

3.6 データの解析

3.6.1 周波数

渇水期の2002年5月の最低周波数の平均は47.87 Hz、最低は47.70 Hzであった。また最高周波数の平均も48.34 Hzで標準周波数の50.0 Hzを大幅に下回っていることが分かった。また、停止の記録より負荷制限をしながら異常時(Extreme conditions)の下限の許容値47.5 Hzをこらうじて維持していることが分かった。

2002年11月には最低周波数の平均は49.26 Hzまで回復しているが、最高周波数の平均も49.84

Hzで平常時でも低めの周波数で運転していることが分かる。その後は2003年1月1日より実施されたABTのため49.0Hzを下回ることはなくなっている。

3.6.2 電圧

2003年11月の家庭用(Kamalanagar)および工業用(Kattedan #2) フィーダのケースでは上位の電圧を含め問題は認められなかった。

農業用(Malkapur) フィーダについては、他のフィーダに比べ亘長が長く、需要家が末端に位置することもあり、他のフィーダの電圧変動が5%程度なのに比べ約15%と電圧変動が大きくなっている。

3.6.3 停止回数および停止継続時間

3.5.4において停止関係の概要を説明したが、ここではRBANについてさらに細かい解析結果を紹介し問題点を検討する。

(1) 季節と停止発生状況

図3.21は当該年1年間の季節による停止の発生状況を示す。これによれば、5,6,7月と3月に山が見られる。単年度の結果では結論は出せないので継続して監視する必要がある。

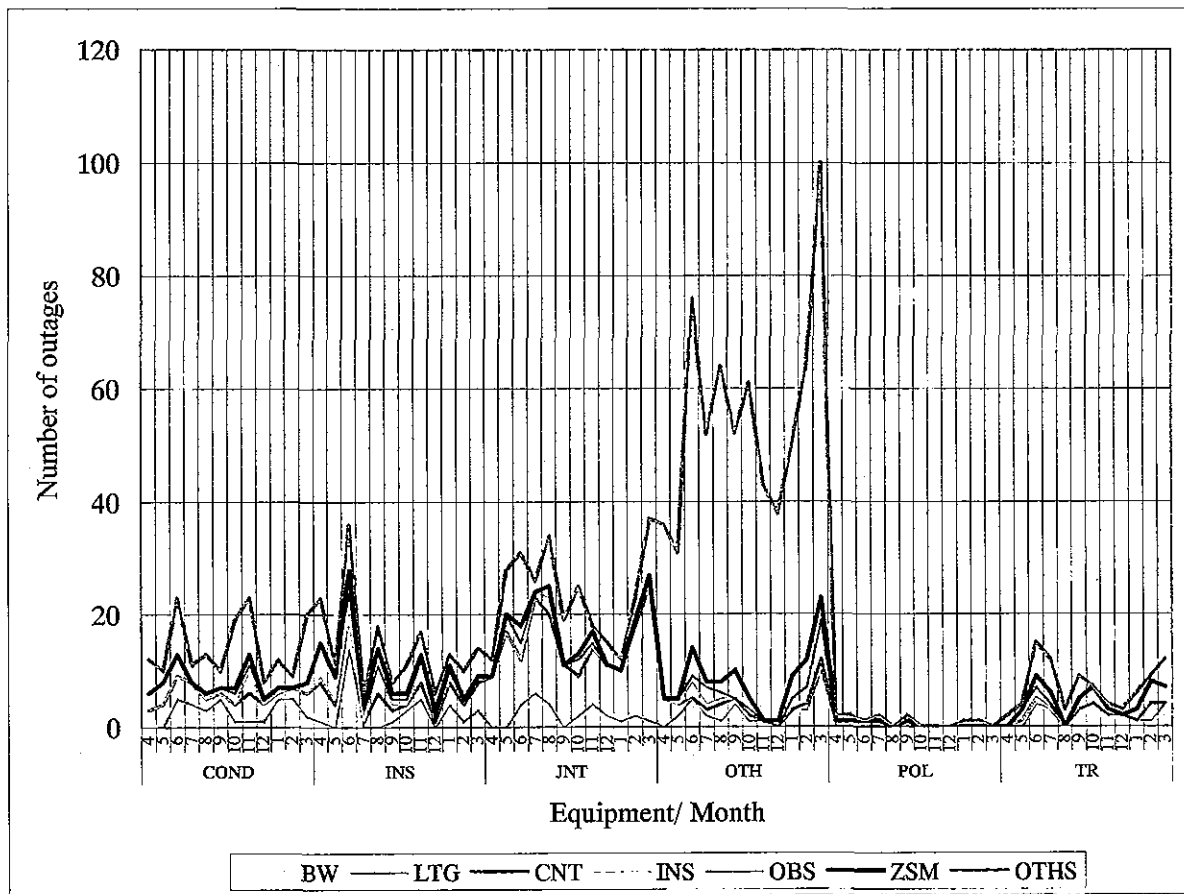


図 3.21 RBAN 管内の月別停止の発生回数

(2) 大気汚損の月別停止の発生状況

図 3.22 は季節による停止発生状況のうち、大気汚損による停止の発生状況を示した。

これによれば 5,7,8 月および 2,3 月に JNT (接続部) の事故が多発している。この傾向が偶発的なものか季節的な要因なのか引き続き監視する必要がある。また、INS (碍子) より JNT の事故が多いのも意外である。

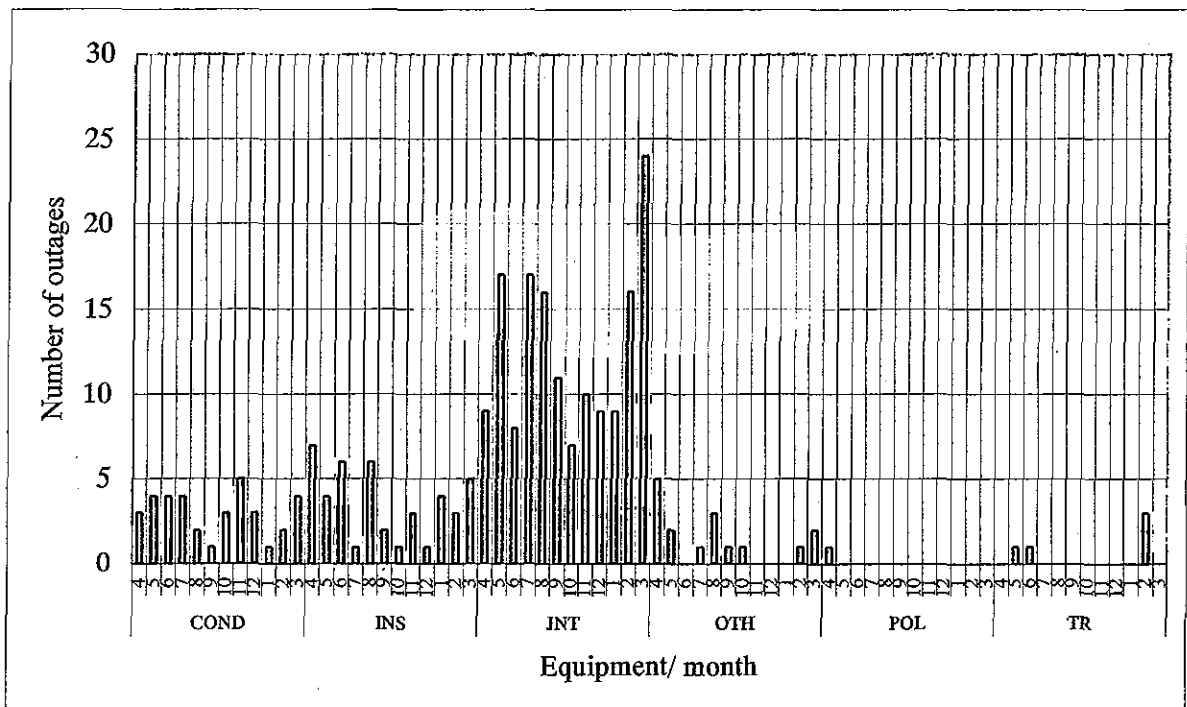


図 3.22 RBAN 管内における大気汚損による月別停止の発生状況

(3) 定期点検の停止時間と原因

定期点検の停止時間と原因を図 3.23 に示す。

通常、定期点検は年間の停止計画に計上され計画的に実施されるものと考えられるが、今回の調査結果ではリレーの動作によるものや、また点検時間が 30 分以下のものが 65% を占めている。

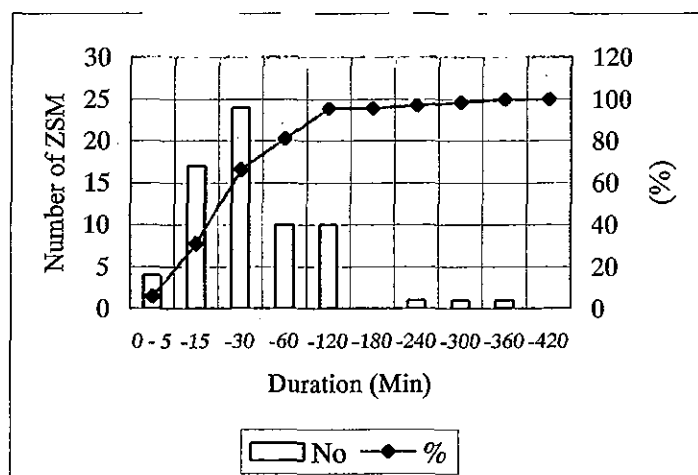


図 3.23(a) 定期点検 (ZSM) の停止時間による分類

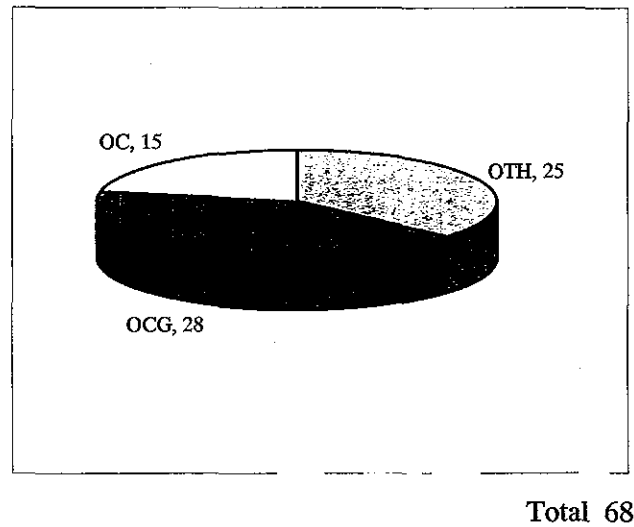


図 3.23(b) 定期点検の原因の分類

(4) OTH/OTHの内訳

事故の発生した設備，原因が明らかで無い停止を OTH/OTH で整理したが，全 550 件のうち，183 件は保護リレーが動作していることより何らかの事故が発生していることが推定できる。OTH/OTHの内訳を図 3.24 に示す。

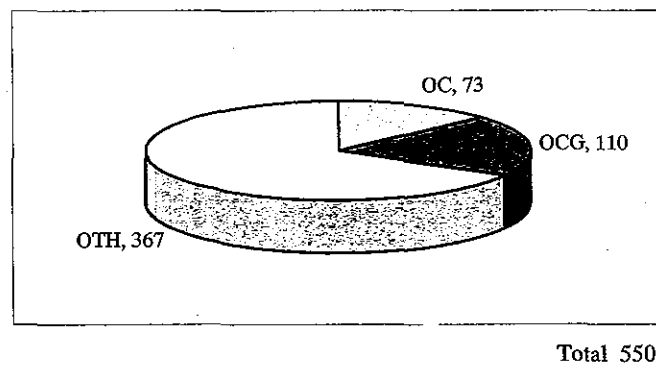


図 3.24 OTH/OTHの原因の内訳

3.6.4 過負荷

常時，Section office が過負荷の監視を行っている。

3.6.5 資材管理（予備品）

前述の如く，予備品の管理は，権限規定に基づき Section Office と District Office で分担して実施されており特に問題は無い。

3.6.6 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が、例えば現在の変電所の運転マニュアルは APSEB 時代に作られた 200/132 kV から 33/11 kV 変電所まで共通のもので、細部については AE の判断に任される部分も多く見られる。

したがって、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）に徹底させる必要がある。

3.7 問題点と解決方法

3.7.1 周波数

前述したように、Andhra Pradesh 州は渇水期には厳しい低周波数運転を強いられているが、同州は南インド電力網の中で運転しているため、APTRANSCO 単独ではこの問題は解消出来ない。南インド系統の周波数の低下運転については2002年5月に、中央電力統制委員会（Central Electricity Regulatory Commission）でも取り上げられている。なお、この問題は2003年1月より適用された Available Basic Tariff (ABT) により最低周波数 49.0Hz を維持している。

連続して低周波数や大幅な周波数変動下で運転すると、発電設備や需要家の電気設備に損傷を与える可能性がある。例えば、発電機やタービン（特に最終段）、補機の損傷が懸念されている。また系統の安定運転限界の低下も指摘されている。

また、産業面では鉄鋼ミルのようなプロセス産業において周波数に大きく依存しており、質の低下した周波数は設備の寿命の短縮のみならず、製品の質の低下をもたらすので大きな問題である。灌漑用ポンプで同じ水量を揚げる場合、低い周波数で運転する時は長い時間の運転が必要となる。

将来的に高度な新技術の産業を地域に育成する為には安定した周波数の電力を供給する必要がある、このためには APTRANSCO/APCPDCL は発電設備の強化や需要家の協力を得て需要調整(DSM)を推進し安定した電力の供給体制を作ることが必要である。

3.7.2 電圧

配電系統の電圧は基本的に上位の APTRANSCO の送電系統の電圧によって決定されるが、モデル系統の現時点においては、家庭用および工業用については問題点は見受けられなかった。農業用については、亘長が比較的長く負荷変動が大きいため電圧変動が大きくなっているものと思われる。電圧変動の対策については第5章を参照されたい。

3.7.3 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 3.8 に示した。

表 3.8 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
充電部への樹木の接触。		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。
電線の過大な弛度。	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。
接続部の接触不良。	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においては、需要家当たりの年平均停止回数と停止時間はそれぞれ0.2回、25分程度である。

RBAN の例で指摘したように、全停止件数の約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、停止回数の減少は期待できないので、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。

停止件数が減少すれば、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。

3.7.4 停止継続時間

RBAN の例では120分以内に98%が回復しており、停止継続時間が長引いた件数は相対的に大きくは無いが、今後とも停止時間の減少に努める必要がある。

3.7.5 過負荷

今後ともきめ細かい監視が望まれる。(5.7.1～5.7.3 参照)

3.7.6 DISTRIBUTION CODE に対する対応

これまでに、色々な問題があることが判明したが、2004年には現在 APERC にて審議されている DISTRIBUTION CODE が施行される予定なので、最低限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。このために必要な作業の流れを図 3.25 に示した。

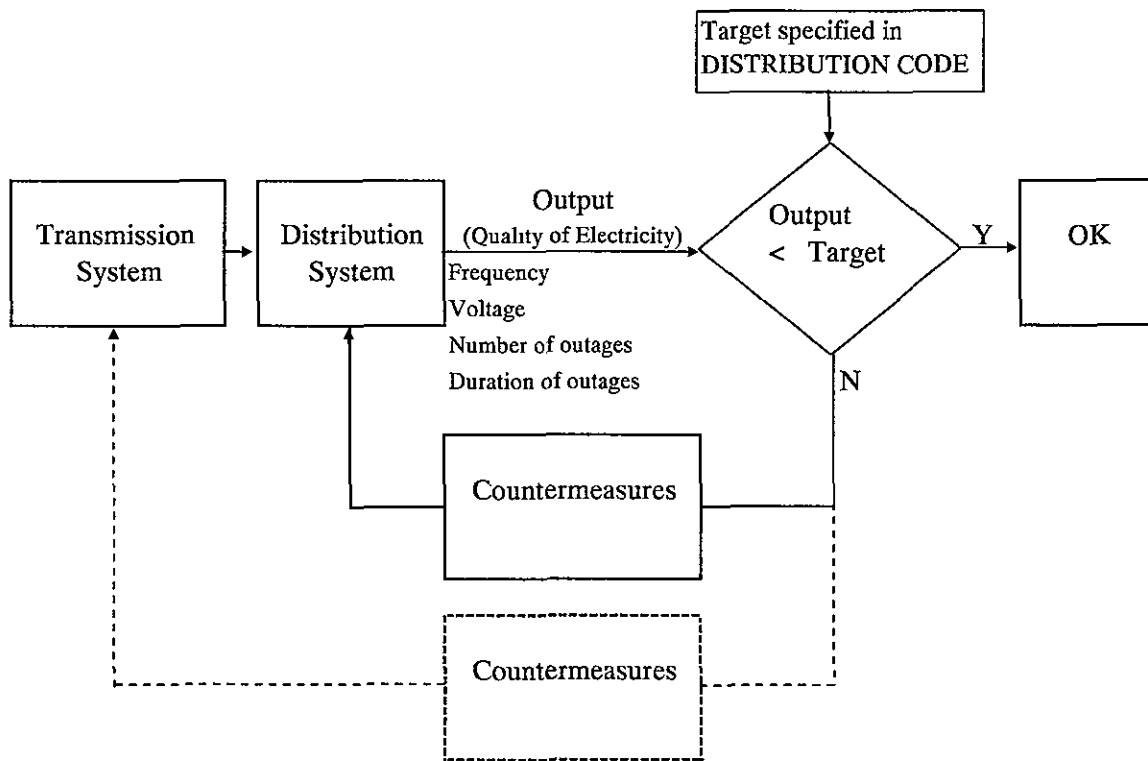


図 3.25 DISTRIBUTION CODE に対応する品質管理のフロー

配電系統からの出力（今回は周波数，電圧，停止回数および停止継続時間）と目標値（DISTRIBUTION CODE の規定値）を比較して出力が目標値を満たさない場合はその原因を追求して，適切な対策を講ずる必要がある。

このためには，配電系統からの出力の把握と目標値の設定が不可欠となる。特に停止関連の目標値については GRID CODE と同様に DISTRIBUTION CODE でも当面の目標値が与えられない可能性も考えられるが，この場合でも APCPDCL としては社内的な目標値を作って，現状より少しでも質の良い電気を消費者に供給するよう考慮する必要がある。

具体的には

- (1) 配電系統からの出力の把握するためのデータ収集と解析
- (2) 当面の目標の設定
- (3) 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には体系的に処理する必要がある。

APCPDCL においても停止データをコンピュータ処理しているが，今回の作業を通してデータ収集上の問題点を整理した。

(1) カテゴリーの整理

担当者により整理するカテゴリーが異なるケースが見受けられる。例えば，同じ作業でも定期点検，臨時点検およびその他に分類している場合があるので，社内で統一見解を作り，適用する必要がある。

(2) 注釈欄のコード化

APCPDCL のフォームでは注釈欄に事故の概要が記載されているが、この情報の停止フィード、設備名、原因、支持柱番号等をコード化してデータ解析が容易に出来るよう配慮すべきである。

(3) 停止継続時間の単位の検討

現状では停止継続時間を時刻の xx 時 xx 分 xx 秒で表している場合があるが、このフォーマットでは 24 時 00 分 00 秒以上は取り扱えないため、集計上問題が予想されるので、すべて分単位の統一すべきである。

GRID CODE では分単位で表すことになっている。

(4) CODE LIST の見直し

添付(Annex 3.2)のコードリストについては実状に応じて見直しが必要である。

(5) 他の郡への適用

今回の Ranga Reddy および Medak の例を参考に他の郡にも適用することを考慮する。

(6) 体制の整備

今後、データ処理システムを有効に運用するためには 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。

3.7.7 その他

(1) 運転・保守マニュアル

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。

(2) 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、分岐線の管理も困難な状況であり整理する必要がある。

(3) 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歩行者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。

3.8 提言

今回の Ranga Reddy および Medak における電気の質（周波数、電圧、停止の回数および継続時間）に関する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以下のように整理した。

なお、周波数については APCPDCL が対応できない問題であり、また供給電圧に関しては今回の調査において特に問題は認められなかった。

(1) 体制の整備と要員の養成

2004 年には現在 APERC 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。並行的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必要である。

(3) 運転・保守マニュアルの整備

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。

(4) 低圧設備の整備

高圧設備の停止対策については、(2)停止件数の減少において触れたが、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、分岐線の管理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。

付録 CD	JICA O&M	Data Text	(報告書作成に使用したデータ) (データの解析方法)
-------	----------	--------------	-------------------------------

Annextures

- Annex 3.1 Form of Data Collection of Outage Records
- Annex 3.2 Code List of Substations and Feeders
- Annex 3.3 Frequency Records in May and November 2002 and 2003
- Annex 3.4 Records of Voltage Measurement at the End-customers of
Model Feeders
- Annex 3.5 Summary of Outage Records Collected

Annex 3.1 Form of Data Collection of Outage Records

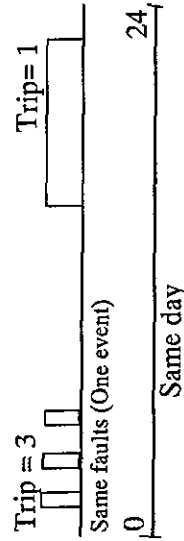
How to fill in Outage Form

Important note to fill in the form;

- (1) For sorting, each outage should be filled in one(1) row.
- (2) Same column should be filled in a same format. (Mixed use of digits and characters is not allowed)
- (3) At least, same code system should be applied in a circle.

