の配線方法が極めて乱雑で、電線の管理上も困難な状況であり整理する必要がある。

3.4.5 安全対策

特に地方において変圧器が地表面近くに設置され充電部が露出して、容易に接近出来る状態のものが見受けられる。また低圧の接続函のカバーが開き通行人が無意識に触れる可能性のあるものが多数あり、特に公道に設置された場合は一般公衆に対する安全上の問題があり、早急に対策が必要である。

3.5 提言

今回の Ranga Reddy および Medak の電気の質（周波数、電圧、停止の回数および継続時間）の調査を通して判明した問題について検討した結果、早急に対応すべき点を整理した。

(1) 体制の整備と要員の養成

2004年には現在APERECにて審議されているDISTRIBUTION CODEが施行される予定なので、最低それに対応した体制を早急に整備する必要があると考えられる。このためには、早急にデータを効率的に収集するシステムの構築と要員の養成が必要である。

(2) 停止件数の減少

フィーダによっては年間100回以上も停止しているものもあり、早急に対策を講ずる必要がある。原因としては、樹木の接触、電線同士の接触や接続部の接触不良等が挙げられており、必要があれば絶縁電線や圧縮端子の採用も検討すべきと思われる。また、原因不明の停止事故を極力減らすよう対策を考える必要がある。停止件数が減れば結果的に停止継続時間のインパクトも小さくなり、担当者の負担も減少するので、その分を予防保全に配分して、保守の質の向上に向けることが出来る。

(3) 運転・保守マニュアルの整備

DISTRIBUTION CODEに適合した運転・保守マニュアルを作成し、末端の変電所まで配置して全運転関係者に周知徹底する。

(4) 低圧設備の整備

低圧設備については低圧配線、特に顧客への分岐線の分岐部分の配線方法が極めて乱雑で、電線の管理上も困難な状況であり整理する必要がある。

(5) 安全対策

変圧器や接続函の充電部が露出し一般公衆に対し安全上問題があり、対策を講ずる必要がある。

第4章 SCADA システム

第 4 章 SCADA システム

調査は既設 SCADA の改善案を提案することが目的である。この改善案は配電 SCADA 機能を既設 SCADA に導入することであり、以下を実現する。

- 事故時の復旧時間や供給支障範囲を低減し、供給信頼度を向上する。
- 電圧や電流を監視し分析することにより、変圧器のタップ変更を自動的に指示したり、フィーダの負荷供給を最適化する。この結果、フィーダの利用率や配電ロスを低減することができる。

具体的には、既設の SCADA システムは配電用変電所の遮断機までしか監視・制御していない。このため、配電 SCADA 機能を、以下のように既設 SCADA システムに導入することが望まれる。

- 遠隔制御自動開閉器および電圧・電流監視装置の設置
- 新たな通信システムによる既設 SCADA システムへの関係

4.1 概要

本調査は次の各ステップから成る。

- 既設 SCADA システムの評価
- 配電 SCADA システムの導入検討
- 配電 SCADA システムの提案

4.1.1 既設 SCADA システムの評価

既設の SCADA システムは、配電用変電所（33kV/11kV）の 11kV フィーダ遮断器までを遠隔監視制御の範囲としている。まず、このシステム構成や機能などについて調査し、この結果から、配電 SCADA 機能の付加に伴う、必要なハードウェアおよびソフトウェアなどを明確にし、SCADA システム改善案の設計に反映する。

4.1.2 配電 SCADA 導入検討

配電 SCADA システム導入の提案書策定のため、システム構成や費用などを検討し、導入の難易性や有効性について把握する。対象範囲は、既設 SCADA が監視制御対象としている配電用変電所と、ここから引き出されるフィーダとし、以下の項目について検討する。

- 既設システムの評価のフォローアップ
- 設計検討
- 費用の試算
- 導入計画の検討

4.1.3 配電 SCADA システムの提案

以下の項目を内容とした既設 SCADA システムの改善案を提案する。

- 既設 SCADA システムと配電 SCADA 機能の導入

- 配電 SCADA システムの設計
- フィーダへの導入計画
- 費用

4.2 既設 SCADA システムの概要

既設の SCADA システムは、配電用変電所 (33kV/11kV) の 11kV フィーダしゃ断器までを遠隔監視制御の範囲としている。まず、このシステム構成や機能などについて調査し、この結果から、配電 SCADA 機能の付加に伴う、必要なハードウェアおよびソフトウェアなどを明確にし、SCADA システム改善案の設計に反映する。

第1次調査で、既設 SCADA の基本的機能について、説明資料に基づいて調査した。表 4.1 にその結果を示す。

表 4.1 既設 SCADA 機能

項目	概要
a. 監視制御範囲	Hyderabad 市, Ranga Reddy 郡の 10 自治体を含むエリアをカバーしている。現在, SCADA はこの範囲で, 超高压変電所 (220/132kV) 13 個所, 配電用変電所 (33/11kV) 93 個所を監視制御の対象としており, Hyderabad の Erragadda に設置されている DCC(Distribution Control Center)で集中監視されている。
b. 通信システム (図 4.1 参照)	通信システムは, 最新技術を取り入れたマイクロ波通信網で, 2 つに分かれたネットワークで構成されている。 一つは, TDMA(Time Division Multi Access)方式 (中心周波数 2.3GHz) で 220/132kV 変電所間あるいは DCC・同変電所間を結ぶ通信網である。音声, 管理情報システムデータなどを交換する。 もう一つは, MAR(Multi Access Radio)方式 (849~935Hz の間で 9 対の周波数を使用) で 33/11kV 変電所間を連携し, 最寄りの TDMA 基地局と連携する通信網である。
c. DCC コンピュータシステム概要 (図 4.2 参照)	DCC には, ABB 社製の S.P.I.D.E.R.システムが導入されている。主・予備の SCADA アプリケーションサーバと 1 台の DMS (Distribution Management System) アプリケーションサーバおよび, プログラマー用のサーバが 1 台設置されている。 また, 2 台の通信用のサーバがあり, 変電所に設置されている RTU(Remote Terminal Unit)を介して 33kV フィーダ, 33kV 網, 33/11kV 変電所の監視制御が行われる。 さらに, 制御室には, 4 台の監視用ワークステーションが設置されている。柱上設置用の RTU (現状は設置されていない) は配電 SCADA および自動検針 (AMR) 用に設置され, RTU・無線用トランシーバ・電源供給バックアップ用バッテリーが一体化されたものになっている。
d. DMS アプリケーション機能	以下のような DMS 機能が, SCADA ソフトウェアに装備されている。 -Emergency load shedding (HT 顧客) -Load control (HT 顧客) -Automatic meter reading (HT 顧客) -Fault location -Load balancing -Automated mapping and facilities management(AM/FM) -Trouble call management system

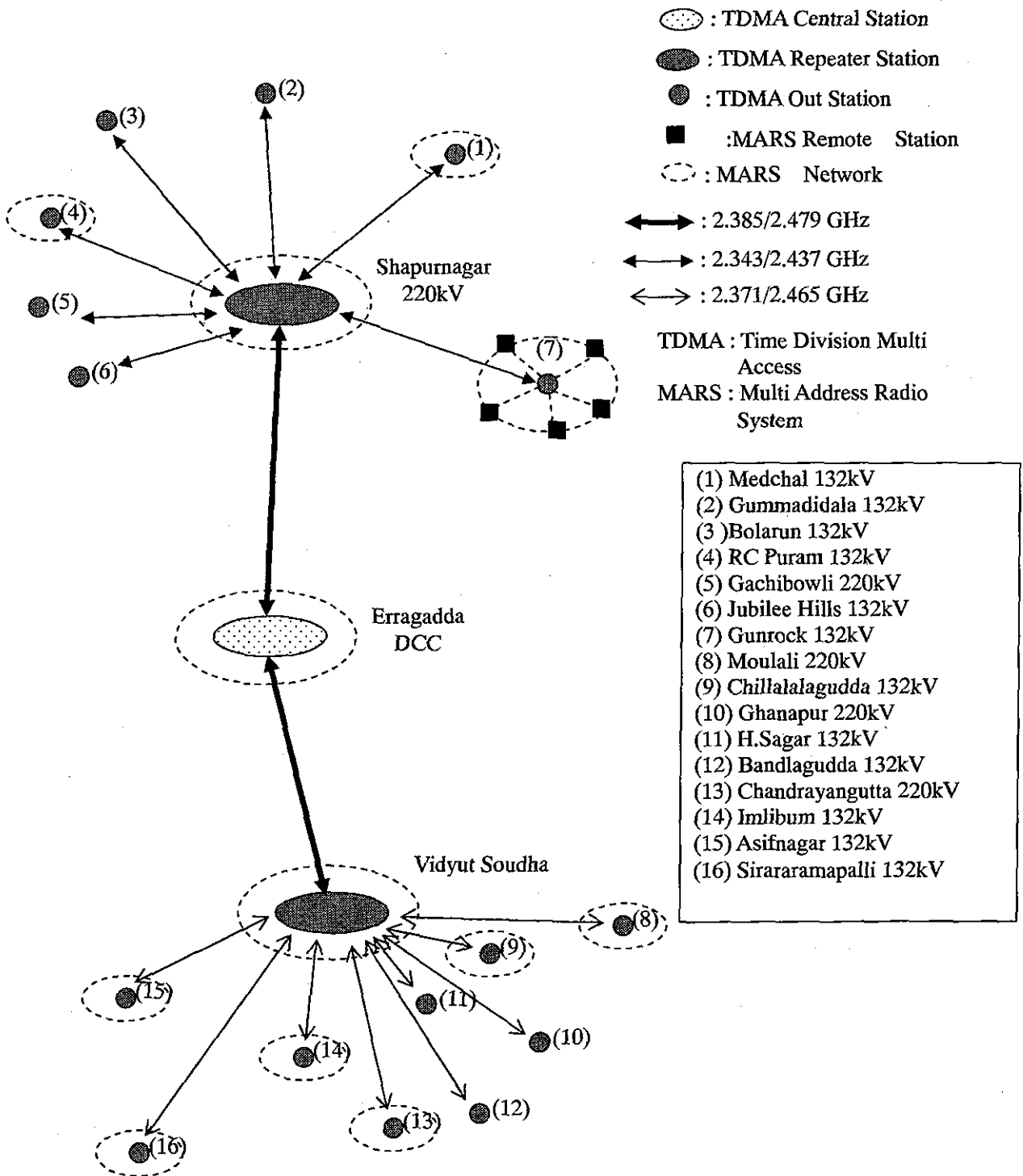


図 4.1 Hyderabad SCADA システムのネットワーク接続

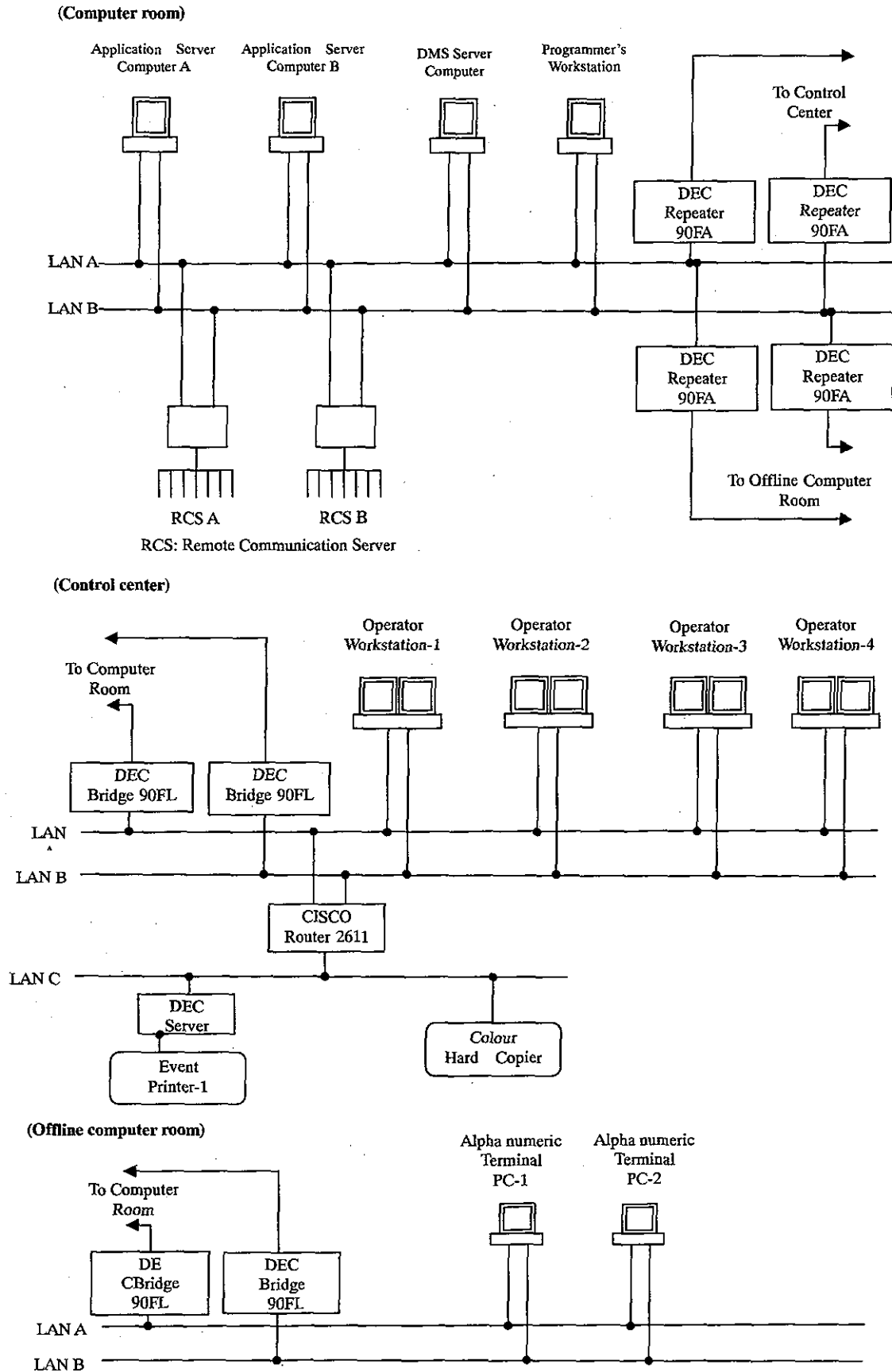


図 4.2 DCC コンピュータシステム

4.3 配電 SCADA システムの導入

4.3.1 対象範囲

既設 SACDA の監視制御対象の 106 の変電所のうち、データの収集ができた 96 の変電所に絞った。106 の変電所の数の内訳については、表 4.2 に示すとおりである。

表 4.2 変電所数の内訳

Total area							
106							
North				South			
49				57			
Hyderabad city		Ranga Reddy		Hyderabad City		Ranga Reddy	
34		15		33		24	
EHT (132/33kV)	33/11kV	EHT (132/33kV)	33/11kV	EHT (132/33kV)	33/11kV	EHT (132/33kV)	33/11kV
4	30	3	12	2	31	4	20

4.3.2 配電 SCADA の効果

既に述べたように、既設 SACDA は配電用変電所のフィーダ遮断器までを監視制御対象としている。しかしながら、配電 SACDA 機能に連係するフィーダ電流および変圧器負荷の監視あるいは制御機能が、新設される配電 SCADA システムにその装備が望まれている。これらの機能は、間接的にフィーダ負荷の平準化を実現し、配電ロスの低減を実現する。

これら機能に加え、事故点評点機能は停電時間が長いことを考えると装備すべき必要な機能と考えられる。

負荷バランス機能によるロス回復電力量および停電時電力量は、以下のように計算できる。

(1) 停電時電力量

停電による供給停止電力量 (kWh)は、フィーダ当たり次式で計算する。

$$E \text{ (kWh/year)} = MA \times V \times 3^{1/2} \times PF \times LF \times OPM/60 \times 12 \text{ (months)}$$

MA: 月間最大電流 (A), V: 11 kV, PF: 力率 0.85,

LF: 負荷率 0.7, OPM:月間停電時間 (分)

(2) 変電所フィーダ負荷バランス機能によるロス回復電力量

最大負荷時および負荷バランス時のロス電力量を計算し、これらの差を平準化による回復電力量として計算できる。

最大電流時

$$E_m (\text{kWh/year}) = 3 \times MA^2 \times R_u \times L \times 24(\text{h}) \times 365(\text{days}) \times LF \times DLF$$

MA: 最大電流, Ru: フィーダ抵抗 (Ohm/km), L: フィーダ長(km), LF: 損失係数 (平均電力損失/最大電力損失) $= aF + (1-a)F^2 = 0.553$ at $a=0.3$ F(負荷率)=0.7, DLF(Dispersal loss factor: 分散損失係数): 0.33 於平等負荷分布

負荷平準バランス時

$$E_l (\text{kWh/year}) = 3 \times LA \times R_u \times L \times 24(\text{h}) \times 365(\text{days}) \times LF \times DLF$$

