

5.6 提言

5.6.1 電力損失削減

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

- 配電用変圧器にかかる負荷の状況が常時管理されていない。
- 一部の Divison では、配電用変圧器と低圧線の接続関係を含めたネットワークの管理資料がない。またあっても、常に最新の状態に保守されていない。
- 低圧線とお客様の接続関係の資料がない。
- 低圧線の径間・太さなどの設備データがない。

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

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

また、日本と比較して低圧設備のロスの比率が多いことから、低圧設備の既存の改善にあたっては、低圧線巨長の短縮と変圧器の小容量化をこころがけることが重要な要素である。

全般的なロス軽減策は以下のとおりである。

配電系における損失軽減策は、理論的に見れば線路電流の減少、線路抵抗の低下および線路用機器の合理的配置と利用にあるが、系統別に見れば高圧配電線、低圧配電線および柱上変圧器に分けられる。

高圧配電線の対策

- 昇圧
 - ・ 11kV から 33kV への昇圧
- 線路の強化
 - ・ 電線の張り替えまたは増架による抵抗の軽減
 - ・ 増架による配電線の分割
 - ・ 変電所新設による配電線の分割
 - ・ 変電所新設による線路巨長の短縮
 - ・ 力率改善用コンデンサの設置による損失軽減
- 配電方式の変更
 - ・ 放射状方式からループ化・ネットワーク化
- 電流不平衡の是正
 - ・ 単相線路の短縮
 - ・ 単相線路の3相化
 - ・ 単相機器の接続相の均一化

低圧配電線の対策

- 昇圧

- 線路の強化
 - ・電線の張り替え
 - ・低圧線の太さおよび亘長と柱上変圧器容量，設置間隔の適正化
- 配電方式の変更
 - ・単相2線式から単相3線式化
 - ・単相3線式+3相3線式から3相4線式
 - ・低圧バンキング方式，低圧ネットワーク方式の導入
- 電流不平衡の是正
 - ・バランスの導入

柱上変圧器の対策

- 積鉄心形から巻鉄心形への変更
 - ・鉄損の減少
 - ・変圧器の過負荷限度の上昇による電力損失の軽減
- 単相機器の導入の検討（低ロス化，工事の容易化）
- アモルファスを使用した低ロス変圧器の導入
- 負荷分割を行い，小容量化の実施

5.6.2 測定

測定に関しては，

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

などのことから，今後も継続して測定されるよう提言する。

また，以下に述べるとおり測定結果から盗電などの発生を把握できることも必要性の一つである。

表 5.48 は Malkapur フィーダの配電用変圧器のうち，SS IV のバンクの kW 測定実績である。

このバンクは灌漑のみの供給であり，本来，昼間の7時間のみ供給であるはずだが，測定結果では夜間にも負荷実績が現れている。これはこのバンクのいずれかで盗電などが行われていることを表しており，負荷測定によってその実態が明らかになったことを示す。

表 5.48 灌漑用変圧器の kW 測定結果

Meter Serial No.:APE13601
 Measuring Item:
 Transformer Sub Station: IV (Bujangareddy)
 Place of Measuring: Malkapur Sub Station, Malkapur Feeder
 Measuring Item: KW (KW)

-1.0 indicates ALL POTENTIALS MISSING

DATE	1% Check	1% Check	2% Check	3% Check	4% Check	5% Check	6% Check	7% Check	8% Check	9% Check	10% Check	11% Check	12% Check	13% Check	14% Check	15% Check	16% Check	17% Check	18% Check	19% Check	20% Check	21% Check	22% Check	23% Check
1/8/2003	2.4	2.4	2.4	91.8	86.4	99	85.8	92.4	90.6	100.8	0	0	0	0	0	0	0	0	1.8	25.8	25.8	25.8	25.2	13.2
2/8/2003	2.4	3	2.4	76.8	75.6	79.8	71.4	68.4	81	85.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23.4	21.6	22.2	22.2	21.6
3/8/2003	21.6	21	20.4	0.6	1.8	1.8	0	0	0	89.4	95.4	100.2	101.4	99.6	96.6	97.2	0	0.6	14.4	14.4	14.4	14.4	13.8	
4/8/2003	14.4	13.8	13.8	1.8	1.8	1.8	0	0	0	91.2	95.4	93.6	105	85.8	84.6	90.6	0	0	3	2.4	2.4	2.4	2.4	1.8
5/8/2003	1.8	2.4	1.8	1.8	1.8	1.2	0	0	0	88.2	86.4	87.6	87.6	78.6	76.2	72	0	1.2	6.6	7.2	6.6	6.6	6.6	
6/8/2003	6.6	6.6	6.6	2.4	2.4	2.4	0	0	0	68.4	70.8	70.2	63	65.4	65.4	65.4	0	0.6	6.6	7.2	6.6	6.6	6	
7/8/2003	6	6.6	6	1.8	1.8	1.2	0	0	0	64.2	71.4	70.2	67.2	69.6	69	69	0	0.6	3	3.6	3	3	2.4	
8/8/2003	2.4	2.4	2.4	0.6	2.4	2.4	0	0	0	71.4	67.8	67.2	69	61.2	67.8	65.4	0	0	3	3.6	3	3	3	
9/8/2003	2.4	2.4	2.4	0.6	2.4	1.8	0	0	0	86.4	82.2	94.8	93.6	87	94.8	93.6	0	0	5.4	7.2	7.2	6.6	6.6	
10/8/2003	6.6	6.6	6.6	64.2	66.6	75.6	94.8	93	104.4	116.4	0	0	0	0	0	0	0	0.6	3.6	3.6	4.2	3	3	
11/8/2003	3	3	3	63.6	82.2	82.2	79.8	103.8	113.4	97.2	3	0.6	0	0	0	0	0	0	3.6	3	3.6	3.6	3	
12/8/2003	2.4	3	2.4	81	81	91.8	109.8	115.2	112.8	106.8	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3.6	3	2.4	3	
13/08/2003	2.4	3	2.4	91.2	93.6	95.4	41.4	49.2	51	0	0	0	0	0	0	0	0	0.6	5.4	4.8	4.2	3.6	3	
14/08/2003	3	3	3	40.8	39	37.8	48	50.4	109.2	117	0	0	0	0	0	0	0	0.6	18	18	18	18	16.8	
15/08/2003	16.2	16.8	16.2	99.6	107.4	108	96.6	120	133.2	132.6	0	0	0	0	0	0	0	1.2	10.8	13.2	12.6	13.2	12.6	
16/08/2003	32	11.4	11.4	106.2	118.2	111	124.2	49.8	123.6	133	0	0	0	0	0	0	0	0	7.2	7.8	3.6	2.4	2.4	
17/08/2003	2.4	2.4	2.4	1.8	2.4	2.4	0	0	0	124.8	134.4	125.4	117.6	116.4	118.2	124.8	0	0	17.4	17.4	16.8	17.4	16.2	
18/08/2003	16.8	16.8	16.2	2.4	2.4	2.4	0	0	0	121.8	124.8	132.6	132	125.4	109.8	108.6	0	0.6	18.6	7.2	7.8	7.2	6.6	
19/08/2003	6.6	7.2	6.6	1.8	1.8	1.8	0	0	0	70.2	93.6	106.8	109.8	108	118.2	118.8	0	0	12	4.8	3	2.4	2.4	
20/08/2003	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	0.6	0	0	0	66.6	102	136.8	91.2	129.6	121.2	121.8	0	1.8	6	11.4	3	2.4	2.4	
21/08/2003	2.4	2.4	1.8	2.4	1.8	1.8	0.6	0	0	61.2	93.6	93	88.8	91.2	84	88.2	0	0	3.6	3.6	3	3	2.4	
22/08/2003	1.8	2.4	3	1.8	2.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31.2	66	70.8	71.4	72.6	72	
23/08/2003	72	72.6	73.8	1.8	1.8	1.8	0	0	0	46.8	46.2	19.8	36.6	40.8	43.2	45.6	0	0	3	2.4	2.4	2.4	2.4	
24/08/2003	2.4	2.4	2.4	25.8	36.6	36	56.4	58.8	66	82.8	0	0	0	0	0	0	0	2.4	2.4	2.4	3	2.4		
25/08/2003	1.8	2.4	2.4	39	63	67.8	61.8	87	85.2	82.2	24.6	0	0	0	0	0	0	0	3	2.4	2.4	3	2.4	
26/08/2003	1.8	2.4	2.4	48.6	73.2	71.4	91.2	108.6	114.6	99.6	0	0	0	0	0	0	0	0	6.6	7.2	7.2	6.6	6.6	
27/08/2003	6	6.6	6.6	66	83.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	118.2	119.4	131.4	118.8	123.6	3	2.4	2.4	1.8	
28/08/2003	1.8	1.8	1.8	104.4	110.4	108	121.8	142.2	144	142.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0.6	3	3	2.4	2.4	
29/08/2003	2.4	2.4	1.8	81.6	88.8	88.2	95.4	108	105	103.2	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3.6	3.6	3	2.4	
30/08/2003	1.8	1.8	1.8	0	74.4	91.2	106.8	131.4	130.8	131.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0.6	7.2	7.2	7.2	2.4	
31/08/2003	2.4	2.4	2.4	1.2	1.8	1.8	0	0	0	135	136.8	127.8	127.2	130.8	124.2	111.6	0	2.4	7.8	7.8	7.8	7.2	2.4	
1/9/2003	1.8	2.4	2.4	0	1.8	1.8	0	0	0	99.6	118.2	122.4	122.4	118.8	124.8	119.4	0	0	3	3	3	3	2.4	
2/9/2003	2.4	2.4	1.8	1.8	1.8	1.8	0	0	0	0	0	85.2	134.4	139.2	122.4	92.4	15	2.4	15	18.6	18.6	3	2.4	
3/9/2003	1.8	2.4	2.4	2.4	2.4	1.8	0	0	0	91.2	117	124.2	86.4	121.2	126	129.6	18.6	0	15.8	14.4	13.2	13.2	12.6	
4/9/2003	12.6	12.6	12.6	2.4	2.4	1.8	0	0	0	85.2	124.2	133.8	119.4	135	136.2	127.2	0.6	1.8	9	8.4	8.4	7.8	8.4	

また、お客様の末端における kWh の測定については、今回の測定した結果から、一斉に同時期に測定することは、

- 多くの要員が必要
- 慣れていない人による測定では読みとりの誤り、読みとり漏れなどが多く発生することから非常に困難を伴った。

このため、お客さまの料金計算用の使用電力量を各フィーダに積み上げたデータを使用する方法を推奨する。この方法を選択した理由は、同一時期に読みとれないことにより精度が落ちるものの、読みとり漏れ、誤りによる誤差が小さいためである。

5.6.3 kWh-A 管理

日本においては配電用変圧器の電圧管理、負荷管理の効率的管理の観点から「kWh-A 管理」を実施している。

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

このため、まず現場で変圧器の負荷電流のサンプルを取り、これにお客さまの使用量をあてはめて、相関式を作成する。

次に相関式を使って、当該変圧器の最大負荷電流の想定値を算出し、これと変圧器・低圧線の仕様データを使って、電圧降下、変圧器負荷度の計算を行い、現場での計測がなくても、机上で管理が容易に行えるシステムを構築している。

今回の測定データをもとに、APCPDCLで実用化するための試みとして、下記のとおり kWh-A の相関式を作成した。サンプル数は少ないものの、相関係数は 0.88 であり、強い相関を示している。今後サンプル数を増加させてさらに精度の高い相関式とすることを期待する。

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

kWh-A 相関式

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

ここで Y は配電用変圧器の二次側の最大電流値 (A)

X はピーク月のお客様使用量のバンク合計 (kWh)

相関係数 0.88 (決定係数 $R^2=0.7725$)

kWh	AMP
34,829	120
14,569	56
4,646	16
71,260	224
22,046	124
1,585	16
3,379	16
5,870	52
15,658	64
5,349	28
4,637	72
5,466	16
18,456	124
17,917	140
1,831	16
2,443	16
7,797	36
5,376	32
2,049	16
2,861	24
3,975	24
2,417	8
1,537	24
2,465	12
5,572	20
4,049	12

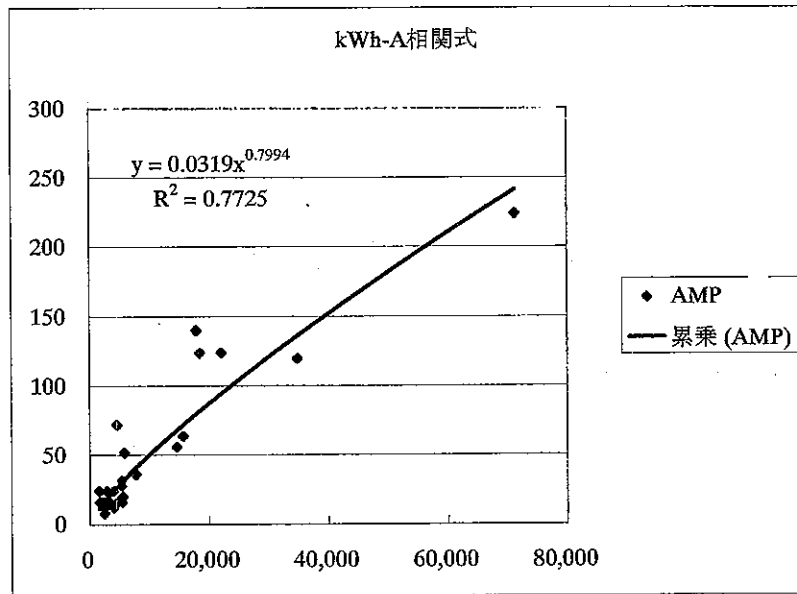


図 5.17 kWh-A 相関式

なお、この管理を実施するためには、配電用変圧器につながる低圧線のネットワーク接続および低圧設備とお客さまとの接続状況、設備の仕様（サイズ、互長など）を整備してこれを利用することが不可欠である。

5.6.4 低圧線へのヒューズの導入

日本と比較して低圧配電線が長い APCPDCL では、低圧線が短絡した場合、線路のインピーダンスが大きいため、短絡電流によって変圧器の一次側のヒューズが溶断しない。また、短絡を検知できないため、この短絡電流によって変圧器が焼損したり、事故の発見がおくれて、お客様を危険な状態にすることがある。