Note on each column

- Column No (1) Code name of 132/33 kV substation. District name R or M + Code name .Common for all the circles.
- (2) Serial no. Each outage is given specified number and no change will be allowed after fixed the number..
- (3),(4) Blank
- (5) Voltage class of substation (Digit)
- (6) Code name of substation .
- (7) Voltage class equipment/feeder troubled. (Digit)
- (8) Code name of equipment/feeder troubled. (Refer to note)
- (9) Category of feeder
- (10) Year 20022, 2003.....3 (Digit)
- (11) Month (Digit)
- (12) Day (Digit)
- (13) Time of an outage started. Time of 24 hour system (Digit); Minute (Digit)
- (14) No. of trips in a event (Digit). One(1) is preferable.
- (15) Duration of an outage (Digit)
- (16) Unsupplied energy during the outage, if available. (Digit)
- (17),(18),(19) Protective device operated in code name. (Refer to note)
- (20) Recloser has operated. (Y or N)
- (21) Distance from substation (Digit)
- (22) Cause of outage (Refer to note)
- (23) Equipment damaged or maintained. (Refer to note)
- (24) Supplementary information, if any
- (25) Memorandum, if any



NOTE on Columns:

Code name of equipment (8)

For easy sorting of kind of equipment, first character indicates major Equipment, for example, F: feeder,

TR: Transformer, CB: Circuit breaker, etc. () shows information to identify the equipment, code name of feeder, if any

Relay (17)(18)(19)

- DIR : Power direction relay
- OC : Over-current relay
- OCG : Over-current ground relay
- DF : Differential relay
- UV : Under-voltage relay
- F : Power fuse
- UK : Un-known

Cause of interruption (22)

- BW : Bad weather, heavy rain/ strong wind
- LTG : Lightning
- CNT : Contamination of insulator
- INS : Deterioration of insulator
- ERE : Improper erection/maintenance
- OBS : Contact of obstacles
- PUB : Mistake of 3rd party
- WOK : Mistake of worker
- ZSM : Scheduled maintenance
- ZEM : Emergency (extraordinary) inspection
- OTH : Others

Equipment (23)

- SYS : 132 kV and above system
- POL : Supporting structure
- INS : Insulator
- COND : Conductor
- JNT : Joint of conductors
- BUS : Substation bus
- TR : Transformers
- CB : Circuit breaker
- SWG : Switchgear (LA,PT,CT,DS, etc.
- RLY : Protective relay
- AUX : Auxiliary circuit
- DC : Battery, charger,DC circuit
- OTH : Others

L/R(LR) : Load relief

L/C : Line clear = ZEM

Annex 3.2 Code List of Substations and Feeders

Annex 3.2 Code List of Substations and Feeders

Ranga Reddy (1/18)

220/132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder			0.4 kV Line				
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category	Name	Code			
1 Dharmasagar (S)	RHA	Chevella	F(CHE)	Chevella	CHE	Chevella	SHE						
						Starchik	STA						
						Kothapally	KOT						
						Alur	ALU						
						Gundala	GUN						
						Mudimiyal	MUD						
		Moinabad	F(MOI)	Moinabad	MOI	Moinabad	MOI						
						S.P.Steels	SPS						
						Peddamangalaram	PED						
						Kankamamidi	KAN						
						Himayathnagar	HIM						
		Pargi	F(PAR)	Manneguda	MAN	Super Daiy	SUP						
						Chenggamul	OHN						
						Pudur	PUD						
				Pargi	PAR	Pargi Town	PAR	Merzapur	MER				
								Rakamcherla	RAK				
Shadnagar	SHA												
Roopkhanpet	ROO												
Shabad	F(SHA)	Shabad	SHA	Gandi singaram	GAN								
				Shabad	SHA								
				Nagarkunta	NAG								
				Polaram	POL								
				Sardarnagar	SAR								
Tallapally	TAL	Tallapally	TAL	R.Dosado	RDO								
				Rudraram	RUD								
				Tallapally	TAL								

Ranga Reddy (2/18)

220/132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder			0.4 kV Line		
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category	Name	Code	
1 Ibrahimpattam (S)	RIBR	Ibrahimpattam	F(IBR)	Ibrahimpattam	IBR	Ibrahimpattam	IBA				
						Sheriguda	SHE				
						Eliminedu					
		Kandukur	F(KAN)	Kandukur	KAN	Raipole					
						Kandukur	KAN				
						Gudur	GUD				
						Pulimamidi	PUL				
						Bachepally	BAC				
						Nednoor	NED				
						Mucherla	MUC				
		Rachaloor	RAC	Rachaloor	RAC	Bachaloor	BAC				
						Gundavally	GUN				
						Thimmmmmarpur	THI				
						Lemur	LEM				
		Mall	F(MAL)	Bodakonda(Unmanned)	BOD	Bodakonda	BOD				
						Yellamma Tanda	YEL				
Mall	MAL										
Nallavally	MAL	Nallavally	NAL	Kothapally	KOT						
				Dandumailaram	DAN						
				Nerapally	NER						
				Mukkunoor	MUK						
				Manchal	MAN						
Manchal	F(MAN)	Dandumailaram	DAN	Nomula	NOM						
				Japal	JAP						
				Arutla	ARU						
				Tallapallyguda	TAL						
				Turkayamzal	TUR						
Turkayamzal	F(TUK)	Turkayamzal	TUR	Manneguda	MAN						
				Yacharam	YAC						
Yacharam	F(YAC)	Yacharam	YAC	Medipally	MED						
				Gungal	GUN						
				Chintapatla	CHI						
				Chowderpally	CHO						
				Nandivanaparthi	NAN						

Annex 3.2 Code List of Substations and Feeders

Ranga Reddy (3/18)

220/132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder			0.4 kV Line	
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category	Name	Code
1 Medchal	RMED	Aliabad	F(ALI)	Aliabad	ALI	Bavillela	BAV			
2 (N)						S.V.S.Milla	SVS			
3						Turkapally	TUR			
4						Aliabad	ALI			
5						Tumkunta	TUM			
6						Jaganguda	JAG			
7				Medicity	MED	Medicity	MED			
8						Pudur	PUD			
9						Rajblaram	RAJ			
10				ICICI	ICI	ICICI	ICI			
11						Bharath Bio-Tech	BHA			
12		Bandamadaram	F(BAN)	Bandamadaram	BAN	Srirangavaram	SRI			
13						Nutankal	NUT			
14						Railapur	RAI			
15		G.P.Pally	F(GPP)	G.P.Pally	GPP	IDA	IDA			
16						G.P.Pally	GPP			
17						Maisammaguda	MAI			
18						Doolapally	DOO			
19				Kompally	KOM	Kompally	KOM			
20						Jeedimelta	JEE			
21						Jayabheri	JAY			
22		Keshavaram	F(KES)	Keshavaram	KES	Uddamarri	UDD			
23						Anantharam	ANA			
24						Laxmapur	LAX			
25				Koltur	KOL	Koltur	KOL			
26				Thumukunta	THU	Nalsar	NOL			
27						Shameerpet	SHA			
28						Thumukunta	THU			
29		Medchal	F(MED)	Medchal	MED	IDA I	ID1			
30						IDA II	ID2			
31						Medcal Town	MED			
32						Kandlakoya	KAN			
33						Medchal Rural	MER			
34						Yellampet	YEL			
35						Ravalkole	RAV			
36		Shapurnagar	F(SHA)	Aleap	ALE	Pragathinagar	PRA			
37						Aleap	ALE			

Ranga Reddy (4/18 - 1)

220/132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder			0.4 kV Line	
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category	Name	Code
1 Moulali	RMOU	L.G.Mint	F(LGM)	Cherlapally	CHE	Nagaram	NAG			
2 (N)						Rampally	RAM			
3						Kurppa	KUR			
4						IDA Phse-I	ID1			
5						IDA Phase-II	ID2			
6						ECIL	ECI			
7				Keesara	KEE	Keesara	KEE			
8						Cheryal	CHE			
9		Moulali	F(MOU)	Malkajgiri	MAL	Suryanagar	SUR			
10						Anandbagh	ANA			
11						Durganagar	DUR			
12						Maliikbarjunanagar	MAL			
13				Moulali	MOU	HMT	HMT			
14						HCL	HCL			
15						Meerpet	MEE			
16						Mirzalaguda	MIR			
17						Spectra	SPE			
18						Malkajgiri	MAL			
19						Moulali	MOU			
20						Flash Butt	FLA			
21		Nacharam	F(NAC)	Mallapur	MLL	A.P.Foods	APF			
22						Bell	BEL			
23						IDA Mallapur Phase-II	IDA			
24						Mallapur(V)	MAL			
25				Nacharam	NAC	NILE	MIL			
26						Laximi starch	LAX			
27						Telephone Exchange	TEL			
28						Indian Extrusion	IND			
29						Multi Steel	MUL			
30						Sanjay Re-Roll	SAN			
31						Tungabhadra	TUN			

Annex 3.2 Code List of Substations and Feeders

Ranga Reddy (4/18 - 2)

220/132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder			0.4 kV Line	
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category	Name	Code
32 Moulali	RMOU	NGRI	F(NGR)	NGRI	NGR	Kalyanpuri	KAL			
33 (N)						SOI	SOI			
34						Penguintextiles	PEN			
35						H M T	HMT			
36						Habsigunda	HAB			
37						NGRI	NGR			
38				Mohan Nagar	MOH	Laxmi Nagar	LAX			
39						Kothapet	KOT			
40		Sainikpuri	F(SAI)	Sainikpuri	SAI	Kushaiguda	KUS			
41						Kamalanagar	KAM			
42						A.S.Rao nagar	ASR			
43						Neredmet	NAR			
44						Sainikpuri	SAI			
45						Kapra	KAP			
46						Yapral	YAP			
47		Uppal	F(UPP)	Uppal	UPP	Boduppal	BOD			
48						Indl Ghatkesar	IND			
49						Door Darshan	DOO			
50						Navabharath	NAV			
51						Uppal	UPP			
52						Gangappa	GAN			
53						Ramanthpur	RAM			

Ranga Reddy (5/18)

220/132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder			0.4 kV Line	
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category	Name	Code
1 Puttapahad	RPUT	Doma	F(DOM)	Dirampally	DIR	Mallepally	MAL			
2 (S)						Brahmapally	BRA			
3						Badempally	BAD			
4						Dirampally	DIR			
5				Doma	DOM	Doma	DOM			
6						Baspally	BAS			
7						Palepally	PAL			
8		Puttapahad	F(PUT)	Chowdapur	CHO	Chowdapur	OHO			
9						Majidpur	MAJ			
10						Marikal	MAR			
11				Puttapahad	PUT	Puttapahad	PUT			
12						Rusumpally	PUS			
13						Nancherla	NAN			
14						Kulkacherla	PUL			
15		Salkarpet	F(SAL)	Salkarpet	SAL	Pagidiyal	PAG			
16						Gandeed	GAN			
17						Salkarpet	SAL			

Ranga Reddy (6/18)

220/132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder			0.4 kV Line	
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category	Name	Code
1 Rama	MRAM	Chandanagar	F(CHA)	Chandanagar	CHA	Taranagar	TAR			
2 Chandrapuram		(N)				Chandanagar	CHA			
3 (Medak)						Hafeezpet	HAF			
4						Miyapur	MIY			
5		Gachibowli	F(CAC)	Gachibowli	GAC	Lingampally	LIN			
6 (N)						Gachibowli	GAC			
7						Kothaguda	KOT			
8						University	UNI			
9						Alind	ALI			
10		Gridhar Ispot	F(GRI)	Garge Steels	GAR	Garge Steels	GAR			
11 (S)						Vanasthalipuram	VAN			
12		Shankarpally	F(SHA)	Donthapally	DON	Maharajpet	MAH			
13 (S)						Janwada	JAN			
14				Shankarpally	SHA	Shankarpally	SHA			
15						Parwada	PAR			
16						Kondekal	KON			
17						Dhobipet	DHO			
18				SJB TUBES	SJB	Indl feeder	IND			
19						Mokila	MOK			

Annex 3.2 Code List of Substations and Feeders

Ranga Reddy (7/18)

220/132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder			0.4 kV Line		
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category	Name	Code	
1 Shapurunagar (N) 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22	RSHA	AFA-I (N)	F(AFI)	D.P.PALLY	DPP	Gagilapur	GAG				
						Dundigal	DUN				
						Bowrampet	BOW				
						Satyamcomputers	SAT				
				Jeedimetla-I (N)	F(JE1)	Jeedimetla-I	JE1	Phase-I	PH1		
								Phase-II	PH2		
								Phase-V	PH5		
								Subhashnagar	SUB		
								Agarwal Foundry	AGA		
								Virco	VIR		
								Sudarshan Drugs	SUD		

		Jeedimetla-II (N)	F(JE2)	Jeedimetla-II	JE2	Gajuralaramaram	GAJ				
						Kompally	KOM				
						Suraram	SUR				
						Phase-III	PH3				
						Phase-IV	PH4				
						Phase-V	PH5				
		Shapurunagar (N)	F(SHA)	Ushamullapudi	USH	Ushamullapudi	USH				
						Shapurunagar	SHA				
						Gajuralaramaram	GAJ				
						Chandragiricolony	CHA				

Ranga Reddy (8/18)

220/132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder			0.4 kV Line		
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category	Name	Code	
1 Shivarampally (S) 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18	RSHI	Gaganpahad	F(GAG)	Gaganpahad	GAG	Manage	MAN				
						Shivashakthi	SHI				
						Jai Bhavani	JAI				
						Rajendranagar	RAJ				
						Gaganpahad	GAG				
						NPA	NPA				
				Ibrahimbagh	F(IBR)	Ibrahimbagh	IBR	Osmanagar	OSM		
								Military-I	MI1		
								Military-II	MI2		
								Peddamangalram	PED		
						APPA	APP	Himayathsagar	HIM		
								Police Academy	POL		
						Aziznagar	AZI				
		N.P.A	F(NPA)	N.P.A	NPA	Kattedan	KAT				
						Sivarampally	SIV				
						N.P.A	NPA				
						Shastripuram	SHA				
						Upparipally	UPP				

Annex 3.2 Code List of Substations and Feeders

Ranga Reddy (9/18)

220/132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder			0.4 kV Line	
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category	Name	Code
Tandur (S)	RTAN	Basheerabad	F(BAS)	Basheerabad	BAS	Basheerabad	BAS			
				Agnoor						
				Neelapally						
				Yallal	YAL	Yallal	YAL			
				Bennur		Bennur	BEN			
				Devnoor		Devnoor				
				Laxminarayanpur	LAX	Chennaram	CHE			
						Laxminarayanpur	LAX			
						Dennur	DEN			
		Karankote	F(KAR)	Karankote	KAR	Karankote	KAR			
				Ogipur	OGI					
		Tandur	F(TAN)	Tandur	TAN	Kodungal	KOD			
						Water Works	WAT			
						Adikherla	ADI			
						Antaram	ANT			
						Chengole	CHE			
						Tandur Old	TAN			
		Turimamidi	F(TUR)	Peddumul	PED	Peddumul	PED			
						Kandavally	KAN			
						Jangaon	JAN			
						Kotepally	KOT			
		Turimamidi	TUR	Turimamidi	TUR					
				Tatepally	TAT					
				Bentaram	BEN					
Vikarabad	F(VIK)	Dharur	DHA	Dharur	DHA					
				Kukkinda	KUK					
				Gutkepally	GUT					
		Vikarabad	VIK	Vikarabad+P.Press	VIK					
				AnanthGiri Gutta	ANA					
				Sivareddypet	SKA					
				Ekamamidi	EKA					

Ranga Reddy (10/18)

220/132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder			0.4 kV Line			
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category	Name	Code		
Bandlaguda (N)	RBAN	Abdullapurmet (S)	F(ABD)	Abdullapur	ABD	Abdullapurmet	ABD					
				Sanghi			SAN					
				Anajpur			ANA					
				Film City	FLM	Film City	FLM					
				Peddamberpet	PED	Peddamberpet	PED					
						Taramathipet	TAR					
				Gbatkesar (N)	F(GHA)	Narapally	NAR	Medipally	MED			
								Prathapapsingram	PRA			
				Hayathnagar (S)	F(HAY)	Hayathnagar	HAY	Mansurabad	MAN			
						Mother dairy	MOT					
						High Court Colony	HCC					
						Autonagar	AUT					
						L.B.Nagar	LBN					
						AIR	AIR					
						Siris	SIR					
						Hayathnagar	HAY					
		Vanasthalipuram (S)	F(VAN)	Vanasthalipuram	VAN	Vanasthalipuram	VAN					
						Bairamalguda	BAL					
						Injapur	INJ					
				Bandlaguda	BAN	A;kapuri	AKA					
						Nagole	NAG					
				GSI	GSI							
				Huda	HUD							
				Kothapet	KOT							
				Saroomnagar	SAM							
				Kamalanagar	KAM							

Annex 3.2 Code List of Substations and Feeders

Ranga Reddy (11/18)

220/132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder			0.4 kV Line	
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category	Name	Code
1 Chandrayanagutta (S)	RCHA	Champapet	F(CHA)	Champapet	CHA	Siulthanvala	STU			
2						Champapet	CHA			
3						Karmanghat	KAR			
4						Balapur	BAL			
5						Meerpet	MEE			
6		Kattendan	F(KAT)	Kattendan	KAT	Kattendan-I	KT1			
7						Kattendan-II	KT2			
8						Kattendan-III	KT3			
9						Kattendan-IV	KT4			
10						Balapur	BAL			
11		Maheswaram	F(MAH)	Maheswaram	MAH	Maheswaram	MAH			
12						Lemur	LEM			
13						Ghatpally	GHA			
14						Timmalur	TIM			
15						Nagaram	NAG			
16				Mamidipally	MAM	Pahadisharif	PAH			
17						Thukkunguda	THU			
18				Mankal	MAN	Mankal	MAN			
19						IDA	IDA			
20		Shamshabad	F(SHA)	Shamshabad	SHA	Om Jaibhavani	OMJ			
21						Shamshabad	SHA			
22						Narkoda	NAR			
23						Habeebullanagar	HAB			
24						*****				
25				Shapurkalan	SHP	Indl feeder	IND			
26						Palmakunta	PAL			
27						Gandiguda	GAN			
28						Shapurkalan	SHA			

Ranga Reddy (12/18)

220/132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder			0.4 kV Line	
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category	Name	Code
1 Erragadda (Hyderabad)	CERR	Kukatpally	F(KUK)	Kukatpally	KUK	Kukatpally	KUK			
2						Hydernagar	HYD			
3						Air force	AIR			
4						Venkatechwarannagar	VEN			
5						Bhagyanagar	BHA			
6						JNTU	JNT			
7						KPHB	KPH			

Ranga Reddy (13/18)

220/132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder			0.4 kV Line	
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category	Name	Code
1 Ghanapur (N)	RGHA	Ghatkesar	F(GHA)	Ghatkesar	GHA	NTPC	NTP			
2						Medipally	MED			
3						Syndicate	SYN			
4						Ghatkesar	GHA			
5						Keesara	KEE			
6						Edulabad	EDU			
7						Aushapur	AUS			

Ranga Reddy (14/18)