LA: 負荷バランス時電流, 他は上に同じ。

4.3.3 設計検討

(1) 通信手法

柱上 RTU および配電制御センター (DCC) の間の通信手法には, 表 4.3 のようなものが考えられる。各手法は, それぞれ長所, 短所がある。本調査結果においては, 無線 (Radio) と光ファイバ (Fiber Optic Cable) を用いる手法を, 後節試算の経済性の点からみて採用した。特に, 光ファイバは既に Hyderabad ではかなり敷設が進んでおり, これを利用可能である。配電線搬送方式 (PLC) は, Hyderabad においては直接接地方式のため使用できない。

表 4.3 通信方式の比較

方法	利点	欠点
無線	-通信線や通信線敷設ルートの設定が不要。 -RTU の敷設個所に自由度がある。 -設備の増設が容易。	-電波の伝播ルートへの依存性がある。 -通信の信頼性が低い。
制御線	-区分開閉器の数密度が大きい場合に有利。 -ケーブル自体の敷設は容易。	-区分開閉器数の密度が低い場合はコスト高になり不利。 -通信線の途中に増幅器を要する場合がある。
電力線搬送 (V ₀ 信号方式)	-配電線が利用できる。	-通信の信頼性が低い。 -配電線利用による外部への影響が考えられる場合がある。 -直接接地系には適用できない。
光ファイバケーブル	-信号伝送速度, 容量が大きい。 -大容量通信が可能のため, ケーブルの本数が少なくて済む。	-ケーブル接続など特殊技術が必要。 -曲率半径の小さい敷設が出来ない。 -通信量が小さい通信には効率的ではない。

(2) 事故点分離

図 4.3 は事故点分離の仕組みを示している。本機能は、配電 SCADA 導入時、真っ先に装備すべき機能である。

Step 1 : Section 2 での事故により、フィーダしゃ断器 (CB) が開放される。

Step 2 : CB が閉路し Section 1 が充電される。

Step 3 : フィーダの第 1 区分閉器 (SW) が閉路される。

Step 4 : 事故が残っているため、CB が再度開放されると共に、SWは次回投入ロックされる。

Step 5 : CB 再度閉路され、Section 1 が充電される。このとき、第 1 SW はロックモードになっているため、閉路しない。

Step 6 : 健全区間 Section 3 に隣接フィーダから逆送電される。

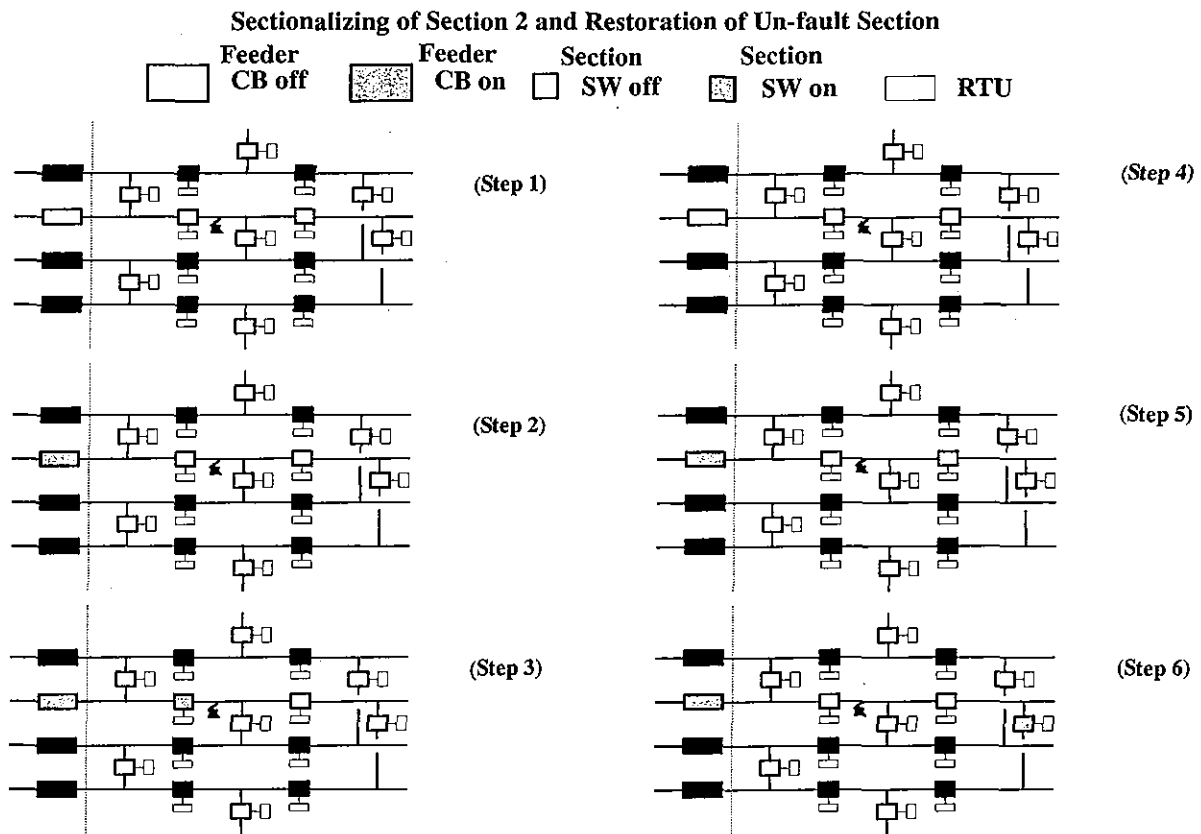


図 4.3 事故点分離方法

(3) 隣接フィーダからのバックアップによる負荷バランス

図 4.3 は負荷バランスを行うためのフィーダ接続の例をも示している。フィーダのどの区間もどれか隣接区間からバックアップ供給できる仕組みになっている。タイライン SW は常時は開放されており、フィーダ負荷を監視しながら必要なとき負荷バランスのため投入される。

4.3.4 費用概算

正味現価 (NPV : Net Present Value)法を用いてコスト評価を行う。この方法は投資の実際に即した実用的手法であり、かつ、理論的手法である。

(1) システム構成品コスト

まず、配電 SCADA 構成品のコストについて、インドと日本のデータの調査を行った。この結果に基づいて、構成品毎のコストを決め、システム導入の経済性評価を行っている。

(2) システム導入メリット

配電 SCADA 導入による利益として、次の3点を取り上げた。

(a) 停電時間の減少と供給電力・料金収入の回復

停電時電力量については、「4.3.2 (1)」で述べたとおりである。その実際の回復量は区分開閉器によるフィーダ区分数により変わってくる。例えば、1つの区分開閉器で2つの区分にフィーダを分けた場合、停電時の供給停止電力は1/2に減少し、かつ、その供給停止時間も1/2に減少する。この結果、停電時の供給停止電力量はこれらの積の1/4に減少する。これは、供給停止電力量の3/4が回復することを意味する。区分数が増えた場合、回復電力量は以下のとおりである。

- ✓ 区分数 = 2: 回復電力量割合 3/4 (1-1/4) (上述のとおり)
- ✓ 区分数 = 3: 回復電力量割合 8/9 (1-1/9)
- ✓ 区分数 = 4: 回復電力量割合 15/16 (1-1/16)

(b) フィーダ負荷バランスによるロス電力量の回復

回復電力量については「4.3.2 (2)」で述べたとおりである。負荷バランスの実施には難しいものがあり、計算どおりの値が実現できる訳ではないが、負荷バランスが計算どおり均衡するとの前提で、計算値をそのまま適用した。

(c) 要員低減

配電 SCADA 導入は、事故区間を区部判定し故障店探査労力を低減することにより、変電所の要員数の減少を可能にする。各変電所で1名の低減を想定した。

(3) 経済性評価前提条件

上記(1)(2)に基づく、概算評価の前提条件を表 4.4 に示す。この表には、費用・効果のほか、割引率や物価上昇率についても含まれている。

表 4.4 経済性評価の前提条件

Item		Value	Remark
Social Discount		0.05	
Price Index Increasing		0.01	
Exchange Rate		Yen/US\$	120
		Rupee/US\$	46.5
		Yen/Rupee	2.58
Facilities			
Feeder Number	Nos/SS (RR and Hyderabad)	6.00	
Feeder Length	km/Feeder(RR and Hyderabad)	6.50	
Construction Cost(Rs)			
Pole Mounted Device (per unit)	SW,RTU etc.	Materials(India) 362,500 Construction(Japan) 72,597	435,097
	SW,RTU etc. (for PLC)	Materials(Japan) 480,878 Construction(Japan) 70,334	551,212
	Radio Communication Device (GSM Mobile)	Materials(India) 13,500 Construction(India) 1,500	15,000
Communication Line (per km)	Metaric Cable	Materials(Japan) 212,738 Construction(Japan) 400,094	612,832
	Fiber Optic cable	Materials(India) 50,000 Construction(Japan) 581,250	631,250
RTU etc. at SS, DCC (per unit)	For RF at SS (RTU)	Materials(India) 490,987 Construction(Japan) 49,099	540,086
	For PLC at SS	Materials(Japan) 3,875,000 Construction(Japan) 38,750	3,913,750
	MAR for RF at SS (MAR Master)	Materials(India) 300,390 Construction(Japan) 30,039	330,429
	MAR for RF at SS (MAR Remote)	Materials(India) 61,572 Construction(Japan) 6,157	67,729
	For Metallic Cable, Fiber at DCC	Materials(Japan) 9,687,500 Construction(Japan) 116,250	9,803,750
	For PLC at DCC	Materials(India) 7,750,000 Construction(Japan) 116,250	7,866,250
	RCS for RF at DCC	Materials(India) 2,859,912 Construction(Japan) 116,250	2,976,162
Maintenannce(%)			3
Benefit Estimate			
Tarrif(Rs/kWh)			5
Outage Energy Reduction	kWh/Feeder/Y(RR and Hyderabad)	19,729	(*1)
Loss Energy Recovery	kWh/SS/Y(RR and Hyderabad)	97,096	(*1)
Woerkers' Number Reduction	Rs/SS/Y	120,000	One person

(*1): Refer to Annex 4.4

	Outage Energy (kWh/Y)	Loss Energy Recovery (kWh/Y)	Feder NO	SS NO
RR	4,772,941	6,287,610	179	35
Hyderabad	5,999,138	3,033,577	367	61
Total	10,772,079	9,321,187	546	96
Average	19,729 (kWh/Feeder/Y)	97,096 (kWh/SS/Y)		

4.3.5 導入計画

(1) フィーダ区分数と自動開閉器の数

まず、フィーダ区分数と自動開閉器の数について考察する。例えば2セクションにフィーダを区分する場合、自動開閉器1台が区分に必要である。また、各セクションを他フィーダと関係するためセクション当たり1台を要し、これはフィーダ当たりに換算すると0.5台となる。結局、フィーダ当たり $0.5 \times 2 + 1 = 2$ 台の自動開閉器が必要であり、セクションとスイッチの数の関係について、表4.5に示す。また、区分数と回復電力量の関係についても、表4.5に示す。

表4.5 区分数と自動開閉器の数および回復電力量の関係

フィーダ当りの区分数	フィーダ当りの開閉器数	回復電力量の割合
2	2	3/4
3	3.5	8/9
4	5	15/16

(2) 自動開閉器の設置数と経済性についての評価

表4.4 および表4.5に基づき、費用・効果を自動開閉器の数をパラメータにして評価した。次表に、フィーダ当たり自動開閉器がフィーダ当たり2~5台の場合についての計算結果を示す。

但し、

- ◆ 費用は柱上設置する自動開閉器とその付属設備みの設置を仮定した計算である。
- ◆ 変電所数は96箇所、フィーダ数は546である。
- ◆ 設置期間は5年間とした。

その結果は表4.6のとおりである。この結果、自動開閉器の数をフィーダ当たり2台または3.5台に選ぶのが妥当であると考えられる。

表4.6 開閉器数と経済性

(Million Rs)				
Number of sections	No. of SW/feeder	Equipment Cost	NPV (20 Year)	Recovery Period
2	2	511	528	8 years
3	3.5	894	137	16 years
4	5	1,277	▲313	Over 20 years

(3) 配電 SCADA 導入方針

(a) フィーダ区分数

2 または 3 (自動開閉器数はフィーダ当たり、2 または 3.5 台)。

(b) 通信手法

状況に応じて光ファイバまたは無線。

(c) 導入順位

経済性は各変電所に応じて高低が異なると考えられ、導入には優先順位を付けて取り組む必要がある。

4.4 配電 SCADA システムの提案

本節では、配電 SCADA 導入案について、より具体的な検討をする。前節では、Ranga Reddy と Hyderabad の変電所およびフィーダの平均的な値に基づいて検討した。ここでは、個別変電所のデータに目を向けて検討する。

4.4.1 既設 SCADA と配電 SCADA 機能

既設 SCADA は、主に配電用変電所内までを対象に、設備の監視制御を行っている。しかし、ソフトウェアとしては既に DMS(Distribution Management System)機能のような配電 SCADA 機能を装備している。これは、将来配電 SCADA 機能を導入することを狙ったものであると考えられる。

さらに、既設 SCADA の無線通信設備もある程度の容量的余裕を持っており、また、光ファイバーケーブルも、Hyderabad の市街エリアの主要道路沿いに既に敷設されている。これは、既に配電 SCADA 導入のインフラがかなり整備済みであることを意味している。

表 4.7 は DMS 機能とその装備についての提案を示す。

表 4.7 DMS 機能と導入優先順位

機能	優先度	対処方針
a. 緊急負荷遮断 (高圧需要家)	6	優先度が低いので、優先度の高い機能を装備後導入する。
b. 負荷制御 (高圧需要家)	4	負荷平準化に関する機能であるので、優先度の高い機能を装備後導入する。
c. 自動検針 (高圧需要家)	3	優先度が中位であり、また、配電 SCADA が導入された後、導入が容易な機能なので、近い将来の導入を考慮する。
d. 事故評定	1	最優先項目で、基本的な機能であるので、配電 SCADA 導入時の装備機能として採用する。
e. 負荷の均等化	2	第2位の優先項目であり、重要な機能なので、配電 SCADA 導入時の装備機能として採用する。
f. 自動作図および設備管理	7	優先度は低いですが、地理情報システム (GIS) が普及しつつあり、このプロジェクトでも検討されているので、GIS と関連付けて導入を考慮する。
g. トラブル処理	5	この機能は既に、既設 SCADA とは独立してシステム (コールセンター) が設置されているので、お互いを連絡する機能を装備する。

4.4.2 システム設計

(1) 通信システム

通信システムの構成案として、以下が考えられる。

- ◆ 案1: DCC と柱上装置(pole top SW, RTU)を直接連係。
- ◆ 案2: DCC と柱上装置を TDMA Repeater Station および/または TDMA Out Station を経由して連係。
- ◆ 案3: DCC 柱上装置を TDMA Repeater Station, TDMA Out Station および MARS Remote

Station を経由して連絡（現無線通信経路と同じ）。

各案に対し、考えられる具体的に設置が考えられる装置について、表 4.8 に示す。

無線（MARS）の場合は、セキュリティ面で問題があり、また、見通しのきかない場所で通信ができない。

光ファイバは既に 200km に亘って敷設され、ある程度インフラが整っている。

費用については、後の節で検討しているが、その結果もここで勘案すれば、次の方法が提案可能である。

- ◆ Fiber Optic Cable (Case 1)
- ◆ RF Mobile System

(2) 設備の仕様

設備とソフトウェアについては、以下を提案する。

- ◆ フィーダの区分数は 2 または 3。
- ◆ 装備済みのソフトウェアで、先ずハードウェアと一緒に実装すべきものは、事故点判定分離、負荷バランス機能。

表 4.8 通信方法とシステム構成

手法	柱上設置装置	通信ラインの設置	変電所、配電制御所の RTU 等
Idea1			
光ファイバケーブル	Case 1 (光ファイバケーブルのインフラが十分整備されている)	- RTU 付き自動開閉器	- DCC の既設 RCS の 10% 相当分を改造
	Case 2 (ある程度整備されている)		
	Case 3 (殆ど整備されていない)		
制御線	同上	- フィーダ長と同じ長さを敷設	
携帯電話無線	- RTU および通信装置付き自動開閉器	不要	- DCC の既設 RCS の 50% 相当分を改造
Idea2			
MARS 無線	- RTU および通信装置付き自動開閉器	不要	- 既設 MARS Master および DCC の RCS の 50% を新設または改造
Idea3			
電力線搬送 (V_0 キャリア)	- RTU 付き自動開閉器	不要	- 変電所および DCC の RTU を新設