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

その限界は各変圧器容量毎に異なり、以下のとおりとなる。

表 5.49 低圧線の亘長の限度

kVA of distribution transformer	Allowable LV Length (m)	Nos. of span (span length=40m)	Nos. of span (span length=70m)
63	920	23	13
100	920	23	13
160	650	16	9
250	390	10	5
315	160	4	2

5.6.5 バランサの導入（電流の不均衡の是正）

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

バランサは 100V 用コイルを 2 個直列に接続した一種の単巻き変圧器である。これを低圧線末端に設置し、この電圧補償機能により、不平衡負荷に対して平衡作用を行うものである。さらに中性線の断線や中性線と外線との短絡などによる電圧異常上昇の抑制にも役立っている。（図 5.18 参照）

下記のとおり、試算においては 5%程度のロス減がはかれる。

また、日本でのバランサの仕様と価格は表 5.50, 5.51 のとおりである。

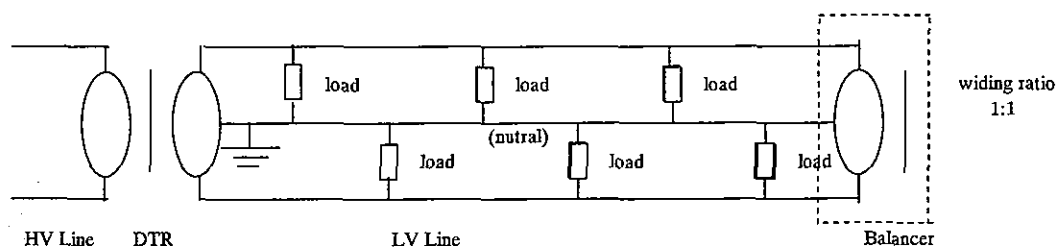
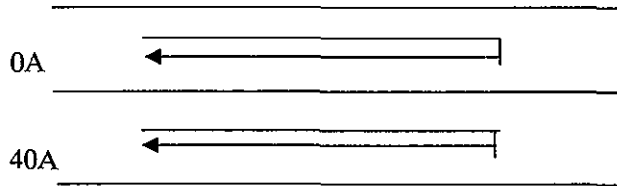


図 5.18 バランサの設置

(試算)

下記の試算結果では不平衡の場合に比較して平衡している場合の方が 5%ほどロスが軽減している。

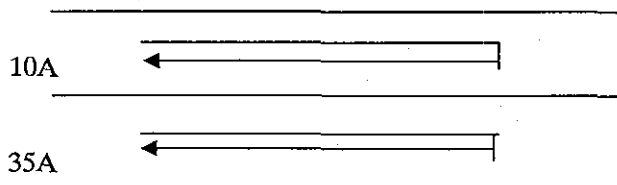
BALANCED
40m 80AMP
40A



$R = 0.9352 \text{ ohm/km}$

$$\begin{aligned} \text{LosskW} &= 40\text{AMP} \cdot 40\text{AMP} \cdot R \cdot 40\text{m} / 1000 + 40\text{AMP} \cdot 40\text{AMP} \cdot R \cdot 40\text{m} / 1000 + 0 \\ &= 119.7\text{W} \end{aligned}$$

UNBALANCED
40m 80AMP
45A



$R = 0.9352 \text{ ohm/km}$

$$\begin{aligned} \text{LosskW} &= 45\text{AMP} \cdot 45\text{AMP} \cdot R \cdot 40\text{m} / 1000 + 35\text{AMP} \cdot 35\text{AMP} \cdot R \cdot 40\text{m} / 1000 + 10\text{AMP} \cdot 10\text{AMP} \cdot R \cdot 40\text{m} / 1000 \\ &= 125.3\text{W} \end{aligned}$$

$$125.3\text{W} / 119.7\text{W} = 1.05$$

表 5.50 バランサの仕様

Nominal Voltage	100/200V
Nominal kVA	1 kVA 0.5 kVA
Nominal Current	10A 5A
Frequency	60 Hz

表 5.51 バランサの工事費用

	材料代	工事費	合計 (Rs)
バランサ 0.5kVA	11,880	11,650	23,530
バランサ 1.0kVA	28,890	11,650	40,540

5.6.6 GIS との関係

今回 GIS で使用した ArcView のソフトウェアと連携をはかって、さらなる業務の効率化をはかることができる。

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

5.6.7 拡張計画

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

Annexures

- Annex 5.1 配電用変電所拡張計画
- Annex 5.2 測定結果例
- Annex 5.3 ロスの算出方法
- Annex 5.4 配電系統図

Annex 5.1 配電用變電所擴張計画

Distribution Substation Expansion/Installation Plans

Sheet No. 3

(1) Substation Capacity Enlargement

Table-1 Normal substation load limits

	Normal load limit
Banks	90%
Substations	85%
Blocks Prefectural capitals	90%
Other areas	90%

(2) Standards for Distribution Facilities (Midium-Voltage Edition)

Table-2 Standards for Midium-Voltage Distribution Facilities

• Substation bank capacities

The following final substation bank capacities are standard.

	Bank capacity
Large cities	8*3 - 8*3
Mid-sized cities, environs of large and mid-sized cities	8*3 - 8*3
Small cities, sub-prefectural areas	5*2 - 3.5*2

• Voltage and system

Voltage	11kV
Frequency	50Hz
System	Three-phase, three-wire rounded system

• High-voltage distribution line voltage drop limits

Voltage	
Large and mid-sized cities	660V
Small cities and environs of large and mid-sized cities	660V
Sub-prefectural areas	660V

• Feeder systems and capacities

Feeder category	Load limit per circuit under normal distribution conditions	Load limit per circuit under power-interchange conditions
Large-capacity feeders	200A(150A)	200A(150A)
Medium-capacity feeders	200A(150A)	200A(150A)
Small-capacity feeders	200A(150A)	200A(150A)

(3) Planning Low-Voltage Systems

a. Voltage and system

Table 3 Voltage ratings and Systems

Service category	Voltage and system
Light circuits	240V/415V single-phase, three-wire system
Power service	415V three-phase, three-wire system
Common use	240V/415V three-phase, four wire system

b. Service reliability

(a) Customer terminal voltage range

Table 4 Low-voltage line voltage-fluctuation range

Terminal voltage range to be maintained

Customer load category	Customer terminal voltage range
Light circuits (240 V circuits)	Max. 240V, min. 200V
Power service (415 V circuits)	Max. 415V, min. 380V

(b) Low-voltage line voltage drop limit

Table 5 Low-voltage line voltage drop limits

Service category (Low-voltage voltage drop)	Limit
Light service (240V circuits)	+ -20V
Power service (415V circuits)	+ -40V

MEDAK ADE (+-10%) or LV +-9% HV +-6%

(4) Managing Load of Pole-mounted Transformers

Table 6 Overload limits with respect to the rated capacity of pole-mounted transformer

Transformer type	Banks under daytime (evening) peak load	Bank under nighttime peak load Load factor during daytime (evening) hours
Transformer powering lamp circuits	150%	----
Transformer powering lamp and motor circuits	150%	----
Transformer powering motor circuits	150% 120%(agriculture)	----

MEDAK ADE 150% Agriculture 120%

Annex 5.2 測定結果例

測定結果例 (電圧)

Meter Serial No.: APE13477
 Measuring Item:
 Transformer Sub Station: XII(Tarakarama Nagar)
 Place of Measuring : Malkapur Sub Station, Malkapur Feeder.
 Measuring Item: Voltage(V)

-1.0 indicates ALL POTENTIALS MISSING

DATE	1% Check	2% Check	3% Check	4% Check	5% Check	6% Check	7% Check	8% Check	9% Check	10% Check	11% Check	12% Check	13% Check	14% Check	15% Check	16% Check	17% Check	18% Check	19% Check	20% Check	21% Check	22% Check	23% Check
1/8/2003	181.7	181.7	179.4	246.1	243.8	239.2	243.8	246.1	243.8	241.5	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	172.5	172.5	174.8	174.8	174.8
2/8/2003	181.7	181.7	181.7	250.7	250.7	246.1	253	253	248.4	243.8	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	172.5	174.8	174.8	174.8
3/8/2003	177.1	177.1	177.1	174.8	172.5	170.2	-1	-1	-1	-1	246.1	246.1	243.8	248.4	241.5	246.1	246.1	-1	174.8	172.5	174.8	174.8	174.8
4/8/2003	174.8	177.1	174.8	172.5	170.2	167.9	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	188.6	181.7	181.7	184
5/8/2003	184	184	184	181.7	184	174.8	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	193.2	172.5	174.8	177.1
6/8/2003	174.8	174.8	174.8	174.8	174.8	170.2	-1	-1	-1	-1	243.8	243.8	246.1	248.4	246.1	246.1	246.1	-1	174.8	170.2	172.5	174.8	174.8
7/8/2003	177.1	177.1	177.1	174.8	172.5	170.2	-1	-1	-1	-1	248.4	250.7	250.7	250.7	253	253	253	-1	177.1	174.8	172.5	174.8	174.8
8/8/2003	174.8	174.8	174.8	174.8	174.8	172.5	-1	-1	-1	-1	248.4	250.7	253	253	253	253	253	-1	197.8	188.6	177.1	174.8	174.8
9/8/2003	174.8	174.8	174.8	174.8	174.8	172.5	-1	-1	-1	-1	246.1	246.1	243.8	246.1	243.8	241.5	241.5	-1	174.8	172.5	172.5	174.8	174.8
10/8/2003	174.8	177.1	177.1	174.8	174.8	172.5	-1	-1	-1	-1	243.8	243.8	-1	-1	-1	-1	-1	-1	177.1	174.8	174.8	177.1	179.4
11/8/2003	174.8	174.8	174.8	174.8	174.8	172.5	-1	-1	-1	-1	243.8	243.8	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	172.5	172.5	174.8	174.8
12/8/2003	174.8	174.8	174.8	174.8	174.8	172.5	-1	-1	-1	-1	243.8	243.8	-1	-1	-1	-1	-1	-1	174.8	170.2	174.8	172.5	174.8
13/08/2003	172.5	172.5	172.5	243.8	241.5	234.6	-1	-1	-1	-1	236.9	236.9	232.3	-1	-1	-1	-1	-1	174.8	172.5	172.5	174.8	172.5
14/08/2003	172.5	174.8	174.8	243.8	241.5	236.9	-1	-1	-1	-1	239.2	241.5	239.2	234.6	-1	-1	-1	-1	172.5	170.2	170.2	174.8	174.8
15/08/2003	174.8	174.8	172.5	243.8	241.5	236.9	-1	-1	-1	-1	243.8	243.8	-1	-1	-1	-1	-1	-1	174.8	177.1	181.7	181.7	174.8
16/08/2003	174.8	174.8	174.8	241.5	239.2	239.2	-1	-1	-1	-1	234.6	234.6	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	165.6	167.9	174.8	172.5
17/08/2003	172.5	172.5	170.2	174.8	167.9	165.6	-1	-1	-1	-1	232.3	232.3	230	232.3	234.6	236.9	234.6	-1	172.5	170.2	172.5	174.8	174.8
18/08/2003	174.8	174.8	174.8	170.2	167.9	163.3	-1	-1	-1	-1	234.6	234.6	232.3	234.6	230	230	236.9	-1	-1	167.9	172.5	172.5	174.8
19/08/2003	177.1	177.1	174.8	170.2	167.9	167.9	-1	-1	-1	-1	236.9	236.9	236.9	236.9	236.9	239.2	241.5	-1	177.1	177.1	193.2	195.5	193.2
20/08/2003	193.2	193.2	177.1	174.8	172.5	170.2	-1	-1	-1	-1	243.8	243.8	246.1	246.1	248.4	248.4	248.4	-1	167.9	172.5	174.8	174.8	177.1
21/08/2003	177.1	179.4	177.1	174.8	172.5	167.9	-1	-1	-1	-1	253	253.3	259.9	255.3	250.7	250.7	250.7	-1	184	186.3	186.3	184	188.6
22/08/2003	188.6	186.3	186.3	181.7	179.4	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	241.5	243.8	248.4	253
23/08/2003	248.4	248.4	250.7	172.5	172.5	167.9	-1	-1	-1	-1	248.4	248.4	248.4	246.1	241.5	241.5	241.5	-1	190.9	188.6	188.6	190.9	193.2
24/08/2003	193.2	195.5	193.2	174.8	170.2	170.2	179.4	165.6	163.3	241.5	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	188.6	188.6	190.9	190.9
25/08/2003	190.9	190.9	190.9	225.4	236.9	230	232.3	232.3	232.3	232.3	234.6	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	165.6	170.2	165.6	186.3
26/08/2003	186.3	186.3	184	220.8	234.6	230	234.6	232.3	225.4	225.4	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	161	161	163.3	165.6
27/08/2003	165.6	167.9	165.6	227.7	232.3	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	230	174.8	170.2	167.9
28/08/2003	170.2	170.2	167.9	234.6	230	227.7	223.1	223.4	223.1	223.1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	165.6	163.3	165.6	167.9	
29/08/2003	170.2	170.2	167.9	230	223.1	220.8	220.8	223.1	223.1	218.5	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	163.3	170.2	163.3	167.9	170.2
30/08/2003	172.5	172.5	165.6	-1	227.7	220.8	220.8	218.5	213.9	216.2	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	161	158.7	161	163.3	165.6
31/08/2003	165.6	165.6	163.3	158.7	156.4	158.7	-1	-1	-1	-1	225.4	223.1	220.8	218.5	220.8	218.5	220.8	-1	-1	158.7	161	163.3	165.6
1/9/2003	167.9	167.9	165.6	158.7	156.4	156.4	-1	-1	-1	-1	-1	-1	213.9	216.2	209.3	207	216.2	-1	156.4	158.7	158.7	163.3	165.6
2/9/2003	165.6	165.6	165.6	158.7	156.4	154.1	-1	-1	-1	-1	216.2	216.2	234.6	232.3	234.6	234.6	236.9	-1	170.2	172.5	177.1	179.4	
3/9/2003	179.4	179.4	181.7	172.5	167.9	165.6	-1	-1	-1	-1	241.5	239.2	236.9	239.2	239.2	241.5	243.8	179.4	177.1	177.1	174.8	177.1	177.1
4/9/2003	179.4	179.4	179.4	174.8	172.5	170.2	-1	-1	-1	-1	241.5	243.8	241.5	248.4	248.4	248.4	248.4	-1	-1	-1	-1	-1	-1