220/132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder			0.4 kV Line	
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category	Name	Code
1 Jublee Hills (Hyderabad)	CJUB	CMC	F(OMC)	ESCI	ESO	Guchibowli	GUC			
2						Nanakramguda	NAN			
3						ESCI	FSC			
4				IIIT	III	IIIT	III			

Ranga Reddy (15/18)

220/132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder			0.4 kV Line	
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category	Name	Code
1 Kothur (Mahbubnagar)	HKOT	Kothur	F(KOT)	Ameerpet	AME	Ameerpet	AME			
2						Collur	COL			
3						Dubbacherla	DUB			

Annex 3.2 Code List of Substations and Feeders

Ranga Reddy (16/18)

220/132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder			0.4 kV Line	
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category	Name	Code
1 Mehaboobnagar	HMEH	Salkarpet	F(SAL)	Mohmmadabad	MOH	Noncherla	NON			
2 (Mahbubnagar)						Mohmmadabad	MOH			

Ranga Reddy (17/18)

220/132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder			0.4 kV Line	
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category	Name	Code
1 Sadasivpet	MSAD	Momunpet	F(MOM)	Marpally	MAR	Patlur	PAT			
2 (Medak)						Marpally	MAR			
3						Sripuram	SRI			
4				Momunpet	MOM	Momunpet	MOM			
5						Barwada	BAR			
6						Enkatala	ENK			
7				Nawabpet	NAW	Havabpet	HAV			
8						Arkatala	ARK			
9						Dulmamidi	DUL			

Ranga Reddy (18/18)

220/132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder			0.4 kV Line	
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category	Name	Code
1 Bollaram	MBOL	*****	F(**)	Reddy Labs	RL1	(HT)				
4 (Medak)				Reddy Diagonostic	RED	(HT)				
5				Reddy Labs	RL2	(HT)				
7				Kukatpally	LUK	***				
8						***				
9						***				

Annex 3.2 Code List of Substations and Feeders

Medak (1/7)

132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder		
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category
1 Siddipet	MSID	Rampur	F(RAM)	Rampur(Nangnoor)	RAM	Paiamakulu	PAI	
2						Narmeta	NAR	
3						Badojpadga	BAD	
4				Mittapally	MIT	Bakrichepyal	BAK	
5						Watsol (I)	WAT	
6						Velkatoor	VEL	
7				Kondamrajpally	KON	Kodarajampally	KOD	
8						Katha	KAT	
9				Narmetta	NAM	Narmetta	NAR	
10				Ponnal	PON	Ponal	PON	
11						Rangampally	RAM	
12		Duddeda	F(DUD)	Duddeda	DUD	Bandram	DAN	
13						Deddeda	DED	
14						Velkatta	VEL	
15				Medinipur	MED	Mangote	MAN	
16						Kukunurpally	KUK	
17						Lakdarama	LAK	
18				Kondapak	KON	Kondapak	KON	
19						Nacharam	NAC	
20				Marpadaga	NAR			
21		Tornal	F(TOM)	Tornal	TOM			
22				Irkode	IRK	Irkode	IRK	
23				Chiapur	CHI			
24				Pothareddypet	POT	Pothareddypet	POT	
25						Thalapally	THA	
26		Dubbak	F(DBB)	Pedda Gundavally	PED	Peddagundavelly	PED	
27						Dumpalappally	DUM	
28				Dubbak	DUB	Dubbaka	DUB	
29						Lachapet	LAC	
30						Habsipur	HAB	
31						Chellapur	CHE	
32				Ragothampally	RAG	Raghqthampally	RAG	
33						Ramakkapet	RAM	
34						Gosanpally	GOS	
35						Akaram	AKA	
36				PeddaChikode	RED	Chekode	CHE	
37						Potharam	POT	
38						Achmaipally	ACH	
39				Challapur	CHA			
40				Dharmajipet	DHA	Dharmajipet	BHA	
41						Lachapet	LAC	
42		Raghavapur	F(RAG)	Raghavapur	RAG	Narayanraopet	NAR	
43						Chintamadaka	CHI	
44						Pulkur	PUL	
45				Laxmidevpally	LAX	Laxmidevpally	LAX	
46						Machapur	MAC	
47				Gurrale Gondi	GUR	Gurralagondi	GUR	
48						Jakkapur	JAK	
49				Kammarlapally	KAM	Allipur	ALL	
50						Waterworks	WAT	
51						Kammarlapally	KAM	
52				Machapur	MAC	Machapur	MAC	
53		Pedda Kodur	F(RED)	Narsapur(Shiddipet)	NAR	Lingareddypally (I)	LIN	
54						Market Yard (U)	MAR	
55						Narsapur (I)	NAR	
56						Karim Nagar Road	KAR	
57				Peddakodur	PED			
58				Meddipally	MED	Ibrahumnagar	IBR	
59						Medipally	MED	
60						Ananthasagar	ANA	

Medak (2/7)

132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder		
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category
61				Thornal	THO	Tornal	TOR	
62						Timmapur	TIM	
63				Nedipally	NED			
64				Condipally	CON			
65	Thukkapur	MTHU	Dommat	F(DOM)	Dommat	DOM	Dommat	DOM
66						Suranpally	SUR	
67				Doulthabad	DOU	Inddupriyal	IND	
68						Konnarpally	KON	
69						Doulthabad	DOU	
70				Chittapur	CHI	Dharmajpet	DHA	
71						Chittapur	CHI	
72						Mothey	MOT	
73				Peddachpyal	PED			
74		Thukkapur	F(THU)	Thukkapur	THU	Togita	TOG	
75						Yellareddypet	YEL	
76						Y. G. Kistapur	YGK	
77						Pouce Station	POU	
78		Mirdoddi	F(MIR)	Mirdoddy	MIR	Mirdoddy	MIR	
79						Mallepally	MAL	
80						Andha	AND	
81				Mettu(Bandarpally)	MET			
82				Gudikandula	GUD	Gudikandula	GUD	
83				Jangampally	JAN	Jangapally	JAN	
84						Veerareddypally	VEE	
85				Peddachepyal	PED			
86				Khajipur	KHA	Khajipur	KHA	
87		Ligapur	F(LIG)	Lingapur	LIN	Lingapur	LIN	
88						Venkatraopet	VEN	
89				Raipole	RAI	Raipole	RAI	
90						Thirmalapur	THI	
91						Thmmakpally	THM	
92						Anajpur	ANA	
93						Kothapally	KOT	
94				Pallepahad	PAL	Pallepahad	PAL	
95						Vemuighat	VEM	
96	Gajwel	MGAJ	Gajwel	F(GAJ)	Gajwel	GAJ	Dharmareddypall	DHA
97			Jagadevapur	F(JAG)	Jagadevapur	JAG	Jagadevapur	JAG
98						Itukyal	ITI	
99						Allirajpet	ALL	
100				Kodakandla	KOD	Kodakandla	KOD	
101						Mohank K/S(I)	MOH	
102						Kuknoor Pally	KUK	
103						Burugpally	BUR	
104				Munigadapa	MUN	Munigadapoa	MUN	
105						Basvapur	BAS	
106				Ganeshpally	GAN	Ganeshpally	GAN	
107				Pregnapur	PRE	Pregnapur	PRE	
108						Serigrupally	SER	
109		Ahmedipur	F(AHM)	Ahmedipur	AHM	Ahmedipur	AHM	
110						Pidched	PID	
111				Bejgoam	BEJ	Bejgoan	BEJ	
112						Plingareddypally	PLI	
113				Guralasofa	GUR	Waddepally	WAD	
114						Ramaram	RAM	
115						Machaipally	MAC	
116				Bangla Venkatapur	BAN	B. Venkatapur	BE	
117						Yelkal	YEL	
118						Muktamasanpally	MUK	

Annex 3.2 Code List of Substations and Feeders

Medak (3/7)

132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder		Category
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	
119		Mulugu	F(MUL)	Mulugu	MUL			
120				Vntimamudi	ONT			
121				Thunkikalsa	THU	Tunkikalsa	TUN	
122						Narsapur	NAR	
123				Kokkonda	KOK			
124		Gowraram	F(GOW)	Gowraram	GOW	Paamulaparthu	PAA	
125						Pathur	PA1	
126						Pathur	PA2	
127						Navodaya	NAV	
128						Wargal	WAR	
129						Express	EXP	
130				Markook	MAR			
131	Chegunta	MCHE	Chegunta	F(CHE)	Chegunta	CHE	Checunta	CHE
132						Karnalpally	KAR	
133						Reddypally	RED	
134						Volluru	VOL	
135		Yeldurthy	F(YEL)	Yeldurthy	YEL	Yeldurthy	YEL	
136						Uppulngapur	UPP	
137						Shetpally	SHE	
138				Suraram	SUR	Chandampet	CHA	
139						Suram	SUR	
140				Konapur	KON	Konapur	KON	
141				Nizampet	NIZ	Nizampet	NIZ	
142						Chelmada	CHE	
143						Maskal	MAS	
144						Kalwakunta	KAL	
145				Mangalparthy	MAN			
146								
147		Bonale	F(BON)	Bonala	BON	Bonala	BON	
148						B Kondapur	BKO	
149				Narlapur	NAR	Narlapur	NAR	
150						Venkatapur (K)	VEN	
151				Nizampur	NIZ			
152	Minpur	MMIN	Minpur	F(MIN)	Minpur	MIN	Minpur	MIN
153						Kodpak	KOD	
154		(NPDCL)	Nizampet					
155			Podochanpal	F(POD)	Podochanpally	POD	Podchanpally	POD
156						Gandharpally	GAN	
157			Narsingi	F(NAR)	Narsingi	NAR	Narsingi	NAR
158						Narsampally	NAP	
159						Sankapur	SAN	
160						Vallebapur	VAL	
161				Tekmal	TEK	Ellapally	ELL	
162						Tekmal	TEK	
163				Kodapak	KOD			
164	Kowdipally	MKOW	Ch.Ghanpur	F(CHG)	Ch.Ghanpur	CHG		
165					Engandia	ENG		
166								
167			Kowdipally	F(KOW)	Kowdipally	KOW	Kowdipally	KOW
168						Devaipally	DEV	
169						Mohobad	MOH	
170			Venktraopet	F(VEN)	Venktraopet	VEN		
171			Amsanpally	F(AMS)	Amsanpally	AMS	Amsanpally	AMS
172						Kongode	KON	
173	Medak	MMDK	Medak	F(MDK)	Medak	MDK	Medak T-I(U)	MD1
174							Medak T-II(U)	MD2
175						Komtur	KM	
176						Ausalapally	AUS	
177						Balanagar	BAL	
178						Kuchanpally	KUC	
179						Nagapur	NAG	
180						H Ghanapur	HGH	

Medak (4/7)

132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder		
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category
181		NSF	F(NSF)	NSF(Mombojipally	NSF			
182				Pillikottala	PIL			
183		Shankarampe	F(SHA)	Shankarampet	SHA	Shankrampet	SHA	
184						Jangarai	JAN	
185						Maadoor	MAA	
186				Shalipet	SHL	Shalpet	SHL	
187		B.B.Pur	F(BBP)	B.B.Pur	BBP	B Boopathipally	BBP	
188						Burugupally	BUR	
189						Sardana	SAR	
190				Wadi	WAD	Wadi	WAD	
191						Dhupsinghthanda	DHU	
192		Ramayampet	F(RAM)	Ramayampet	RAM	Ramayampet	RAM	
193						Konapur	KON	
194						D. Dharmaram	DDH	
195						Akkannapet	AKK	
196				Laxmapur	LAX	Laxmapur	LAX	
197						Tunigandla	TUN	
198						Industl (I)	IND	
199						Katryal	KAT	
200				Pathur	PAT	Pathur	PAT	
201						Shamnapur	SHA	
202	Narayankhed	MNAR	Narayankhed	F(NAR)	Narayankhed	NAR	Abbenoa	ABB
203						Rayalamadgu	RAY	
204						Regode	REG	
205						Pipri	PIP	
206						Narayankhed	NAR	
207		Shankarampe	F(SHA)	Shankarampet	SHA	Shankrampet	SHA	
208						Mizampet	MIZ	
209						Velur	VEU	
210						Alladurg	ALL	
211						Regode	REG	
212				Bodagattu	BOD			
213		Kalher	F(KAL)	Kalher	KAL	Kalher	KAL	
214						Kanapoor	KAN	
215						Mardi	MAR	
216				Sanjeevaraopet	SAN	Sanjeevaraopet	SAN	
217						Kadpal	KAD	
218				Bachepally	BAC	Bachepally	BAC	
219						Ramreddypet	RAM	
220		Poosalpahad	F(POO)	Poosalpahad	POO	Mandoor	MAN	
221						Shapur	SHA	
222				Borancha	BOR	Dhanwar	DHA	
223						Nap	NAP	
224		Waser		Waser	WAS			
225				Tadakal	TAD			
226	Manoharabad	MMAN	Masaipet	F(MAS)	Masaipet	MAS	Masaipet	MAS
227						Lingareddypally	LIN	
228						PD Shivanur	PDS	
229				Islampur	ISL	Islampur	ISL	
230				Nacharam	NAC	Nacharam	NAC	
231						Vallur	VAL	
232				Chandaipet	CHA	Chandaipet	CHA	
233						Makkarajpet	MAK	
234		Toopran	F(TOO)	Toopran	TOO	Toopran	TOO	
235						Ravelly	RAV	
236						Padalpally	PAD	
237						Asian Coffee (I)	ASI	
238				Gonepally	GON	Gonepally	GON	
239						Ramunipatla	RAM	

Annex 3.2 Code List of Substations and Feeders

Medak (5/7)

132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder		
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category
240		Manoharabad	F(MAN)	Manoharabad	MAN	Kucharam	KUC	
241						Mulugu	MUL	
242		Kallakal	F(KAL)	Kallakal	KAL	Kallakal	KAL	
243						K. P. Steel (I)	KPS	
244						Karan Textile (I)	TEX	
245		Shivampet	F(SHI)	Shivampet	SHI	Shivampet-I	SH1	
246						Shivampet-II	SH2	
247						Donthy	CDN	
248						Indl Feeder	IND	
249						Pambanda	PAM	
250				Sikandlapur	SIK			
251	Gummadidala	MGUM	Gummadidala	F(GUM)	Gummadidala	GUM	Kanukunta	KAN
252						Abgrobel (I)	ABG	
253						Bell Remedies (I)	BEL	
254		Narsapur	F(NAR)	Narsapur	NAR	Narsapur	NAR	
255						K. Maddor	KMA	
256						Narayanpur	NAR	
257						Avancha	AVA	
258						Reddypally	RED	
259				Kothapet	KOT	Kothapet	KOT	
260						Lingojigda	LIN	
261	220/132 kv		Jinnaram		Jinnaram	JIN		
262	(RRS)				Dundigal	DUN		
263					Gaddapotaram	GAD		
264			(RRS)					
265	Bollaram	MBOL	Kukatpally	F(KUK)				
266			Bachepally	F(BAC)				
267			Shathavachana	F(SHA)				
268			Bollaram		Bollaram-I	BO1	Soubhagya	SOU
269							Pavan	PAV
270					Bollaram-II	BO2	Charminar	CHA
271							Vipla	VIP
272							Kottam	KOT
273							Rupa	RUP
274	132/11kV Bollaram							
275	Zaheerabad	MZAH	Zaheerabad	F(ZAH)	Zaheerabad	ZAH	Zaheerabad - I	ZA1
276							Zaheerabad - II	ZA2
277							Ranjole	RAN
278							Aligole ...	ALI
279			Mannapur	F(MAN)	Mannapur	MAN	Hottab	HOT
280							Manapur	MAN
281							Gopanpally	GOP
282							Magdoompally	MAG
283					Malchelma	MAL	Malchelma	MAL
284							J Malkapur	JMA
285							Parsapally	PAR
286					Satwar	SAT	Satwar	SAT
287			Jarasangam	F(JAL)	Jarasangam	JAL	Kuppanagar	KUP
288							Jeerlapally	JEE
289							Raikode	RAI
290			Hadnoor	F(HAD)	Hadnoor	HAD	Rejintal	REJ
291							Hadnoor	HAD
292							Nyalkal	NYA
293							Mamidigi	MAM
294					Chalki	CHA	Raghavapur	RAG
295							Chalki	CHA
296							Nap W.W.	NAP
297					Raikode	RAI	Raikode	RAI
298							Pampad	RAM
299							Pipalpally	PIP
300					Metalkunta	MET	Metalkunta	MET
301							Rajol	RAJ

Medak (6/7)

	132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder		Category		
	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code			
302	Jogipet	MJOG	Jogipet	F(JOG)	Jogipet	JOG	Jogipet	JOG			
303			Dakoor	DAK							
304			Dhanura	DHA							
305			Posanpet	POS							
306			Shankarmpet	SHA							
307			Chitkul	F(CHI)	Chitkul	CHI	Chitkul	CHI	Chitkul	CHI	
308			Seelampally	SEE	Seelampally	SEE	Seelampally	SEE	Seelampally	SEE	
309			Faizabad	FAI							
310			Gadipeddapur	F(GAD)	Gadipeddapur	GAD	Gadipeddapur	GAD	Gadipeddapur	GAD	
311			Muslapur	MUS							
312			Alladurg	ALL	Alladurg	ALL	Alladurg	ALL	Alladurg	ALL	
313			Chilvera	CHI							
314			Medikonda	MED	Medikonda	MED	Alladurg	DRG	Alladurg	DRG	
315			Devanoor	DEV							
316			Khadrabad	KHA							
317			Laxmisagar	F(LAX)	Laxmisagar	LAX	Laxmisagar	LAX	Laxmisagar	LAX	
318			Pothirepdyally	POT							
319			Talema	TAL							
320			Pashamailaram	MPAS	Isnapur	F(ISN)	Isnapur	ISN	Patodia	PAT	
321	Muthangi	MUT									
322	Ida - I	ID1									
323	Ida - II	ID2									
324	Rudraram	PUD									
325	Widia	WID									
326	SOL	F(SQL)			SOL	SQL	Sol Town	SQL	Sol Town	SQL	
327	Dexo	DEX									
328	Inole	INO			Inole	INO	P. Kanjarla	PKA	P. Kanjarla	PKA	
329	Indresham	IND									
330											
331					Manjeera	F(WAT)	E P IP(Pashamailaram)	EPI			
332					INOX	F(INO)					
333	R.C.Puram		Gachibowli								
334			Patancheru								
335			Ambuja								
336			Manjeera W.W.								
337			NSL								
338			Annapurna Foils		Annapurna Foils	ANN	Annapurna Foils	ANN	Annapurna Foils	ANN	
339											
340											
341			Chandanagar		Chandanagar	CHA	Chandanagar	CHA	Chandanagar	CHA	
342					Ashoknagar	ASH	Ashoknagar	ASH	Ashoknagar	ASH	
343					Giridhar Ispat	GIR	Giridhar Ispat	GIR	Giridhar Ispat	GIR	
344	Sadasiypet	MSAD	Jogipet	F(JOG)	Nizampur	NIZ	Nizampur	NIZ			
345			Venkatapur	VEN							
346			Mudaipet	MUD	Mudaipet	MUD	Singoor	SIN	Singoor	SIN	
347			Mudimanikyam	MUD							
348			Pulkal	PUL							
349			Sultanpur	SUL	Sultanpur	SUL	Sultanpur	SUL	Sultanpur	SUL	
350			Korpole	KOR							
351			Manjeera	F(MAN)							
352			MRF	F(MRF)							
353			Vikarabad	F(VIK)							
354			Kohir	F(KOH)	Kohir	KOH	Kohir	KOH	Kohir	KOH	
355			Nagireddyally	NAG							
356			Sajjapur	SAJ							
357	Digwal	DIG	Digwal	DIG	Chantalghat	CHI	Chantalghat	CHI			
358	Digwal	DIG									
359	Global Bluk Drugs	GLO									

Annex 3.2 Code List of Substations and Feeders

Medak (7/7)