4.4.3 システム構成別の概算費用

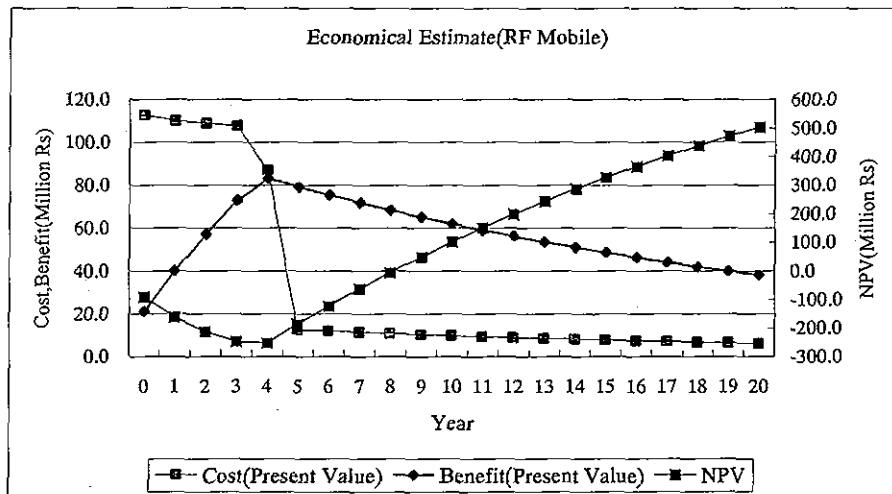
前節で述べた各システム構成について、その経済性の概算結果を表 4.9 および図 4.4 に示す。計算条件は計算表に記載の通りであるが、主な前提条件は以下の通りである。

- 区分開閉器の個数は2個/フィーダ
- 建設期間は5年で、96箇所の変電所、546フィーダ
- 計算の前提条件は表 4.4 に同じ

この結果より、通信設備の新たな設置が不要な Fiber Optic Cable (Case 1), RF Mobile System, RF MARS の通信手法を用いる方法の経済性が優れ、投資の回収期間は9~10年である。

表 4.9 システム構成別費用

(Million Rs)				
手法	設備コスト (時価)	NPV (20年)	資本回収期間(年)	
Idea1				
光ファイバケーブル	Case 1(光ファイバケーブルのインフラが十分整備されている)	598	418	10
	Case 2 (ある程度整備されている)	815	145	16
	Case 3 (殆ど整備されていない)	1,778	-1,070	20 以上
制御線	2,911	-2,497	20 以上	
携帯電話無線	530	503	9	
Idea2				
MARS 無線	573	450	9	
Idea3				
電力線搬送 (V ₀ キャリア)	1,100	-216	20 以上	



4.4.4 変電所別の概算費用

本項では、変電所毎のロスの回復電力量と停電時供給停止電力量について検討する。対象変電所は、両電力量の合計値の大きい順にリストアップし、効果の大きい順に選定し、配電 SCADA システムの導入を検討することを提案する。

費用対効果について、4箇所の変電所を、また、重要地区にある変電所2箇所を選んで試算した。4変電所は、Ranga Reddy, Hyderabad のそれぞれから、表の中で回復電力が最大のものと、回復電力の合計が 100,000kWh 付近に分類されるものを選んだ。重要地区の2箇所については、長時間の停電が好ましくない地区にある変電所から選んだ。

システム構成手法は、最も有望な RF Using Mobile System を用いる場合を適用した。試算結果を次の表 4.10 にまとめて示す。

表 4.10 経済性の評価結果

(Million Rs)

Substation name	Reason for select	Feeder No.s	Length (km/F)	Loss recovery + Outage energy (kWh/Y)	Equipment cost	NPV (20 Years)	Recovery period (Year)
Vanastalipram (RR)	Most recovery energy	4	19.8	1,311,352	5	71	1
Asif Nagar (Hydera)		9	8.5	530,505	10	21	4
NGRI (RR)	Around 100,000 kWh of recovery energy	6	2.2	188,987	7	4	11
Air Port (Hydera)		6	2.6	101,096	7	-2	Over 20
Mytrivanam	Important area	6	9.7	161,794	7	1	15
Srinagar		5	14.4	59,124	6	-3	Over 20

4.5 提言

本調査に基づいて、配電 SCADA 導入について以下の事項が提言できる。

- 停電時間がかなり長いので、事故点評定分離機能を装備する。この結果、停電時の供給支障電力量が減少し、これに伴い料金収入も回復する。
- フィーダ負荷の変電所フィーダ間のアンバランスも、改善によりその効果がかなり期待できる。したがって、負荷バランス機能も配電 SCADA 導入時に実装すべき機能である。
- 配電フィーダの操作はほぼ全てに亘り人的操作に頼っているのが現状のため、配電 SCADA システムの導入によって人件費削減等の間接的効果も期待できる。
- フィーダの自動開閉器による区分数は、当初は、経済性を考慮して2または3が好ましい。
- 通信手法については、インフラの整備状況およびこれによる経済性効果を考慮して、光ファイバあるいは無線が推奨できる。特に、光ファイバは、プロジェクトエリアにかなり敷設済みであり、セキュリティ、通信容量などの点から最も好ましい。
- 携帯電話回線利用の無線も、インフラが整備されており光ファイバの利用が割高になる場合や、むしろ利用可能なところは積極的に利用すべきである。
- 多くの変電所への継続的な導入に当たっては、個々の変電所によって導入効果が異なるので、その導入順序に傾注すべきである。非常に導入効果の大きい変電所も存在する。4.11 に導入フェーズ例を示す。

表 4.11 SCADA の導入フェーズ分割例

Period	Area	Total recovery energy	Number of substations
Phase I	Ranga Reddy	>500,000 kWh/Y	7
	Hyderabad	>200,000 kWh/Y	17
Phase II	Ranga Reddy	>200,000 kWh/Y	7
	Hyderabad	>100,000 kWh/Y	15
Phase III	Ranga Reddy	>100,000 kWh/Y	6
	Hyderabad	>50,000 kWh/Y	10
Phase IV	Ranga Reddy	Others	10
	Hyderabad	Others	10
Phase V	Ranga Reddy	Others	5
	Hyderabad	Others	9
Total			96

第5章 配電網の改善

第5章 配電網の改善

インド国 Andhra Pradesh 州のロスの現状は配電のロス率が20%程度あり、他国と比較すると非常に率が高いことから、これを低減させるための改善計画が必要となっている。

この実態を把握し、問題点を抽出するため、Andhra Pradesh 州内の Ranga Reddy 郡および Medak 郡 (District) の中から、代表的3カテゴリ (住宅/商業地区、工業地区、農業地区) のフィーダを選定してロス量・電圧・電流値などを測定し実態調査を行い、分析・評価した結果をもとに、配電網の改善計画の策定を以下のとおり実施した。

5.1 調査実施工程

表 5.1 実施工程

Physical Improvement of Distribution Line

	Fiscal Year 2002			Fiscal Year 2003												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	
Selecting model feeder		■														
Meter procurement			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■				
Meter installation							■	■	■	■	■	■				
Loss measurement & data collction								■	■	■	■	■				
Survey of feeder data		■	■													
Analisis (loss calculation)								■	■	■	■	■	■	■	■	■
Improvement plan										■	■	■	■	■	■	■
Seminar		▲														▲

5.2 ロス測定

5.2.1 モデルフィーダの選定

表 5.2 測定対象フィーダ

測定対象フィーダ						
カテゴリ	フィーダ名	変電所名 (郡名)	TR台数	お客さま数	灌漑メータ取付	
					変圧器住名	ポンプ台数
住宅・商店	Kamalanagar	Kothapet SS (Ranga Reddy)	39	3,650		
工業	Kattedan#2	Kattedan SS (Ranga Reddy)	78	529		
農業	Malkapur	Malkapur SS (Medak)	15	743	Malkapur No6 (63kVA)	16

5.2.2 測定カ所, 測定数, 測定機器

- 測定個所はフィーダ引出し口, 変圧器2次側, 顧客引き込み口とした。また, 低圧線互長が大きい個所の末端の顧客引き込み口に電圧降下測定用のメータを取付けた。
- 測定機器数は表 5.3 のとおりである。

- 測定機器については電子式メータ（ログ機能）および電動式メータを使用した。

表 5.3 測定数一覧表

Number of measuring meters							
Substation	Feeder	Category	Meter at mouth of feeder	Meter at DTR	Volt meter at Customer	Meter at pumpset	kWh meter at customer
Kothapet	Kamalanagar	Domestic/Commercial	1	44	3	0	3,650
Kattedan	Kattedan #2	Industrial	1	78	8	0	465
Malkapur	Malkapur	Agriculture	1	15	1	16	842
TOTAL			3	137	12	16	4,957

5.2.3 測定項目

- フィーダ引出し口(電力量, 最大電力, 力率, 電圧, 電流)
- 変圧器 2 次側 (電力量, 最大電力, 力率, 電圧, 電流)
- 顧客引き込み口 (電圧計取付カ所) (電圧など)
- 顧客引き込み口 (一般) (電力量)
- 顧客 (灌漑ポンプ) (電力量)

5.2.4 データ収集方法

当初、データは3月から6月まで毎月1回測定する予定であった。これは、この期間には年間を通してのピーク値も測定できると考えていたことによるが、メータの調達が遅れたため、7月末から8月末までの1カ月分のみを測定することとせざるを得なかった。

測定実施の確認のため第3次現地調査で滞在中の間に1週間分のデータを抽出し、日本へ持ち帰った。さらに、1カ月後のデータは後日、e-mail等で各カウンターパートから日本に送信してもらった。

上記の集約の結果、さらに計測の漏れ、不足分があったので、第4次現地調査時に不足データの再計測、不明データの確認を行い、データ収集を行った。

5.3 フィーダの仕様調査

ロス測定と並行して、配電ロスの算出のために必要なモデルフィーダの仕様（電線サイズ、電線互長など）を以下の項目について調査した。

5.3.1 配電設備別の仕様調査

- 高圧配電線（線種, サイズ, 相, 互長, 接続関係）
- 低圧配電線（線種, サイズ, 相, 互長, 接続関係）
- 配電用変圧器（容量, 相, カテゴリ）
- 引込み線（線種, サイズ, 相, 互長, 接続関係）
- 計器（顧客番号, メーカー, 容量, 型式）

5.3.2 配電機材の仕様調査

- 高圧配電線（線種・サイズ別, インピーダンス, 抵抗, リアクタンス, 許容電流）
- 低圧配電線（線種・サイズ別, インピーダンス, 抵抗, リアクタンス, 許容電流）

- 配電用変圧器（容量別，鉄損，銅損，定格電圧，定格電流）
- 引込み線（線種・サイズ別，インピーダンス，抵抗，リアクタンス，許容電流）
- 計器（相・型式別，消費電力）

5.4 負荷状況の調査

3モデルフィーダの過去の負荷実績を以下項目について調査した。

- 2000～2003年度に亘っての年度別・月別，kWh
- 2000～2003年度に亘っての年度別・月別，kW

5.5 分析・評価

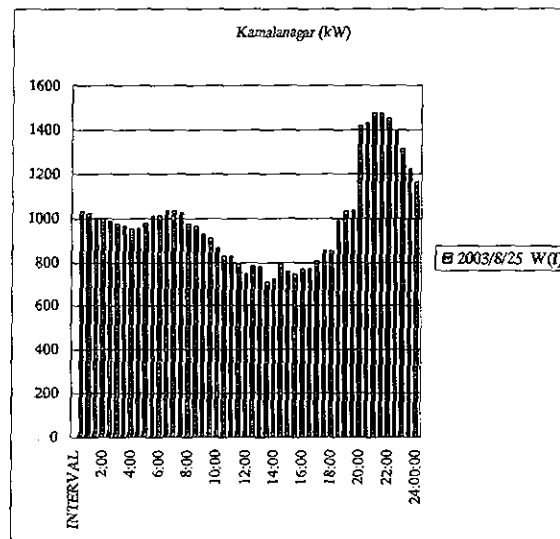
メータの取り付け完了後，これらの計測データをもとに負荷曲線，配電線ロス，顧客末端の電圧降下について以下のとおり分析・評価を実施した。

また，計測結果のデータおよびその他の調査データを活用して，各配電設備のテクニカルロス，電圧降下，過電流の状況について以下のとおり算出した。

5.5.1 負荷曲線

計測したフィーダのkWの負荷曲線を図5.1の例の様式で分析した。

日本の負荷曲線と比較すると，ピークとオフピークの差が小さく，24時間ほとんど負荷の大きさが変わらないのが大きな特徴である。これは電気利用の面から非常に効率的であるが，一方，負荷のかかる時間が増大するため，ロス電力量は大きくなることを意味する。



Kamalanagar (Domestic/ Commercial) kW (2003/8/25 Monday)

図 5.1 負荷曲線(住宅/商業地区)

5.5.2 配電線ロス

測定結果は表 5.4～5.6 のとおりであった。

変電所出口～配電用変圧器～顧客メータまでを同一時期に測定できなかったため、統一したロス率は算出できなかった。

配電総合のロス率が平均 20%前後であるが、今回の測定値は変電所出口から顧客のメータまでを合計すると、3.3%～24.4%と場所によってロス率が大きく異なっている。これは計測時に

- 測定期間が短かった。
- すべての DTR の負荷が測定できなかった。
- 顧客のメータの読み取り漏れがあった。
- 顧客のメータの読み取り誤りがあった。

などの要因があったことから、測定結果は十分な精度のあるものとは言えないことによる。

今後さらに継続して、年間を通して、漏れのない測定をすることによって、ロス測定における大きな効果が期待できる。

また、電流値など kWh 以外の測定項目（電流、kW など）は以降の配電用変圧器における負荷状況の把握、負荷率などテクニカルロスの算出に必要なデータとして十分活用でき、その効果を発揮している。

表 5.4 ロス kWh 測定結果 (Kamalanagar feeder)

(変電所-DTR間)

項目	変電所出口(a)	配電用変圧器二次側 (合計) (b)	変電所-DTR間 ロス電力量 (a-b)	電力量ロス率 ((a-b)/a)
測定 kWh 値	193,110	1269,399	23,711	12.3%
測定期間	8/11 - 8/4	8/11 - 8/4	——	——

(DTR-顧客間)

項目	配電用変圧器二次側 (合計) (c)	顧客入口(合計) (d)	DTR-顧客間 ロス電力量 (c-d)	電力量ロス率 ((c-d)/c)
測定 kWh 値	651,824	572,954	78,870	12.1%
測定期間	7/29 - 8/12	7/29 - 8/12	——	——

表 5.5 ロス kWh 測定結果 (Kattedan #2 feeder)

(変電所-DTR間)

項目	変電所出口(a)	配電用変圧器二次側 (合計) (b)	変電所-DTR間 ロス電力量 (a-b)	電力量ロス率 ((a-b)/a)
測定 kWh 値 (1ヶ月換算)	1,341,308	1,298,562	42,746	3.2%
測定期間	9/12 - 10/16	9/10 - 10/14	———	———

(DTR-顧客間)

項目	配電用変圧器二次側 (合計) (c)	顧客入口(合計) (d)	DTR-顧客間 ロス電力量 (c-d)	電力量ロス率 ((c-d)/c)
測定 kWh 値 (1ヶ月換算)	1,298,562	1,296,624	1,938	0.15%
測定期間	9/10 - 10/14	9/10 - 10/1	———	———

表 5.6 ロス kWh 測定結果 (Malkapur feeder)

(変電所-DTR間)

項目	変電所出口(a)	配電用変圧器二次側 (合計) (b)	変電所-DTR間 ロス電力量 (a-b)	電力量ロス率 ((a-b)/a)
測定 kWh 値	59,460	54,128	5,332	9.0%
測定期間	10/11 - 10/17	10/11 - 10/17	———	———

(DTR-顧客間) (灌漑バンクの測定)

項目	配電用変圧器二次側 DTR SS VII (c)	顧客入口 (灌漑合計) (d)	DTR-顧客(灌漑)間 ロス電力量 (c-d)	電力量ロス率 ((c-d)/c)
測定 kWh 値	1,409.4	1,402.0	7.4	0.5%
測定期間	7/23 - 7/30	7/23 - 7/30	———	———

5.5.3 顧客末端電圧降下

電圧降下値は一部で上限または下限を超えているものがあることから、各時間の変電所の送出電圧の調整をさらに精度を上げて運用する必要がある。

5.5.4 テクニカルロス

実測した電流値とフィーダの設備別の仕様、負荷実績などをもとに、3モデルフィーダにおける設備別（高圧線、配電用変圧器、低圧線、引込み線）のテクニカル配電ロスについて、算出した結果、1フィーダと日本の例は図 5.2、5.3 のとおりである。

算出結果と日本のロス率を比較すると、3フィーダとも、配電用変圧器と低圧線のロスの比率が高く、これを低減する必要がある。

Kamalanagar

Loss (kWh/year)	kWh	%
11kV line	42,686	8.9%
DTR (iron loss)	121,589	25.4%
DTR (copper loss)	120,360	25.1%
DTR (total loss)	241,949	50.5%
Low voltage line	136,063	28.4%
Service line	7,158	1.5%
Meter	51,173	10.7%
TOTAL	479,029	100.0%