LOAD SURVEY DATA FROM 01-08-03 TO 04-09-03, 35 DAYS

測定結果例 (電流)

Meter Serial No.:APE13477
 Measuring Item:
 Transformer Sub Station: XII(Tarakarama Nagar)
 Place of Measuring : Malkapur Sub Station, Malkapur Feeder.
 Measuring Item: Current (A)

-1,0 indicates ALL POTENTIALS MISSING

DATE	0o Check	1o Check	2o Check	3o Check	4o Check	5o Check	6o Check	7o Check	8o Check	9o Check	10o Check	11o Check	12o Check	13o Check	14o Check	15o Check	16o Check	17o Check	18o Check	19o Check	20o Check	21o Check	22o Check	23o Check	
1/8/2003	48	48	44	172	164	160	156	120	116	112	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	60	100	116	88	76	
2/8/2003	72	68	68	128	120	120	116	128	132	120	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	104	116	100	68	64
3/8/2003	60	60	64	44	48	68	-1	-1	-1	-1	136	136	136	128	128	128	124	124	124	32	112	108	88	80	76
4/8/2003	76	72	72	44	40	40	-1	-1	-1	-1	128	144	136	128	108	116	116	116	116	-1	116	100	84	76	72
5/8/2003	72	68	72	64	40	44	-1	-1	-1	-1	116	112	112	112	108	120	116	116	116	52	112	108	92	80	76
6/8/2003	76	76	76	40	40	52	-1	-1	-1	-1	112	108	104	104	100	100	108	108	108	32	112	112	96	84	80
7/8/2003	80	76	76	44	48	56	-1	-1	-1	-1	88	92	92	92	92	92	84	84	84	32	92	104	96	84	80
8/8/2003	80	80	76	44	40	40	-1	-1	-1	-1	92	104	104	112	116	116	108	108	108	32	100	124	108	96	92
9/8/2003	88	88	88	40	40	48	-1	-1	-1	-1	120	112	124	116	124	128	128	128	128	36	124	128	112	100	96
10/8/2003	92	92	92	156	144	136	120	128	136	132	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	40	112	120	104	88	88
11/8/2003	84	84	84	12	0	0	144	156	164	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	-1	112	120	116	104	100
12/8/2003	100	84	84	164	152	156	152	160	188	192	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	40	136	136	120	100	100
13/08/2003	100	100	96	168	148	160	180	184	184	164	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	44	128	132	120	100	100
14/08/2003	96	72	72	168	148	160	160	156	164	164	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	36	120	120	108	92	88
15/08/2003	84	84	84	156	148	160	176	172	160	144	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	52	100	108	84	72	68
16/08/2003	64	64	64	168	156	156	156	164	176	176	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	132	120	76	76	72
17/08/2003	84	84	84	52	56	80	-1	-1	-1	-1	172	160	180	188	188	172	160	160	160	56	116	120	108	92	88
18/08/2003	88	88	84	68	84	88	-1	-1	-1	-1	152	156	164	176	176	168	168	168	168	-1	128	120	108	108	100
19/08/2003	100	100	100	68	68	68	-1	-1	-1	-1	172	164	136	136	148	136	136	132	132	52	116	112	80	68	64
20/08/2003	64	64	68	56	56	72	-1	-1	-1	-1	132	128	120	116	112	136	120	120	120	60	104	108	80	84	84
21/08/2003	84	84	84	48	64	80	72	-1	-1	-1	112	108	100	96	96	96	96	96	96	48	76	68	56	44	40
22/08/2003	40	40	40	40	40	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	124	132	116	100	96	96
23/08/2003	96	96	96	32	32	32	36	-1	-1	-1	88	76	84	108	108	116	116	116	116	56	72	68	48	40	36
24/08/2003	32	32	32	32	32	32	36	40	56	48	120	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	88	84	56	44	40
25/08/2003	40	40	40	112	132	136	124	148	116	124	116	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	24	88	96	68	56	56
26/08/2003	52	52	52	96	112	132	128	128	148	148	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	108	116	96	84	84
27/08/2003	80	80	80	152	164	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	176	192	80	68	48	44
28/08/2003	44	44	44	164	160	160	152	148	152	164	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	56	96	92	76	64	60
29/08/2003	60	56	56	160	152	172	176	172	168	180	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	40	100	108	88	84	64
30/08/2003	64	68	76	-1	188	192	176	184	188	180	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	56	112	116	100	76	84
31/08/2003	84	80	80	64	64	84	-1	-1	-1	-1	180	188	184	188	164	176	180	180	180	-1	116	116	100	84	68
1/9/2003	52	48	52	64	64	60	60	60	-1	-1	168	180	172	192	192	152	168	168	168	104	120	112	100	88	84
2/9/2003	84	84	84	64	72	60	-1	-1	-1	-1	-1	-1	196	204	188	192	172	156	156	80	136	136	124	76	68
3/9/2003	68	64	64	48	72	64	-1	-1	-1	-1	160	160	160	180	176	164	156	144	144	80	132	136	120	104	100
4/9/2003	100	96	96	48	56	68	-1	-1	-1	-1	196	188	200	176	152	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1

LOAD SURVEY DATA FROM 01-08-03 TO 04-09-03, 35 DAYS

測定結果例 (kW)

Meter Serial No.: APE13477

Measuring Item:

Transformer Sub Station: XII(Tarakarna Nagar)

Place of Measuring : Malkapur Sub Station, Malkapur Feeder.

Measuring Item: KW(KW)

-1.0 indicates ALL POTENTIALS MISSING

DATE	1% Check	2% Check	3% Check	4% Check	5% Check	6% Check	7% Check	8% Check	9% Check	10% Check	11% Check	12% Check	13% Check	14% Check	15% Check	16% Check	17% Check	18% Check	19% Check	20% Check	21% Check	22% Check	23% Check
1/8/2003	12.6	12.6	103.2	94.8	91.8	93.6	70.8	67.2	67.2									1.2	28.2	36	26.4	27.6	21
2/8/2003	19.2	18.6	18.6	70.2	64.2	63	67.8	72	79.8	70.8								0.6	30.6	34.8	31.2	21	19.2
3/8/2003	19.2	19.2	19.8	5.4	12.6	17.4													33	33	33	27.6	25.8
4/8/2003	25.2	24.6	24	11.4	9													1.2	34.8	30	24.6	22.2	22.2
5/8/2003	21.6	21.6	21.6	18	12	13.8												0.6	33.6	33.6	29.4	27	25.8
6/8/2003	25.8	25.2	25.2	11.4	10.8	15												0.6	32.4	33.6	30	26.4	25.8
7/8/2003	25.2	25.2	24.6	11.4	13.8	16.8												1.2	27	31.8	30	27.6	26.4
8/8/2003	26.4	26.4	25.2	9	11.4	10.8												0.6	28.8	39	34.8	31.2	31.2
9/8/2003	30	30	30	9	10.8	12												1.2	39	39.6	36	34.8	33
10/8/2003	31.8	32.4	32.4	80.4	72.6	72	79.2	84.6	81									3	34.2	35.4	31.8	29.4	28.8
11/8/2003	27.6	27	27	6.6	3	0.6	87	97.8	101.4	87.6	11.4	15						0.6	33.6	36	36.6	33.6	33
12/8/2003	33	27.6	27	89.4	79.2	85.8	90	96.6	114	112.8								0.6	40.8	42.6	37.8	33.6	33
13/08/2003	32.4	33	31.8	92.4	81	89.4	108	112.2	111.6	100.2								1.8	39.6	40.8	37.8	33	31.8
14/08/2003	30.6	19.2	18.6	97.8	82.8	89.4	97.8	97.2	99.6	99.6								0.6	34.2	34.8	32.4	28.2	27
15/08/2003	27	27	25.8	85.2	80.4	88.8	105.6	104.4	100.2	87								1.8	30	29.4	25.2	21.6	21
16/08/2003	20.4	20.4	19.8	89.4	90	83.4	93.6	100.2	106.2	107.4									37.2	34.2	34.2	22.2	20.4
17/08/2003	25.2	24.6	25.2	15.6	16.2	24.6												0.6	34.8	34.8	32.4	28.8	27.6
18/08/2003	27.6	27.6	26.4	18.6	24.6	25.2													33	35.4	33.6	34.2	33.6
19/08/2003	33.6	33.6	32.4	18	19.2	19.8												1.2	34.8	30	21.6	18	17.4
20/08/2003	17.4	16.8	18.6	14.4	15.6	4.2												3.6	29.4	32.4	23.4	27.6	27.6
21/08/2003	27.6	27.6	27	12.6	19.2	24	13.8											0.6	21	18	15	12	12
22/08/2003	11.4	12	11.4	7.2	10.8													27	57.6	57	53.4	52.2	52.8
23/08/2003	51.6	52.2	51.6	8.4	8.4	9												1.8	18.6	17.4	12.6	10.2	9.6
24/08/2003	9	9	8.4	7.8	8.4	10.2	12.6	18	14.4	62.4								22.2	22.2	13.8	11.4	10.8	
25/08/2003	10.8	10.8	10.2	53.4	71.4	75	70.8	85.2	66	71.4	22.8							0	25.2	28.8	17.4	14.4	13.8
26/08/2003	13.8	13.2	13.2	43.2	58.8	70.2	73.2	76.2	85.2	75.6									28.2	31.2	27.6	25.2	25.2
27/08/2003	25.2	25.2	24	75	91.8														90	96.6	20.4	16.8	12
28/08/2003	12	11.4	11.4	91.2	88.8	87.6	85.2	84	84.6	94.8								1.8	26.4	25.8	21.6	18.6	18
29/08/2003	18	18	18	84.6	84.6	92.4	96.6	98.4	96.6	102.6								0	24.6	31.2	24.6	24	16.2
30/08/2003	15.6	18.6	22.8	105	104.4	97.2	101.4	102.6	99									0.6	30.6	31.8	28.8	21.6	25.2
31/08/2003	24.6	24	24	17.4	16.8	24													31.2	31.8	27.6	24.6	19.2
1/9/2003	12	12.6	12.6	4.8	17.4	16.2	0											2.4	32.4	30.6	28.2	25.8	25.8
2/9/2003	25.2	25.2	25.2	16.2	19.8	16.2												6.6	42	41.4	37.2	20.4	18
3/9/2003	18	17.4	16.8	13.2	19.8	19.2												14.4	42.6	42.6	39	35.4	33.6
4/9/2003	33.6	34.2	33.6	13.2	17.4	21.6												0.6	42.6	42.6	39	35.4	33.6

LOAD SURVEY DATA FROM 01-08-03 TO 04-09-03, 35 DAYS

測定結果例 (PF)

Meter Serial No.: APE13477
 Measuring Item:
 Transformer Sub Station: XII(Tarakama Nagar)
 Place of Measuring : Malkapur Sub Station, Malkapur Feeder.
 Measuring Item: PF (PF%)

-1.0 indicates ALL POTENTIALS MISSING

DATE	16% Check	15% Check	14% Check	13% Check	12% Check	11% Check	10% Check	9% Check	8% Check	7% Check	6% Check	5% Check	4% Check	3% Check	2% Check	1% Check	21% Check	22% Check	23% Check
1/8/2003	0.955	0.955	0.891	0.843	0.848	0.848	0.848	0.848	0.848	0.848	0.848	0.848	0.848	0.848	0.848	0.848	0.983	0.979	0.941
2/8/2003	0.941	0.939	0.869	0.837	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.839	0.983	0.979	0.941
3/8/2003	1	1	0.971	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.982	0.982	0.953
4/8/2003	1	1	0.976	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.982	0.982	0.953
5/8/2003	0.923	0.973	0.947	0.938	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.951	0.962	0.925
6/8/2003	1	0.977	1	0.95	0.947	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.964	0.982	1
7/8/2003	0.977	1	0.976	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8/8/2003	1	1	0.977	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.98	0.985	1
9/8/2003	0.98	1	0.98	0.938	0.947	0.952	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.985	0.985	1
10/8/2003	0.981	1	1	0.896	0.876	0.877	0.863	0.87	0.854	0.854	0.854	0.854	0.854	0.854	0.854	0.854	0.983	0.983	0.981
11/8/2003	0.979	0.978	1	0.846	1	1	0.895	0.901	0.889	0.896	1	1	1	1	1	1	0.982	1	1
12/8/2003	1	1	0.978	0.903	0.904	0.899	0.893	0.89	0.896	0.883	1	1	1	1	1	1	0.5	0.986	1
13/08/2003	0.964	1	0.964	0.885	0.871	0.887	0.896	0.886	0.882	0.898	1	1	1	1	1	1	0.983	0.986	0.984
14/08/2003	0.981	0.97	0.939	0.896	0.871	0.892	0.896	0.888	0.883	0.883	1	1	1	1	1	1	0.983	0.983	0.979
15/08/2003	0.978	1	0.977	0.877	0.87	0.892	0.889	0.883	0.888	0.868	1	1	1	1	1	1	0.961	0.977	1
16/08/2003	1	1	0.971	0.898	0.904	0.897	0.891	0.893	0.898	0.891	1	1	1	1	1	1	0.939	1	1
17/08/2003	0.977	0.953	1	0.963	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.983	0.967	1
18/08/2003	0.979	0.979	0.978	0.969	0.976	0.977	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.965	0.983	0.982
19/08/2003	1	0.982	0.982	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.983	0.962	0.973
20/08/2003	0.967	0.966	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
21/08/2003	1	1	0.978	0.955	1	1	0.958	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.968	1	1
22/08/2003	0.95	1	0.95	1	0.947	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.881	0.872	0.856
23/08/2003	0.843	0.853	0.843	1	1	0.938	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.974	0.974	0.958
24/08/2003	1	0.938	0.933	1	1	0.944	0.955	0.968	0.923	0.881	1	1	1	1	1	1	0.977	1	1
25/08/2003	1	1	1	0.89	0.875	0.887	0.874	0.866	0.853	0.856	0.884	1	1	1	1	1	0.979	0.963	0.958
26/08/2003	0.958	0.957	1	0.867	0.875	0.88	0.878	0.882	0.882	0.881	1	1	1	1	1	1	0.888	0.881	0.891
27/08/2003	1	1	0.976	0.893	0.905	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.888	0.882	0.899
28/08/2003	1	1	1	0.879	0.886	0.89	0.882	0.881	0.87	0.883	1	1	1	1	1	1	0.978	1	1
29/08/2003	1	1	1	0.898	0.892	0.895	0.89	0.891	0.88	0.881	1	1	1	1	1	1	0.981	0.981	0.953
30/08/2003	0.929	0.969	0.974	1	0.888	0.888	0.885	0.877	0.887	1	1	1	1	1	1	1	0.981	0.981	0.973
31/08/2003	0.976	0.976	0.976	1	0.966	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.963	0.981	0.958
1/9/2003	0.952	0.955	0.955	1	0.967	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.964	0.962	0.979
2/9/2003	0.977	0.977	0.977	1	1	0.964	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.986	0.986	0.954
3/9/2003	0.968	0.967	1	1	0.971	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.986	1	1
4/9/2003	0.982	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.986	1	1

LOAD SURVEY DATA FROM 01-08-03 TO 04-09-03, 35 DAYS

測定結果例 (Max. kW)

Meter Serial No.: APE13477 ; Transformer Sub Station: XII (Tarakarama Nagar)

Mouth of Feeder: Malkapur

Place of Measuring : Malkapur Sub Station, Malkapur Feeder.