132/33 kV Substation		33 kV Feeder		33/11kV Substation		11 kV Feeder		
Name	Code	Name	Code	Name	Code	Name	Code	Category
360		Munipally	F(MUN)	Munipally	MUN	Budhera	BUD	
361						Khammampally	KHA	
362						Jackwell	IAC	
363				Athmakur	ATH	Athemakur	ATH	
364						Yellaram	YEL	
365		Priyadarshini	F(PRI)					
366	132/11kV Sadasivpet							
367	Kandi	MKAN	Sangareddy-I	F(SR1)	Sangareddy-I	SR1	Sangareddy - I	SR1
368							Sangareddy - II	SR2
369							Sangareddy - III	SR3
370								KAL
371							Kandi	KAN
372							Kolsa	KOS
373							Water Works	WAT
374				Rajampet	RAJ		Kalabcur (Filter bed)	
375				Sangareddy-II	SR2		Sangareddy - I	SA1
376							Sangareddy - II	SA2
377							Sangareddy - III	SA3
378				Kondapur	KON		Kondapur	KON
379							Marepally	MAR
380							Gangaram	GAN
381				Malkapur	MAL		Malkapur	MAL
382							Mundevunipally	MUN
383							Pepsi	PPS
384				Ismailkanpet	ISM		Ismailkhanpet	ISM
385							Arutla	ARU
386							Erdanoor	ERD
387			HFC-I	F(HF1)	Cheriyal	CHE	Kandi	KAN
388							Kalvemula	KAL
389							Indrakaram	IND
390							Cheriyal	CHE
391			HFC-II	F(HF2)	TurakalaKhanapur	TUR	Borpatra	BOR
392							Doultabad	DOU
393							Indl	INL
394							Hathnoora	HAT
395							Gondaraipally	GON
396							Sikindlapur	SIK
397								
398			BharathStrip	F(BHA)				
399			Isnapur	F(ISN)				
400			BDL	F(BDL)	BDL	BDL		
401					Nangigama	NAN		
402			Alkabir	F(ALK)				

Annex 3.3 Frequency Records in May and November 2002 and 2003

(Hz)

Day	May-02-2002		Nov-02-2002		May-02-2003		Nov-03-2003	
	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min
1	47.78	47.75	49.71	49.44	50.65	49.42	49.85	49.10
2	47.92	47.87	50.84	49.29	50.38	49.62	50.25	49.70
3	47.96	47.88	50.25	50.00	50.40	49.73	50.15	49.60
4	47.95	47.86	50.75	48.58	50.62	49.48	50.10	49.30
5	47.86	47.84	50.00	49.96	50.75	49.64	50.15	49.50
6	47.86	47.81	50.44	50.17	50.34	49.25	50.25	49.20
7	48.01	47.82	50.41	49.13	50.14	49.14	50.50	49.50
8	48.50	47.87	49.67	49.59	50.32	49.64	49.85	49.40
9	48.53	47.88	50.72	49.75	50.26	49.50	50.50	49.55
10	47.86	47.86	50.25	49.77	49.95	49.15	50.25	49.40
11	50.01	47.86	50.86	48.65	50.50	49.85	50.20	49.55
12	47.96	47.83	50.77	48.69	50.21	49.60	50.32	49.50
13	47.90	47.80	49.05	48.61	50.25	49.75	50.20	49.45
14	47.90	47.81	49.06	48.88	50.70	49.65	50.15	49.50
15	47.99	47.78	49.40	49.31	50.42	49.12	50.20	49.65
16	48.24	47.95	49.09	48.84	50.35	49.32	50.10	49.75
17	49.70	48.10	49.87	49.37	50.24	49.30	50.25	49.34
18	49.76	47.77	49.95	49.42	50.18	49.22	49.85	49.42
19	47.88	47.84	49.54	49.38	50.15	48.65	50.00	49.50
20	47.90	47.87	49.36	49.16	50.23	49.43	49.85	49.42
21	47.88	47.86	49.83	48.95	50.56	49.50	49.95	49.25
22	47.86	47.83	49.25	49.16	50.10	49.26	50.12	49.32
23	47.84	47.84	49.71	49.35	50.35	49.15	50.15	49.52
24	48.02	47.95	49.15	48.95	49.82	49.32	50.12	49.62
25	47.96	47.77	49.97	49.79	50.28	49.45	49.85	49.42
26			49.42	48.90	50.50	49.48	50.05	49.52
27	48.82	47.89	49.35	49.07	50.25	49.50	50.20	49.30
28	50.00	47.90	49.39	49.09	50.22	49.45	50.15	49.35
29	48.85	48.16	49.54	49.25	49.85	49.00	50.05	49.40
30	48.55	47.86	49.62	49.33	49.80	49.10	50.25	49.60
31	49.05	47.88	-	-	49.78	49.21	-	-
Max.	50.01	48.16	50.86	50.17	50.75	49.85	50.90	50.17
Min.	47.78	47.75	49.05	48.58	49.78	48.65	49.10	48.58
Ave.	48.34	47.87	49.84	49.26	50.28	49.38	49.84	49.26
SD	0.680	0.080	0.560	0.420	0.256	0.255	0.560	0.420
%Max	49.69	48.03	50.95	50.51	50.78	49.88	51.00	50.50
%Min	47.00	47.70	48.74	48.45	49.77	48.88	48.70	48.50

Source : LDC, APTRANSCO

Note: SD stands for Standard Deviation

Annex 3.4 Records of Voltage Measurement at the End-customers of Model Feeders

Annex 3.4 Records of Voltage Measurement at the End-customers of Model Feeders

Day	Off peak (3 o'clock)									Day peak (11 o'clock)									Night peak (20 o'clock)								
	Transformer			Customer			Transformer			Customer			Transformer			Customer			Transformer			Customer					
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C			
1	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
2	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
3	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
4	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
5	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
6	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
7	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
8	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
9	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
10	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
11	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
12	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
13	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
14	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
15	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
16	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
17	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
18	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
19	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
20	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
21	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
22	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
23	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
24	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
25	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
26	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
27	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
28	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
29	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
30	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
31																											
Max.	240	240	240	235	235	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
Min.	240	240	240	235	233	235	235	236	235	228	228	227	230	230	230	220	220	220	230	230	230	220	220	220			
Ave	240.0	240.0	240.0	235.0	233.1	235.0	235.0	236.0	235.0	228.0	228.0	227.0	230.0	230.0	230.0	220.0	220.0	220.0	230.0	230.0	230.0	220.0	220.0	220.0			
SD	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.3653	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002			
%Max	240.0	240.0	240.0	235.0	233.8	235.0	235.0	236.0	235.0	228.0	228.0	227.0	230.0	230.0	230.0	220.0	220.0	220.0	230.0	230.0	230.0	220.0	220.0	220.0			
%Min	240.0	240.0	240.0	235.0	232.4	235.0	235.0	236.0	235.0	228.0	228.0	227.0	230.0	230.0	230.0	220.0	220.0	220.0	230.0	230.0	230.0	220.0	220.0	220.0			

(Note) SD- Standard deviation

Annex 3.4 Records of Voltage Measurement at the End-customers of Model Feeders

Low Voltage Distribution

Nov. 2003

33/11 kV Kothapet Substation
11 kV Kamalanagar feeder

Transformer TN11 (250 kVA)

Customer : Sanscript College
(#2)

(Volt)

Day	Off peak (3 o'clock)									Day peak (11 o'clock)									Night peak (20 o'clock)								
	Transformer			Customer			Transformer			Customer			Transformer			Customer			Transformer			Customer					
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C			
1	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
2	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
3	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
4	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
5	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
6	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
7	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
8	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
9	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
10	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
11	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
12	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
13	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
14	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
15	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
16	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
17	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
18	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
19	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
20	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
21	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
22	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
23	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
24	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
25	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
26	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
27	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
28	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
29	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
30	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
31																											
Max.	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
Min.	238	238	239	234	233	234	235	234	235	230	229	230	230	230	230	229	219	220	220	220	220	220	220				
Ave.	238.0	238.0	239.0	234.0	233.0	234.0	235.0	234.0	235.0	230.0	229.0	230.0	230.0	230.0	230.0	229.0	219.0	220.0	220.0	220.0	220.0	220.0	220.0				
SD	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002				
%Max	238.0	238.0	239.0	234.0	233.0	234.0	235.0	234.0	235.0	230.0	229.0	230.0	230.0	230.0	230.0	229.0	219.0	220.0	220.0	220.0	220.0	220.0	220.0				
%Min	238.0	238.0	239.0	234.0	233.0	234.0	235.0	234.0	235.0	230.0	229.0	230.0	230.0	230.0	230.0	229.0	219.0	220.0	220.0	220.0	220.0	220.0	220.0				

(Note) SD: Standard deviation

Annex 3.4 Records of Voltage Measurement at the End-customers of Model Feeders

Low Voltage Distribution
 Nov. 2003
 33/11 kV Kothapet Substation
 11 kV Kamalanagar feeder
 Transformer TN23 (315 kVA)
 Customer : Mr. K. Ramulu
 (#3)

Day	Off peak (3 o'clock)									Day peak (11 o'clock)									Night peak (20 o'clock)								
	Transformer			Customer			Transformer			Customer			Transformer			Customer			Transformer			Customer					
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C			
1	240	239	240	230	230	230	240	233	235	220	220	220	230	232	230	218	220	218	218	230	232	230	218	220	218		
2	240	241	240	230	230	230	240	230	233	220	220	220	230	232	230	218	220	218	218	230	232	230	218	220	218		
3	240	241	240	230	228	228	235	233	235	220	220	220	230	232	230	218	220	218	218	228	229	228	218	220	218		
4	241	240	240	230	229	228	234	230	233	220	220	220	230	232	230	218	220	218	218	228	229	228	218	220	218		
5	241	240	240	228	229	229	234	230	233	220	220	220	230	232	230	218	220	218	218	228	229	228	218	220	218		
6	240	240	240	230	230	230	235	233	235	220	220	220	230	232	230	218	220	218	218	228	229	228	218	220	218		
7	240	240	240	230	230	230	230	230	231	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	228	229	228	218	220	218		
8	240	240	240	230	230	230	233	232	230	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
9	240	240	240	230	230	230	233	232	230	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
10	240	240	240	230	230	230	234	230	233	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
11	240	240	240	230	230	230	234	230	233	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
12	240	240	240	230	230	230	234	230	233	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
13	238	238	238	230	230	230	230	230	229	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
14	240	240	240	228	228	228	230	230	229	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
15	240	240	240	230	230	230	233	232	230	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
16	240	240	240	230	230	230	233	232	230	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
17	240	240	239	230	228	228	230	230	229	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
18	240	240	240	230	230	230	230	230	229	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
19	240	241	241	230	230	230	235	233	235	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
20	240	240	240	230	230	230	235	233	235	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
21	240	240	240	230	230	230	234	230	233	219	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
22	240	240	240	230	230	230	234	230	233	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
23	240	240	240	230	230	230	234	230	233	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
24	241	241	242	230	230	230	234	230	233	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
25	241	241	241	230	230	230	234	230	233	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
26	240	240	240	230	230	230	234	230	233	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
27	240	240	240	230	230	230	234	230	233	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
28	240	240	240	230	230	230	234	230	233	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
29	240	240	240	230	230	230	234	230	233	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
30	240	240	240	230	230	230	234	230	233	220	220	220	230	232	230	220	222	220	220	230	232	230	220	222	220		
31																											
Max.	241	241	242	231	230	230	240	233	235	220	220	220	230	232	230	220	224	220	220	230	232	230	220	224	220		
Min.	238	238	238	228	228	228	230	230	229	219	220	220	228	229	228	218	220	218	218	228	229	228	218	220	218		
Ave.	240.1	240.1	240.0	229.9	229.8	229.8	233.7	230.8	232.3	219.9	220.0	220.0	229.8	231.6	229.8	219.6	221.7	219.6	229.8	231.6	229.8	219.6	221.7	219.6			
SD	0.521	0.5833	0.615	0.548	0.551	0.531	2.333	1.223	1.953	0.254	2E-04	2E-04	0.61	0.964	0.61	0.814	0.922	0.814	0.61	0.964	0.61	0.814	0.922	0.814			
%Max	241.1	241.2	241.2	231.0	230.9	230.9	238.3	233.2	236.2	220.4	220.0	220.0	231.0	233.5	231.0	221.2	223.5	221.2	231.0	233.5	231.0	221.2	223.5	221.2			
%Min	239.0	238.9	238.8	228.8	228.7	228.8	229.2	228.4	228.5	219.4	220.0	220.0	228.6	229.7	228.6	218.0	219.9	218.0	228.6	229.7	228.6	218.0	219.9	218.0			

(Note) SD: Standard deviation

(Volt)

Low Voltage Distribution

Nov. 2003

11kV Kattedan #2 Line

Customer #6 (3 phase)
Chocolate Factory

Customer #8(3 phase)
Jaya & Company

Day	Off peak (3 o'clock)									Day peak (11 o'clock)									Night peak (20 o'clock)								
	Customer #6			Customer #8			Customer #6			Customer #8			Customer #6			Customer #8			Customer #6			Customer #8					
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C			
1	265	266	265	265	264	267	249	250	248	249	250	249	250	248	247	247	246	247	245	248	248	248	248				
2	265	266	265	265	264	267	249	250	249	249	249	249	250	248	247	247	246	247	248	248	248	248	248				
3	263	267	265	265	265	268	249	250	249	249	249	249	250	248	247	247	246	247	248	248	248	248	248				
4	263	267	265	263	265	268	250	250	249	250	249	249	250	248	247	247	246	247	248	248	248	248	249				
5	263	268	266	263	265	268	250	250	250	249	249	249	250	248	247	247	246	247	248	248	248	248	249				
6	263	268	266	263	266	267	250	250	250	249	249	249	250	248	247	247	246	247	248	248	248	248	250				
7	265	268	266	264	266	267	250	251	249	251	249	249	250	248	247	247	246	247	248	248	248	248	250				
8	265	266	267	264	265	267	249	251	249	251	249	249	250	248	247	247	246	247	248	248	248	248	250				
9	265	266	267	264	265	266	249	251	250	251	249	249	250	248	247	247	246	247	248	248	248	248	251				
10	263	266	266	265	266	266	250	251	250	251	249	249	250	248	247	247	246	247	248	248	248	248	251				
11	263	265	265	265	266	265	250	250	250	249	249	249	250	248	247	247	246	247	248	248	248	248	249				
12	264	265	265	265	265	264	250	250	249	248	250	249	249	248	247	246	245	247	247	248	248	248	249				
13	264	266	266	265	265	264	250	250	249	248	250	249	249	248	247	246	245	247	247	248	248	248	249				
14	265	266	265	266	266	264	249	250	249	248	250	249	249	248	247	246	245	247	247	248	248	248	249				
15	265	265	265	266	266	265	249	250	249	248	250	249	249	248	247	246	245	247	247	248	248	248	250				
16	265	265	266	265	265	265	249	250	249	248	250	249	249	248	247	246	245	247	247	248	248	248	250				
17	266	264	266	265	265	264	249	250	249	248	250	249	249	248	247	246	245	247	247	248	248	248	250				
18	266	263	264	265	265	264	249	250	249	248	250	249	249	248	247	246	245	247	247	248	248	248	251				
19	266	263	264	264	265	264	249	250	249	248	250	249	249	248	247	246	245	247	247	248	248	248	251				
20	265	263	263	264	264	264	250	249	250	250	250	250	251	248	247	246	245	247	247	248	248	248	251				
21	265	262	263	264	264	265	249	250	249	248	250	249	249	248	247	246	245	247	247	248	248	248	249				
22	265	263	263	263	264	265	249	251	251	250	249	249	250	248	247	246	245	247	247	248	248	248	250				
23	265	264	262	263	263	264	249	251	251	250	249	249	250	248	247	246	245	247	247	248	248	248	251				
24	266	265	262	263	263	263	250	251	251	250	249	249	250	248	247	246	245	247	247	248	248	248	249				
25	266	262	262	263	263	263	249	249	249	248	249	249	249	248	247	246	245	247	247	248	248	248	249				
26	266	263	262	264	263	263	249	250	249	248	249	249	250	248	247	246	245	247	247	248	248	248	249				
27	267	263	262	263	263	263	248	250	249	248	249	249	250	248	247	246	245	247	247	248	248	248	249				
28	267	265	266	263	263	263	248	248	248	248	248	249	249	248	247	246	245	247	247	248	248	248	250				
29	267	265	265	263	263	263	248	248	248	248	249	249	249	248	247	246	245	247	247	248	248	248	255				
30	267	265	265	264	263	263	248	248	248	248	249	249	249	248	247	246	245	247	247	248	248	248	255				
31																											
Max.	267	268	267	266	266	268	250	251	251	251	250	251	251	250	249	248	247	249	255	255	255	256	255				
Min.	263	262	262	263	263	263	248	248	248	248	248	249	249	248	247	246	245	247	246	246	246	247	248				
Ave.	265.0	265.0	264.6	264.1	264.5	265.0	249.3	249.9	249.6	249.6	249.4	250.0	249.0	249.0	247.9	247.0	248.7	249.4	249.9	249.9	249.9	249.9	249.9				
SD	1.287	1.722	1.564	0.979	1.106	1.712	0.691	0.8847	0.814	0.89	0.498	0.695	1.93	1.999	2.414	1.863	1.942	1.668									
%Max	267.5	268.4	267.7	266.0	266.7	268.3	250.6	251.6	251.2	251.4	250.4	251.4	252.8	251.9	251.8	252.3	253.2	253.2	253.2	253.2	253.2	253.2	253.2				
%Min	262.5	261.6	261.6	262.2	262.3	261.6	247.9	248.2	248.0	247.9	248.4	248.6	245.2	244.0	242.3	245.0	245.6	245.6	245.6	245.6	245.6	245.6	245.6				

(Note) SD: Standard deviation

Annex 3.4 Records of Voltage Measurement at the End-customers of Model Feeders

Meter Serial No.: APEL13611
 Measuring Item:
 Transformer Sub Station:
 Place of Measuring: Malkapur Sub Station, Malkapur Feeder
 Measuring item: Voltage (V)

(Note) shows data adopted cells.