2002 kWh/year	8,669,040
Rate of loss kWh	5.5%

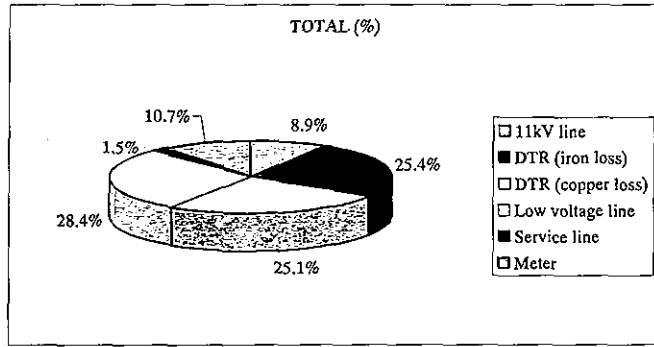


図 5.2 配電ロス(テクニカルロス)(Kamalanagar)

JAPAN (1997)

Item	Loss rate(%)	Total loss(%)
High voltage line		
6kV line	2.82	55.4%
DTR (iron loss)	1.04	20.4%
DTR (copper loss)	0.68	13.4%
Low voltage line	0.19	3.7%
Service line	0.20	3.9%
Meter	0.16	3.1%
Total	2.27	44.6%
Total	5.09	100.0%

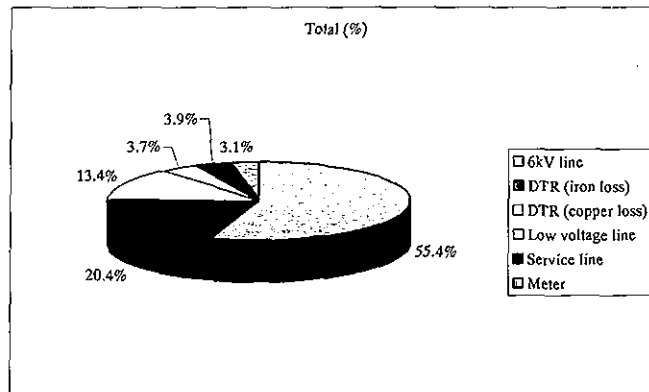


図 5.3 配電ロス(テクニカルロス)(JAPAN)

5.5.5 電圧降下・過電流

実測した電流値とフィーダの設備別の仕様、負荷実績、今後10年間の需要想定値などをもとに、3モデルフィーダにおける設備別（高圧線、低圧線、引込み線）の電圧降下および過電流について、算出した結果のうち1モデルフィーダの例は表5.7、表5.8のとおりである。

表 5.7 Kamalanagar フィーダの最大電圧降下（10年間）

(影が付いている個所の高圧線または配電用変圧器バンクは低圧線が電圧降下限度を超過していることを示す)

Voltage drop					
Item	Name of DTR	kVA	Max. VD	Allowable VD	% of VD
11 kV Line			83.7	660	(+6%)
			0.6	+40V(+20V)	(+10%)
Low voltage line	KN-01	100	3.3	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-02	100	11.0	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-03	250	8.6	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-04	100	37.6	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-06	250	21.3	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-07	250	15.8	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-08	250	11.4	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-09	250	11.4	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-11	250	1.4	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-13	100	16.6	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-14	315	6.8	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-15	100	5.8	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-17	100	22.1	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-18	315	3.5	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-19	100	11.0	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-22	100	16.6	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-23	315	6.2	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-24	315	69.0	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-25	100	6.2	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-27	100	2.2	+40V(+20V)	(+10%)
	KN-37	100	4.1	+40V(+20V)	(+10%)

表 5.8 Kamalanagar フィーダの最大負荷電流 (10 年間)
 (影が付いている個所の高圧線または配電用変圧器バンクは負荷電流が限度を超過していることを示す)

Overcurrent	Name of DTR	kVA	Max. current										Allowable Current
			2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
11 kV line			106	110.2	114.6	119.2	124.0	129.0	134.1	139.5	145.1	150.9	234 (55mm ²)
	KN-01	100	33	34.3	35.7	37.1	38.6	40.1	41.8	43.4	45.2	47.0	209 150%
	KN-02	100	132	137.3	142.8	148.5	154.4	160.6	167.0	173.7	180.7	187.9	209 150%
	KN-03	250	242	251.7	261.7	272.2	283.1	294.4	306.2	318.5	331.2	344.4	522 150%
	KN-04	100	61.6	64.1	66.6	69.3	72.1	74.9	77.9	81.1	84.3	87.7	209 150%
	KN-05	63	17.6	18.3	19.0	19.8	20.6	21.4	22.3	23.2	24.1	25.1	131 150%
	KN-06	250	246.4	256.3	266.5	277.2	288.3	299.8	311.8	324.2	337.2	350.7	522 150%
	KN-07	250	246.4	256.3	266.5	277.2	288.3	299.8	311.8	324.2	337.2	350.7	522 150%
	KN-08	100	136.4	141.9	147.5	153.4	159.6	166.0	172.6	179.5	186.7	194.1	209 150%
	KN-09	250	290.4	302.0	314.1	326.7	339.7	353.3	367.4	382.1	397.4	413.3	522 150%
	KN-10	63	17.6	18.3	19.0	19.8	20.6	21.4	22.3	23.2	24.1	25.1	131 150%
	KN-11	250	290.4	302.0	314.1	326.7	339.7	353.3	367.4	382.1	397.4	413.3	522 150%
	KN-12	100	17.6	18.3	19.0	19.8	20.6	21.4	22.3	23.2	24.1	25.1	209 150%
	KN-13	63	57.3	59.5	61.9	64.3	66.9	69.6	72.4	75.3	78.3	81.4	131 150%
	KN-14	315	255.2	265.4	276.0	287.1	298.5	310.5	322.9	335.8	349.3	363.2	522 150%
	KN-15	100	70.4	73.2	76.1	79.2	82.4	85.7	89.1	92.6	96.3	100.2	209 150%
	KN-16	63	30.9	32.0	33.3	34.6	36.0	37.5	39.0	40.5	42.2	43.8	131 150%
	KN-17	100	136.4	141.9	147.5	153.4	159.6	166.0	172.6	179.5	186.7	194.1	209 150%
	KN-18	315	312.4	324.9	337.9	351.4	365.5	380.1	395.3	411.1	427.5	444.6	657 150%
	KN-19	100	79.2	82.4	85.7	89.1	92.7	96.4	100.2	104.2	108.4	112.7	209 150%
	KN-20	160	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	334 150%
	KN-21	100	17.6	18.3	19.0	19.8	20.6	21.4	22.3	23.2	24.1	25.1	209 150%
	KN-22	100	123.2	128.1	133.3	138.6	144.1	149.9	155.9	162.1	168.6	175.4	209 150%
	KN-23	315	96.8	100.7	104.7	108.9	113.2	117.8	122.5	127.4	132.5	137.8	657 150%
	KN-24	315	299.2	311.2	323.6	336.6	350.0	364.0	378.6	393.7	409.5	425.9	657 150%
	KN-25	100	154	160.2	166.6	173.2	180.2	187.4	194.9	202.7	210.8	219.2	209 150%
	KN-26	100	17.6	18.3	19.0	19.8	20.6	21.4	22.3	23.2	24.1	25.1	209 150%
	KN-27	100	70.4	73.2	76.1	79.2	82.4	85.7	89.1	92.6	96.3	100.2	209 150%
	KN-28	100	17.6	18.3	19.0	19.8	20.6	21.4	22.3	23.2	24.1	25.1	209 150%
	KN-29	160	39.6	41.2	42.8	44.5	46.3	48.2	50.1	52.1	54.2	56.4	334 150%
	KN-30	160	35.2	36.6	38.1	39.6	41.2	42.8	44.5	46.3	48.2	50.1	334 150%
	KN-31	100	17.6	18.3	19.0	19.8	20.6	21.4	22.3	23.2	24.1	25.1	209 150%
	KN-32	100	26.4	27.5	28.6	29.7	30.9	32.1	33.4	34.7	36.1	37.6	209 150%
	KN-33	100	26.4	27.5	28.6	29.7	30.9	32.1	33.4	34.7	36.1	37.6	209 150%
	KN-34	63	8.8	9.2	9.5	9.9	10.3	10.7	11.1	11.6	12.0	12.5	131 150%
	KN-35	63	26.4	27.5	28.6	29.7	30.9	32.1	33.4	34.7	36.1	37.6	131 150%
	KN-36	100	13.2	13.7	14.3	14.8	15.4	16.1	16.7	17.4	18.1	18.8	209 150%
	KN-37	100	105.6	109.8	114.2	118.8	123.5	128.5	133.6	139.0	144.5	150.3	209 150%
	KN-38	160	22	22.9	23.8	24.7	25.7	26.8	27.8	29.0	30.1	31.3	334 150%
	KN-39	100	13.2	13.7	14.3	14.8	15.4	16.1	16.7	17.4	18.1	18.8	209 150%
	KN-01	100	16.3	17.0	17.6	18.3	19.1	19.8	20.6	21.4	22.3	23.2	175 (34mm ²)
	KN-02	100	65.5	68.1	70.8	73.7	76.6	79.7	82.9	86.2	89.6	93.2	175 (34mm ²)
	KN-03	250	137.5	143.0	148.7	154.7	160.9	167.3	174.0	180.9	188.2	195.7	175 (34mm ²)
	KN-04	100	55.0	57.2	59.5	61.9	64.3	66.9	69.6	72.4	75.3	78.3	175 (34mm ²)
	KN-06	250	245.2	255.0	265.2	275.8	286.8	298.3	310.3	322.7	335.6	349.0	175 (34mm ²)
	KN-07	250	237.3	246.8	256.7	266.9	277.6	288.7	300.3	312.3	324.8	337.8	175 (34mm ²)
	KN-08	250	98.1	102.0	106.1	110.3	114.8	119.4	124.1	129.1	134.3	139.6	175 (34mm ²)
	KN-09	250	133.0	138.3	143.9	149.6	155.6	161.8	168.3	175.0	182.0	189.3	175 (34mm ²)
	KN-11	250	143.6	149.3	155.3	161.5	168.0	174.7	181.7	189.0	196.5	204.4	175 (34mm ²)
	KN-13	100	22.1	23.0	23.9	24.9	25.9	26.9	28.0	29.1	30.2	31.5	175 (34mm ²)
	KN-14	315	137.2	142.7	148.4	154.3	160.5	166.9	173.6	180.5	187.8	195.3	175 (34mm ²)
	KN-15	100	70.4	73.2	76.1	79.2	82.4	85.7	89.1	92.6	96.3	100.2	175 (34mm ²)
	KN-17	100	117.7	122.4	127.3	132.4	137.7	143.2	148.9	154.9	161.1	167.5	175 (34mm ²)
	KN-18	315	213.7	222.2	231.1	240.4	250.0	260.0	270.4	281.2	292.5	304.2	175 (34mm ²)
	KN-19	100	50.3	52.3	54.4	56.6	58.8	61.2	63.6	66.2	68.8	71.6	175 (34mm ²)
	KN-22	100	123.2	128.1	133.3	138.6	144.1	149.9	155.9	162.1	168.6	175.4	175 (34mm ²)
	KN-23	315	96.3	100.2	104.2	108.3	112.7	117.2	121.9	126.7	131.8	137.1	175 (34mm ²)
	KN-24	315	299.2	311.2	323.6	336.6	350.0	364.0	378.6	393.7	409.5	425.9	175 (34mm ²)
	KN-25	100	86.4	89.9	93.5	97.2	101.1	105.1	109.3	113.7	118.2	123.0	175 (34mm ²)
	KN-27	100	52.3	54.4	56.6	58.8	61.2	63.6	66.2	68.8	71.6	74.4	175 (34mm ²)
	KN-37	100	69.6	72.4	75.3	78.3	81.4	84.7	88.1	91.6	95.3	99.1	175 (34mm ²)
Service line			88										(14mm ²)

5.6 設備の改善・拡充計画

モデルとなった3フィーダについての前述の電圧降下および過電流のボトルネックを解消し、さらにロスを低減させるためのフィーダ別設備別の個別の改善案を以下のとおり検討した。

なお、改善案では期間を10年間とした。

5.6.1 配電用変電所

各変電所の負荷の実績を調査したところ、今年度はほぼ限度内で運用されていた。

今後ネックとなる可能性があるフィーダについては、十分に負荷状態を確認した後、以下の方法で改善を実施する。

- バンク間のフィーダにかかる負荷の均一化

- バンク増設
- 変電所の新設

5.6.2 高圧配電線

今後 10 年間における、高圧配電線のネックを調査したところ、Kattedan #2 の高圧配電線が 2010 年に電線が過電流となることから、表 5.9 の対策工事を実施する。

表 5.9 高圧配電線の改善

改善要因	改善対策
2010 年にフィーダ出口での 11kV フィーダに流れる電流が電線の許容電流値を超過する。	フィーダの出口から 730m の高圧線の複線化

その他、今後電圧降下または過電流のネックが発生する場合は以下の対策を実施する。

- 高圧線のサイズのアップまたは複線化
- 他フィーダへの負荷の切り分け
- 電圧降下がとくに大きい場合は電圧調整装置の設置を検討する
- 負荷力率が著しく大きい個所には電力用コンデンサの導入を検討する

5.6.3 低圧配電線

今後 10 年間における、配電用変圧器・低圧線のネックは表 5.7, 表 5.8 のとおりに発生することから、個々のネックについて

- 変圧器移設（変圧器の設置位置を負荷中心に移す）
- 低圧線分割（既設の変圧器と別に変圧器を新設し、負荷を分割）
- 低圧線張替え（太線化または複線化により電流密度を減少）

の方法のうちいずれか最適なものを選択し改善を実施する。その結果のうち 1 モデルフィーダの例は表 5.10 のとおりである。

表 5.10 低圧配電線の改善

Kamalanagar

Name of DTR	kVA	Vd (V)			DTR current (A)			Low voltage line current (A)			Revised contents	
		before	after	subtract	before	after	subtract	before	after	subtract	before	after
KN-03	250	14.4	14.4	0.0	318.5	318.5	0.0	180.9	120.8	-60.1		+ Low voltage line30m*1*4
KN-06	250	37.6	7.2	-30.4	246.4	81.6	-164.8	245.2	81.6	-163.6	DTR250kVA	+ 11kV30m*8*3+DTR160kVA
KN-07	250	21.3	4.9	-16.4	246.4	50.0	-196.4	237.3	108.4	-128.9	DTR250kVA	+ 11kV30m*4*3+DTR160kVA
KN-08	100	20.7	3.2	-17.5	179.5	87.0	-92.5	129.1	45.1	-84.0	DTR250kVA	+ 11kV30m*5*3+DTR100kVA
KN-09	250	15	10.1	-4.9	382.1	382.1	0.0	175.1	92.1	-83.0		+ Low voltage line30m*3*4
KN-11	250	14.4	12.1	-2.3	367.4	367.4	0.0	181.6	117.0	-64.6		+ Low voltage line30m*3*4
KN-14	315	20.2	18.0	-2.2	310.5	143.6	-166.9	166.9	143.5	-23.4	DTR315kVA	+ 11kV30m*5*3+DTR160kVA
KN-18	315	22.1	8.0	-14.1	312.4	171.8	-140.6	213.7	97.8	-115.9	DTR315kVA	+ 11kV30m*5*3+DTR100kVA
KN-22	100	15.6	13.8	-1.8	175.4	175.4	0.0	175.4	120.7	-54.7		+ Low voltage line30m*1*4
KN-23	315	20.2	8.1	-12.1	117.8	57.8	-60.0	117.7	57.7	-60.0	DTR315kVA	+ 11kV30m*9*3+DTR63kVA
KN-24	315	69	18.6	-50.4	299.2	138.5	-160.7	299.2	138.3	-160.9	DTR315kVA	+ 11kV30m*11*3+DTR160kVA
KN-25	100	8.5	8.5	0.0	210.8	210.8	0.0	118.3	118.3	0.0	DTR100kVA	DTR 160 kVA

(影が付いている個所の配電用変圧器バンクが限度を超過していることを示す)

表 5.10 中の改善内容の記号は表 5.11 を参照すること。

表 5.11 改善内容の凡例

改善内容(記号)	改善内容
+11kV line 100m*3	11kV line に3線の55mm ² の高圧線をさらに1回線追加し複線化する
+Low voltage line 100m*4	Low voltage line に4線の34mm ² の低圧線をさらに1回線追加し複線化する
+DTR100kVA	既設の配電用変圧器(DTR)のバンクを分割し、新たに100kVAのDTRを追加する
DTR160kVA	既設の配電用変圧器(DTR)の容量を160kVAに変更する

改善にあたって配電用変圧器と低圧線の新規の裕度は10年とし、分割と張替えの判定基準は表 5.12 のとおりとした。

表 5.12 分割と張替えの判定基準

改善要因	改善方法
電圧降下限度超過	変圧器の裕度年数が3年以内の場合は変圧器分割工事とし、3年を超える場合は既設低圧線の太線化、複線化を検討する。
配電用変圧器過負荷 限度長超過	低圧線の裕度年数が3年以内の場合は変圧器分割とし、3年を超える場合は既設変圧器の揚げ替え工事を行う