Measuring Item: Max.kW(kW)

DATE	August	September
1	103.2	105
2	79.8	121.2
3	83.4	105.6
4	90	125.4
5	70.8	
6	66	
7	54.6	
8	71.4	
9	76.8	
10	84.6	
11	101.4	
12	114	
13	112.2	
14	99.6	
15	105.6	
16	107.4	
17	111.6	
18	105.6	
19	102	
20	78	
21	63	
22	57.6	
23	66.6	
24	62.4	
25	85.2	
26	85.2	
27	103.2	
28	94.8	
29	102.6	
30	105	
31	106.8	

LOAD SURVEY DATA FROM 01-08-03 TO 04-09-03, 35 DAYS

測定結果例 (kWh)

Meter Serial No.: APE13477 . Mouth of Feeder: Malkapur
 Transformer Sub Station: XII (Tarakarama Nagar)
 Place of Measuring : Malkapur Sub Station, Malkapur Feeder.
 Measuring Item: Max kWh (kWh)

DATE	August	September
1	115.8	118.8
2	93	136.8
3	96.6	120.6
4	100.8	141
5	83.4	
6	77.4	
7	66	
8	85.2	
9	88.8	
10	97.2	
11	114	
12	127.8	
13	126.6	
14	112.8	
15	118.8	
16	120.6	
17	125.4	
18	120	
19	114.6	
20	90	
21	75.6	
22	65.4	
23	78	
24	70.8	
25	98.4	
26	96.6	
27	117	
28	107.4	
29	116.4	
30	118.2	
31	121.2	

LOAD SURVEY DATA FROM 01-08-03 TO 04-09-03, 35 DAYS

測定結果例 (Customer kWh)

Measuring item (facility wide)

Customer (Including agricultural customer)

Place of Measuring (Malkapur Sub Station Malkapur Feeder)

measuring item Max KW(KW)

YY 2000

Sheet No. 1 -19

Sl. No.	Name of transformer	Customer No.	Category	July					July				
				Reading	date of measuring	Reading	date of measuring	Consumption	Reading	date of measuring	Reading	date of measuring	Consumption
1	SS XII Village T/F	876	Residential	56	2003/7/23	61	2003/7/30	5	72	2003/8/23	80	2003/8/30	8
2	SS XII Village T/F	759	Residential	344	2003/7/23	349	2003/7/30	5	366	2003/8/23	376	2003/8/30	10
3	SS XII Village T/F	498	Residential	1235	2003/7/23	1241	2003/7/30	6	1257	2003/8/23	1262	2003/8/30	5
4	SS XII Village T/F	679	Residential	194	2003/7/23	200	2003/7/30	6	222	2003/8/23	228	2003/8/30	6
5	SS XII Village T/F	683	Residential	460	2003/7/23	468	2003/7/30	8	497	2003/8/23	499	2003/8/30	2
6	SS XII Village T/F	783	Residential	7	2003/7/23	7	2003/7/30	0	7	2003/8/23	7	2003/8/30	0
7	SS XII Village T/F	782	Residential	61	2003/7/23	67	2003/7/30	6	87	2003/8/23	93	2003/8/30	6
8	SS XII Village T/F	692	Residential	951	2003/7/23	956	2003/7/30	5	364	2003/8/23	368	2003/8/30	4
9	SS XII Village T/F	566	Residential	2480	2003/7/23	2496	2003/7/30	16	25030	2003/8/23	25038	2003/8/30	8
10	SS XII Village T/F	571	Residential	4378	2003/7/23	4386	2003/7/30	8	4417	2003/8/23	4420	2003/8/30	3
11	SS XII Village T/F	638	Residential	1183	2003/7/23	1192	2003/7/30	9	1208	2003/8/23	1212	2003/8/30	4
12	SS XII Village T/F	582	Residential	442	2003/7/23	455	2003/7/30	13	495	2003/8/23	507	2003/8/30	12
13	SS XII Village T/F	648	Residential	869	2003/7/23	874	2003/7/30	5	874	2003/8/23	884	2003/8/30	10
14	SS XII Village T/F	684	Residential	612	2003/7/23	623	2003/7/30	11	657	2003/8/23	670	2003/8/30	13
15	SS XII Village T/F	667	Residential	462	2003/7/23	467	2003/7/30	5	485	2003/8/23	491	2003/8/30	6
16	SS XII Village T/F	857	Residential	726	2003/7/23	734	2003/7/30	8	765	2003/8/23	773	2003/8/30	8
17	SS XII Village T/F	718	Residential	739	2003/7/23	742	2003/7/30	3	750	2003/8/23	754	2003/8/30	4
18	SS XII Village T/F	625	Residential	938	2003/7/23	948	2003/7/30	10	978	2003/8/23	983	2003/8/30	5
19	SS XII Village T/F	729	Residential	323	2003/7/23	326	2003/7/30	3	342	2003/8/23	346	2003/8/30	4
20	SS XII Village T/F	628	Residential	856	2003/7/23	961	2003/7/30	105	874	2003/8/23	879	2003/8/30	5
21	SS XII Village T/F	671	Residential	2099	2003/7/23	2105	2003/7/30	6	2185	2003/8/23	2189	2003/8/30	4
22	SS XII Village T/F	652	Residential	477	2003/7/23	489	2003/7/30	12	500	2003/8/23	504	2003/8/30	4
23	SS XII Village T/F	215	Residential	4383	2003/7/23	4395	2003/7/30	14	4399	2003/8/23	4409	2003/8/30	10
24	SS XII Village T/F	460	Residential	1848	2003/7/23	1856	2003/7/30	8	1892	2003/8/23	1898	2003/8/30	6
25	SS XII Village T/F	125	Residential	482	2003/7/23	494	2003/7/30	12	530	2003/8/23	539	2003/8/30	9
26	SS XII Village T/F	789	Residential	2234	2003/7/23	2246	2003/7/30	12	2270	2003/8/23	2275	2003/8/30	5
27	SS XII Village T/F	788	Residential	883	2003/7/23	899	2003/7/30	16	910	2003/8/23	915	2003/8/30	5
28	SS XII Village T/F	499	Residential	2246	2003/7/23	2286	2003/7/30	40	2299	2003/8/23	2308	2003/8/30	9
29	SS XII Village T/F	137	Residential	6714	2003/7/23	6714	2003/7/30	0	6714	2003/8/23	6714	2003/8/30	0
30	SS XII Village T/F	468	Residential	1881	2003/7/23	1890	2003/7/30	9	1900	2003/8/23	1905	2003/8/30	5
31	SS XII Village T/F	525	Residential	60	2003/7/23	60	2003/7/30	0	60	2003/8/23	60	2003/8/30	0
32	SS XII Village T/F	709	Residential	285	2003/7/23	296	2003/7/30	11	320	2003/8/23	327	2003/8/30	7
33	SS XII Village T/F	728	Residential	50	2003/7/23	80	2003/7/30	30	45	2003/8/23	50	2003/8/30	5
34	SS XII Village T/F	802	Residential	378	2003/7/23	384	2003/7/30	6	384	2003/8/23	411	2003/8/30	27
35	SS XII Village T/F	217	Residential	5197	2003/7/23	5203	2003/7/30	6	5220	2003/8/23	5228	2003/8/30	8
36	SS XII Village T/F	208	Residential	111	2003/7/23	117	2003/7/30	6	140	2003/8/23	148	2003/8/30	8
37	SS XII Village T/F	733	Residential	74	2003/7/23	75	2003/7/30	1	76	2003/8/23	77	2003/8/30	1
38	SS XII Village T/F	569	Residential	768	2003/7/23	808	2003/7/30	40	810	2003/8/23	828	2003/8/30	18
39	SS XII Village T/F	714	Residential	409	2003/7/23	461	2003/7/30	52	475	2003/8/23	485	2003/8/30	10
40	SS XII Village T/F	572	Residential	114	2003/7/23	114	2003/7/30	0	275	2003/8/23	280	2003/8/30	5
41	SS XII Village T/F	398	Residential	3071	2003/7/23	3071	2003/7/30	0	3082	2003/8/23	3083	2003/8/30	1
42	SS XII Village T/F	722	Residential	48	2003/7/23	88	2003/7/30	40	105	2003/8/23	110	2003/8/30	5
43	SS XII Village T/F	343	Residential	3252	2003/7/23	3281	2003/7/30	29	3301	2003/8/23	3301	2003/8/30	0
44	SS XII Village T/F	467	Residential	1943	2003/7/23	1983	2003/7/30	40	2025	2003/8/23	2025	2003/8/30	0
45	SS XII Village T/F	427	Residential	3214	2003/7/23	3221	2003/7/30	7	3246	2003/8/23	3253	2003/8/30	7
46	SS XII Village T/F	723	Residential	215	2003/7/23	220	2003/7/30	5	235	2003/8/23	239	2003/8/30	4
47	SS XII Village T/F	804	Residential	290	2003/7/23	295	2003/7/30	5	303	2003/8/23	313	2003/8/30	10
48	SS XII Village T/F	366	Residential	754	2003/7/23	767	2003/7/30	13	812	2003/8/23	821	2003/8/30	9
49	SS XII Village T/F	647	Residential	353	2003/7/23	353	2003/7/30	0	353	2003/8/23	353	2003/8/30	0
50	SS XII Village T/F	392	Residential	4085	2003/7/23	4093	2003/7/30	8	4093	2003/8/23	4114	2003/8/30	21
51	SS XII Village T/F	282	Residential	0	2003/7/23	0	2003/7/30	0	1	2003/8/23	1	2003/8/30	0
52	SS XII Village T/F	618	Residential	1173	2003/7/23	1173	2003/7/30	0	1173	2003/8/23	1173	2003/8/30	0
53	SS XII Village T/F	708	Residential	169	2003/7/23	171	2003/7/30	2	173	2003/8/23	176	2003/8/30	3
54	SS XII Village T/F	719	Residential	871	2003/7/23	882	2003/7/30	11	925	2003/8/23	938	2003/8/30	13

Annex 5.3 ロスの算出方法

ロスの算出方法

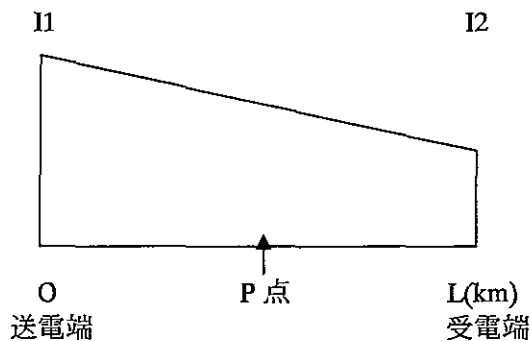
フィーダの引き出し口の kWh 値	kWhf
変圧器柱の kWh 値	kWhtr
お客様の使用量 kWh 値	kWhc
全体のロス電力量	kWhT=kWhf-kWhc
高圧部分のロス電力量	kWhh=kWhf-kWhc-kWhtr
低圧部分のロス電力量	kWhl=kWhf-kWhh
低圧部分のテクニカルロス電力量	kWhlt (別途計算式により算出)
ノンテクニカルロス電力量	kWhnc=kWhl-kWhlt

11kVのテクニカルロスの算出方法

以下の方法でフィーダの各幹線の損失電力 (kW) を求める。

$$w = i^2 r L \quad (W)$$

- w : 電力損 (W)
- i : 線路電流 (A)
- r : 線路の1線単位長当たりの抵抗 (Ω/km)
- L : 線路の長さ (km)
- I1 : 送電端電流 (A)
- I2 : 受電端電流 (A)



送電端 O と受電端 L が負荷が一様に分布している場合、OL 間では負荷が一様に減少するため、P 点における電流は、

$$I_x = \frac{(L-x)(I_1-I_2)}{L} + I_2 = I_1 - \frac{x(I_1-I_2)}{L}$$

従って、P 点の Δx 部分に生ずる電力損 (Δw) は

$$\Delta w = I_x^2 \cdot r \cdot \Delta x = \left\{ I_1 - \frac{x(I_1-I_2)}{L} \right\}^2 \cdot r \cdot \Delta x$$

$$w = \int_0^L \left\{ I_1 - \frac{x(I_1-I_2)}{L} \right\}^2 \cdot r \cdot \Delta x$$

$$= \frac{r \cdot L}{3} (I_1^2 + I_1 \cdot I_2 + I_2^2) = r \left\{ I_1 \cdot I_2 + \frac{(I_1-I_2)^2}{3} \right\} L$$