-1.0 indicates ALL POTENTIALS MISSING

DATE	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	
2003/5/9	190.9	190.9	193.2	186.3	184	179.4	-1	-1	-1	-1	257.6	246.1	243.8	246.1	246.1	-1	-1	255.3	253	195.5	195.5	190.9	193.2	197.8	
2003/6/9	195.5	197.8	193.2	188.6	188.6	184	-1	-1	-1	-1	246.1	246.1	232.3	239.2	243.8	248.4	248.4	248.4	184	188.6	188.6	190.9	188.6	190.9	
2003/7/9	190.9	190.9	190.9	248.4	248.4	257.6	248.4	248.4	250.7	239.2	239.2	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	197.8	190.9	190.9	190.9	193.2	193.2	
2003/8/9	193.2	193.2	193.2	250.7	250.7	246.1	255.3	250.7	243.8	230	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	190.9	190.9	190.9	188.6	190.9	193.2	
2003/9/9	193.2	193.2	190.9	243.8	241.5	236.9	239.2	241.5	234.6	220.8	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	186.3	188.6	188.6	188.6	190.9	193.2	
2003/10/9	190.9	188.6	188.6	184	243.8	239.2	248.4	239.2	225.4	220.8	179.4	174.8	-1	-1	-1	-1	-1	-1	184	188.6	188.6	190.9	193.2	193.2	
2003/11/9	190.9	190.9	188.6	230.7	243.8	234.6	243.8	241.5	225.4	220.8	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	186.3	186.3	188.6	190.9	193.2	188.6	
2003/12/9	190.9	190.9	190.9	241.5	239.2	230	239.2	239.2	255.3	234.6	243.8	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	184	186.3	188.6	190.9	190.9	193.2	
13/09/2003	190.9	190.9	188.6	250.7	253	248.4	243.8	243.8	230	223.1	232.3	-1	-1	-1	-1	-1	-1	248.4	184	184	186.3	188.6	190.9	193.2	
14/09/2003	193.2	193.2	193.2	186.3	186.3	184	-1	-1	-1	-1	255.3	232.3	234.6	243.8	241.5	239.2	243.8	248.4	184	190.9	190.9	188.6	190.9	190.9	
15/09/2003	190.9	190.9	188.6	181.7	181.7	177.1	-1	-1	-1	-1	241.5	225.4	236.9	239.2	234.6	236.9	241.5	241.5	184	188.6	188.6	190.9	190.9	193.2	
16/09/2003	193.2	190.9	190.9	186.3	184	-1	-1	-1	-1	-1	234.6	227.7	227.7	241.5	234.6	234.6	239.2	243.8	181.7	186.3	186.3	188.6	188.6	188.6	
17/09/2003	190.9	188.6	188.6	181.7	179.4	-1	-1	-1	-1	-1	239.2	223.1	220.8	234.6	234.6	236.9	243.8	250.7	188.6	188.6	188.6	186.3	188.6	190.9	
18/09/2003	190.9	190.9	188.6	184	181.7	-1	-1	-1	-1	-1	234.6	232.3	232.3	241.5	241.5	243.8	246.1	248.4	184	186.3	186.3	188.6	188.6	190.9	
19/09/2003	188.6	193.2	197.8	188.6	-1	156.4	-1	-1	-1	-1	234.6	241.5	239.2	246.1	246.1	248.4	253	250.7	190.9	193.2	197.8	200.1	190.9	193.2	
20/09/2003	190.9	195.5	202.4	190.9	193.2	188.6	-1	-1	-1	-1	248.4	236.9	234.6	241.5	234.6	236.9	241.5	246.1	188.6	190.9	195.5	195.5	195.5	197.8	
21/09/2003	200.1	200.1	195.5	246.1	250.7	250.7	253	246.1	248.4	253	259.9	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	193.2	197.8	197.8	193.2	197.8	197.8	
22/09/2003	197.8	202.4	202.4	255.3	257.6	257.6	259.9	266.8	273.7	271.4	246.1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	190.9	184	193.2	190.9	193.2	197.8	
23/09/2003	197.8	195.5	195.5	269.1	271.4	262.2	262.2	259.9	262.2	253	259.9	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	193.2	193.2	190.9	193.2	193.2	190.9	
24/09/2003	190.9	190.9	190.9	266.8	271.4	264.5	259.9	255.3	239.2	236.9	241.5	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	181.7	193.2	195.5	195.5	197.8	200.1	
25/09/2003	193.2	200.1	195.5	248.4	248.4	250.7	253	255.3	246.1	241.5	246.1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	184	188.6	195.5	195.5	195.5	195.5	
26/09/2003	193.2	193.2	193.2	257.6	262.2	259.9	259.9	259.9	259.9	253	236.9	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	190.9	186.3	186.3	190.9	193.2	193.2	
27/09/2003	190.9	193.2	190.9	271.4	273.7	271.4	271.4	264.5	241.5	236.9	236.9	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	184	186.3	188.6	188.6	190.9	188.6	
28/09/2003	186.3	188.6	188.6	186.3	184	184	-1	-1	-1	-1	255.3	253	248.4	248.4	246.1	248.4	255.3	264.5	193.2	188.6	188.6	190.9	193.2	193.2	
29/09/2003	193.2	190.9	190.9	184	184	181.7	-1	-1	-1	-1	243.8	243.8	239.2	241.5	248.4	243.8	253	257.6	188.6	190.9	188.6	186.3	193.2	193.2	
30/09/2003	190.9	188.6	186.3	181.7	181.7	179.4	-1	-1	-1	-1	262.2	246.1	248.4	246.1	230	253	250.7	253	188.6	262.2	218.5	190.9	190.9	190.9	
2003/1/10	188.6	188.6	186.3	181.7	179.4	174.8	-1	-1	-1	-1	239.2	220.8	234.6	234.6	232.3	232.3	-1	-1	255.3	257.6	184	188.6	184	190.9	
2003/2/10	190.9	188.6	188.6	179.4	181.7	181.7	-1	-1	-1	-1	241.5	225.4	223.1	236.9	234.6	230	239.2	241.5	188.6	188.6	188.6	190.9	193.2	197.8	
2003/3/10	195.5	193.2	193.2	188.6	184	179.4	-1	-1	-1	-1	236.9	239.2	241.5	243.8	243.8	248.4	253	257.6	179.4	186.3	186.3	188.6	190.9	193.2	
2003/4/10	190.9	193.2	190.9	186.3	184	181.7	-1	-1	-1	-1	246.1	239.2	243.8	239.2	243.8	243.8	246.1	-1	181.7	184	186.3	188.6	188.6	190.9	
									6	10	3	10	7	1	1										38

Load survey data from 05-09-03 to 04-10-03 30 days

Annex 3.5 Summary of Outage Records Collected

Annex 3.5 Summary of Outage Records Collected

Summary of Outage Records Collected for 2002/03 (1/4)

132 kV System (Mother substation)	33 kV feeder	33 kV substation	11 kV feeder	Cause recorded		Number of outages			Duration of outages (Min)			Remarks				
				Cause	Equipment	33 kV	11 kV	Total	33 kV	11 kV	Total					
1 HKOT (Kothur)		AME	AME	x			14	14		3,158	3,158					
			COL	x			30	30		4,645	4,645					
			DUB	x			21	21		6,330	6,330					
2 HRAM		SHA	DHO	x			25	25		3,135	3,135					
			KON	x			15	15		1,720	1,720					
			PAR	x			48	48		4,176	4,176					
			SHA	x			40	40		2,305	2,305					
3 MRAM (R.ama Chandrapuram)		GAR	VAN	x			50	50		-	-					
			SHA				25	25		3,135	3,135					
					KON	x			15	15		1,720	1,720			
					PAR	x			48	48		4,176	4,176			
					SHA	x			40	40		2,305	2,305			
					IND	x			2	2		295	295			
		SJB			MOK	x			130	130		12,816	12,816			
					HAB	x			45	45		3,582	3,582			
					NAR	x			48	48		4,792	4,792			
					OMJ	x			25	25		2,082	2,082			
					SHA	x			69	69		4,633	4,633			
4 MSAD (Sadasivpet)	VKB			x			77	77		2,292	2,292					
				MAR	KAL	x			24	24		5,755	5,755			
					MAR	x			17	17		1,403	1,403			
					PAT	x			43	43		6,468	6,468			
					SRI	x			21	21		4,254	4,254			
				MOM			BAR	x			59	59		7,123	7,123	
							ENK	x			127	127		17,296	17,296	
							MOM	x			10	10		676	676	
							MPT	x			11	11		675	675	
							MRP	x			1	1		45	45	
							MVP	x			125	125		13,435	13,435	
				NAW			ARK	x			174	174		5,453	5,453	
							NAW	x			13	13		490	490	
							PUL	x			283	283		10,588	10,588	
				5 MKAN (Kandi)		MAL	MAL	x		444	524	968	51,854	101,618	153,472	
							MUN	x			675	675		103,335	103,335	
							TWN	x			157	157		22,190	22,190	
KOT	x						150	150		29,710	29,710					
KON	x		279				356	635	47,240	5,767	53,007					
TER			TER			x			261	261		63,918	63,918			
			MAR			x			477	477		0	0			
			BAN			x			430	430		105,351	105,351			
6 MNAR (Narayankhed)		BOR	BPR			x		679	154	833	70,462	4,135	74,597			
			DHA			x			213	213		0	0			
			NAP	x			191	191		2,731	2,731					
		POO			MAN	x		599	518	1,117	68,575	33,829	102,404			
					SHA	x			373	373		33,168	33,168			
		KAL			GUD	x			21	21		3,239	3,239			
					MAR	x		422	368	790	52,640	89,540	142,180			
					KAL	x		422	348	770	52,640	88,895	141,535			
7 MSAD (Sadasivepet)				x			169	169		16,797	16,797					
				KOH	x			156	156		15,779	15,779				
				MRT	x			22	22		2,825	2,825				
				PSML	x			24	24		1,220	1,220				
				MAN	x			87	87		4,315	4,315				
				MUN	x			119	119		9,173	9,173				
				VIK	x			167	167		13,071	13,071				
				SAD			SAD	x			72	395	467	4,739	26,987	31,726
							BUD	x			63	169	232	4,876	5,690	10,566
							TSM	x			63	192	255	4,876	6,849	11,725
							MAN	x			71	789	860	5,068	119,433	124,501
				JOG			NIZ	x			113	156	269	11,840	5,245	17,085
							VEN	x			143	197	340	16,740	12,295	29,035
				MUN			MUN	x			220	261	481	17,504	2,253	19,757
							CHA	x			190	147	337	22,433	5,248	27,681
YEL	x						144	194	338	14,956	6,101	21,057				
8 RBAN (Bandlaguda)	F(VAN)	ABD	ABD	x	x		81	81		3,747	3,747					
			ANA	x	x		122	122		5,730	5,730					
			SAB	x	x		42	42		2,920	2,920					
			SAN	x	x		1	1		950	950					
			SAN	x	x		47	47		3,400	3,400					

Annex 3.5 Summary of Outage Records Collected

Summary of Outage Records Collected for 2002/03 (2/4)

132 kV System (Mother substation)	33 kV feeder	33 kV substation	11 kV feeder	Cause recorded		Number of outages			Duration of outages (Min)			Remarks
				Cause	Equipment	33 kV	11 kV	Total	33 kV	11 kV	Total	
		PED	PED	x	x		57	57		2,084	2,084	
			TAR	x	x		33	33		1,108	1,108	
		RFC	RFC	x	x		51	51		710	710	
		VAN	BAL	x	x		19	19		1,080	1,080	
			INJ	x	x		31	31		1,835	1,835	
			NGO	x	x		7	7		265	265	
			VAN	x	x		42	42		2,110	2,110	
		BAN	ALK	x	x		55	55		661	661	
			GSI	x	x		36	36		226	226	
			NAG	x	x		106	106		1,798	1,798	
		HAY	AIR	x	x		24	24		203	203	
			AUT	x	x		38	38		382	382	
			HAY	x	x		26	26		148	148	
			HCO	x	x		12	12		228	228	
			LBN	x	x		33	33		453	453	
			MAN	x	x		29	29		459	459	
			MOT	x	x		51	51		468	468	
			SIR	x	x		34	34		719	719	
		KOT	KAM	x	x		91	91		4,090	4,090	
			KOT	x	x		162	162		6,310	6,310	
			LNR	x	x		39	39		1,995	1,995	
			MAN	x	x		7	7		245	245	
			NOD	x	x		48	48		1,070	1,070	
			SAM	x	x		155	155		5,061	5,061	
9	RCHA (Chandrayanagutta)	33 F(KAT)		x			57	57	4,684		4,684	Bus 1, TR 2 are included
		CHA	ALK & othe	x			3	3		18	18	
			BAL	x			297	297		5,185	5,185	
			CHA	x			76	76		863	863	
			KAR	x			179	179		2,554	2,554	
			LBV-I	x			1	1		2	2	
			LV-I	x			21	21		134	134	
			LV-II	x			1	1		5	5	
			MEE	x			251	251		2,606	2,606	
			SLU	x			35	35		386	386	
		KAT	KT1	x			109	109		2,456	2,456	
			KT2	x			87	87		2,547	2,547	
			KT3	x			95	95		2,319	2,319	
			KT4	x			101	101		2,553	2,553	
			BAL	x			132	132		4,151	4,151	
		MAH	GHA	x			23	23		2,583	2,583	
			LEM	x			25	25		2,115	2,115	
			MAH	x			2	2		270	270	
			NAG	x			18	18		2,007	2,007	
			TIM	x			20	20		2,480	2,480	
		MAN	IDA	x			175	175		4,895	4,895	
			MAN	x			132	132		5,579	5,579	
		SHAM	HAB	x			45	45		5,582	5,582	
			NAR	x			48	48		4,192	4,192	
			OMJ	x			25	25		2,082	2,082	
			SHA	x			69	69		4,673	4,673	
		SHP	GAN	x			4	4		215	215	
			IND	x			5	5		468	468	
			PAL	x			6	6		800	800	
			SHA	x			7	7		2,155	2,155	
10	RDHA (Dharmasagar)	CHE		x			87	87	764		764	
		PAR		x			134	134	1,524		1,524	
		PRA		x			13	13	682		682	
		SHA		x			63	63	2,804		2,804	
		CHE	ALU	x			70	70		11,913	11,913	
			CHE	x			7	7		715	715	
			GUD	x			10	10		2,025	2,025	
			GUN	x			9	9		2,290	2,290	
			KOT	x			24	24		4,400	4,400	
			MUD	x			61	61		6,130	6,130	
			SHE	x			1	1		210	210	
			STA	x			4	4		300	300	
			(Bus)	x			1	1		120	120	
		MAN	MER	x			37	37		3,239	3,239	
			OHN	x			63	63		9,342	9,342	
			PUD	x			55	55		8,049	8,049	

Annex 3.5 Summary of Outage Records Collected

Summary of Outage Records Collected for 2002/03 (3/4)

132 kV System (Mother substation)	33 kV feeder	33 kV substation	11 kV feeder	Cause recorded		Number of outages			Duration of outages (Min)			Remarks
				Cause	Equipment	33 kV	11 kV	Total	33 kV	11 kV	Total	
			SUP	x			68	68		2,652	2,652	
		MOI	HIM	x			264	264		35,243	35,243	
			KAN	x			250	250		34,233	34,233	
			MOI	x			33	33		3,191	3,191	
			PED	x			250	250		33,300	33,300	
			SPS	x			70	70		6,110	6,110	
			SUR	x			268	268		35,168	35,168	
		PAR	GAN	x			31	31		1,434	1,434	
			PAR	x			21	21		261	261	
			ROO	x			17	17		431	431	
			RAK	x			20	20		764	764	
			SHA	x			31	31		942	942	
		SHA	NAG	x			24	24		8,945	8,945	
			POL	x			9	9		3,575	3,575	
			SAR	x			16	16		3,955	3,955	
		TAL	RAO	x			19	19		284	284	
			RDO	x			23	23		399	399	
			RUD	x			31	31		574	574	
			TAL	x			42	42		568	568	
11	RIBR (Ibrahimpnam)	BOD	BOD	x	x		158	158		2,048	2,048	
			YEL	x	x		158	158		1,818	1,818	
		DAN	DAN	x	x		116	116		1,809	1,809	
			MUK	x	x		75	75		1,137	1,137	
			NER	x	x		133	133		1,624	1,624	
		IBR	ELM	x	x		57	57		1,028	1,028	
			IBA	x	x		134	134		2,448	2,448	
			RAP	x	x		135	135		1,935	1,935	
			SHE	x	x		90	90		2,172	2,172	
		KAN	BAC	x	x		106	106		1,159	1,159	
			GUD	x	x		60	60		868	868	
			KAN	x	x		69	69		814	814	
			MUC	x	x		90	90		1,611	1,611	
			NED	x	x		221	221		3,139	3,139	
			PUL	x	x		64	64		1,005	1,005	
		MAL	KOT	x	x		156	156		2,762	2,762	
			MAL	x	x		95	95		1,497	1,497	
			NAL	x	x		123	123		2,092	2,092	
		MAN	ARU	x	x		69	69		1,091	1,091	
			JAP	x	x		86	86		1,569	1,569	
			MAN	x	x		65	65		1,566	1,566	
			MOM	x	x		111	111		1,380	1,380	
			TAL	x	x		142	142		1,990	1,990	
		RAC	BAC	x	x		206	206		474	474	
			GUD	x	x		54	54		921	921	
			GUN	x	x		170	170		3,106	3,106	
			LEM	x	x		167	167		2,258	2,258	
			RAC	x	x		155	155		1,850	1,850	
			THI	x	x		133	133		2,190	2,190	
		TUR	MAN	x	x		126	126		1,774	1,774	
			TUR	x	x		151	151		2,621	2,621	
		YAC	CHI	x	x		91	91		1,452	1,452	
			CHO	x	x		123	123		1,861	1,861	
			CHU	x	x		26	26		395	395	
			GUN	x	x		173	173		2,583	2,583	
			MED	x	x		163	163		1,969	1,969	
			NAN	x	x		98	98		1,451	1,451	
			YAC	x	x		63	63		1,144	1,144	
12	(ROTH) ???	LNPOOR	BAN	x			215	215		6,267	6,267	
			CHR	x			268	268		10,801	10,801	
			LAX	x			176	176		1,609	1,609	
13	RPUT (Puttapahad)	CHW		x			29	29		684	684	
		DOM		x			99	99		4,344	4,344	
		PUT		x			34	34		1,550	1,550	
		SAL		x			139	139		4,743	4,743	
		DMA	BSP	x			39	39		279	279	
			DMA	x			42	42		716	716	
			PLP	x			41	41		353	353	
		DSP	BRP	x			54	54		1,128	1,128	
			DSP	x			25	25		310	310	
			MLP	x			32	32		433	433	

Annex 3.5 Summary of Outage Records Collected

Summary of Outage Records Collected for 2002/03 (4/4)

132 kV System (Mother substation)	33 kV feeder	33 kV substation	11 kV feeder	Cause recorded		Number of outages			Duration of outages (Min)			Remarks	
				Cause	Equipment	33 kV	11 kV	Total	33 kV	11 kV	Total		
		PUT	KUL	x			7	7		408	408		
			MAN	x			8	8		960	960		
			PUT	x			6	6		875	875		
		SKP	RUS	x			6	6		1,290	1,290		
			GAN	x			31	31		252	252		
			PGDL	x			42	42		659	659		
			SKP	x			39	39		977	977		
14 RSHI (Shivarampally)		APP	AZI	x			148	148		10,977	10,977		
			HIM	x			60	60		3,665	3,665		
			POL	x			1	1		30	30		
		GAG	GAG	x			31	31		150	150		
			JAI	x			35	35		1,033	1,033		
			MAN	x			29	29		636	636		
			NPA	x			17	17		419	419		
			RAJ	x			46	46		565	565		
		IBR	SHI	x			18	18		276	276		
			MI1	x			116	116		5,955	5,955		
			MI2	x			16	16		901	901		
			OSM	x			96	96		4,124	4,124		
		NPA	PED	x			77	77		2,236	2,236		
			KTD	x			109	109		2,456	2,456		
SHA	x				47	47		-	-				
SIV	x				102	102		2,429	2,429				
UPP	x			132	132		4,151	4,151					
15 RTAN (Tandur)	BAS KAR TDR TUR VIK			x		206		206	8,822		8,822		
				x		107		107	6,137		6,137		
				x		1		1	10		10		
				x		101		101	3,084		3,084		
				x		58		58	3,850		3,850		
			BAS	AGN	x			114	114		8,005	8,005	
				BAS	x			74	74		2,758	2,758	
				NLP	x			127	127		14,051	14,051	
			DHA	DHA	x			7	7		58	58	
				GUT	x			77	77		15,863	15,863	
				KUK	x			63	63		14,531	14,531	
			KAR	KAR	x			68	68		4,111	4,111	
				MTK	x			70	70		7,381	7,381	
				OGI	x			101	101		7,840	7,840	
			PED	JAN	x			32	32		2,894	2,894	
				KAN	x			20	20		3,357	3,357	
				KOT	x			85	85		8,828	8,828	
				PED	x			6	6		430	430	
			TUR	BEN	x			12	12		1,865	1,865	
				TAT	x			48	48		6,700	6,700	
				TUR	x			1	1		50	50	
			VIK	ANA	x			52	52		4,451	4,451	
				EKA	x			103	103		7,761	7,761	
				SKA	x			178	178		11,899	11,899	
				VIK	x			165	165		6,034	6,034	
				BAM	x			1	1		110	110	
				BEN	x			151	151		9,797	9,797	
				DEN	x			217	217		30,970	30,970	
				SAN	x			100	100		11,155	11,155	
				VAL	x			2	2		15	15	
				YAL	x			133	133		8,709	8,709	
			YAL +	x			98	98		1,155	1,155		
			****	x				1	1		5	5	
TTL		16	61	244		6,376	23,522	29,898	611,984	1,760,718	2,372,702		

第 4 章 SCADA システム

目 次

第4章 SCADA システム	4-1
4.1 概論	4-1
4.1.1 既存 SCADA システムの評価	4-1
4.1.2 配電 SCADA 導入検討	4-1
4.1.3 配電 SCADA システムの提案	4-2
4.2 既存 SCADA システムの評価	4-3
4.2.1 既存 SCADA の1次調査	4-3
4.2.2 SCADA 改善のフォローアップ調査	4-8
(1) フィーダ事故の復旧処理	4-8
(2) DMS 機能項目導入の優先順位	4-9
(3) 配電 SCADA の通信システムの一構成案	4-9
(4) フィーダ事故頻度およびフィーダ特性調査	4-11
4.3 配電 SCADA システムの導入	4-12
4.3.1 対象範囲	4-12
4.3.2 既存システムの評価	4-13
(1) 変電所の施設構成と監視項目	4-13
(2) 既存 SCADA に関する意見	4-13
(3) 配電 SCADA の効果	4-15
4.3.3 設計検討	4-16
(1) 通信手法	4-16
(2) 事故点分離	4-17
(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	4-18
4.3.4 費用概算	4-19
(1) システム構成品コスト	4-19
(2) システム導入メリット	4-19
(3) 経済性評価前提条件	4-19
4.3.5 導入計画	4-22
(1) フィーダ区分数と自動開閉器の数	4-22
(2) 自動開閉器の設置数と経済性についての評価	4-23
(3) 配電 SCADA 導入方針	4-23
4.4 配電 SCADA システムの提案	4-27
4.4.1 既存 SCADA と配電 SCADA 機能	4-27
(1) Call Center (SCADA Center に設置)の性能等	4-27
(2) SCADA センターの負荷監視システム	4-28
4.4.2 システム設計	4-29
(1) 通信システム	4-29
(2) 設備の仕様	4-29
4.4.3 システム構成別の概算費用	4-34
4.4.4 変電所別の概算費用	4-42
4.5 提言	4-55