配電用変圧器の新設時には表 5.13 を基準として容量を決定する。

表 5.13 配電用変圧器の選定基準

変圧器容量 (kVA)	新規取付時負荷電流限度(A)		(参考) 負荷の度合別電流値		
	増加率 4% 負荷限度 150%	増加率 1% 負荷限度 120%	100%	120%	150%
	Ranga Reddy	Medak			
63	89	96	88	106	132
100	141	152	139	167	209
160	226	243	223	268	335
250	353	380	348	418	522
315	444	478	438	526	657

5.6.4 工事実施計画

上記改善案を総合して、今後10年間に各設備の電圧降下・過電流の限度が超過する時期に応じて表 5.14 のとおり逐次工事を実施する。

(1モデルフィーダの例)

表 5.14 工事実施計画

Kamalanagar

	Name of DTR	kVA	Revised contents		start- ing year	Construction cost(Rs)										total	
						(1,000Rs)											
						2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012		
11kV Line			before	after													
DTR & Low voltage line	KN-03	250		+ Low voltage line30m*1*4	8								12.7				12.7
	KN-06	250	DTR250kVA	+ 11kV30m*8*3+DTR160kVA	1	240.9											240.9
	KN-07	250	DTR250kVA	+ 11kV30m*4*3+DTR160kVA	1	196.1											196.1
	KN-08	100	DTR250kVA	+ 11kV30m*5*3+DTR100kVA	8								186.7				186.7
	KN-09	250		+ Low voltage line30m*3*4	8								38.2				38.2
	KN-11	250		+ Low voltage line30m*3*4	7								37.8				37.8
	KN-14	315	DTR315kVA	+ 11kV30m*5*3+DTR160kVA	6						217.9						217.9
	KN-18	315	DTR315kVA	+ 11kV30m*5*3+DTR100kVA	1	174.1											174.1
	KN-22	100		+ Low voltage line30m*1*4	10											13.0	13.0
	KN-23	315	DTR315kVA	+ 11kV30m*9*3+DTR63kVA	6						216.7						216.7
	KN-24	315	DTR315kVA	+ 11kV30m*11*3+DTR160kVA	1	274.5											274.5
	KN-25	100	DTR100kVA	DTR160kVA	9										163.9		163.9
total			Current value			885.6	0.0	0.0	0.0	0.0	434.6	37.8	237.5	163.9	13.0	1,772.4	
			Present value			885.6	0.0	0.0	0.0	0.0	340.5	28.2	168.8	110.9	8.4	1,542.4	

(Price Rate=0.01/year, Discount Rate=0.05/year)

5.6.5 改善計画の費用と便益

5.5.5 工事実施計画の実施により、費用と便益は表 5.15, 5.16 のとおりである。

費用は 5.5.5 工事実施計画に従って実施した年度別の工事費を計上し、便益は設備改善によって減少するロス電力量に係る減少費用を計上した。

(1モデルフィーダの例)

表 5.15 Kamalanagar フィーダの改善計画の費用

	Name of DTR	kVA	start- ing year	Construction cost (1,000Rs)										total			
				(1,000Rs)													
				2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012				
11kV line																	
DTR & Low voltage line	KN-03	250	8										12.7				12.7
	KN-06	250	1	240.9													240.9
	KN-07	250	1	196.1													196.1
	KN-08	100	8										186.7				186.7
	KN-09	250	8										38.2				38.2
	KN-11	250	7										37.8				37.8
	KN-14	315	6							217.9							217.9
	KN-18	315	1	174.1													174.1
	KN-22	100	10													13.0	13.0
	KN-23	315	6							216.7							216.7
	KN-24	315	1	274.5													274.5
	KN-25	100	9												163.9		163.9
total				Current value	885.6	0.0	0.0	0.0	0.0	434.6	37.8	237.5	163.9	13.0	1,772.4		
				Present value	885.6	0.0	0.0	0.0	0.0	340.5	28.2	168.8	110.9	8.4	1,542.4		

(Price Rate=0.01/year, Discount Rate=0.05/year)

表 5.16 Kamalanagar フィーダの改善計画の便益

	Name of DTR	kVA	start- ing year	Benefit by reducing loss energy (1,000Rs/year)										total			
				(1,000Rs)													
				2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012				
11kV Line																	
DTR & Low voltage line	KN-03	250	8										5.1	5.1	5.2	15.3	
	KN-06	250	1	88.8	89.7	90.6	91.5	92.4	93.4	94.3	95.2	96.2	97.2	97.2	97.2	929.4	
	KN-07	250	1	33.8	34.2	34.5	34.8	35.2	35.5	35.9	36.3	36.6	37.0	37.0	353.8		
	KN-08	100	8										15.5	15.7	15.8	47.0	
	KN-09	250	8										11.6	11.8	11.9	35.3	
	KN-11	250	7										12.8	13.0	13.1	51.6	
	KN-14	315	6							25.5	25.7	26.0	26.2	26.5	129.9		
	KN-18	315	1	4.5	4.5	4.6	4.6	4.7	4.7	4.7	4.7	4.8	4.8	4.9	46.8		
	KN-22	100	10												4.9	4.9	
	KN-23	315	6							7.5	7.6	7.7	7.7	7.8	38.3		
	KN-24	315	1	178.8	180.6	182.4	184.2	186.0	187.9	189.8	191.7	193.6	195.5	195.5	1,870.4		
	KN-25	100	9											41.6	42.0	83.6	
total				Current value	305.9	309.0	312.1	315.2	318.3	321.4	324.5	327.7	330.7	333.7	336.7	3,606.4	
				Present value	305.9	294.2	283.0	272.3	261.9	251.7	241.7	231.7	221.9	212.2	202.7	2,864.5	

(Price Rate=0.01/year, Discount Rate=0.05/year)

便益としてはロス減費用以外に以下の便益が受けられる。

- 電気の品質の向上（電圧降下の改善，過電流の改善）
- 設備の改善による事故の減少に伴い信頼度の向上
- 上記の改善による顧客サービスの向上

5.7 提言

5.7.1 電力損失削減

これまでの分析で特に低圧設備についてのロスを削減する必要性が指摘されているが，現状では以下のとおり十分な管理がされていない。

- 配電用変圧器にかかる負荷の状況が常時管理されていない。
- 一部の Divison では，配電用変圧器と低圧線の接続関係を含めたネットワークの管理資料がない。またあっても，常に最新の状態にメンテナンスされていない。
- 低圧線と顧客の接続関係の資料がない。
- 低圧線の径間・サイズなどの設備データがない。

このため，まず不足分のデータ整備をはかると共に，測定または kWh-A の相関式（後述）を使用した，想定負荷により，負荷管理，電圧管理を適正に行うことが必要である。

これらを適正に行うことにより，電氣的に過剰な部分が逐次改善され，これがロス削減の対策となる。電氣的設備の改善をすることによって，同時にロスを削減することとなる。

また，日本と比較して低圧設備のロスの比率が多いことから，既設低圧設備の改善にあたっては，低圧線亘長の短縮と変圧器の小容量化を心がけることが重要な要素である。

5.7.2 測定

測定に関しては，

- 今回の分析で低圧設備のロスの比率が高いことから，配電用変圧器での一年間通して測定の正確なロス量を算出する必要がある
- 配電用変圧器に取り付けた計器により，負荷(kW)，負荷電流等を毎月測定し，負荷管理を適正に実施することにより，ロスを軽減させる設備改善がタイムリーに実施できる
- 測定結果から盗電などの発生を把握できる

などのことから，今後も継続して測定されるよう提言する。

5.7.3 kWh-A 管理

「kWh-A 管理」手法は，住宅・商業地区において，配電用変圧器バンク内のピーク月の顧客電気使用量のバンク内合計値とバンク内二次側年間最大電流値との相関が非常に高いことから，顧客の電気使用量を用いて変圧器の負荷電流を想定するものである。

今回の測定データをもとに，APCPDCL で実用化するための試みとして，下記のとおり kWh-A の相関式を作成した。

この式を活用することにより，机上で電圧・負荷の管理を行い，これにより限度を超過するケースについては実測をおこない，その結果で改善の要否を判断すれば，すべてのバンクについて測量する場合と比較して，多大な効率化が図れる。

kWh-A 相関式

$$Y = 0.0319X^{0.7994}$$

ここで Y は配電用変圧器の二次側の最大電流値 (A)

X はピーク月の顧客使用量のバンク合計 (kWh)

相関係数 0.88 (決定係数 $R^2=0.7725$)

5.7.4 低圧線へのヒューズの導入

日本と比較して低圧配電線が長い APCPDCL では、低圧線が短絡した場合、線路のインピーダンスが大きいため、短絡電流が変圧器の一次側のヒューズを溶断することができず、また短絡を検知できないため、この短絡電流により変圧器を焼損させたり、事故の発見がおくれて、顧客を危険な常態にすることがある。

これを避けるため、変圧器の一次側のヒューズが溶断できないような線路においては、低圧配電線の途中にヒューズを設けることを推奨する。

5.7.5 バランサの導入（電流の不平衡の是正）

単相 3 線式の実施により電力損失は軽減されるが、極力両電圧線の負荷の平衡をはかることが必要であり、さらに亘長が比較的長い線路においては線路末端にバランサを設置することを推奨する。

バランサは 100V 用コイルを 2 個直列に接続した一種の単巻き変圧器である。これを低圧線末端に設置し、この電圧補償機能により、不平衡負荷に対して平衡作用を行うものである。

5.7.6 GIS との関係

今回の配電網の改善のプロジェクトで使用したエクセルによる配電線ロス・電圧降下・過電流の計算プログラムと ArcView に保存している各配電線の設備データとを関係することにより、新たに計算用データをインプットしなくても、計算が可能となる。

5.7.7 拡大計画

本プロジェクトの拡大は、カウンターパートへの技術移転が終わった後、この手法を他のフィードまたは他の変電所に適用し、順次拡大して行くとする。

第6章 GISによる設備・顧客管理

第6章 GISによる設備・顧客管理

6.1 概論

GISとはGeographic Information Systems(地理情報システム)の略で、地図上に様々な情報を重ね合わせて表示し、分析するシステムである。Andhra Pradesh州への配電GIS導入の目的は、現在、手作業で管理されている同州の配電設備・顧客管理を効率化することである。更にGIS導入により設備・顧客データを分析することが容易となり、電力信頼度および、顧客サービスの向上につながることを期待される。

本調査では、以下に示す3箇所の変電所にGISを導入した。

Kothapet (Ranga Reddy 郡)・Kattedan (Ranga Reddy 郡)・Malkapur (Medak 郡)

6.2 ソフトウェア

本調査では、米国ESRI社の「ArcView」は世界的にもシェアが高く、インドでの汎用性もある。また将来、他地域へのGIS拡大を考慮し、「ArcView」を採用した。

本調査の対象となっているAndhra Pradesh州の州都HyderabadにもESRI社の代理店があり、さらにベースマップ作成を再委託したMapWorld社でもArcViewは扱われている。そのため、万一のトラブルに対しても現地(Hyderabad)で対応可能である。

6.3 設備・顧客管理データ

GISに入力された設備および顧客データは表6.1および表6.2のとおりである。

表 6.1 設備データ一覧

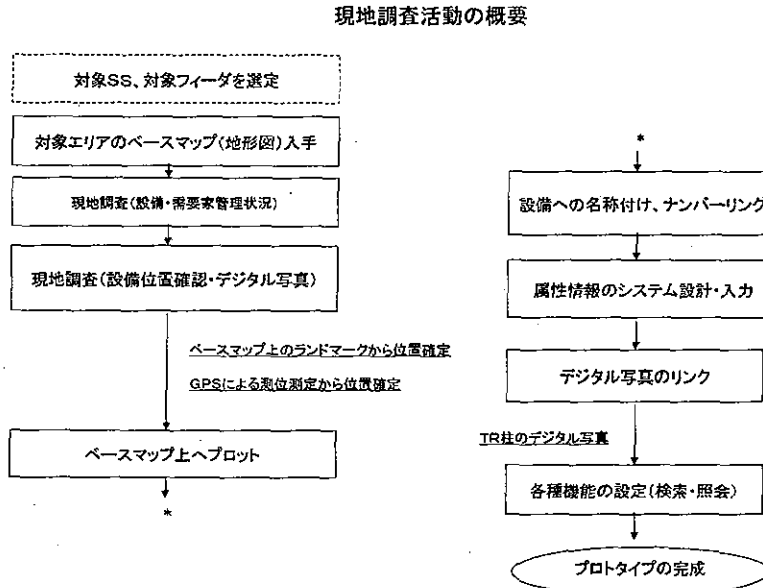
33/11kV 変電所		名称, 容量, フィーダ名称
11kV	電柱	電柱番号, 種類
	高圧線	長さ, サイズ, 線種, 接続電柱番号
	遮断器	接続電柱番号, 容量
柱上柱上変圧器		電柱番号, 容量
430V	電柱	電柱番号, 種類
	低圧線	長さ, サイズ, 線種, 接続電柱番号

表 6.2 顧客管理

Domestic	顧客番号, 顧客名, 住所, 契約形態, メータ情報
Industry	同上
Commercial	同上
Agriculture	顧客番号, 顧客名, 住所, メータ情報, ポンプ容量

6.4 技術移転方法

図 6.1 に現地調査活動概要を示す。



位置情報の収集は、次の 2 方法で行った。まず、Kothapet および Kattedan 変電所のように目印（道路、建物、公園、河川など）が数多くある地域では、ベースマップを 2,000～3,000 分の 1 の縮尺で印刷し、印刷した地図を携帯して現場で直接地図上に設備や顧客位置を記入し、その後、事務所で ArcView に入力する方法を採用した。

次に、農業用の Malkapur 変電所は、地図上に目印が少ないために GPS (Global Positioning System) を携帯し、設備や顧客の緯度経度を個別に測定し、これらの緯度経度の情報を MS エクセルに入力し、ArcView に転換する方法を採用した。

設備仕様に関しては、Section office の設備台帳から情報を収集した。顧客情報に関しては、MRB (Meter Reading Book) から収集した。

配電 GIS 構築に必要な資機材を調達し、各変電所を管理する 3 箇所の Section office と APTRANSCO および APCPDCL の本店に設置した。調達資機材を表 6.3 に示す。

表 6.3 調達機材の一覧

項目	数量	仕様
コンピュータ	6	Pentium 4, CPU 2.4GHZ 256MB RAM, 40GB HDD, 15 inch Monitor
プリンタ	3	A3-size, Color, Inkjet
ソフトウェア	6	Microsoft Windows XP Professional
ソフトウェア	6	Microsoft Office XP Professional
ソフトウェア	6	ESRI ArcView Version 8.3
デジタル・カメラ	3	2.0 Megapixels, 3.0 Optical zoom
GPS	6	Accuracy 15m

6.5 プロトタイプによる効果

今回作成した3箇所のプロトタイプにより、以下の効果が期待される。

6.5.1 現場作業の効率化

(1) 図面管理作業の省力化

膨大な量の現地配電設備とそれらの図面情報を一致させるためには、多大な労力を要するが、GISを使用することで、容易に図面の修正・追加が可能となり管理作業の効率化がはかれる。

(2) 設備の取替等、現地作業での効率化

設備取替工事の際には、現地設備データの確認および現地作業に必要な機材・工具の確認が必要である。従来までは現地へ出向き調査していたが、GISを活用することで、現地作業前に事務所にて現地設備の仕様確認が可能となる。

(3) 誤操作の防止

現地設備のヒューズおよび開閉器の入切操作等において、現地設備に番号付けを実施し、事前にGISにより確認をすることで、確実に機器操作を行い、誤操作を防止できる。

6.5.2 設備、顧客の位置把握

(1) 系統計画業務の改善

配電系統計画において、GISにより需要地と変電所等の電力設備の位置を地図上で把握することで、より効率的な系統計画が可能となる。

(2) 負荷予測の改善

電力使用量を顧客位置情報と同時に管理することで、エリア毎の電力使用量が把握できるため、データを時系列に整理することで将来の需要予測が可能となる。

(3) 停電設備の特定

顧客から停電申し出があった場合、GISの変圧器別顧客データを参照して、故障した柱上変圧器を推測することが可能となる。

6.5.3 ロス管理、SCADAへの支援

GISに蓄積された設備・顧客情報がロス管理、SCADAシステムを構築する上での基盤情報として活用できる。

6.5.4 地図検索

顧客からの問い合わせ時や申し込み時には、GISの地図検索により迅速・効率的に対応でき、顧客サービスの向上が期待できる。

6.5.5 写真による配電設備管理

ハイパーリンク機能を活用することにより、常時、配電設備やその周辺環境を確認できる。

6.5.6 Office の効率化

膨大な手書きの図面・書類を電子化することで、ペーパーレス化や図面保管場所の節約ができる。

6.6 GIS 拡張計画

現地調査および対象変電所3箇所を実施したOJTから、現状の体制およびスタッフの技術レベルを確認できた。この結果、現地スタッフは現状でもある程度、設備・顧客情報を熟知しているため、GISシステムの運用ノウハウを習得すれば、将来的にGISを維持運営することが可能である。しかしながら、最も現場のニーズに合ったGISのシステムを設計するためには、導入初期段階において専門のコンサルタントからの協力を得ながら実施していくことが必要である。さらに、将来的に他システムとの統合やホストコンピュータによる一括管理をするためには、専門のコンサルタントのサポートが不可欠である。