Annex 5.3 ロスの算出方法

より求められる。

次に負荷率 F を求める。

これはフィードの年間最大電力 kWmax (kW) と年間平均電力 kWave (kW) の比率から求める。

$$F = \frac{kWave}{kW_{max}}$$

Buller & Woodrow の研究結果を採用し次の式に F を当てはめる。

$$H = 0.3 \cdot F + 0.7 \cdot F^2$$

年間の損失電力量は、求めた最大時の損失電力量をもとに年間損失電力量は

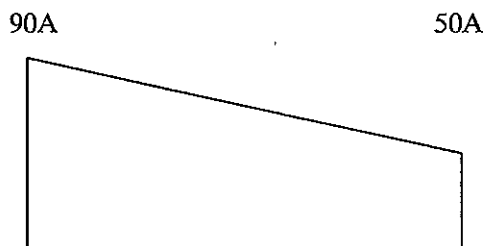
$$\begin{aligned} Loss\ kWh &= I^2 \cdot R \cdot H \cdot T \\ &= kW \cdot H \cdot 24\text{hours} \cdot 365\text{days} \quad (kWh) \end{aligned}$$

となる。

一方、測定結果から集計した kWh 測定値をもとに、過去一年間の kWh 実績のトレンドから年間のロス kWh を算出し、これと比較することによって、論理的な計算が妥当であることを検証する。

(算出例)

3相3線式
電線太さ 5mm (0.905 Ω/km)



区間	0	計算	3(km)	損失電力(kW)
A-B	送電端	$3 \times 0.905 \times \left\{ 90 \times 50 + \frac{(90-50)^2}{3} \right\} \times \frac{3}{1000}$	受電端	50.0 (kW)

必要なデータ

・区間データ

From	To	相	電線サイズ	Ω/km	流入電流	流出電流	TR 容量 (TR あり)
電柱 No	電柱 No	3相					

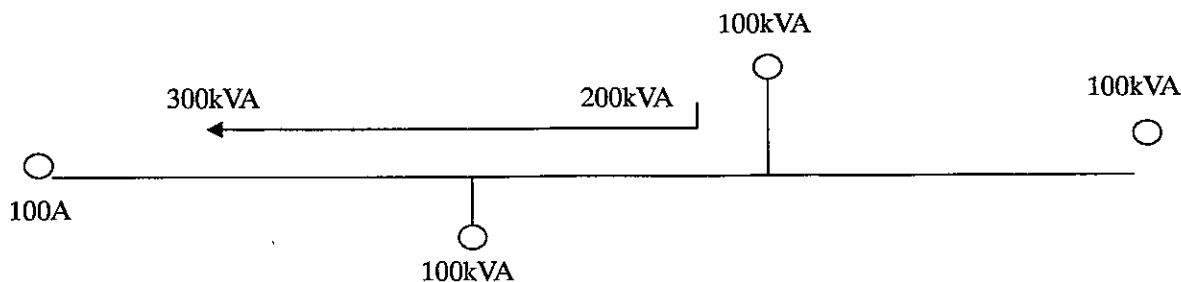
下図手順から求める

要素

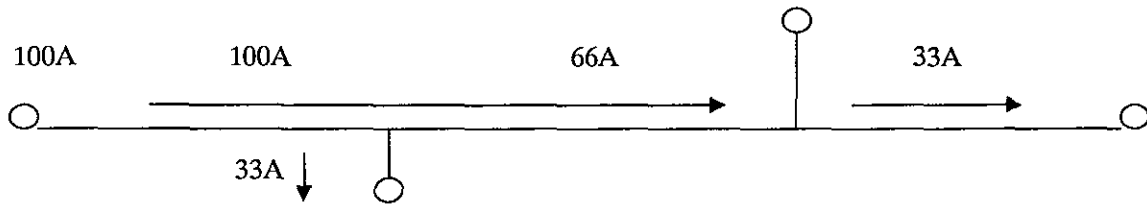
- ・SS からの系統図
- ・柱上 Tr の分布 (位置, 設備容量)
- ・SS 引出口年間最大電流

手順 1

負荷の積み上げ (Tr 容量)



手順2
負荷の按分



フィーダデータ

- 年間最大電流 (フィーダ) ← 負荷率算出用
- 年間平均電流 (フィーダ)

LV のテクニカルロスの算出方法

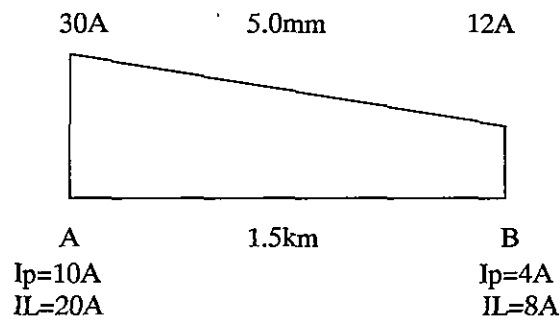
理論式は 11kV と同じ

(LV 線の算出例)

I_p = 動力電流

I_L = 電灯電流

	Current
CL1	$1 \times \left(I_p + I_1 \times \frac{1}{2} \times (1+u) \right)$
CL2	$1 \times \left(I_p + I_1 \times \frac{1}{2} \times (1-u) \right)$
PL	$1 \times (I_p)$
NL	$1 \times \left(I_1 \times \frac{1}{2} \times 2 \times u \right)$



	Current	CurrentA	CurrentB
CL1	$1 \times \left(I_p + I_1 \times \frac{1}{2} \times (1+u) \right)$	$10 + \frac{20}{2} \times 1.13 = 21.3$	$4 + \frac{8}{2} \times 1.13 = 8.52$
CL2	$1 \times \left(I_p + I_1 \times \frac{1}{2} \times (1-u) \right)$	$10 + \frac{20}{2} \times 0.87 = 18.7$	$4 + \frac{8}{2} \times 0.87 = 7.48$
PL	$1 \times (I_p)$	10	4
NL	$1 \times \left(I_1 \times \frac{1}{2} \times 2 \times u \right)$	$\frac{20}{2} \times 2 \times 0.13 = 2.6$	$\frac{8}{2} \times 2 \times 0.13 = 1.04$

Section		Calculation	Loss kW (kW)
A-B	CL1	$0.905 \times \left(21.3 \times 8.52 + \frac{(21.3 - 8.52)^2}{3} \right) \times \frac{1.5}{1000}$	0.32
	CL2	$0.905 \times \left(18.7 \times 7.48 + \frac{(18.7 - 7.48)^2}{3} \right) \times \frac{1.5}{1000}$	0.247
	PL	$0.905 \times \left(10 \times 4 + \frac{(10 - 4)^2}{3} \right) \times \frac{1.5}{1000}$	0.071
	NL	$0.905 \times \left(2.6 \times 1.04 + \frac{(2.6 - 1.04)^2}{3} \right) \times \frac{1.5}{1000}$	0.005
	TOTAL		0.643

次に負荷率を求める。

各 TR の二次側測定値のうち

3月から6月までの最大値(I_{max})と平均値(I_{ave})の電流値を求める。

これから

$$F = \frac{I_{ave}}{I_{max}}$$

を求める。

(これが使えない場合は、フィーダの負荷率を準用する)

$$H = 0.3 \times F + 0.7 \times F^2$$

これをもとに

$$\text{年間ロス電力量 (kWh)} = I^2 \times R \times H \times T \quad (\text{kWh})$$

から求める。

ここで T=24 時間×365 日。

必要なデータ

区間データ

From	To	供給方式	電線サイズ	抵抗 Ω/km	流入電流	流出電流
電柱 No	電柱 No	4線式	CL			
		3線式	PL			
		2線式	NL			

別紙 2-4 から求める

電柱データ (バンク内すべて)

電柱 No	お客様 No	使用電力量 (4月 or 5月)	TR 柱名	測定年月日 (検針補正用)

変圧器データ (負荷率算定用)

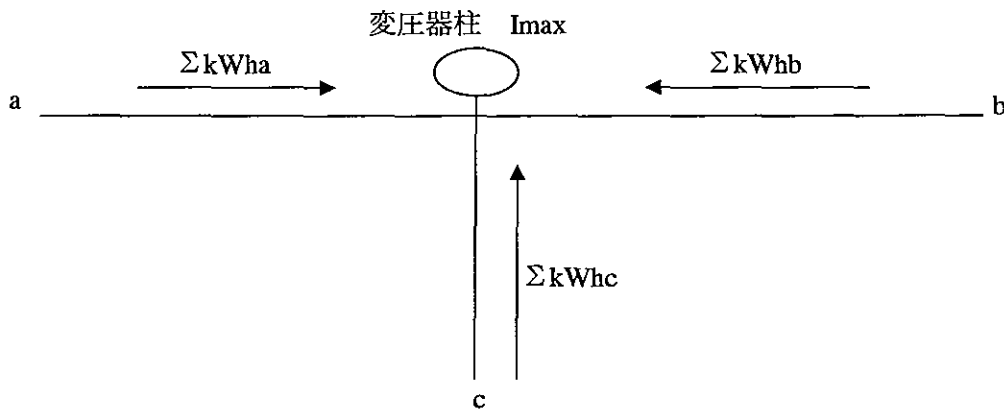
変圧器柱	年間最大電流値	年間平均電流値

注：年間がなければ測定期間内でもとめる。

手順 1

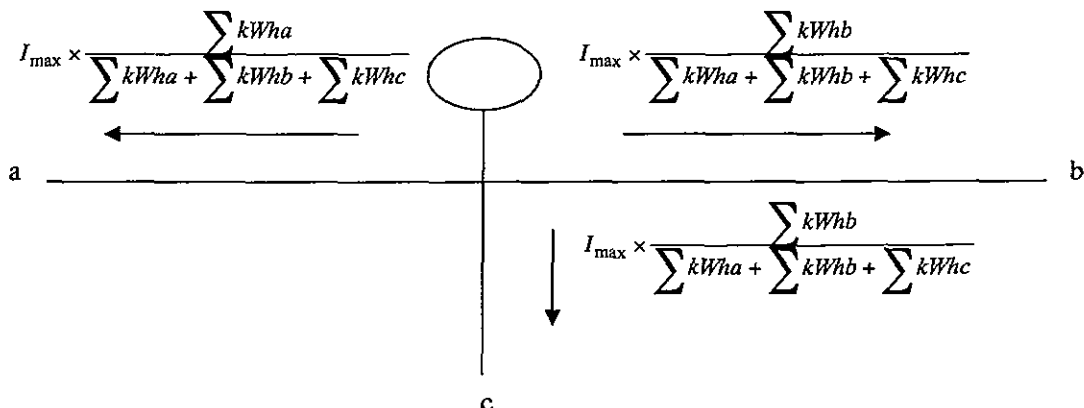
負荷の積み上げ

－変圧器バンク内のお客様の使用電力量 (ピーク月) を各末端から TR 柱まで積み上げる。



負荷の按分

－変圧器柱から伸びている各方向別の幹線ごとに最大電流 I_{max} を各方向別の合計使用電力量で按分し各方向別の最大電流値を算出する。

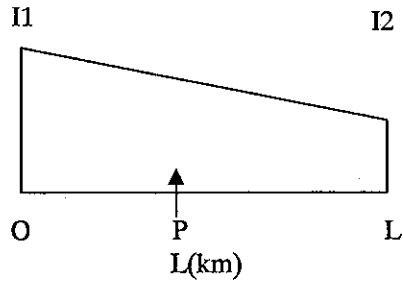


Annex 5.3 ロスの算出方法

11kV 電圧降下の算出方法

$$Vd = \sqrt{3} \times I_{\max} \times (R \cos\theta + X \sin\theta) \times L \times \beta$$

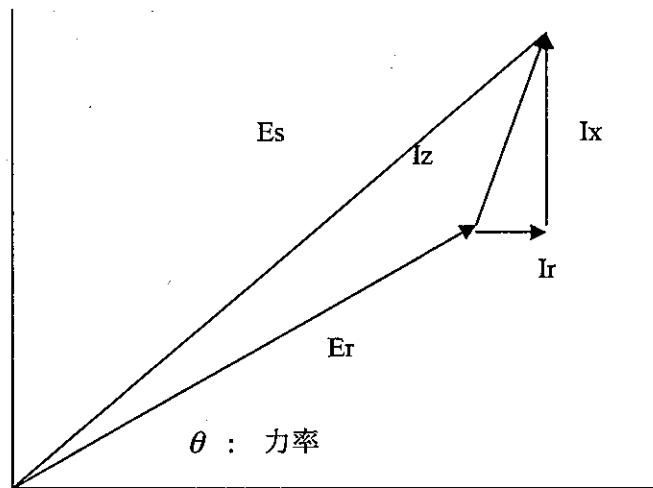
$$= \sqrt{3} \times (R \cos\theta + X \sin\theta) \times L \times \frac{(I_1 + I_2)}{2} \quad (\text{in case of } \beta = 0.5)$$



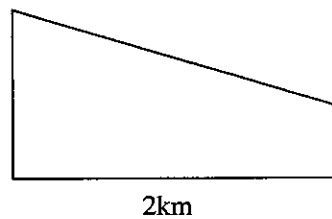
β : 負荷分布係数
 $\cos\theta$: 力率
 R : 抵抗 Ω /km
 X : リアクタンス Ω /km

β	平等分布	1/2
	末端集中	1.0

$$Es - Er = \sqrt{3} \times I_{\max} \times (R \cos\theta + X \sin\theta)$$



90A 5mm 50A



$\cos\theta = 0.8$

区間	計算	電圧降下
A - B	$\sqrt{3} \times (0.996 \times 0.8 + 0.4592 \times 0.6) \times \frac{(90 + 50)}{2} \times 2km$	260.0 V