第4章 SCADA システム

調査は既存 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 機能を既存 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、既存の SCADA 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、以下のように既存 SCADA 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存 SCADA への連係

4.1 概論

本調査は次の各ステップから成る。

- 既存 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 既存 SCADA システムの評価

既存の 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

目的とする配電 SCADA システム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

－概念設計：既存 SCADA が監視制御対象としている配電用変電所と、ここから出るフィーダを対象とする。

－詳細設計検討：設備量、データ量などの検討は上記の変電所を対象とする。

■ 既存システムの評価のフォローアップ

－1 次現地調査結果を踏まえ、対象範囲の設備の運用、信頼性などについてフォローアップ調査を行う。

■ 設計検討

－全体システム構成の検討

フィーダの遠隔開閉器や電圧・電流監視装置の設置，コンピュータシステムの構成，遠隔監視制御装置（RTU）とコンピュータシステムとの通信方式などについて，概念設計を行う。

－付加機能の検討

フィーダの監視，制御，記録などの機能について，既に装備されている DMS アプリケーション機能のうち，どの機能を実際に取り込むかなどについて検討する。

－通信システムの検討

フィーダの遠隔監視制御設備と変電所・DCC との通信方法について，無線，ワイヤーケーブル，光ファイバーケーブルを用いる方法を対象に，ハードウェア，費用面の検討を行う。

－システムの構成の詳細検討

具体的に装備する機能，DCC のコンピュータシステムの改造，配電設備の改良内容およびシステム構成の詳細について検討する。

■ 費用の試算

－設計で取り上げた代表的な変電所の設計結果に基づいて，システム改造費，配電設備の改良，新設通信設備などについて積算する。

■ 導入計画の検討

－対象範囲への導入について，フィーダの停電時間短縮の必要性や重要性の観点から，導入のフィーダ優先順位を把握し導入フェーズを決めるとともに，導入フェーズにおける費用などについて検討する。

4.1.3 配電 SCADA システムの提案

以下の項目を内容とした SCADA システムの改善案を提案する。

■ 既存 SCADA システムと配電 SCADA 機能の導入

既存のシステム構成およびその機能，通信システム，運用の現状などについて評価し，既にインストールされている DMS を適用する配電 SCADA の導入の必要性について提案する。

■ 配電 SCADA システムの設計

遠隔開閉器および遠隔監視制御装置の設置，電圧・電流監視装置の設置，DMS との連携（DMS 機能とその適用範囲），通信システム（無線，制御線，光ファイバーの比較）など導入検討結果を反映し，最適なシステム構成を絞り提案する。この場合，導入する変電所・フィーダの状況に応じて提案するシステム構成が異なる可能性はある。

■ フィーダへの導入計画

既存 SCADA システムの対象変電所フィーダの信頼性，重要度などを勘案した導入検討結果を踏まえ，配電 SCADA の各フィーダへの導入計画を提案する。

■ 費用

導入計画に対応した，導入費用について積算し費用計画を提案する。

4.2 既存 SCADA システムの評価

既存の 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。

4.2.1 既存 SCADA の 1 次調査

第 1 次調査では、既存 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 既存 SCADA 機能

項目	概要
a. 監視制御範囲	<p>Hyderabad 市, Ranga Reddy 郡の 10 自治体を含むエリアをカバーしている。Hyderabad は South, North, Central に別れ, Ranga Reddy 10 自治体を 1 ブロックとして, それぞれに SE(Superintending Engineer)が配置されている。</p> <p>現在, SCADA はこの範囲で, 超高圧変電所 (220/132kV) 13 箇所, 配電用変電所 (33/11kV) 93 箇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。</p>
b. 通信システム (図 4.1 参照)	<p>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。</p> <p>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遣り取りする。</p> <p>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。</p>
c. DCC コンピュータシステム概要 (図 4.2 参照)	<p>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, プログラム用のサーバが 1 台設置されている。これは, データベースの作成, メンテナンス, 系統構成の修正・追加など更新用のエンジニアリングコンソールの役目を果たす。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>時間毎の有効・無効電力の計算, 異常・警報リスト, レポート作成, 状態表示などのような一般的な SCADA 機能のほか, 本システムには将来用の DMS 機能として, 非常負荷遮断, 事故箇所評点, 事故復旧や HV 顧客の自動検針など機能も装備している。</p> <p>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。</p>

(表 4.1 Continue)

項目	概要
d. DMS アプリケーション機能	<p>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。</p> <ul style="list-style-type: none"> -Emergency load shedding (HV 顧客) オペレータが負荷のグループを選定して、遮断する機能。誤操作を防ぐため、2ステップの操作手順を採用している。 -Load control (HV 顧客) ピーク負荷平準化用の機能。HV 顧客用のフィード負荷曲線を合成して、リアルタイムで負荷平準化手順が出される。 -Automatic meter reading (HV 顧客) APTRANSCO の HV 大口顧客用（鉄道、重工業等）の電子式メータの出力を、RTU を介して読み取る機能を装備。この機能は、料金請求情報収集、顧客の負荷・電圧管理、更には盗電発見などの有効な手段として適用できる。 -Fault location オペレータの故障区間の特定と分離操作を可能にする機能。 -Load balancing 過負荷時などに変圧器のタップ調整を行う機能。 -Automated mapping and facilities management(AM/FM) 故障修理や維持管理のための、最新の設備マップ情報機能。 -Trouble call management system APTRANSCO で、顧客から寄せられる停電情報を1個所に集める機能。この情報を DCC に連係することにより、DCC のオペレータが停電の分析を行い、早期の復旧処理が可能になる。

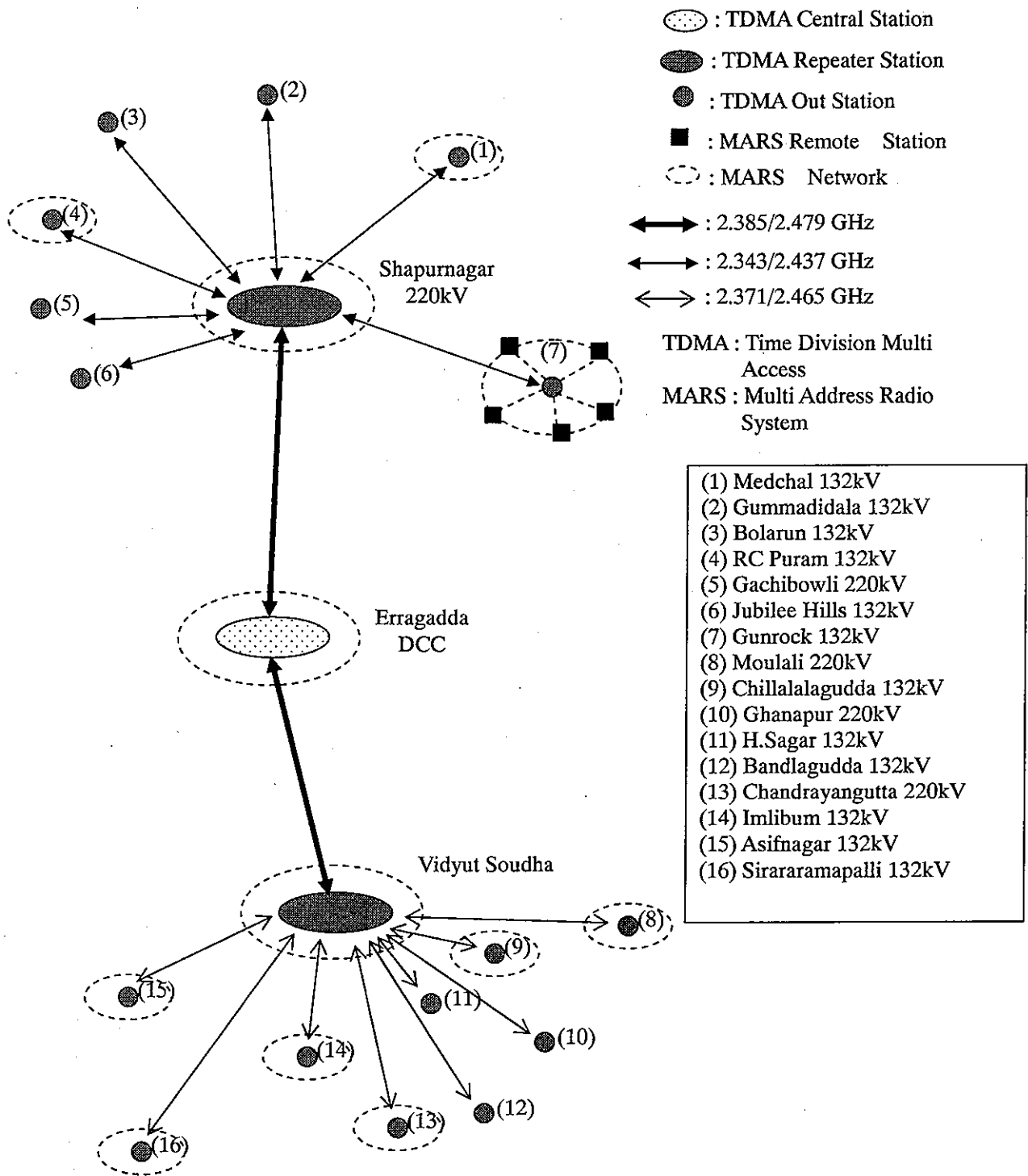


図 4.1 Hyderabad SCADA システムのネットワーク接続

44

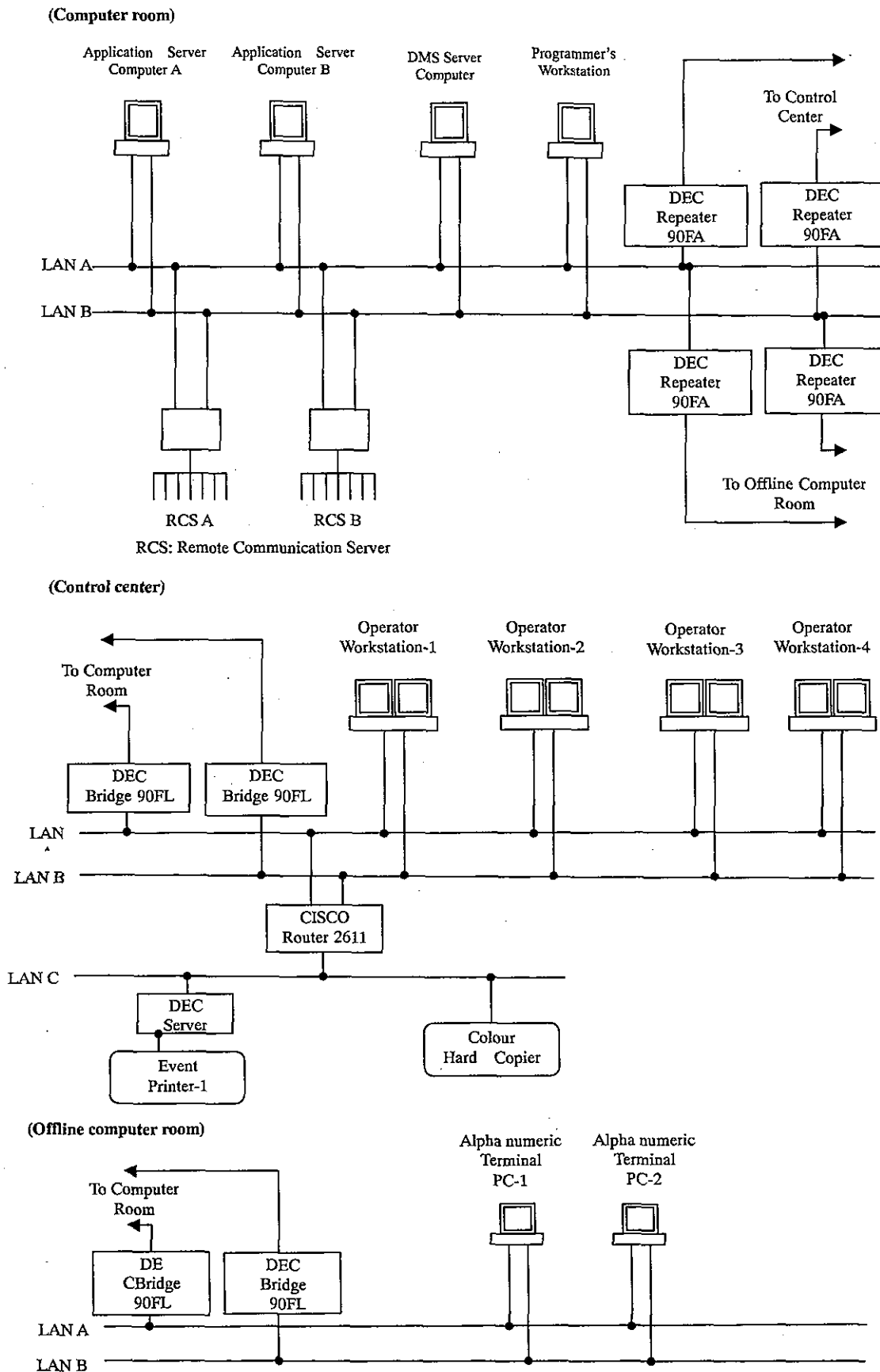


図 4.2 DCC コンピュータシステム

配電 SCADA の構成概要を図 4.3 に示す。この構成は既存無線通信ラインを最大限利用しようとするものである。

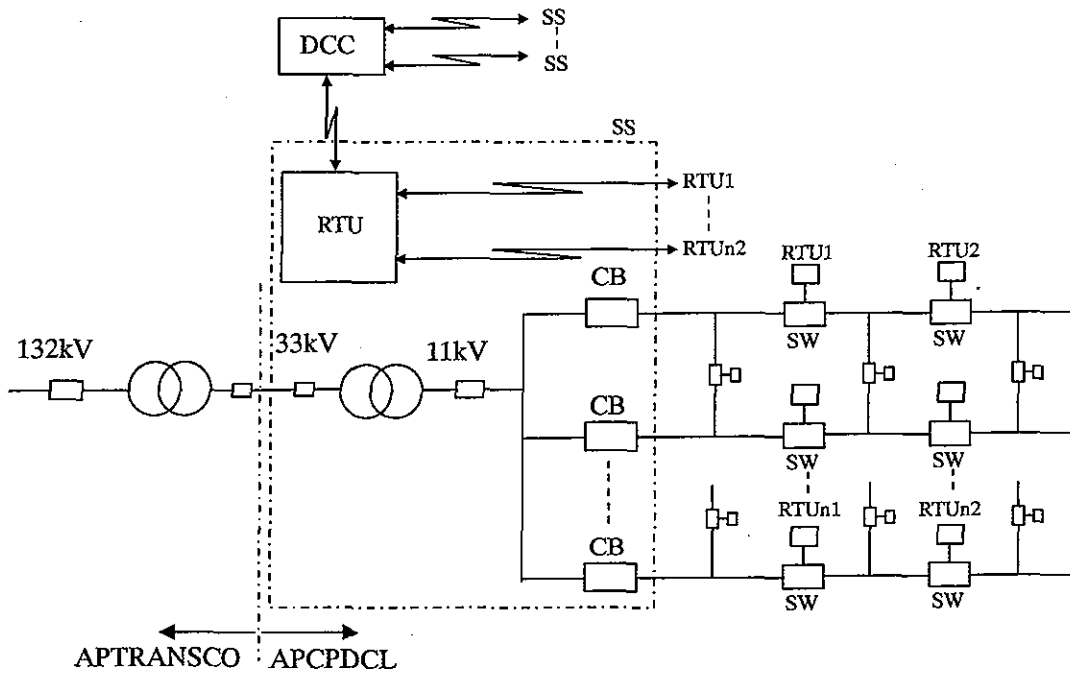


図 4.3 配電 SCADA 構成概要

4.2.2 SCADA 改善のフォローアップ調査

SCADA を改善するため、次の項目についてカウウンターパートへの聞き取りに調査した。

- フィーダ事故時の復旧処理
- DMS (Distribution Management System)機能の導入希望優先順位
- 配電 SCADA の通信システム構成
- フィーダの事故頻度や施設状況
- 変電所の配線構成と監視項目
- 既存 SCADA の評価

(1) フィーダ事故の復旧処理

配電用 SCADA システム導入の目的の1つは、フィーダに事故により停電が発生した場合、その復旧を自動化し停電時間の減少することである。このため、フィーダ事故発生時の事故処理手順の現状について聞き取り調査した。

(a) 手順

図 4.4 に事故時の処理手順を示す。フィーダに事故が発生し需要家が停電になった場合、変電所では警報などにより状況を把握すると共に、需要家から Call Center (Urban area の場合は DCC に設置しているこの事務所)あるいは、FOC(Rural area の場合は SS に設置しているこの事務所)に電話連絡が入る。別に 11kV フィーダ担当個所として、直接需要家からの通報は受けないが、CBD 事務所がある。

Rural area では、事故発生後 5 分間隔で 2 回 (1 回という個所もあった) 再閉路を試みる。これで事故が残った場合、インスペクターと連絡をとり事故個所の探査を行う。フィーダによっては、手動の区分開閉器 (気中断路器, 添付資料 4.1 参照) が設置されており、これでフィーダを切り分けて探査する場合もある。Urban area では、Call Center が中に入って情報の連携を行うと共に、11kV フィーダは CBD 事務所が事故点の探査を行う。

(b) 停電時間

一般的には、1 回の停電時間は小フィーダで 10~15 分、通常 30~60 分である。一方、現地調査における、一部の変電所の聞き取り調査によれば、事故停電区分として、

- Interruption: 短いもの (30 分以下のもの)
- Break down: 長いもの (30 分を越すもの)

のような区分がある。

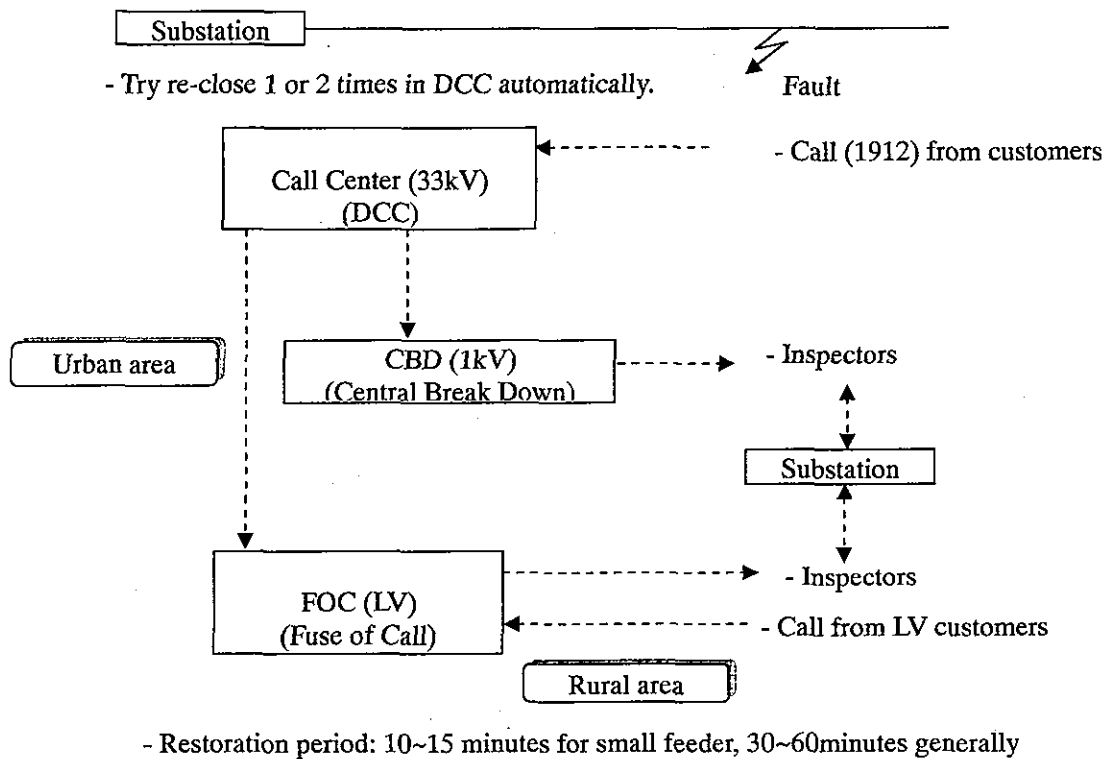


図 4.4 フィーダ事故と復旧過程

(2) DMS 機能項目導入の優先順位

既存 SCADA システムには、既に、DMS (配電マネジメントシステム) のソフトウェアが装備されている。これら機能は配電 SCADA で活用すべきものであり、その実装化の優先順位を表 4.2 に示す。これは、インド側担当者の意見である。