6.6.1 GIS 構築のための体制

体制は図6.2のとおり専属の「GIS担当者」およびデータを管理し、GIS担当者へ情報を連係する「設備管理担当者」、「顧客管理担当者」を設けることが必要である。

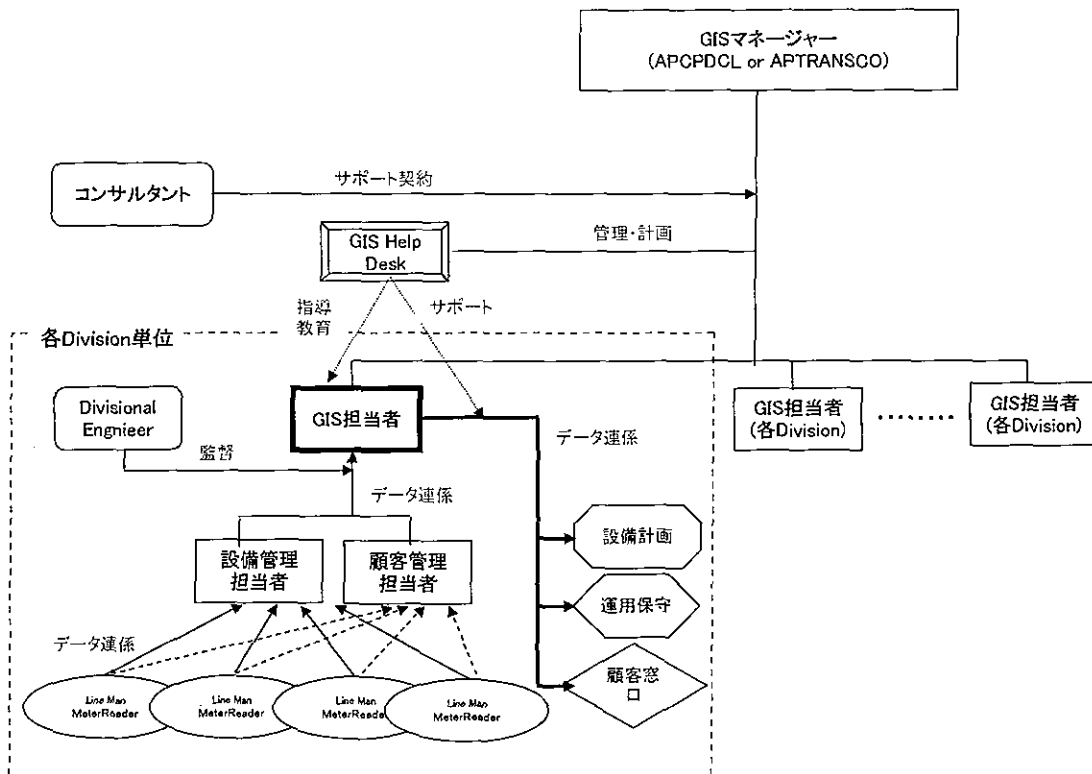


図 6.2 GIS 導入および拡張のための体制図

6.6.2 GIS 導入範囲

地図の入手可能性を考慮すると、配電 GIS の拡張は以下のような段階的な導入が望まれる。

- 第1段階：Hyderabad
- 第2段階：Ranga Reddy 郡
- 第3段階：Ranga Reddy 郡の周辺郡

本調査では第1段階の Hyderabad の具体的な計画を提案する。

6.6.3 GIS 構築のための必要人員

本調査では3箇所の対象フィードの配電 GIS をカウンターパートの協力を得て作成した。

これらの調査に費やした時間と人員は以下のとおりである。

- 11kV 配電線現地調査：4人/日・1フィード
- 11kV 配電線 PC 入力：1人/日・1フィード
- 低圧配電線現地調査：1人/日・1柱上変圧器
- 低圧配電線 PC 入力：1人/日・1柱上変圧器

第1段階で配電 GIS を導入する Hyderabad には3つの Circle office (Hyderabad North, Hyderabad South, Hyderabad Central) があり、64の変電所を管理している。総フィード数は421で、平均フィード数は1変電所あたり6.6フィードになっている。一方、柱上変圧器は1フィード当たり約30～50台で、Hyderabad の柱上変圧器総数は約17,000台と予想される。これらのデータと本調査の実績から Hyderabad の配電 GIS 構築に必要な人月の試算結果を表6.4に示す。

表 6.4 GIS 構築に必要な人月

項目	人日	人月
11kV 配電線現地調査	$421 \text{ フィード} \times 4 \text{ 人/日} \cdot \text{フィード} = 1,684 \text{ 人/日}$	84
11kV 配電線 PC 入力	$421 \text{ フィード} \times 1 \text{ 人/日} \cdot \text{フィード} = 421 \text{ 人/日}$	21
低圧配電線現地調査	$17,000 \text{ 柱上変圧器} \times 1 \text{ 人/日} \cdot \text{変圧器} = 17,000 \text{ 人/日}$	850
低圧配電線 PC 入力	$17,000 \text{ 柱上変圧器} \times 1 \text{ 人/日} \cdot \text{変圧器} = 17,000 \text{ 人/日}$	850
合計		1,805

(1ヶ月の従事日数を20日/月)

6.6.4 主要資機材

現時点では、配電 GIS は Division office レベルで管理することが考えられる。Hyderabad の Division office は9箇所あり、1箇所の Office に GIS 専用の2台のパーソナル・コンピュータを設置すると18のコンピュータと18の GIS ライセンスが必要になる。また、データを管理するためには、Oracle, Microsoft SQL Server, Informix, IBM DB2などの大型コンピュータ (DBMS) にデータを格納する必要がある。この大型コンピュータと各 Division office の PC をネットワークで結ぶためにはアプリケーション・サーバ (例えば ArcSDE) が必要になってくる。さらに、インターネットの web site 上で配電 GIS を操作するのであれば、そのためのソフトウェア (例えば ArcIMS) が必要になる。

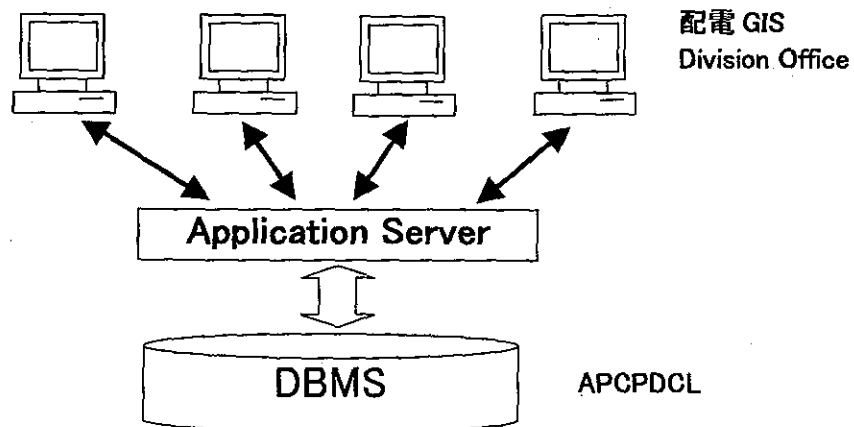


図 6.3 GIS ネットワーク

表 6.5 主要資機材一覧

Items		Qty
Desk Top Computer	17 inch monitor	18sets
Database Management System (DBMS)	Oracle, Microsoft SQL Server, Informix, IBM DB2, etc.	1 set
Software for GIS		18 licensees
Software for GIS Application Server		18 licensees
Software for Internet Web		1 set
Digital Map	Scale (1:5,000)	1 set

6.6.5 所要費用

表 6.6 配電 GIS 構築の概算費用

Description	Qty	Unit cost (US\$)	Total cost
Digital map	1 set	50,000	50,000
Desktop computer	18 sets	2,000	36,000
DBMS	1 set	4,000	4,000
Software for GIS	18 sets	4,000	72,000
Software for GIS application server	18 sets	10,000	180,000
Software for internet web	1 set	30,000	30,000
Other software (MS Office, etc)	18 set	1,000	18,000
Expenses for data collection	1,800 MM	100	180,000
Consultant fee	5 years	1,000,000	5,000,000
Total			5,570,000

6.6.6 導入工程

表 6.7 GIS 導入工程

	1st year	2nd year	3rd year	4th year	5th year
(1) Establishment of GIS section in APCPDCL	■				
(2) Training for location survey of feeder to temporary employees	■				
(3) Location survey for all feeder	■■■■■				
(4) Data collection for information of DTR & Line	■■■■■				
(5) Input feeder data in PC	■■■■■				
(6) Data check by consultant	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■
(7) Staff training by consultant	■ ■ ■	■ ■ ■	■ ■ ■	■ ■ ■	■ ■ ■
(8) Training for location survey of customers to temporary employees		■	■	■	■
(9) Location survey for all customers in Hyderabad North		■■■■■			
(10) Location survey for all customers in Hyderabad Central				■■■■■	
(11) Location survey for all customers in Hyderabad South					■■■■■
(12) Data collection for information of customers		■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■
(13) Input customers' data in PC		■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■

6.7 将来の運用方法

現在、日本で活用されている GIS システムは社内ホストコンピュータで一括管理され、他システムとリンクすることで効率よく運用されている。GIS の効果を最大限に活用するためには、GIS の持つ位置情報を新規申し込み対応から、設備設計、工事付託、設備運用および設備保守と、様々なシステムとリンクし情報を有効活用することが望まれる。

図 6.4 は日本で活用されている GIS システムのイメージである。GIS システムの拡張計画には、このような将来構想を基に、配電網改善の一つの手段として位置づけるべきである。

今回の調査で、調査団は Andhra Pradesh 州の中央配電会社に GIS 導入の検討を行った。配電会社はハンドヘルド・コンピュータから顧客データをダウンロードして Electricity Revenue Office (ERO) で管理している。これらの管理項目はサービス番号、電力使用量、電力料金、未払い金、契約日などで写真 6.1 のように数字だけで管理されている。これらのデータを GIS に取り込むことにより、顧客の位置を容易に把握できるほかに GIS の機能を有効に使い、例えば、電力需要の多い地域の検索などが可能である。電力需要の地域的な傾向を解析することにより、効果的な配電計画を作成することができる。

また、配電設備に関しては、電線や柱上変圧器の仕様をデータ入力し、GIS をカスタマイズすることにより、任意の地点間の技術的なロスを瞬時に計算することも可能である。このカスタマイズには、専門コンサルタントのサポートが不可欠である。

このように GIS は配電設備や顧客位置を確認するだけでなく、中央配電会社の配電網の改善に効果を発揮することができる。したがって、GIS 導入の便益を定量的に図ることは難しいが効率的な運営をするためにも GIS を段階的に導入することが望ましいといえる。

写真 6.1 ERO の顧客管理台帳

6.8 提言

本調査では、顧客および施設管理のために GIS 導入を提案してきたが、実際に GIS を導入する前に準備しなくてはならない点を以下に示す。

(1) データ管理書式の統一

現在、各変電所および Section Office では変圧器や配電線などの施設や顧客データを管理しているが、管理項目および管理方法に関しては、変電所および Section Office がそれぞれの方法で行っており統一された書式がない。GIS を広く普及させ、情報を共有させるためには管理項目を統一する必要がある。

(2) GIS 管理組織の設立

本調査でプロトタイプ of GIS を現地スタッフと共に構築したが、本格的に導入すると新規加入者、新規設備の設置、設備の変更などデータは常時更新しなくてはならない。常時更新されるデータを管理するための作業量は膨大で、図 6.2 で示したような専属の管理組織を設立する必要がある。

(3) 情報連絡システムの確立

全ての変電所および Section Office に GIS の端末機を設置するには、莫大な費用とスタッフ・トレーニングが必要なことから本調査では GIS を Division Office レベルに設置することを提案した。しかし、GIS に日々入力するデータは変電所および Section Office のデータである。そこで、このようなデータを上位組織である Division Office に伝達するためのワーク・フローを確立する必要がある。

(4) PC オペレータの育成

現在、ERO や Division Office などでパーソナル・コンピュータを操作している従業員は契約社員が多く、トレーニングをしてもすぐに離職する可能性がある。今後は、GIS のみならずさまざまな場面でコンピュータを使用する機会が増加すると思われることから、従業員にコンピュータ操作のトレーニングを継続的に実施する必要があると考えられる。

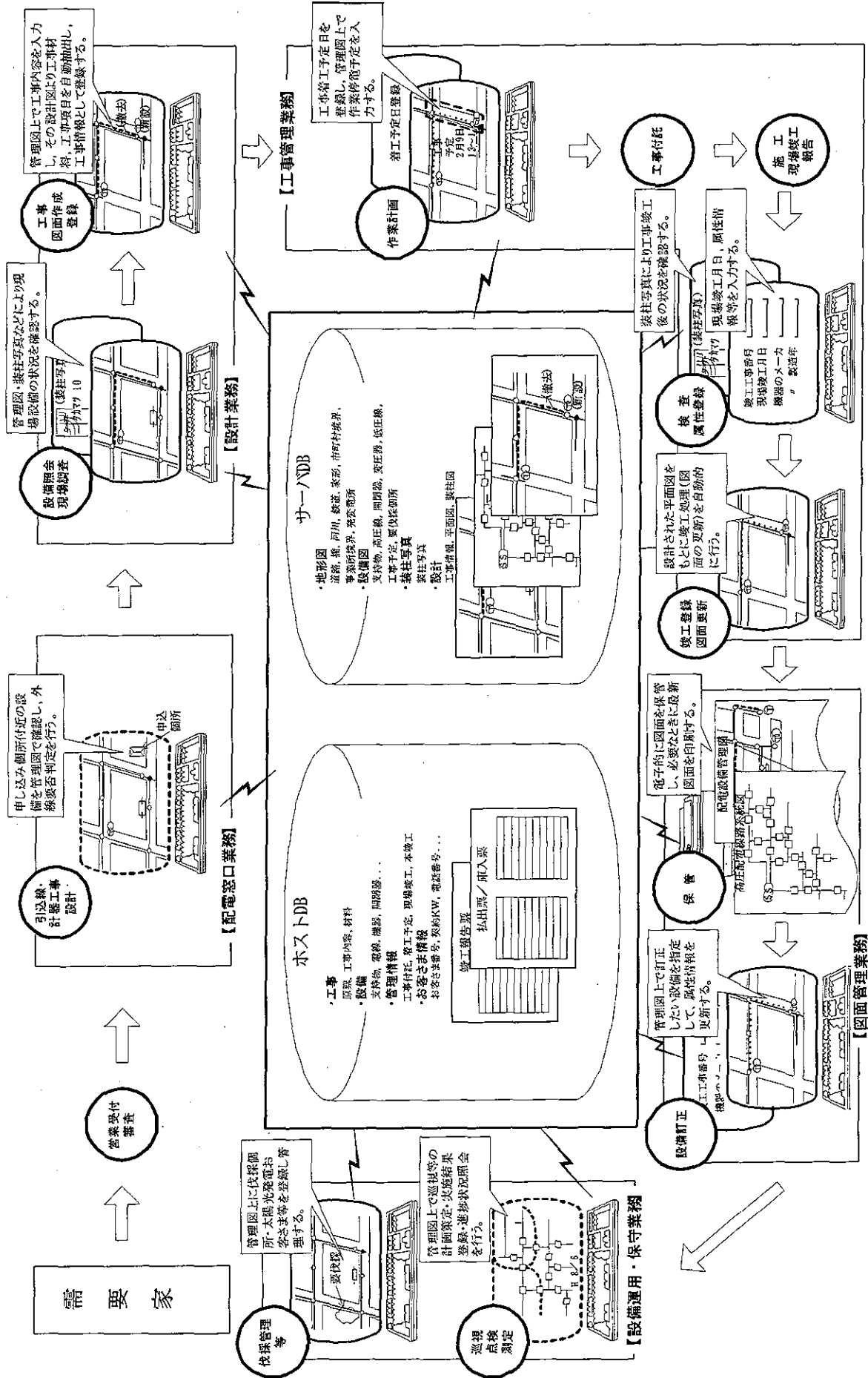


図 6.4 GIS システムのイメージ

第7章 研修設備および研修プログラム

第7章 研修設備および研修プログラム

7.1 概論

本章では、APTRANSCO および APCPDCL の既設研修設備、研修プログラムの現状、これらの将来の拡充計画について調査した結果および、調査結果をもとに策定した「配電改善プログラム」について記載する。

なお、配電改善プログラムは、APTRANSCO および APCPDCL における配電設備の保守・管理面での問題を解決するため、我が国が有する技術の中から有効であるものを抽出し、これらの技術を移転するための一助となることを目的とする。