必要なデータ

区間データ

From	To	相	電線サイズ	R Ω /km	X Ω /km	流入電流	流出電流	Tr 容量 (TR あり)
電柱 No	電柱 No	3 相						

電流分布を求めるのは
11kV のロスの算出方法
の内容に準ずる

フィーダデータ

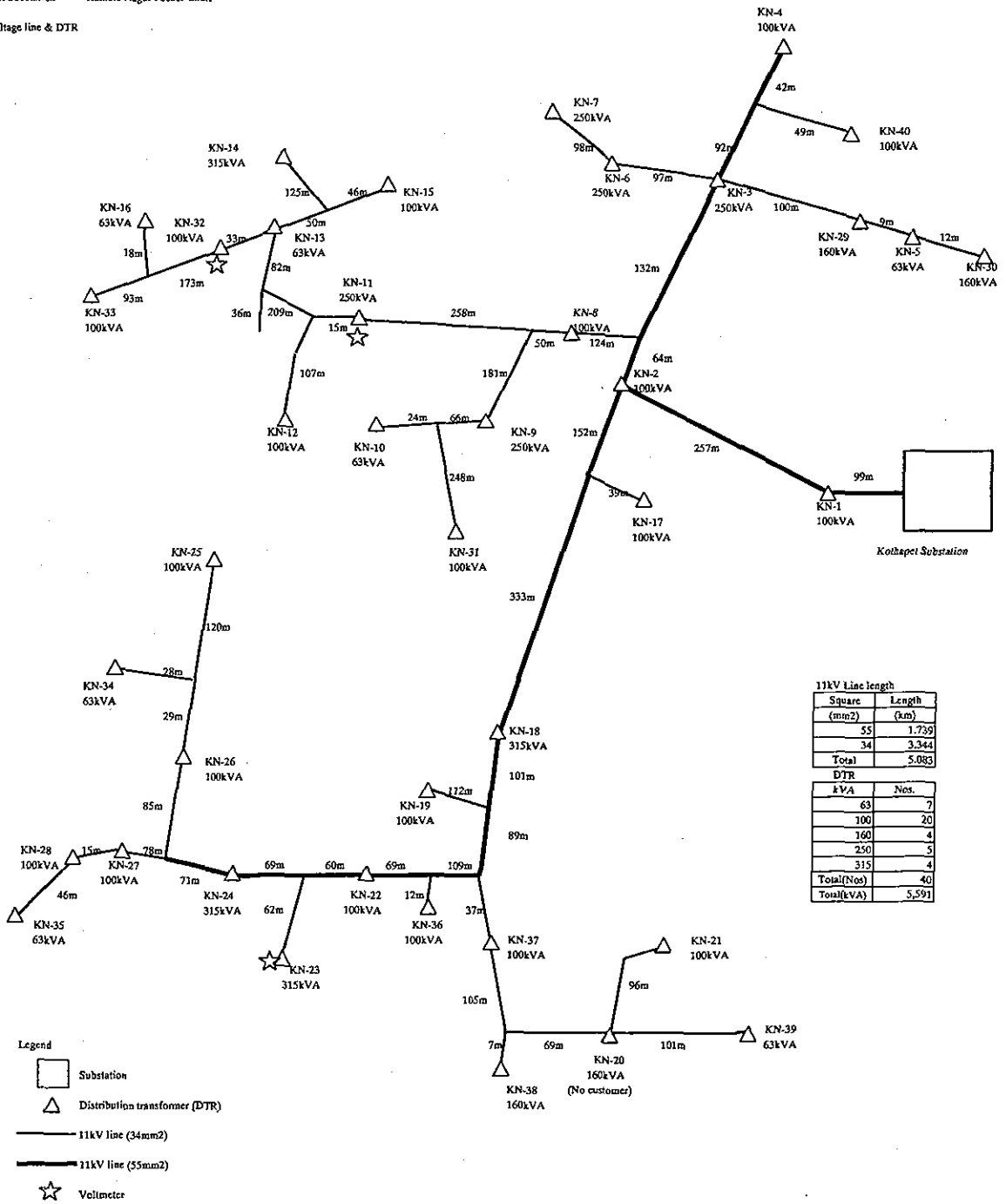
フィーダ引出口年間最大電流	フィーダ力率	

Annex 5.4 配電系統図

(前半の3図は 11kV の系統図で、後半の3図は変圧器毎の低圧線の系統図を示す)

Kothapel Substation Kamala Nagar Feeder Chart

High voltage line & DTR



11kV Line length	
Square (mm ²)	Length (km)
55	1.739
34	3.344
Total	5.083

DTR	
kVA	Nos.
63	7
100	20
160	4
250	5
315	4
Total(Nos)	40
Total(kVA)	5,591



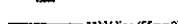


Annex 5.4 配電系統圖

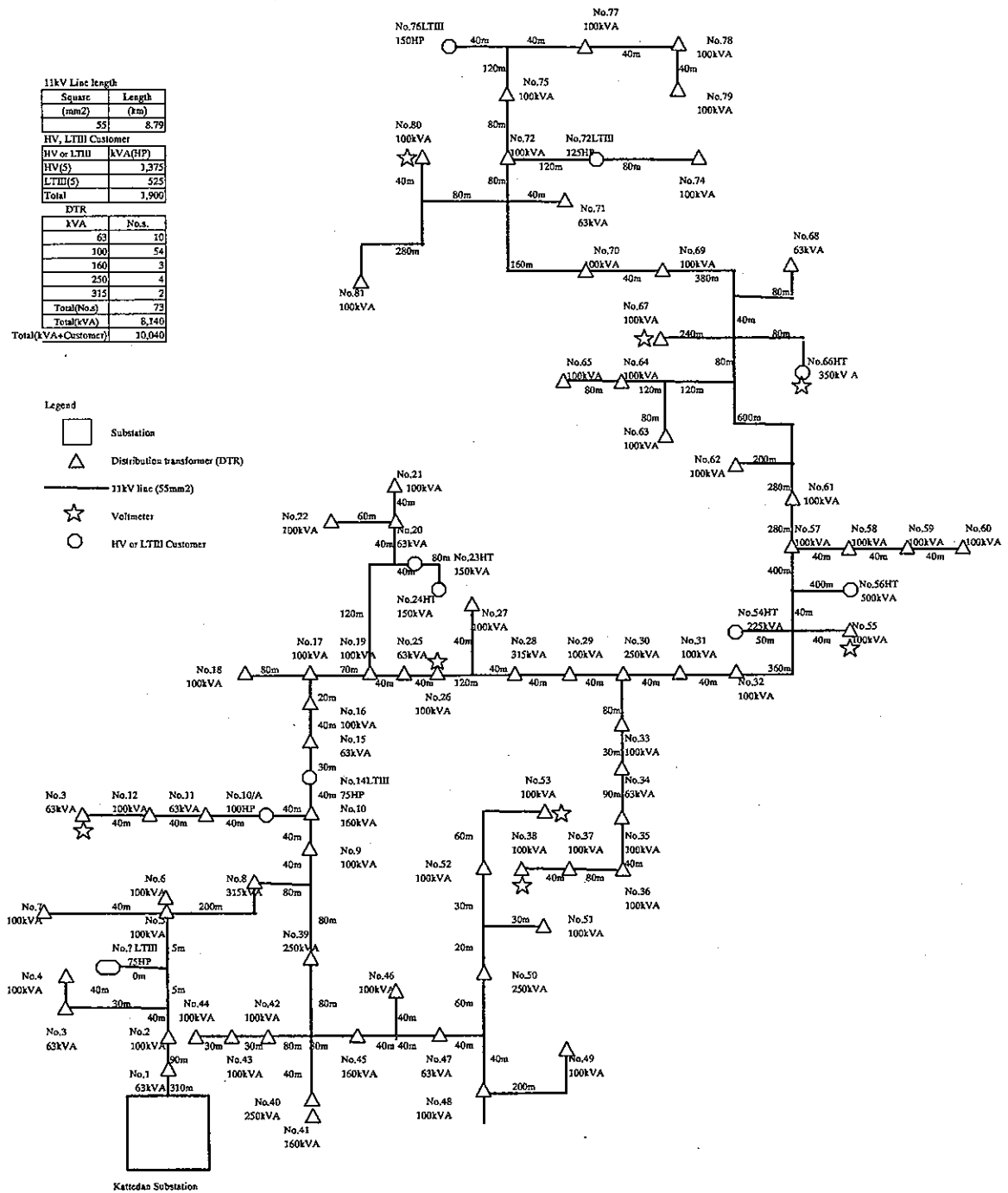
Kattedan Kattedan No.2 Feeder

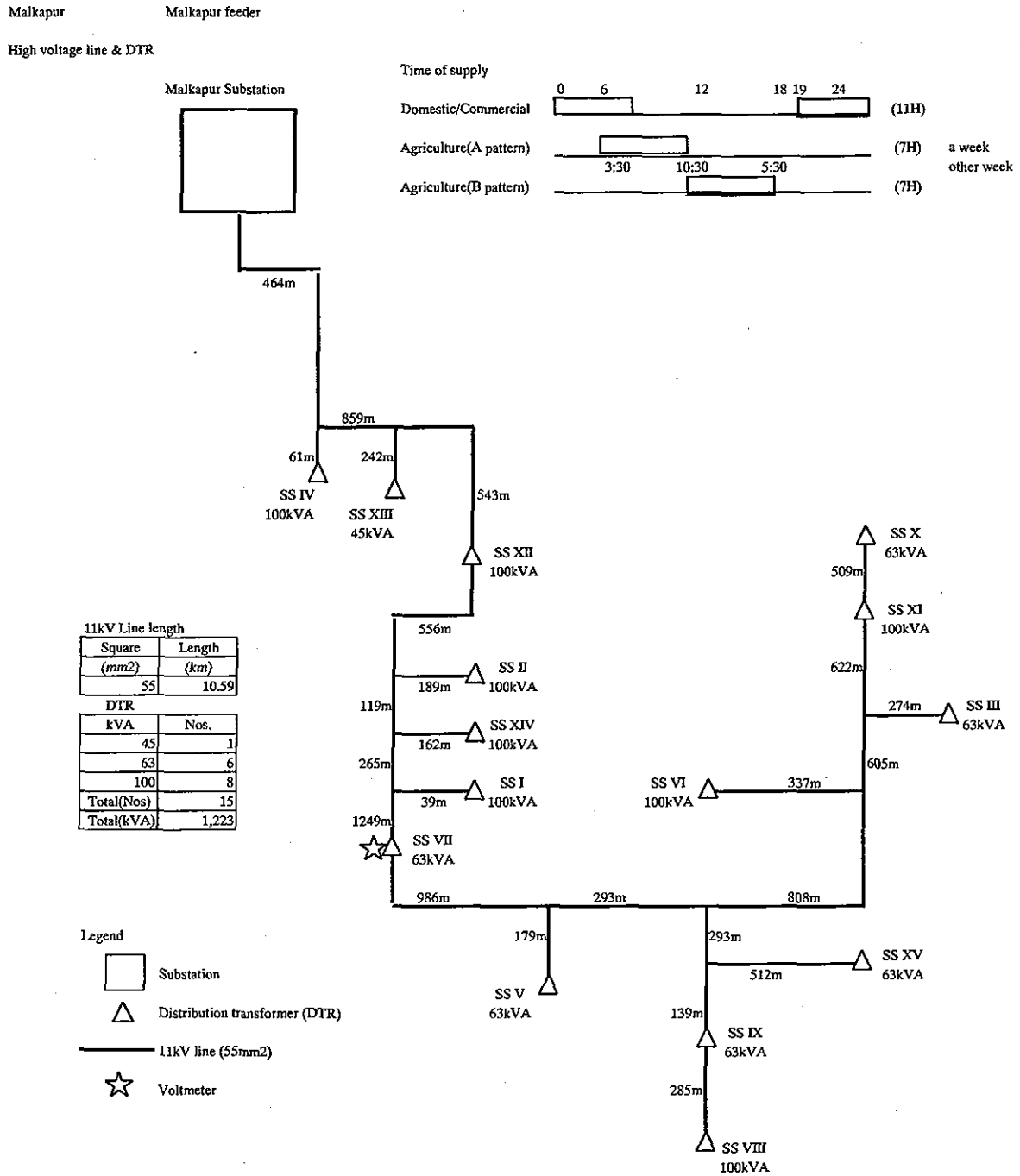
High voltage line & DTR

11kV Line Length	
Square (mm ²)	Length (km)
55	8.79
HV, LTH Customer	
HV or LTH kVA(HP)	
HV(S)	1,375
LTH(S)	525
Total	1,900
DTR	
kVA	No.s
63	10
100	54
160	3
250	4
315	2
Total(No.s)	73
Total(kVA)	8,140
Total(kVA+Customer)	10,040

Legend

-  Substation
-  Distribution transformer (DTR)
-  11kV line (55mm²)
-  Voltmeter
-  HV or LTH Customer