事故点評定機能が最優先であり、次に負荷バランス機能となっている。これらは、それぞれ、供給信頼度向上および供給ロス低減に有効な機能である。

表 4.2 DMS 機能導入優先順位

Function	Priority
a. Emergency load shedding (for HV customer)	6
b. Load control (for HV customer)	4
c. Automatic meter reading (for HV customer)	3
d. Fault location	1
e. Load balancing	2
f. Automated mapping and facilities management (AM/FM)	7
g. Trouble call management system	5

(3) 配電 SCADA の通信システムの一構成案

既存の通信システム構成は、既に、図 4.1 に示したとおりである。ここで、配電 SCADA 導入時の通信システム構成案の、現システムを拡張した一案を図 4.5 に示す。ポーリング・マスタと呼ぶ通信用の端末装置を新たに変電所に設置し、柱上装置と DCC センターとを連携する案である。この装置を DCC センターに設置し、直接、柱上装置と DCC センターとを連携する案も考えられる。

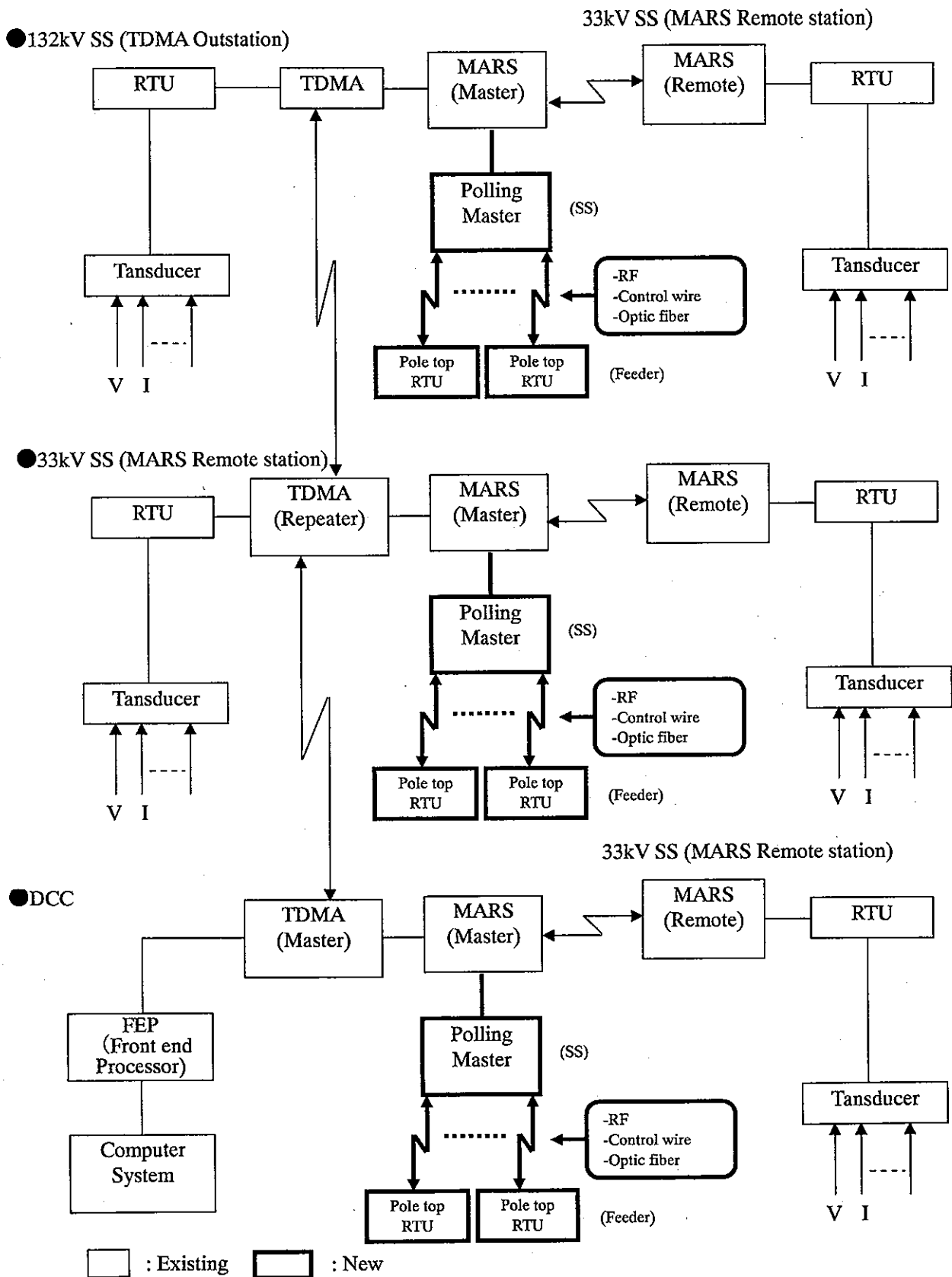


図 4.5 通信手法の例

(4) フィーダ事故頻度およびフィーダ特性調査

配電 SCADA の導入検討のため、フィーダ長、最大負荷（電流）および線敷設状況など、フィーダ特性について調査した（図 4.6 参照）。また、短時間および長時間の停電についても調査した。その結果を添付資料 4.2 に示す。

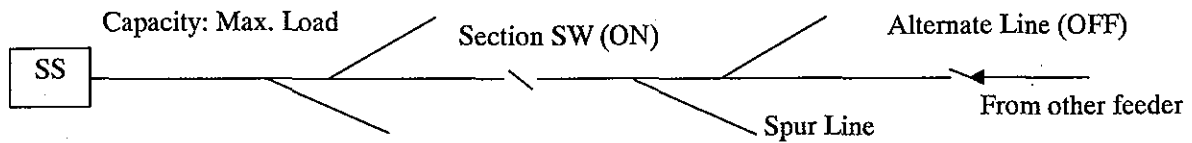


図 4.6 フィーダ調査項目

表 4.3 はその結果の総括である。フィーダ当りの値についてみると、最大電流は Ranga Reddy および Hyderabad とほぼ同じ値であるが、長さは Ranga Reddy が Hyderabad よりやや長く、停電頻度・時間も Ranga Reddy のほうが大きな値である。

表 4.3 フィーダ調査結果

Item	Ranga Reddy			Hyderabad				Total
	North	South	Total	North	Central	South	Total	
Number of substations	22	13	35	30	14	17	61	96
Number of feeders	121	58	179	178	87	102	367	546
Max. load (A/F)	111	107	109	100	100	116	104	106
Length (km/feeder)	9.9	12.3	10.7	4.7	5.0	3.9	4.5	6.5
Sec. SW (Nos./feeder)	2.0	1.5	1.8	1.6	1.4	1.5	1.5	1.6
Spur line (Nos./feeder)	4.2	5.5	4.6	4.9	4.7	5.0	4.9	4.8
Alternate line (Nos./feeder)	0.5	0.9	0.6	1.7	1.3	1.8	1.6	1.3
Outage I+B (Nos./F/M)	5.7	9.1	6.9	4.2	3.7	4.6	4.1	5.0
Outage I+B (Minutes/F/M)	56	171	93	78	62	82	75	81

I: interruption, B: breakdown, F: feeder, M: month

4.3 配電 SCADA システムの導入

本節では、既存 SCADA の監視制御対象である変電所について、主に経済性の点から、配電 SCADA 導入の可能性について検討する。評価は「4.2.2(4) フィーダ事故頻度およびフィーダ特性調査」のフィーダ当り、変電所当りの平均データに基づいて行う。

4.3.1 対象範囲

既存 SCADA 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 4.4 に示すとおりである。

調査結果の詳細は添付資料 4.2 に、その要点を表 4.5 に示す。この表には、当該エリアの停電時相当電力量についても掲載されている。本表の電力量の値は、次節の積み上げベースの値と概略等しい値になっている。

表 4.4 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	
EHV (132/33kV)	33/11kV	EHV (132/33kV)	33/11kV	EHV (132/33kV)	33/11kV	EHV (132/33kV)	33/11kV
4	30	3	12	2	31	4	20

表 4.5 変電所・フィーダ数および停電時電力

Item		Ranga Reddy North	Ranga Reddy South	Ranga Reddy Gross (1)	Hyderabad North	Hyderabad Central	Hyderabad South	Hyderabad Gross (2)	Hydera.+R.R. (1)+(2)
Maximum load	Current(A/feeder) (a)	110.6	107.0	109.3	100.0	100.4	116.1	104.0	
	Apparent power (kVA/feeder) (1)	2,107.2	2,038.6	2,082.4	1,905.2	1,912.8	2,211.9	1,981.4	
Power factor (b)		0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	
Load factor (c)		0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	
Average load(kW) (2)		1,253.8	1,212.9	1,239.0	1,133.6	1,138.1	1,316.1	1,178.9	
Outage period	(m/feeder/M) (d)	55.6	170.7	93.3	78.1	62.2	81.5	74.7	
	(m/feeder/Y) (3)	667.2	2048.4	1119.6	937.2	746.4	978	896.4	
Outage energy (kWh/feeder/Y) (4)		13,942	41,410	23,120	17,707	14,158	21,452	17,613	
Substation Nos		22	13	35	30	14	17	61	96
Feeder Nos(e)		121	58	179	178	87	102	367	546
Outage energy (kWh/Area/Y) (5)		1,686,952	2,401,778	4,138,494	3,151,799	1,231,774	2,188,152	6,464,092	10,602,587
Tariff (f)	(Rs/kWh) Rs	46.5	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
	(US\$/kWh) US\$	1	0.086	0.086	0.086	0.086	0.086	0.086	0.086
	(Yen/kWh) Yen	120	10.323	10.323	10.323	10.323	10.323	10.323	10.323
Tariff incom reduction (6)	(Rs/Y)	6,747,810	9,607,111	16,553,978	12,607,198	4,927,094	8,752,609	25,856,369	42,410,346
	(US\$/Y)	145,114	206,605	356,000	271,123	105,959	188,228	556,051	912,050
	(Yen/Y)	17,413,702	24,792,545	42,719,942	32,534,704	12,715,082	22,587,378	66,726,113	109,446,055

- (1)=(a)×11kV×3^{0.5}
- (b): JICA Information booklet
- (c): O&M data
- (2)=(1)×(b)×(c)
- (3)=(d)×12
- (4)=(2)×(3)/60
- (5)=(4)×(e)
- (6)=(5)×(f)

4.3.2 既存システムの評価

(1) 変電所の施設構成と監視項目

変電所施設の基本的な構成と監視項目について、図 4.7 に示す。図の DICCOM に属する変電所のフィーダしゃ断器までの範囲が、現地での操作に加え SCADA センターからも監視あるいは遠隔制御されている。

(2) 既存 SCADA に関する意見

インド側担当者は改善項目として、以下の点を指摘している。これら項目のうちには、既存 SCADA の改善に関するものおよび、配電 SCADA 機能が必要になる項目がある。

(a) 屋外型変電所

問題点：

配電用変電所の 33kV 側には GC(Group Countered)遮断器しか設置されていない; 2 台のうち 1 台の 3 相変圧器保護リレー(Buchholtz + Temperature) が動作した場合でも、GC しゃ断器が遮断する。この場合、健全側の変圧器も SCADA から活かすことが出来ない。これは、GC 遮断器が 2 台の変圧器に共通になっているからである。

改善策:

それぞれの変圧器の 33kV 側に遮断器を設置する。

(b) 断路機

問題点：気中断路機（AB スイッチ）が手動式である。

改善策：自動化する。

(c) トランスデューサ電源

問題点:交流電源が使用されている。変電所入力フィーダが停電した場合、遠隔監視制御が出来ない。

改善策 :トランスデューサ電源を直流に変更する。

(d) 母線分割用のしゃ断器

気中断路機 に代えて設置する。

(e) 変圧器および遮断器の運用

容量の 50% を限界として運用し、SCADA からの指令で連携ラインから代替供給できるようにする。

(f) 11kV フィーダの運用

100 アンペアを限度に運用する。理由は、変流器が 200/5 のものが使われており、緊急時に他フィーダへのバックアップを可能にするためである。つまり、バックアップしても、フィーダ電流が 200A を超過しないように運用するためである。

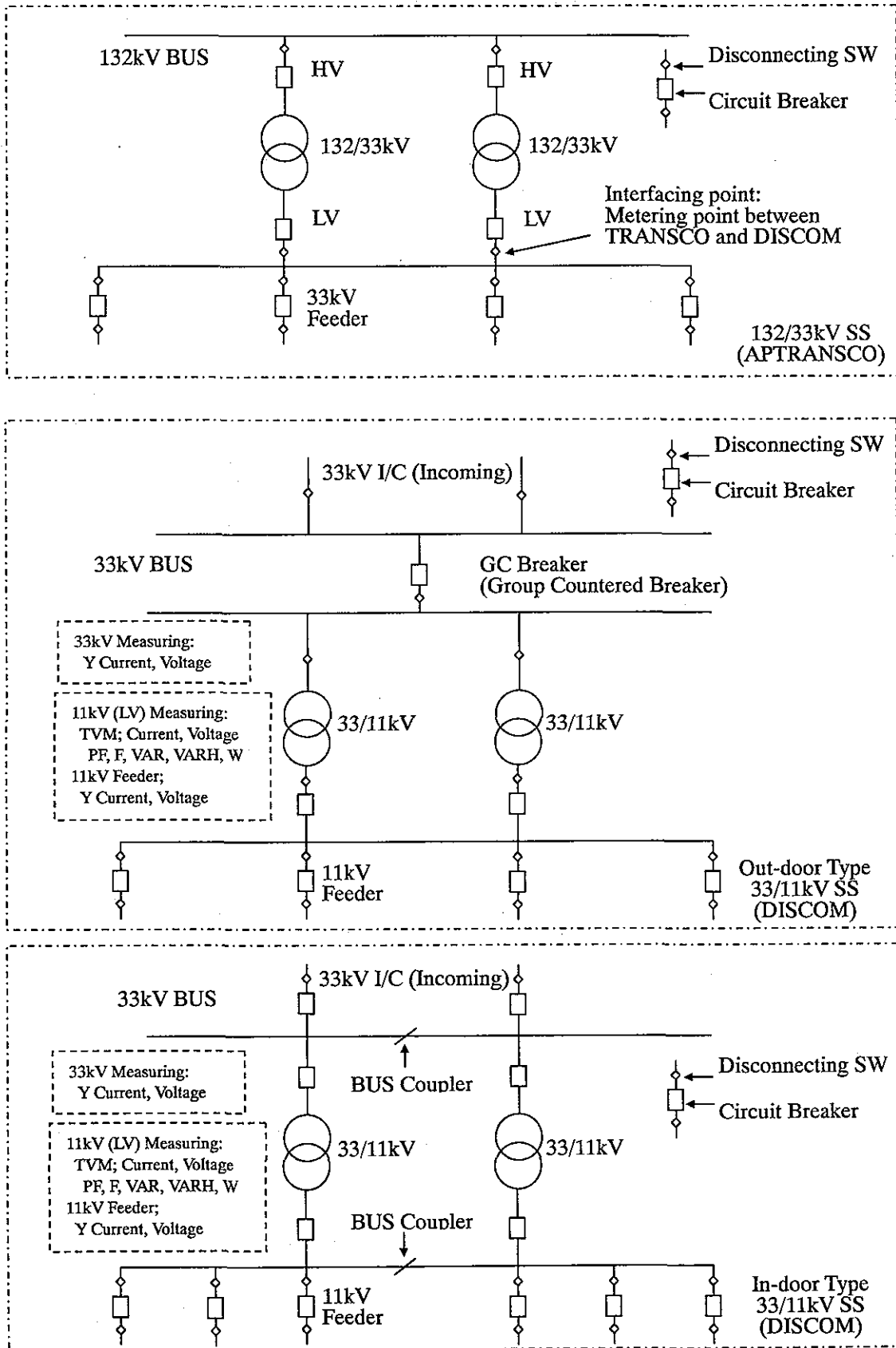


図 4.7 変電所の機器構成および監視項目

(3) 配電 SCADA の効果

既に述べたように、既存 SCADA 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 SCADA 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、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（添付資料 4.2）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、それら大きさが計算できる。

(a) 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)

この計算結果を添付資料 4.3 に示す。

(b) 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

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

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

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

LA: 負荷バランス時電流, 他は上に同じ。

この計算結果を添付資料 4.4 に示す。

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 4.6 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。本調査結果では、無線 (Radio) と光ファイバー (Fiber Optic Cable) を用いる手法が、後節試算の経済性の点から、光ファイバーは既に Hyderabad ではかなり敷設が進んでおり利用可能である。配電線搬送方式 (PLC) は、当地では直接接地方式のため使用できない。

表 4.6 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を選定が不要。 -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。
光ファイバーケーブル	-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。

(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 4.9 は負荷バランスを行うためのフィーダ接続の例を示している。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。連係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。

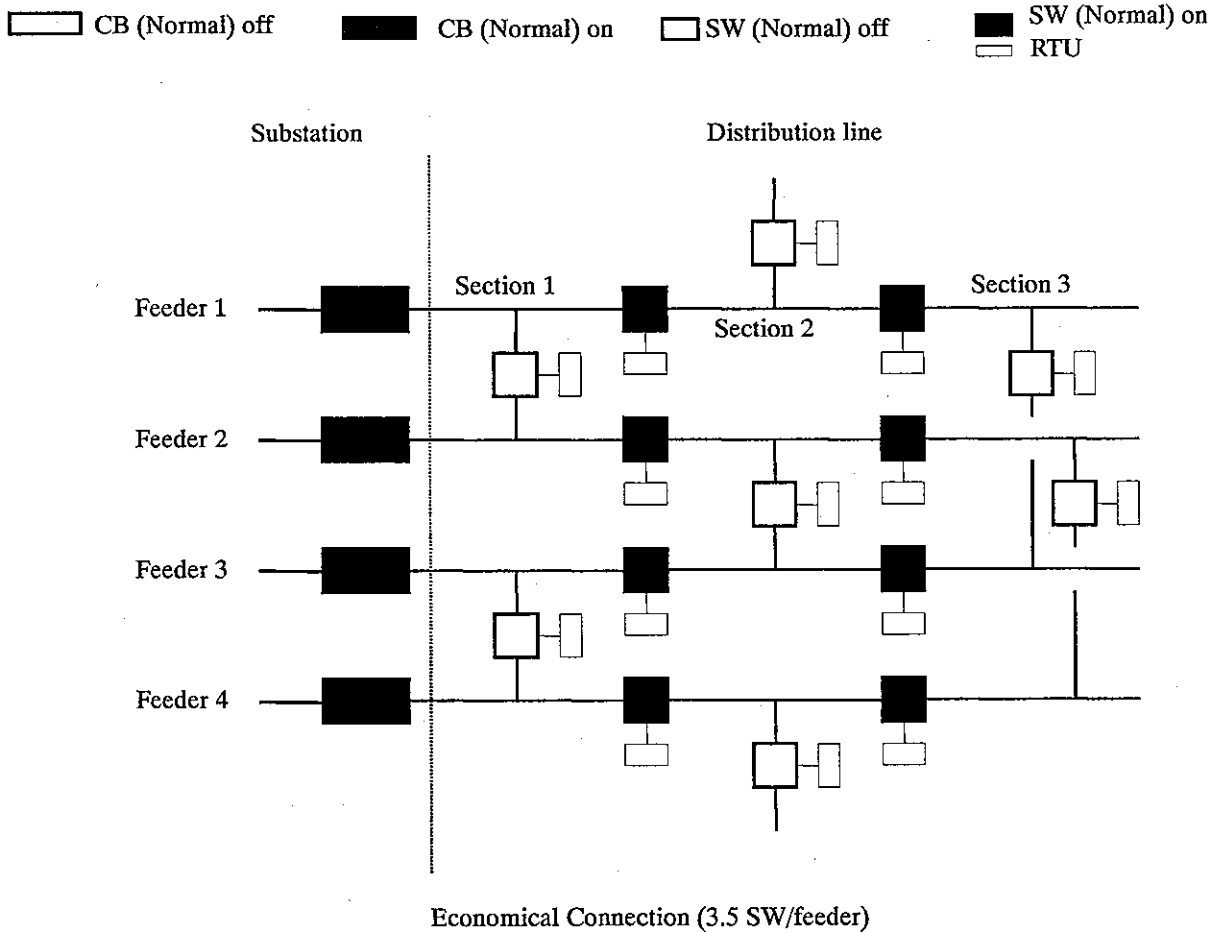


図 4.9 負荷バランスのためのフィーダ接続例

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、理論的手法であるといわれている。

(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。この結果を表 4.7 に示す。この結果に基づいて、構成品毎のコスを決め、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 (3) (a)」で既に触れたが、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 (3) (a)」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、評価では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 4.8 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 4.7 構成品費用