7.2 研修設備の現状

7.2.1 Corporate Training Institute (CTI)

- Engineer, Accounts staff, Administration staff といった「上級社員 (Non worker)」に対し研修を行う施設であり、1991年に設立された。
- APTRANSCO の人材開発、計画事業部門 (HRD, Project) のうち、研修&計画部門は1人の Chief Engineer (C.E) が兼務している。その研修部門の傘下に CTI が位置付けられている。
- CTI は組織上、APTRANSCO の傘下になるが、APTRANSCO と4つの配電会社が均等に運営費を分担している。
- 上記の5社から研修生を受け入れ、研修を行っている。
- 研修設備として、レクチャホール (大; 2部屋, 小; 1部屋)、コンピュータ・ラボ、食堂、2人1部屋の宿泊施設が完備されている。
- CTI のスタッフは C.E 以下 35 名前後。
- 技術部門では S.E の下に Divisional Engineer (D.E) が2名おり、D.E Training は通常コース (コンピュータコースを除く) のコースコーディネータ (責任者) の役割を果たしている。もう1人の D.E Training & Development はコンピュータコースおよび ESCI (Engineering Staff College of India) などの外部委託、テキストの印刷や文房具の調達の責任を負っている。
- 各 D.E に2名ずつ、計4名の Assistant Divisional Engineer (A.D.E) がおり、彼らはそれぞれ T.O.T (Technical Officer Training) I, II, III, IV と呼ばれている。
- CTI の敷地は5エーカ。
- CTI のコンピュータ・ラボに設置されているパソコンの OS は Windows2000。

7.2.2 その他の研修設備

(1) Line Staff Training Center (LSTC)

- ◆ Sub-Engineer, Line Men などの「現場作業員 (Worker)」を対象に研修を行う施設である。
- ◆ LSTC は CPDCL の研修機関で、CPDCL の Worker に対して研修を行う。
- ◆ 研修設備として、レクチャホール (大; 1 部屋, 小; 2 部屋), 上級者用教室, 食堂, 宿泊施設 (定員 30 名) がある。また屋外に配電線保守研修用の模擬電柱, 配電線がある。
- ◆ LSTC に隣接してメータテスト施設, 変圧器補修施設, 33/11kV 変電所があり, これらも実技研修に活用している。
- ◆ LSTC のスタッフは 4 名。

(2) Engineering Staff College of India (ESCI)

- ◆ ESCI は 1981 年 10 月に Professional Engineers of India の前身である The Institution of India によって設立された。
- ◆ ESCI は当初, 技術的, 経営管理的な先進分野において継続的教育と訓練を実施することと同時に, 工業分野へのコンサルティングを行う目的があった。
- ◆ ESCI は Hyderabad から 15km の場所にあり, 敷地面積は 70 エーカである。
- ◆ メイン・ビルディングと 100 名収容可能な 4 棟の宿泊施設がある。
- ◆ 視聴覚設備を備えた教室が 5 部屋ある。
- ◆ ESCI Information Center は 6,000 冊の書籍および報告書と 85 種類の定期刊行物 (海外で出版された物も含む) を保有している。
- ◆ ESCI Center for Information Technology では情報処理技術の訓練およびコンサルティングを行っている。

(3) Central Institution for Rural Electrification (CIRE)

- ◆ CIRE は 1979 年に電力部門および電力に関連する他の組織の技術者および管理者を訓練する目的で, Hyderabad にインド政府傘下の Rural Electrification Corporation Limited により設立された。
- ◆ 敷地面積は 17 エーカで, 管理, 教育棟および宿泊施設で構成されている。
- ◆ 教育棟には教室が 4 部屋と講師用の部屋が 16 箇所ある。また, 宿泊棟には 2 人部屋が 38 箇所と談話室がある。
- ◆ 図書館には LCD, OHP, プロジェクタ, パソコンが施設されており, インターネットや e-mail を行うことが可能である。

7.3 研修設備改善計画

7.3.1 CTI

- 研修用のリレー盤（シミュレータ）の導入、および LSTC とタイアップし配電電柱などを使用した実技研修を取り入れる。
- パワーポイントやビデオデモを取り入れる。（現在、パワーポイントはコンピュータ・ラボで一部適用しているのみ）
- レクチャホールにエアコンを完備する。
- 既設レクチャホールの他に、さらに大型で、視聴覚設備を整えたレクチャホールを建設する。

7.3.2 LSTC

- LSTC では、将来、パソコンを導入した研修を実施する計画がある。

7.4 既存研修プログラム

7.4.1 CTI における研修プログラム

- 2003-04 年度、CTI で行う予定の研修プログラムは APTRANSCO と DISCOMs をあわせて 104 項目ある。
- 講義は APTRANSCO など、母体のベテラン技術者や Officer が行う場合と、ESCI (Engineering Staff College of India) などの外部に委託して実施する場合がある。
- 最近、環境問題がクローズアップされているので、昨年「Environmental & Pollution problems in Transmission lines & Substations」と題した研修を行った（5日間コース）。
- 研修は Engineer 向け、Accounts & Administration staff 向け、およびコンピュータ実習の3つに大きく分類される。
- 新入社員(Newly recruited)向けの導入研修(Introduction Training)として66項目のプログラムを約1カ月かけて講義している。また、研修の最後には現場見学が含まれている。
- 1プログラムの講義時間は1時間半、1日のスケジュールは9:30~12:45（休憩含む）、13:45~17:00 となっている。
- コンピュータ・ラボではワード、エクセル、パワーポイントなどを学習するベーシックコースの他に3~4のアドバンス・プログラムがある。定員は20名、各コースとも6日間。

7.4.2 その他の研修プログラム

(1) Line Staff Training Center (LSTC)

- ◆ 2003-04 年度の研修プログラムは20項目あり、トランス補修などの技術的なプログラムの他に「電気料金について」、「節電について」など、顧客サービスに関するプログラムも実施されている。
- ◆ 研修期間は最短1日から最長15日。
- ◆ 講師は CPDCL のベテラン技術者、Officer などが担当している。
- ◆ 研修コースの1回当りの定員は30名。ただし、安全関係のコースは80~100人/回。
- ◆ LSTC における同一研修の開催回数は年間4回~6回となっており、現場からの要請に

合わせている。

- ◆ LSTC では Federation of Farmers Association のパイロット・プロジェクトである農場における 33kV/11kV 変電所の 11kV フィーダおよび低圧配電線を保守、運用し、顧客に対して検針、請求書発行、集金を行うプライベートの Line Men を養成するための研修など、外部組織への協力も行っている。
- ◆ 2002-03 年度の研修受講者総数は延べ約 2,000 名。
- ◆ 2003 年 11 月から CPDCL の下級社員向けに「Mind set training」を開講する。講習期間は 3 カ月と非常に長く、講師は外部コンサルタントを招聘する予定。

(2) Engineering Staff College of India (ESCI)

- ◆ ESCI は 6 部門に分かれており、「電力」、「品質、製造性と環境」、「経営と技術」、「水資源開発」、「地方、都市開発」、「運輸技術」および「情報技術」で構成されている。
- ◆ 電力部門の 2003-04 年度研修プログラムは 32 項目ある。
- ◆ 「継続的教育プログラム」が組織されており、中央、州政府機関以外の民間組織に対しても教育が行われている。
- ◆ ESCI ではこれら民間組織からの要望に応じた特別プログラムを組織し、実施している。
- ◆ ここでは品質管理、施工管理および輸送工学に関する修士課程も設置されている。
- ◆ ESCI の主たる講師は数十年に亘る専門的な経験を有した技術者、学者で構成されている。
- ◆ ESCI では国内外から招聘した多数の講師を ESCI 以外に派遣することも実施している。

(3) Central Institute for Rural Electrification (CIRE)

- ◆ 2003-04 年度の研修プログラムは 15 項目ある。
- ◆ CIRE では設立から 2003 年 3 月までに 621 のトレーニングプログラムを実施し、州電力委員会、電力部門、地方電化機関、銀行、地方開発局などから 12,224 名の研修生を受け入れてきた。
- ◆ CIRE ではある特定のテーマについて他の機関と協力しセミナーやワークショップを開催している。
- ◆ ある特定機関からの依頼により特別プログラムを作成し、トレーニングを行うこともある。
- ◆ CIRE ではエネルギーパークを設置し、太陽光発電 街灯システム、太陽光発電ランプ、太陽光温水システム、太陽光発電 ポンプシステム、4kW 風力発電設備および太陽光 調理装置といった NRSE (New and Renewable Sources Energy；新再生可能エネルギー) システムの技術的、経済的実現可能性調査を実施している。

7.5 提言

配電網改善のために実施する研修について、以下の通り提言する。

7.5.1 配電研修プログラムの提案

配電設備の建設、維持、運用のレベルアップのためには新技術の導入も重要であるが、それ以上に人材を育成することが不可欠である。そこで、現在までに実施した調査をもとに、配電設備改善に必要と思われる項目を抽出し、それらの解決策の一つとして、配電研修プログラムを取り纏めた。調査団は既設研修プログラムにこの配電研修プログラムを反映させることを提案する。配電研修プログラムの項目は以下のとおりである。

- 安全
- 配電線の計画
- 配電線の建設
- 配電線の運用
- 配電線の復旧
- 配電線の保守

7.5.2 個別研修プログラムの提案

図 7.1 に示す通り、顧客満足度（CS；Customer Satisfaction）を引き上げるためには、配電設備の改善など（ハード）と人材育成（ソフト）が必要である。そこで調査団は、CTI および LSTC における個別研修プログラムの提案と併せ、それらを現場の最先端まで浸透させるための方法についても提案する。

個別研修プログラム策定にあたっては、図 7.2 に示す通り、CS に対し効果的であり、スキルレス（簡単）であり、かつ安価に導入できることを考慮した。

(1) CTI 研修プログラムへの提言

現在、CTI では上級社員（Non worker）に対する研修を一元化して実施しているが、研修期間中、現場の社員を拘束することになり、1 週間を超えるような長期研修には問題点が多い。

そこで、CTI で行う研修のうち、職場で特に多忙な Assistant Engineer (A.E) 向け研修は、教師が地域支店などの現場機関へ出張し、現場事務所などで集合研修を行う形式として、A.E が職場を離れる期間を極力短縮するようにする。

また、現場における研修項目としては、工事の施工管理を確実にを行い、設備の施工不良を低減する目的で、以下の研修を実施することを提案する。

- ◆ 配電作業安全研修
- ◆ 配電竣工検査研修

(a) 配電作業安全研修

実際の配電作業は Line Men などの Worker が行うが、配電線路の保守管理を行う A.E などの Engineers も配電作業を監督する面から安全作業について当然、理解していなければならない。そこで、Line Men 達と同様に机上と屋外で研修を行い、安全作業についての教育を行う。

(b) 配電竣工検査研修

配電工事の施工信頼度を向上させるためには、竣工時の検査が不可欠である。従って、現場の A.E など、Engineers が工事竣工時に立会い検査を行うようにする。そのために必要となる検査項目および検査基準について教育を行う。

(2) LSTC 研修プログラムへの提言

LSTC では Worker に対する研修を行っているが、配電線の信頼度を向上させる目的で、以下の研修を実施することを提案する。

また、研修実施方法は CTI における研修と同様、現場の Worker を長期間拘束することを極力避けるため、新規研修導入当初は第 1 段階として LSTC で実施するが、第 2 段階では、現場での OJT を通して実施することを提案する。

また、既存研修プログラムについても現地機関で実施可能なものとそうでないものを選別し、現地機関で実施可能なものについては教師が出張し研修を実施することを提案する。

- ◆ 配電作業安全研修
- ◆ 巡視・点検・測定研修
- ◆ 電線工事研修

(a) 配電作業安全研修

LSTC では 2003-04 年に Workshop on safety measures in field として 12 プログラムを 1 日で実施する予定である。

安全研修は机上研修のほかに、実際の作業を模擬した状態で、直接作業に係る者が実技研修を受けることが重要であると考えられる。そこで、一般的な安全教育以外に作業計画の作成、危険予知活動、作業区画の設定、安全標識の設置、検電、作業接地の付け外しなど、実技面での教育も併せて行う。

(b) 巡視・点検・測定研修

配電線路に起因する停電を低減するためには、定期的な巡視、点検、測定を行い、故障を未然に防ぐことが重要である。そのため、配電線路の巡視、点検、測定方法に関する教育を行う。

(c) 電線工事研修

停電の 50% は配電線の接続不良に起因すると言われている。そのため、配電線接続および碍子への取付けを改善すれば、配電線路の信頼性向上に大きく貢献すると予想される。

そこで、電線用圧縮スリーブを使用した電線接続方法および、バインド線を使用して電線を碍子に固定する方法について教育を行う。

7.5.3 研修設備についての提案

調査団は 7.5.2 で述べた個別研修プログラムを APCPDCL が実施し、現場の Engineer や Worker の配電設備保守・運用能力を向上させるために LSTC 研修設備増強計画を提案する。

LSTC 増強計画は次の 3 項目から構成される。

- 屋内研修設備（コンピュータ・ラボ）の新設
- 屋外研修設備（配電実技研修設備）の建替え
- 配電実技研修用資機材の整備

各項目の内容を以下に示す。

(1) 屋内研修設備（コンピュータ・ラボ）の新設

現在、LSTC においてコンピュータを使用した研修は行われていない。しかしながら、今後、現場における配電設備、顧客管理のため、更にコンピュータを導入し、保守・運用情報や顧客情報の電子データ化が加速する可能性が大きい。

CTI ではコンピュータ・ラボにおいて、上級 Engineer を対象としたパソコンの実技訓練が既に行われている。

そこで、LSTC においても現場の Engineer や Worker に対しコンピュータを使用した研修を実施するため、コンピュータ・ラボを新設することを提案する。

コンピュータ・ラボの設備概要を表 7.1 に示す。

表 7.1 LSTC に新設するコンピュータ・ラボの設備概要（案）

項目	仕様	数量
建屋		
コンピュータ・ラボ	20m×20m, 空調設備を含む	400m ²
コンピュータ機器		
コンピュータ	CPU ; Pentium 4 2.4GHz, メモリ ; 256MB HDD ; 40GB, CD-RW, 15 インチカラーディスプレイ	20 組
オペレーション・ソフトウェア	Windows XP Professional	20 組
アプリケーション・ソフトウェア	MS Office Professional	20 組
カラープリンタ	A3 サイズ レーザープリンタ	5 台
オバーヘッドプロジェクタ		1 台
LDC プロジェクタ		1 台
キャプチャ		1 台
UPS	3kVA	5 台
備品		
	机, 椅子, ホワイトボードなど	1 式

なお、トイレ、洗面などの衛生設備は既設設備を使用するものとし、コンピュータ・ラボ建屋内には設置しないものとする。

(2) 屋外研修設備（配電実技研修設備）の建替え

現在、LSTC に配電実技研修用の屋外研修設備があるが、昇柱訓練用の電柱が数本と 11kV 配電線模擬線路があるだけで十分な状況とは言い難い。そこで、既設屋外研修設備を撤去し、以下の項目を考慮した屋外実技研修設備に建替えることを提案する。

- ◆ 高圧配電線（33kV, 11kV）模擬線路の新設（直線部, 30 度曲がり部, 90 度曲がり部を含む）
- ◆ 低圧配電線路の新設（垂直交差部を設ける）
- ◆ 引込工事訓練用の板壁を新設し、積算電力量計を取り付け、模擬引込み線を新設する。
- ◆ APCPDCL で現在使用されている 3 相 315kVA, 250kVA, 160kVA, 100kVA, 63kVA, 25kVA, 3 x 15kVA, 単相 15kVA の変圧器について保守実技研修を実施できるようにするため、変圧器を各 1 型、高圧配電線模擬線路の中に加える。
- ◆ 高圧配電線の延線訓練用に電柱を 3 本、建柱する。
- ◆ 屋外研修用資機材を収納するための倉庫を新設する。

屋外研修設備の概要を表 7.2 に示す。

表 7.2 屋外研修設備概要 (案)

項目	仕様	数量
33kV 配電線模擬線路	ACSR 55mm ²	50m
11kV 配電線模擬線路	ACSR 34mm ²	50m
低圧配電線	3相4線式 34mm ²	50m
電柱		
高圧用	9m	20本
低圧用	8m	10本
積算電力量計		
	単相用(5-20A)	3個
	3相用(5-20A)	3個
	3相用(10-40A)	3個
柱上変圧器		
	3相 315kVA	1台
	3相 250kVA	1台
	3相 160kVA	1台
	3相 100kVA	1台
	3相 63kVA	1台
	3相 25kVA	1台
	3 x 15kVA	1台
	単相 15kVA	1台
資機材倉庫	15m×10m	150m ²

図 7.3 に LSTC 屋外研修設備 建替え (案) を示す。

(3) 配電実技研修用資機材の整備

7.5.2 で述べた個別研修に必要な実技研修用資機材について検討した結果を表 7.3 に示す。

表 7.3 屋外実技研修用資機材一覧表 (案)