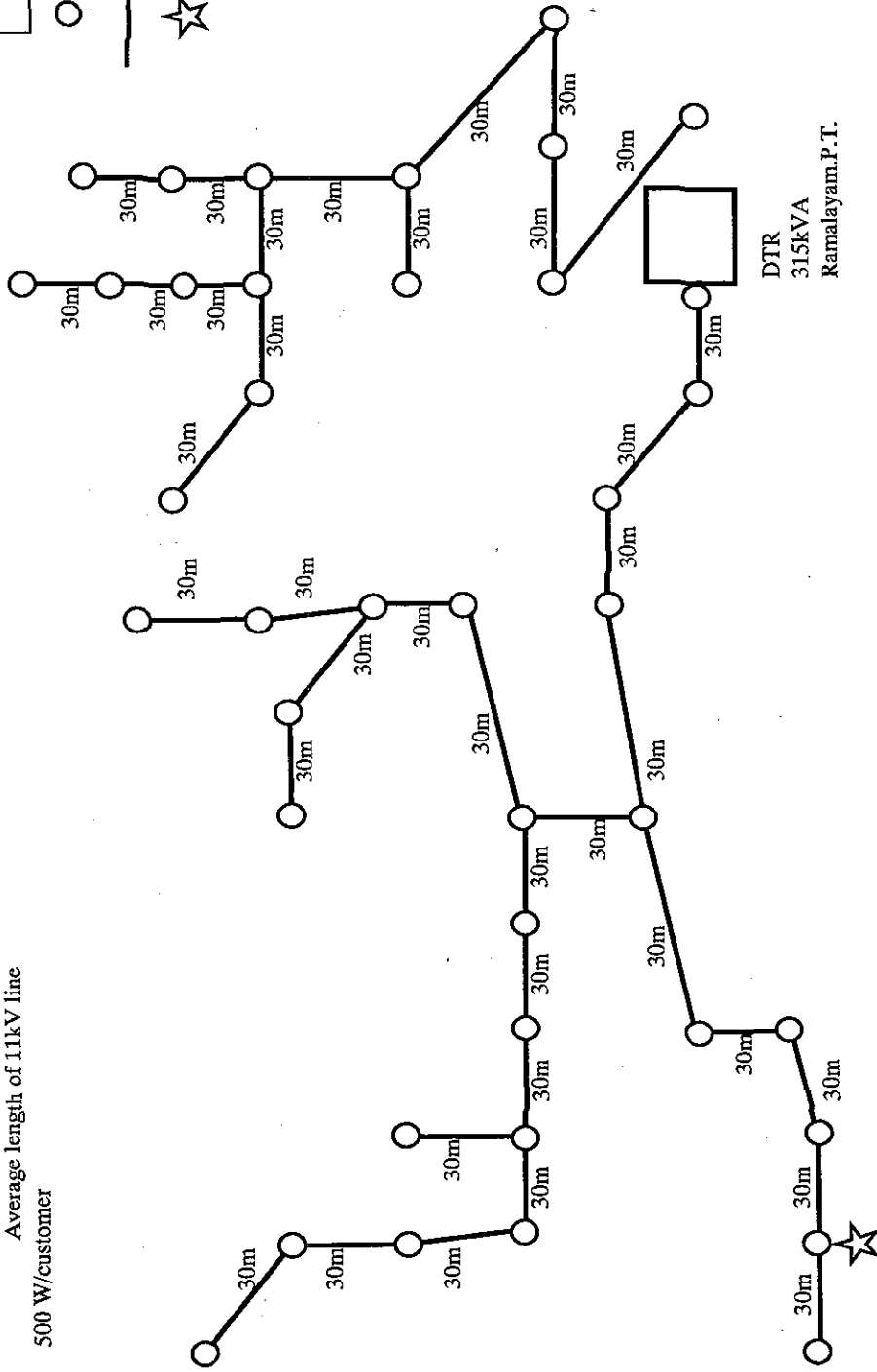
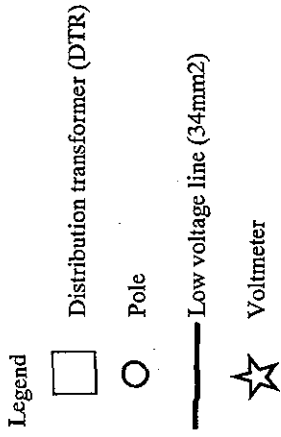




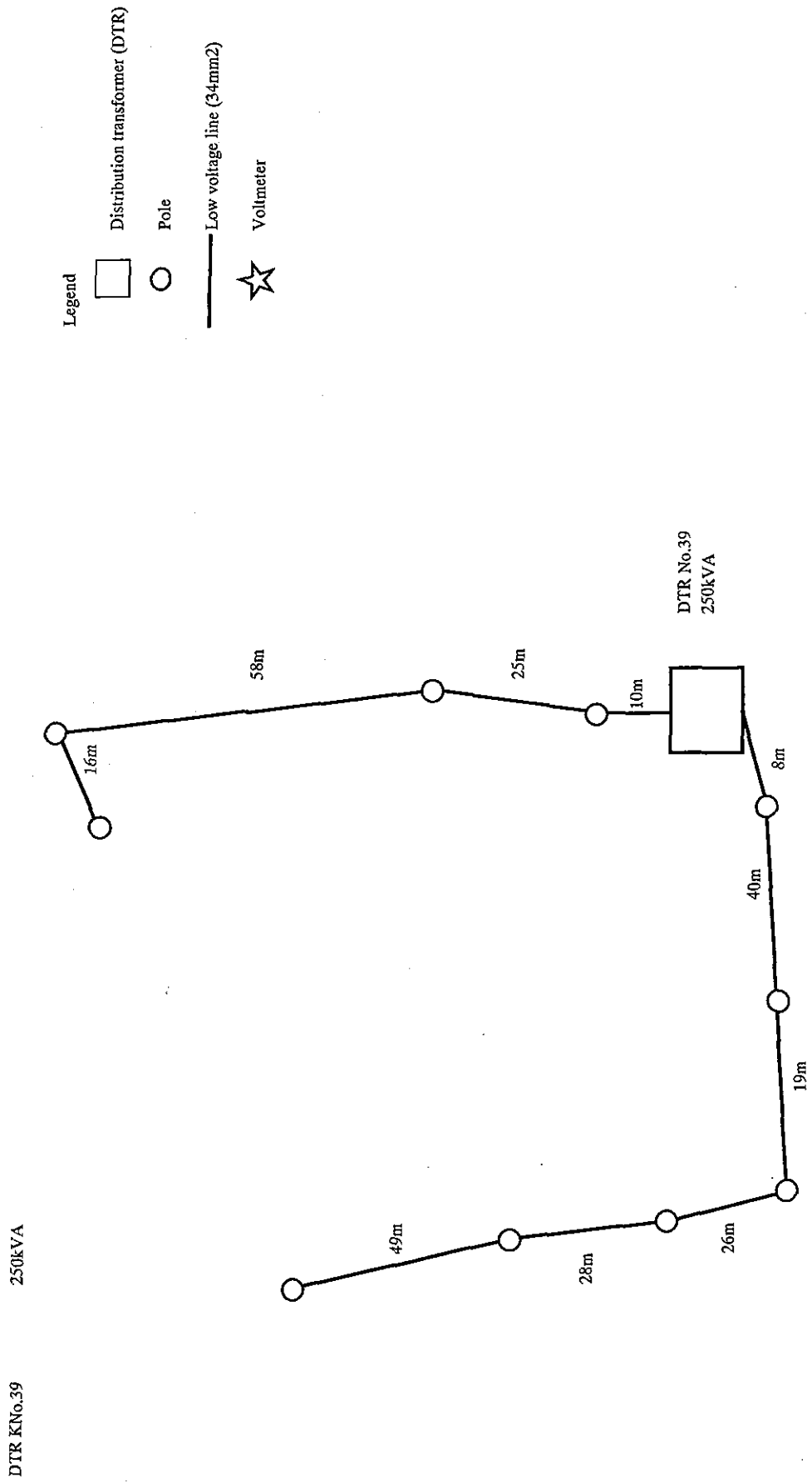
64

DTR KN-14 315KVA Ramalayam P.T.

Length = 30m
Average length of 11kV line
500 W/customer



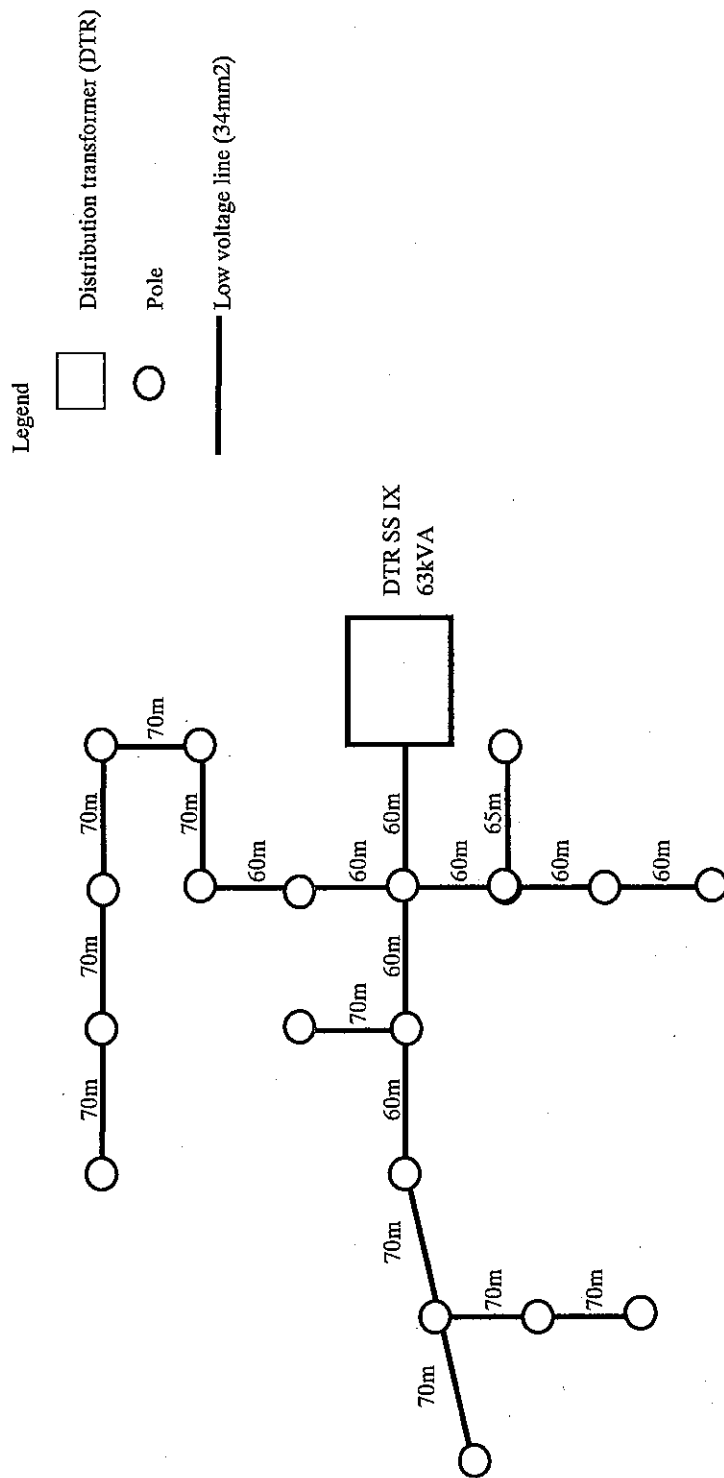
DTR
315kVA
Ramalayam.P.T.



Annex 5.4 - 5

63kVA

DTR SS IX



第6章 GISによる設備・顧客管理

目 次

第 6 章 GIS による設備・顧客管理	6-1
6.1 概論	6-1
6.1.1 GIS とは	6-1
6.1.2 配電 GIS の構造	6-1
6.1.3 GIS 導入変電所	6-1
6.1.4 Andhra Pradesh 州への適用	6-1
6.2 ソフトウェア	6-2
6.3 ベースマップ	6-2
6.4 設備・顧客管理データ	6-3
6.4.1 日本における設備・顧客データの活用	6-3
(1) 日本の現状	6-3
(2) データ活用方法	6-3
(3) 各種機能との関係	6-4
6.4.2 インド国 Andhra Pradesh 州での設備・顧客データの現状と問題点	6-5
(1) 設備・顧客データの管理	6-5
(2) インド国 Andhra Pradesh 州の問題点	6-5
6.4.3 設備データ	6-6
6.4.4 顧客データ	6-8
6.5 ArcView の主な機能	6-9
(1) レイヤーの属性表	6-9
(2) シンボルの属性情報	6-10
(3) シンボルの色分け	6-11
(4) 名前の表示	6-11
(5) 距離計測	6-12
(6) 検索	6-12
(7) ハイパーリンク	6-13
(8) グラフ表示	6-13
(9) 緯度経度によるシンボルの追加	6-14
6.6 技術移転方法	6-14
6.6.1 データ収集	6-16
6.6.2 配電 GIS 構築	6-17
6.6.3 調達資機材	6-18
6.7 GIS データの利用と便益	6-18
6.7.1 プロトタイプによる効果	6-18
(1) 現場作業の効率化	6-18
(2) 設備、顧客の位置把握	6-19
(3) ロス管理、SCADA への支援	6-19
(4) 地図検索	6-19
(5) 写真による配電設備管理	6-19
(6) Office の効率化	6-19
6.7.2 機能拡張により期待できる効果	6-19
(1) 現場作業の効率化	6-19
(2) 履歴管理	6-20
(3) 供給方法の評価	6-21
6.8 GIS 拡張計画	6-21
6.8.1 GIS 拡張手法	6-21
(1) GIS 構築のための体制	6-22

(2) 設備・顧客データの流れ.....	6 - 22
(3) GIS 導入の効果	6 - 23
6.8.2 CMS システムとの協調.....	6 - 25
6.8.3 GIS 普及のための人材育成.....	6 - 27
6.8.4 GIS 導入範囲.....	6 - 27
6.8.5 GIS 構築のための必要人員.....	6 - 27
6.8.6 主要資機材	6 - 30
6.8.7 所要費用	6 - 31
6.8.8 導入工程	6 - 31
6.8.9 将来の運用方法	6 - 34
6.9 提言	6 - 35
(1) データ管理書式の統一.....	6 - 35
(2) GIS 管理組織の設立	6 - 35
(3) 情報連絡システムの確立.....	6 - 35
(4) PC オペレーターの育成.....	6 - 35

第6章 GIS による設備・顧客管理

6.1 概論

6.1.1 GIS とは

GIS とは Geographic Information Systems (地理情報システム) の略で、地図上に様々な情報を重ね合わせて表示し、分析するシステムである。特に道路、水道、電気、ガスなど都市社会基盤の管理には、地図上に情報が表示されるため、その配置を視覚的に把握することができる。

GIS の基礎となるデジタル地図をベースマップと呼ぶ。GIS ではこのベースマップ上で必要な情報を複数のレイヤーで管理し、その属性によって施設および顧客データを分析することが可能である。

6.1.2 配電 GIS の構造

配電 GIS は複雑な配電設備の電氣的な繋がりを地図上で表現できる。位置情報だけでなく電柱、柱上変圧器などの設備情報および、装柱写真等の画像情報なども一元的に扱えることから、情報収集の省力化が期待される。更に地域別、変電所別等必要に応じて配電線系統図を作成することも容易になる。

6.1.3 GIS 導入変電所

本調査では、3箇所の変電所が GIS を導入するためのモデル変電所として選定された。これらの変電所は、Ranga Reddy 郡の Kothapet 変電所と同郡の Kattedan 変電所、Medak 郡の Malkapur 変電所の3つである。Kothapet 変電所の主な顧客は一般住宅に分類される。Kattedan 変電所は工業地域に位置しており、大部分の顧客は工場になっている（一部、一般住宅にも供給）。Malkapur 変電所は農業地域に位置しており、一般住宅と揚水用のポンプに電気を供給している。