		Exchange Rate					
		US\$	Rs	Yen	Yen/Rs		
		1	46.5	120	2.58		
■ Pole mounted device		Bold font: original value					
Item	unit	Rs		Yen		Remark	
		Materials	Construction	Materials	Construction		
(Example in Japan)							
Control cable method (metallic,optic fiber)	Automatic SW	device	142,360	26,956	367,380	69,564	
	Power supply transformer	device	41,543	8,982	107,208	23,180	
	Pole mounted RTU	device	209,360	36,659	540,284	94,604	
	Sub total	set	393,263	72,597	1,014,872	187,348	
Distribution PLC method	Automatic SW	device	142,360	26,956	367,380	69,564	
	Power supply transformer	device	144,658	12,717	373,312	32,819	
	Pole mounted RTU	device	193,860	30,661	500,284	79,124	
	Sub total	set	480,878	70,334	1,240,976	181,507	
Current sensor	device	24,800	11,548	64,000	29,800		
(Example in India)							
Radio Frequency method	Automatic SW (with pole top RTUs cum transceiver and 3 phase PTs)	set	362,500		935,484		1.25xbelow
			290,000		748,387		Value in 1996
(Old)	Pole mounted RTU cum transceiver at DTR	device	221,250		570,968		1.25xbelow
			177,000		456,774		Value in 1996
(Latest)	Remote metering HV service with Pole mounted and 11kV breaker, metering sets.	set	412,500		1,064,516		1.25xbelow
			330,000		851,613		Value in 1996
(Read DTR or LV)	Remote metering HV service GSM Modem(12500Rs)	set	13,500	1,500	34,839	3,871	
	SIM Card(1000),Labour(1500)						
	LV,CT TVM with box(10000)	set	23,500	1,500	60,645	3,871	
	Modem(12500),SIM Card(1000)						
	Labour inc. wire cost(1500)						

Data : Development of 'Distribution Automation' Project at 33/11 kV Gachibowli SS jointly with M/s CMC Limited.

■ Communication device							
Item	unit	Rs		Yen		Remark	
		Materials	Construction	Materials	Construction		
(Example in Japan)							
Control cable method(metallic)	Master RTU (DCC)	device	9,687,500	116,250	25,000,000	300,000	
Distribution PLC method	Master RTU (DCC)	device	7,750,000	116,250	20,000,000	300,000	
	Repeat RTU(SS)	device	3,875,000	38,750	10,000,000	100,000	
	Sub total	set	11,625,000	155,000	30,000,000	400,000	
	Metallic cable(20c(10p))	km	212,738	400,094	549,000	1,032,500	
	Fiber optic cable(16c(16p))	km	116,250	581,250	300,000	1,500,000	
	Radio communication tanceiver	device	27,125		70,000		
(Example in India)							
Radio Frequency method	Communication equipment(SS) (MARS Master,radio Tower,Anntennas, Cables Communication (F and Testing equipment)	set	5,775,000		14,903,226		1.25xbelow
			4,620,000		11,922,581		Value in 1996
(Old)	Substation RTU with transceiver, transducer/TVM, Tele signal and tele comand, charger etc.	device	955,000		2,464,516		1.25xbelow
			764,000		1,971,613		Value in 1996

Data : Development of 'Distribution Automation' Project at 33/11 kV Gachibowli SS jointly with M/s CMC Limited.

Radio Frequency method	MAR System (Master or Repeater Station)		300,390		775,200		1.2xbelow
			250,325		646,000		Value in 1998
	MAR System (Remote Station at 33/11kV SS)		61,572		158,895		1.2xbelow
			51,310		132,413		Value in 1998
	RTU(96staus inputs, 72 Analog inputs, 48 control outputs for 33/11kV SS)		490,987		1,267,064		1.2xbelow
		409,156		1,055,886		Value in 1998	
	RTU(96staus inputs, 72 Analog inputs, 48 control outputs for 33/11kV SS)		855,360		2,207,381		1.2xbelow
			712,800		1,839,484		Value in 1998

Data : Contract Agreement of SCADA System (April 1998)

Fiber optic cable(12 to 20 c)	km	25,000		64,516		minimum
		50,000		129,032		maximum

(Remarks) Fiber optic cable has already been laid by M/S Reliance in Hyderabad city (65,000km in India) and can be leased for commun

■ DAS(Distribution Automation System) Master System							
(Example in India)							
Radio Frequency method	Remote Communication Server (Reddudant RCS 300)	set	2,859,912		7,380,418		1.2xbelow
			2,383,260		6,150,348		Value in 1998

Data : Contract Agreement of SCADA System (April 1998)

表 4.8 経済性評価の前提条件

Item		Value	Remarks	
Social Discount		0.05		
Price Index Increasing		0.01		
Exchange Rate		Yen/US\$ Rupee/US\$ Yen/Rupee	120 46.5 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) Construction(Japan)	362,500 72,597	435,097
	SW,RTU etc. (for PLC)	Materials(Japan) Construction(Japan)	480,878 70,334	551,212
	Radio Communication Device (GSM Mobile)	Materials(India) Construction(India)	13,500 1,500	15,000
Communication Line (per km)	Metaric Cable	Materials(Japan) Construction(Japan)	212,738 400,094	612,832
	Fiber Optic cable	Materials(India) Construction(Japan)	50,000 581,250	631,250
RTU etc. at SS, DCC per unit)	For RF at SS (RTU)	Materials(India) Construction(Japan)	490,987 49,099	540,086
	For PLC at SS	Materials(Japan) Construction(Japan)	3,875,000 38,750	3,913,750
	MAR for RF at SS (MAR Master)	Materials(India) Construction(Japan)	300,390 30,039	330,429
	MAR for RF at SS (MAR Remote)	Materials(India) Construction(Japan)	61,572 6,157	67,729
	For Metallic Cable, Fiber at DCC	Materials(Japan) Construction(Japan)	9,687,500 116,250	9,803,750
	For PLC at DCC	Materials(India) Construction(Japan)	7,750,000 116,250	7,866,250
	RCS for RF at DCC	Materials(India) Construction(Japan)	2,859,912 116,250	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)	No. of feeder	No. of substation
Ranga Reddy	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、3セクションの場合について、図4.10 および表4.9に示す。また、区分数と回復電力量の関係についても、図4.11 および表4.9に示す。

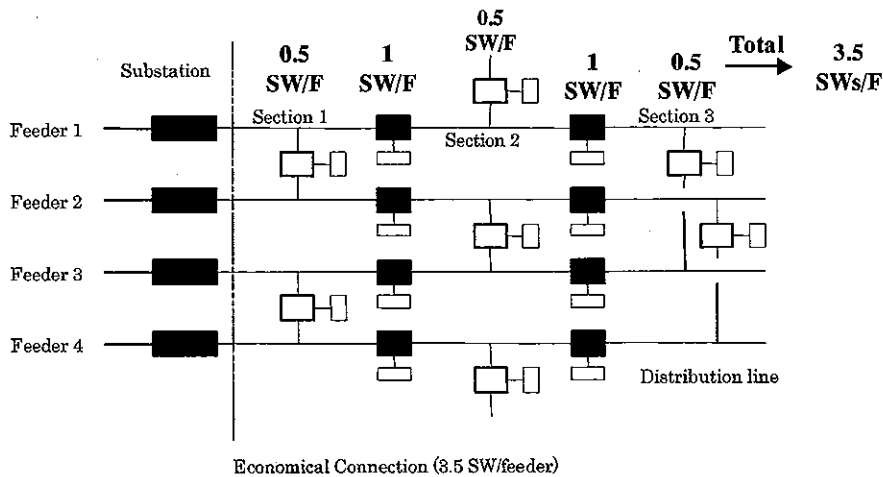


図 4.10 区分数と開閉器数

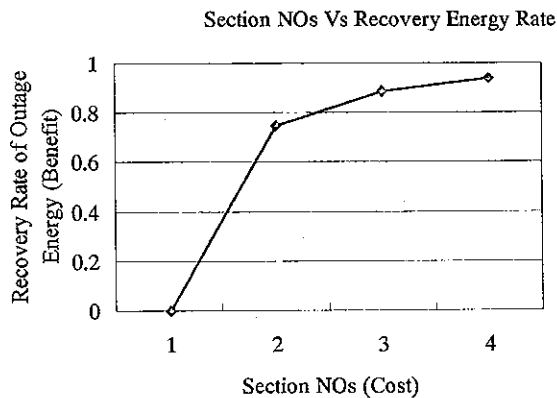
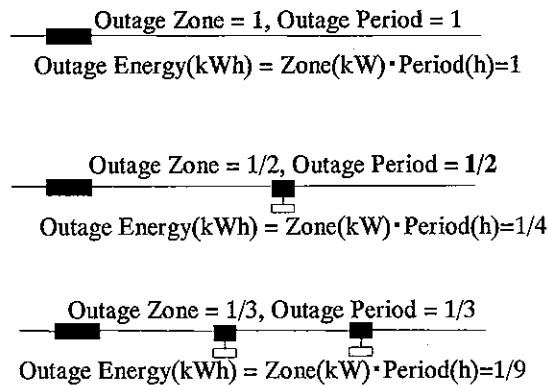


図 4.11 区分数と回復電力量

表 4.9 区分数と自動開閉器の数および回復電力量の関係

No. of section /feeder	No. of switch/feeder	Energy recovery rate
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 4.8 および表 4.9 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。表 4.11 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 4.10 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 4.10 自動開閉器数と経済性

Numbers of section	No. of SW/feeder	Equipment cost	NPV (20 Year)	(Million Rs)
				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ーまたは無線。

(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。

表 4.11 経済性計算例

Section SW No.: 2/Feeder

Cash Flow Analysis (Money unit:10⁶ Rs)

Relative Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Total Equip.		
Calendar Year(n)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total		
Discount= $L/(1+i)^n$	1.000	0.952	0.907	0.864	0.823	0.784	0.746	0.711	0.677	0.645	0.614	0.585	0.557	0.530	0.505	0.481	0.458	0.436	0.416	0.396	0.377			
Price=(1+i) ⁿ	1.000	1.010	1.020	1.030	1.041	1.051	1.062	1.072	1.083	1.094	1.105	1.116	1.127	1.138	1.149	1.161	1.173	1.184	1.196	1.208	1.220			
Amount of Construction Facilities																								
Substation Number	20	20	20	20	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96		
Feeder Number	120	120	120	120	96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	576		
Feeder Length(km)	780	780	780	780	624	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,744		
Cost																								
Pole Mounted	104.42	105.47	106.52	107.59	86.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	511	
etc.	3.13	6.30	9.49	12.72	15.33	15.33	15.33	15.33	15.33	15.33	15.33	15.33	15.33	15.33	15.33	15.33	15.33	15.33	15.33	15.33	15.33	15.33	292	
Device																								
Maintenance Factor																								
3 (%)																								
Total Cost	107.6	111.8	116.0	120.3	102.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	803.1	
Present Value	107.6	106.4	105.2	103.9	84.1	12.0	11.4	10.9	10.4	9.9	9.4	9.0	8.5	8.1	7.7	7.4	7.0	6.7	6.4	6.1	5.8	5.8	292.2	
Benefit																								
Outage	19,729	17.8	26.6	35.5	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	813	
Loss	97,096	9.7	19.4	29.1	38.8	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	889
Worker	0.12	4.8	7.2	9.6	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	220	
Tariff Rate	5																							
Outage Reduction Rate	0.75																							
Total	21.0	42.0	63.0	84.0	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	1,922	
Benefit	21.0	40.0	57.1	72.5	82.9	78.9	75.2	71.6	68.2	64.9	61.8	58.9	56.1	53.4	50.9	48.5	46.2	44.0	41.9	39.9	38.0	38.0	1,172	
Return																								
Benefit - Total Cost	-86.6	-69.8	-53.1	-36.4	-1.5	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	1,119	
Return Accumulation	-86.6	-66.5	-48.1	-31.4	-1.2	66.9	63.7	60.7	57.8	55.1	52.4	49.9	47.6	45.3	43.1	41.1	39.1	37.3	35.5	33.8	32.2	32.2	528	
Benefit - Total Cost	-86.6	-156.4	-209.4	-245.8	-247.3	-161.9	-76.5	9.0	94.4	179.8	265.2	350.6	436.0	521.4	606.8	692.3	777.7	863.1	948.5	1033.9	1119.3	1119.3		
Return Accumulation	-86.6	-153.0	-201.2	-232.6	-233.8	-166.9	-103.1	-42.4	15.4	70.4	122.9	172.8	220.4	265.7	308.8	349.9	389.0	426.3	461.8	495.6	527.8	527.8		

(表 4.11 Continue)
Section SW No.: 3.5/Feeder

Cash Flow Analysis (Money unit:10⁶ Rs)

Relative Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Total		
Calendar Year(n)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total		
Discount= $J/(1+i)^n$	1.000	0.952	0.907	0.864	0.823	0.784	0.746	0.711	0.677	0.645	0.614	0.585	0.557	0.530	0.505	0.481	0.458	0.436	0.416	0.396	0.377			
Price=(1+i) ⁿ	1.000	1.010	1.020	1.030	1.041	1.051	1.062	1.072	1.083	1.094	1.105	1.116	1.127	1.138	1.149	1.161	1.173	1.184	1.196	1.208	1.220			
Amount of Construction Facilities																								
Substation Number	20	20	20	20	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	
Feeder Number	120	120	120	120	96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	576	
Feeder Length(km)	780	780	780	780	624	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,744	
Cost																								
Pole Mounted Device	a.SW,RTU etc.	182.74	184.57	186.41	188.28	152.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	894	
Maintenance Factor	3.5 (%)	5.48	11.02	16.61	22.26	26.82	26.82	26.82	26.82	26.82	26.82	26.82	26.82	26.82	26.82	26.82	26.82	26.82	26.82	26.82	26.82	26.82	26.82	511
Total Cost		188.2	195.6	203.0	210.5	179.0	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	894
Benefit		188.2	186.3	184.2	181.9	147.2	21.0	20.0	19.1	18.2	17.3	16.5	15.7	14.9	14.2	13.5	12.9	12.3	11.7	11.1	10.6	10.1	10.1	511.4
Outage	19,729 (kWh/Feeder/Y)	10.5	21.1	31.6	42.1	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	965
Loss	97,096 (kWh/SS/Y)	9.7	19.4	29.1	38.8	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	889
Worker	0.12 (10 ⁶ Rs/SS/Y)	2.4	4.8	7.2	9.6	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	220
Tariff Rate	5 (Rs/kWh)																							
Outage Reduction Rate	0.89																							
Total		22.6	45.3	67.9	90.6	108.7	108.7	108.7	108.7	108.7	108.7	108.7	108.7	108.7	108.7	108.7	108.7	108.7	108.7	108.7	108.7	108.7	108.7	2,074
Benefit		22.6	43.1	61.6	78.2	89.4	85.2	81.1	77.2	73.6	70.1	66.7	63.6	60.5	57.6	54.9	52.3	49.8	47.4	45.2	43.0	41.0	41.0	1,264
Return																								
Benefit - Total Cost																								
		-165.6	-150.3	-135.1	-120.0	-70.3	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9	81.9	669
Return Accumulation																								
		-165.6	-308.7	-431.3	-534.9	-592.7	-528.5	-467.4	-409.2	-353.8	-301.1	-250.8	-202.9	-157.3	-113.9	-72.6	-33.2	4.3	40.0	74.1	106.5	137.3	668.8	
Benefit - Total Cost																								
		-165.6	-315.9	-451.0	-570.9	-641.2	-559.3	-477.4	-395.6	-313.7	-231.8	-150.0	-68.1	13.8	95.7	177.5	259.4	341.3	423.1	505.0	586.9	668.8	1,373	

(表 4.11 Continue)
Section SW No.: 5/Feeder

Cash Flow Analysis (Money unit: 10⁶ Rs)

Relative Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Total Equip.	
Calendar Year(n)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total	
Discount=1/(1+i) ⁿ	1.000	0.952	0.907	0.864	0.823	0.784	0.746	0.711	0.677	0.645	0.614	0.585	0.557	0.530	0.505	0.481	0.458	0.436	0.416	0.396	0.377		
Price=(1+i) ⁿ	1.000	1.010	1.020	1.030	1.041	1.051	1.062	1.072	1.083	1.094	1.105	1.116	1.127	1.138	1.149	1.161	1.173	1.184	1.196	1.208	1.220		
Amount of Construction Facilities																							
Substation Number	20	20	20	20	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96	
Feeder Number	120	120	120	120	96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	576	
Feeder Length(km)	780	780	780	780	624	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,744	
Cost																							
Pole Mounted	261.05	263.67	266.31	268.97	217.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,277	
Device	7.83	15.74	23.73	31.80	38.32	38.32	38.32	38.32	38.32	38.32	38.32	38.32	38.32	38.32	38.32	38.32	38.32	38.32	38.32	38.32	38.32	731	
Maintenance Factor																							
Total Cost	268.9	279.4	290.0	300.8	255.6	38.3	38.3	38.3	38.3	38.3	38.3	38.3	38.3	38.3	38.3	38.3	38.3	38.3	38.3	38.3	38.3	2,007.9	
Present Value	268.9	266.1	263.1	259.8	210.3	30.0	28.6	27.2	25.9	24.7	23.5	22.4	21.3	20.3	19.4	18.4	17.6	16.7	15.9	15.2	14.4	730.5	
Benefit																							
Outage	19,729	11.1	22.3	33.4	44.5	53.4	53.4	53.4	53.4	53.4	53.4	53.4	53.4	53.4	53.4	53.4	53.4	53.4	53.4	53.4	53.4	1,019	
Loss	97,096	9.7	19.4	29.1	38.8	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	46.6	889
Worker	0.12	2.4	4.8	7.2	9.6	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	220	
Tariff Rate																							
Outage Reduction Rate	5																						
(Rs/kWh)																							
Total	23.2	46.5	69.7	92.9	111.5	111.5	111.5	111.5	111.5	111.5	111.5	111.5	111.5	111.5	111.5	111.5	111.5	111.5	111.5	111.5	111.5	2,128	
Benefit Return	23.2	44.3	63.2	80.3	91.8	87.4	83.2	79.3	75.5	71.9	68.5	65.2	62.1	59.2	56.3	53.7	51.1	48.7	46.3	44.1	42.0	1,297	
Current Value	-245.7	-232.9	-220.3	-207.8	-144.1	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	121	
Present Value	-245.7	-221.8	-199.8	-179.5	-118.6	57.4	54.6	52.0	49.6	47.2	44.9	42.8	40.8	38.8	37.0	35.2	33.5	31.9	30.4	29.0	27.6	-313	
Return Accumulation																							
Benefit - Total Cost	-245.7	-478.6	-698.9	-906.7	-1,050.8	-977.6	-904.4	-831.2	-758.0	-684.8	-611.5	-538.3	-465.1	-391.9	-318.7	-245.5	-172.2	-99.0	-25.8	47.4	120.6		
Present Value	-245.7	-467.5	-667.3	-846.9	-965.4	-908.1	-853.4	-801.4	-751.8	-704.6	-659.7	-616.9	-576.1	-537.3	-500.3	-465.1	-431.5	-399.6	-369.2	-340.2	-312.6		