項目	内容	数量	備考
機材			
手動圧縮工具		30 台	
手動ケーブルカッター		30 台	
配電工具セット	工具, 安全帽, 安全靴, 手袋	30 組	
高圧絶縁抵抗計		10 台	
低圧用検電器		10 台	
携帯用高圧検電器		10 台	
高圧検相器		10 台	
電池式絶縁抵抗計		10 台	
光学距離測定器		10 台	
安全帯		30 個	
資材			
Cクランプ	電線分岐接続用		
	34mm ² 用	6,000 個	10 個/人×20 人/回 ×12 回/年×5 年
	55mm ² 用	6,000 個	同上
	100mm ² 用	6,000 個	同上
直線スリーブ	電線直線接続用		
	34mm ² 用	6,000 個	10 個/人×20 人/回 ×12 回/年×5 年
	55mm ² 用	6,000 個	同上
	100mm ² 用	6,000 個	同上
電線			
	34mm ² 用	12,000m	10m/人×20 人/回 ×12 回/年×5 年
	55mm ² 用	12,000m	同上
	100mm ² 用	12,000m	同上

資材は電線工事研修に必要なものを取り上げた。なお、電線工事研修の受講者を毎回 20 名とし、頻度を年間 12 回と仮定して 5 年間分の数量を算出した。

(4) LSTC 増強計画 概算費用

LSTC 増強に必要な項目を 7.5.3 (1)から(3)で示した。ここでは、LSTC 増強のために必要となる概算費用の算出を行った。

LSTC 増強計画 概算費用計算結果を表 7.4 に示す。

表 7.4 LSTC 増強計画 概算費用計算結果

項目	仕様	金額(千円)
屋内研修設備		18,500
建物	空調設備を含む	10,000
コンピュータ機器類		8,000
備品		500
屋外研修設備		5,000
屋外実技研修設備		3,000
資機材倉庫		2,000
屋外実技研修用資機材		64,000
機材		14,000
資材		50,000
総額		87,500

表 7.4 は LSTC 増強に必要な研修設備、研修用資機材の概算費用を示したものであり、講師料、講習生の旅費、宿泊費などの運営費は除外した。

7.5.4 研修実施方法についての提言

現地調査の結果、現場の最先端の Engineer や Worker は日々の業務に忙殺され、CTI や LSTC での研修を受講するために Hyderabad まで出向く余裕がなく、結果として彼らに対する研修が十分、行き届かない状況にあることが明らかとなった。一方、顧客の満足度を引き上げるためには、配電設備の信頼度を向上させなければならないことから、彼らのように現場で設備の保守・運用を行い、顧客と直接、接する立場の人間 (Cutting Edge Engineers)こそ、十分な研修を受けるべきである。

そこで、APCPDCL の社員が等しく定期的に研修を受講し、現場の最先端まで教育を浸透させる方法として以下の2項目を提案する。

(1) キャリア・ディベロップメント・プログラム

現場 Engineer や Worker の研修受講機会について調査した結果、LSTC において研修を受けた経験のある社員は限られており、また、複数の研修を受講した経験を持つ者は、更に僅少で、中には勤続 20 年で研修受講経験が 1 回という事例もあった。

LSTC における研修プログラムは毎年、現場の必要に応じ更新されており、個々の研修プログラムは職位により受講対象者を限定している。

しかしながら、先にも述べたとおり、LSTC における研修は、必ずしも継続的に個人の能力を発展させていくシステムになっていないのが現状である。

そこで、調査団は個人の能力を向上し、キャリアを発展させる目的でキャリア・ディベロ

ップメント・プログラムの導入を提言する。

(a) 目的

キャリア・ディベロップメント・プログラムとは、個人の勤続年数や職位に応じ、その時期に必要なと思われる研修を行い、個人の能力を継続的に高めることを目的とする。

(b) 実施方法

- ✓ 既存研修プログラムを基礎、中級、上級コースに分類する。
- ✓ 研修受講時期を限定する。例えば基礎コースは新入社員から入社5年以内、中級コースは勤続6年～10年、上級コースは勤続10年以上など。
- ✓ 下位の研修を修了しなければ上位の研修を受講できないような制約を設ける。
- ✓ 基本的に受講対象初年度に研修を受けるようにする。例えば中級コースは6年目に受講する。
- ✓ 昇格があった場合は受講対象時期に係らず、上位の研修を受講させる。

(c) 効果

研修対象者、受講時期を明文化することにより、日常業務に忙殺されている現場 Engineer や Worker に対しても等しく研修受講機会が与えられる。

また、研修プログラムを明確にクラス分けし、昇格するためには定められた研修を受講しなければならないとすることで、受講者の学習意識を高めることが可能になると考えられる。

(2) 研修実施方法

現在、APCPDCL に所属する現場 Engineer や Worker 向けの研修は LSTC に集約して実施されている。しかしながら、上述のとおり、現場 Engineer や Worker は研修を受講するために Hyderabad まで出張することが業務上、困難であり、その結果、研修受講機会を喪失している。

この現状を踏まえ、研修を効果的かつ均等に実施するため、研修実施方法を以下に示す3段階に分割して実施することを提言する。

(a) ステップ1

CTI, LSTC において 7.5.1, 7.5.2 に示した新研修プログラムを実施する。

(b) ステップ2

Cutting Edge Engineers (現場で直接設備を保守したり、顧客と接する Engineer, worker) が事務所を離れる期間を短縮し、研修を容易に受講できるようにするため、各 Divisional Headquarter に当該 Division の Engineer, Worker を集め、CTI, LSTC から講師を派遣して机上でできる範囲の研修を行う。

(c) ステップ3

各 Divisional Headquarter に基本的な配電線実技訓練設備を新設し、LSTC から講師を派遣して、当該地域の Engineer, Worker が容易に実技訓練を受講できるようにする。

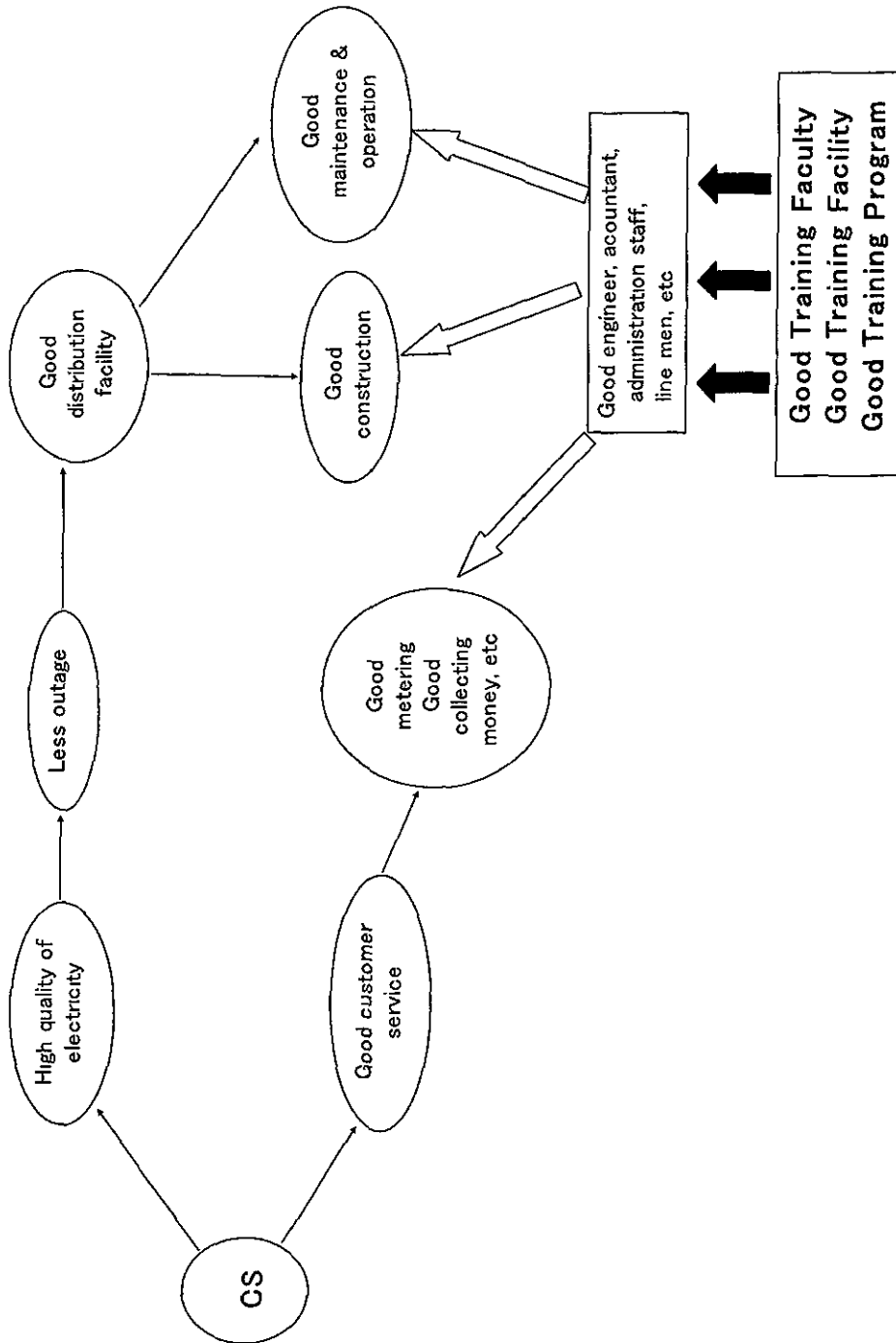


図 7.1 研修プログラムの実施目的

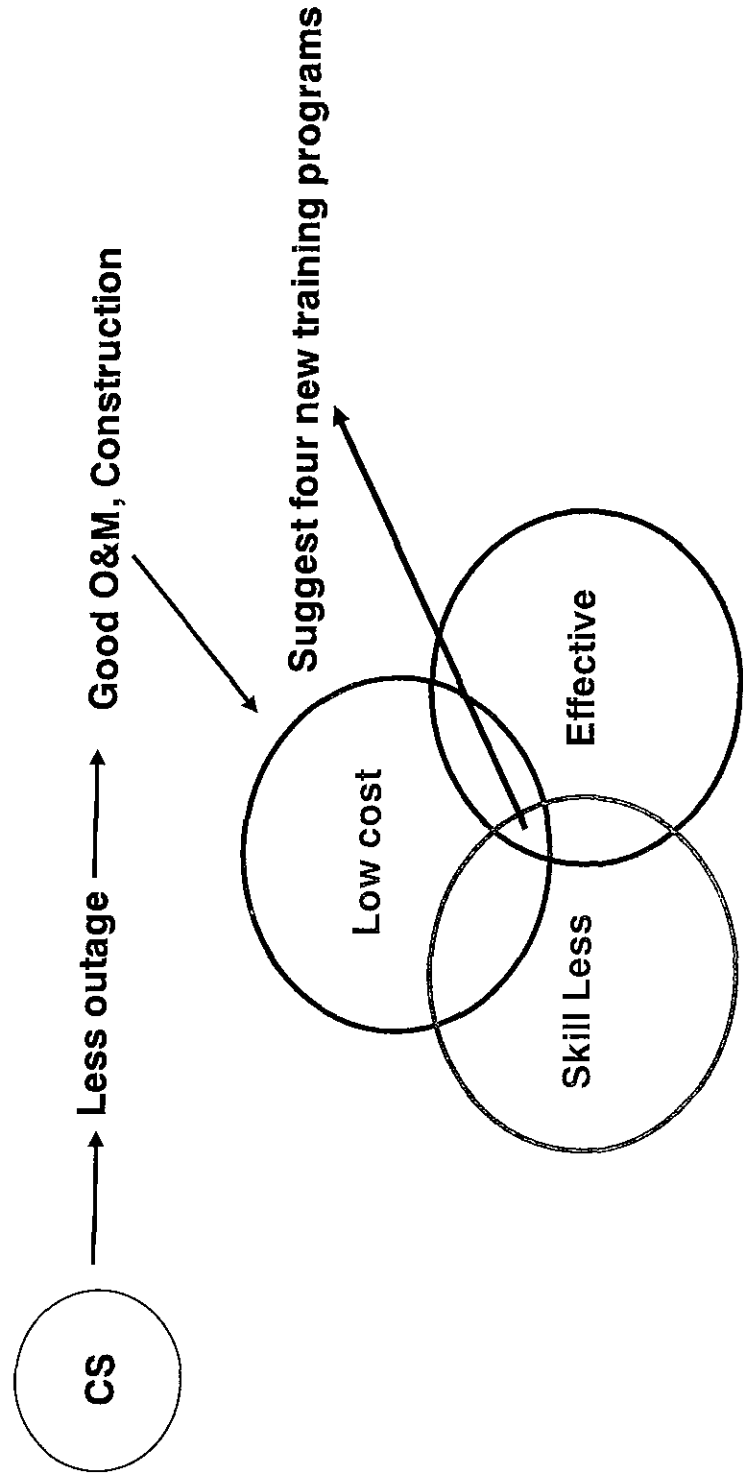


図 7.2 新研修プログラム策定の考え方

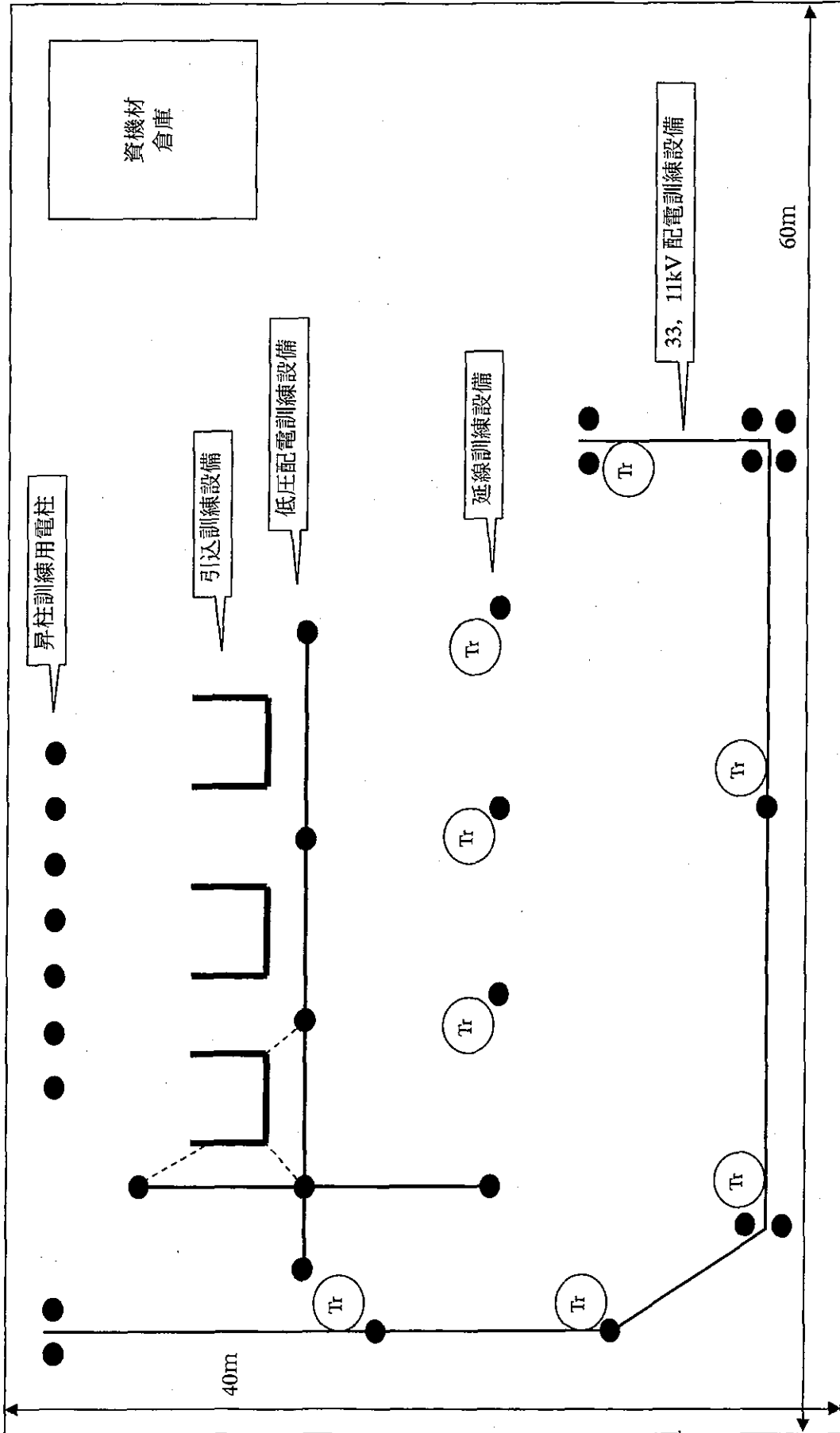


図 7.3 LSTC 屋外配電実技研修設備 (案)