本調査では、このように「一般住宅用」「工業用」「農業用」の変電所を対象に配電 GIS 構築が行なわれ、それぞれの用途別変電所に関して、GIS 導入による効果を検討した。

6.1.4 Andhra Pradesh 州への適用

Andhra Pradesh 州への配電 GIS 導入の目的は、現在手作業で管理されている同州の配電設備・顧客情報を電子データ化することにより、これらの情報管理の省力化をはかることである。また、GIS 導入により電子データ化された設備・顧客情報を分析することで、配電網の計画的な拡張、保守作業が可能となり供給信頼度向上に寄与することおよび、新規契約者宅への引込み線工事の迅速化、事故復旧時間の短縮化が可能となり、顧客サービスの向上に寄与することも期待される。

6.2 ソフトウェア

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

本調査の対象となっている Andhra Pradesh 州の州都 Hyderabad にも ESRI 社の代理店があり、さらにベースマップ作成を再委託した MapWorld 社でも ArcView を扱っている。そのため、万一のトラブルに対しても現地で対応できる。

また、OS のバージョンアップ対応に関しても、Windows XP を導入したので、当面、新バージョンへ移行の問題はない。

6.3 ベースマップ

GIS は設備・顧客情報を地図（ベースマップ）に入力することで、個々の設備・顧客情報を視覚的に管理することができる。したがって GIS の精度を上げるためには高精度のベースマップが必要になる。このため、現地の GIS 専門会社「Map World」に委託し、3 変電所が電力供給を行っているエリアの地図を作成した。

(Kattedan:27km², Kothapet:27km², Malkapur:85km²)

これらのベースマップは現地調査を基に作成されており、その緯度経度、縮尺は極めて正確であり、設備・顧客位置などの入力作業を効率的にすすめることが可能となった。作成されたベースマップは複数のレイヤー（礼拝堂、井戸・水タンク、川、道路、堤防、土地利用形態、建物、鉄道、境界線）から構成されている。レイヤーの名前は最初の 4 文字 (MMMM) が変電所 (Kothapet, Kattedan, Malkapur) を表し、5 文字目 (R) がシンボル (ポイント、ライン、ポリゴン) 6, 7 文字目 (LL) がレイヤーの種類、最後の文字 (G) は地理情報を意味している。表 6.1 は現地コンサルタントが作成したベースマップのレイヤー名の内容を示す。また、入力するデータは後述する配電設備データと顧客データに大別できる。

表 6.1 レイヤー名の内容

MMMM	First four letters for substation name. eg. Kopt for Kothapet Substation
R	Feature type. L: Line, R: Polygon, P: Point
LL	Layer type.
	ro: road
	bu: building
	ws: worship (temple, mosque, church, etc.)
	wp: water point (well, overhead tank, etc.)
	sr: stream
	em: embankment
	ld: land use (cultivation, grave, scrub, park, plantation, play ground, etc.)
	bo: boundary
rw: railway	
G	Geographic

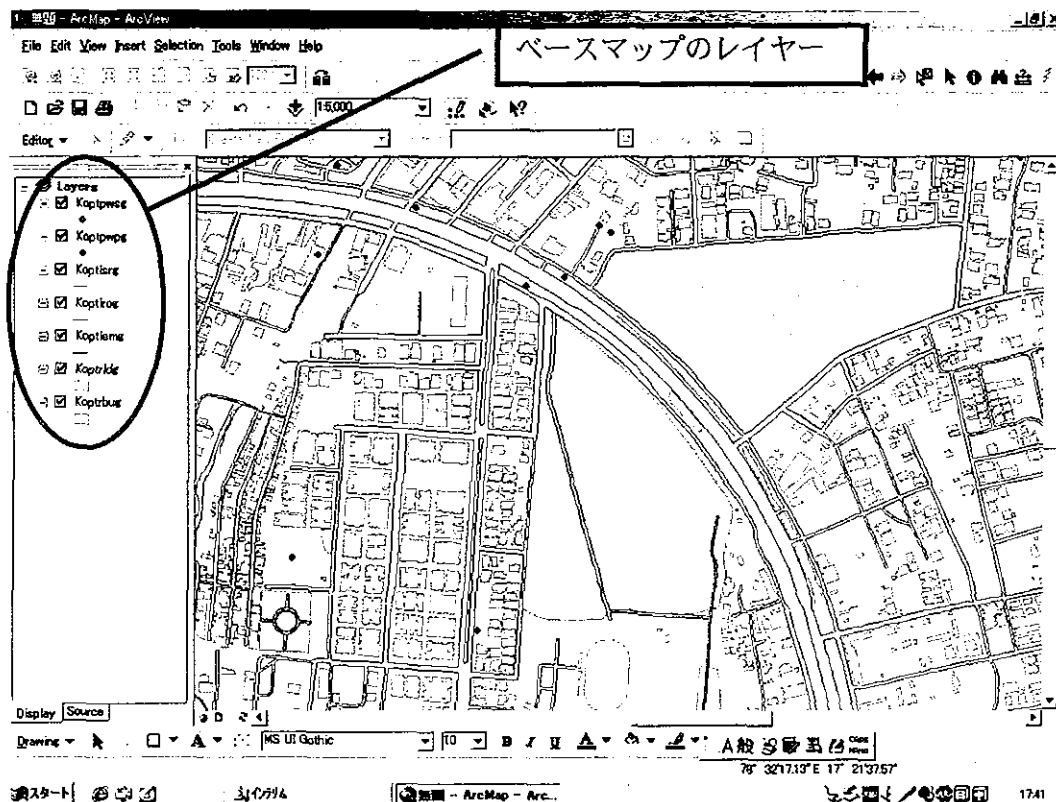


図 6.1 現地コンサルタント作成のベースマップ

6.4 設備・顧客管理データ

6.4.1 日本における設備・顧客データの活用

(1) 日本の現状

日本では5年前頃から、配電設備や顧客情報の管理にGISを活用するようになり、現在では多くの電力会社で導入されている。GIS導入前は手作業により設備施設図面を作成し、表計算ソフトにより設備・顧客情報を管理していたが、GISの普及により、地図とこれらの情報を融合させて一元管理することが可能となった。

更にインターネットやLANの普及により、各事業所の設備・顧客情報はホストコンピュータに蓄積されるため、一事業所のみならず管轄事業所を超えて情報の一括管理が可能となった。

(2) データ活用方法

GIS導入により最も高い効果が期待されるのは、以下の2点である。

- ◆ 運用面におけるデータ検索機能
- ◆ 管理面におけるデータ修正機能

従来まで顧客からの問い合わせ対応や設備特定の際、顧客や設備の場所の特定に時間を要していたが、GISの検索機能により瞬時に場所の特定が可能となった。

また、配電設備は新設、移設工事により常時、データ更新作業が必要であるが、GIS のデータ修正機能により修正作業が容易となった。更に GIS の作図機能により図面を容易に出力、電子送信できることから、工事会社との間で仕様に関する確認作業が短縮化され、工期の短縮にも寄与している。

このように、これらの機能により、正確な設備・顧客情報を容易に管理でき、今まで書類で管理していたデータ管理業務の効率化に加え、適正な設備保全による供給信頼度の向上や敏速な対応による顧客サービスの向上を図ることが可能となった。

(3) 各種機能との関係

日本の GIS システムの多くは次のような他システムと関係して活用されている。

- ◆ 配電設計システム
- ◆ 配電線事故時の停電区域表示
- ◆ 変圧器負荷度、引込負荷集計、低圧線計算の各システム
- ◆ 配電フィーダの図面表示

これら他システムと関係することにより、GIS の図面管理情報を設備計画業務、設計業務、工事委託業務へ活用し効率的な設備管理を行っている。

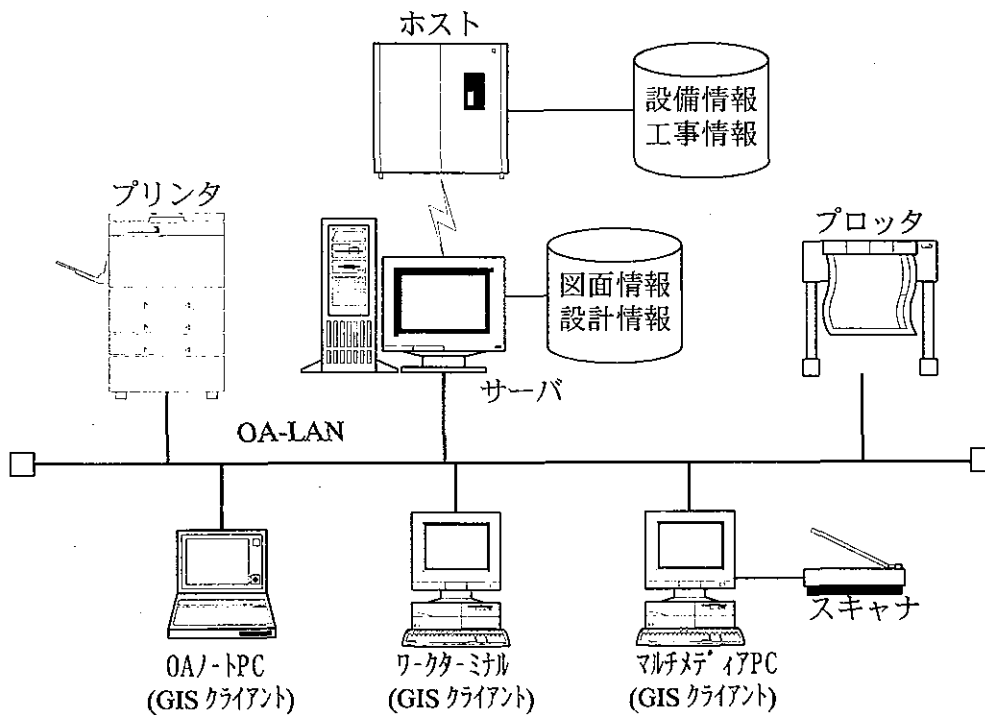


図 6.2 統合的な図面管理システム

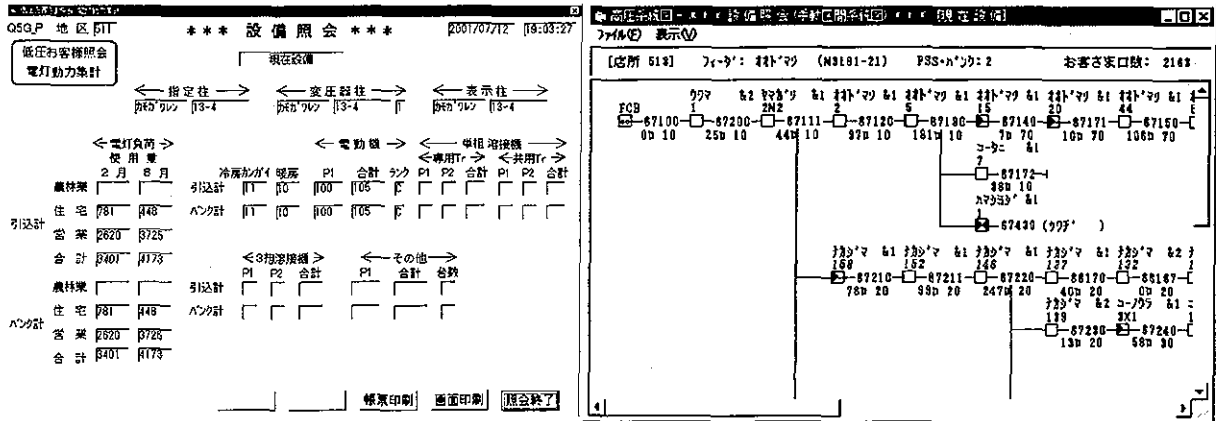


図 6.3 変圧器の負荷度計算システムおよび配電フィーダ図

6.4.2 インド国 Andhra Pradesh 州での設備・顧客データの現状と問題点

(1) 設備・顧客データの管理

インド国 Andhra Pradesh 州は、人口が多く配電設備数は膨大である。特に州都の Hyderabad では都市化に伴い、配電設備の新設や移設は頻繁に発生している。このためこの膨大な配電設備を適正に管理し、機能維持させるためには、個々の設備を適正に管理することが重要である。

さらに近年、IT 産業などの高度化により電力供給信頼度の向上および顧客サービスの向上が求められ、設備・顧客情報という基盤データ整備は、設備保全や適正な電気料金徴収をはじめ、配電自動化等の新技術導入にも必要不可欠となっている。

インドで管理されている配電設備・顧客情報は日本のものと比較すると、簡素であり設備の種類も少ないため、管理すべき項目も少ない。今回作成したプロトタイプ GIS では現地カウンターパートと打ち合わせの上、必要最小限の情報を管理することとした。

(2) インド国 Andhra Pradesh 州の問題点

現状の設備・顧客情報管理に関して、今回対応を依頼した 3 対象変電所の現地スタッフは地図や住宅図を使用することに慣れておらず、地図上で自分の場所を特定するのに時間を要している。現在でも変電所毎に手書きで系統図を作成しており、その管理に労力を要している。したがって、この手書きの系統図から GIS へ移行することに対する利便性を理解してもらうことが重要である。

また、現在、各設備には番号付けがされていない。このため、各設備への番号付けを提案したが、現地カウンターパートは柱上変圧器への番号付けには同意したものの、多数ある電柱への番号付けに対してはその初期作業に要する労力と効果に疑問があり消極的であった。

以下に設備・顧客データの現状と問題点、および今回の現地調査で作成したプロトタイプ GIS を示す。

6.4.3 設備データ

現状の設備管理は管理事業所により様々である。一般的に顧客サービスの観点から、顧客に接した設備である柱上変圧器および低圧電柱の情報は手書きの系統図で管理されているが、11kVの電柱・高圧線は、現場技術員の長年の経験により運用され、特に統一された名称・管理方法は無い。

しかし、広範囲に分散配置され、需要により変化の多い配電設備を正確に管理する上で、個々の設備に名称をつけ、統一した書式で管理することは不可欠である。近年、住宅地域では家屋、集合住宅の建設がすすんでおり、定期的な設備の増強が行われ、特にこの地域でのGIS導入の効果は高いと思われる。

今回の現地調査ではその重要性を現地カウンターパートへ理解していただき、現地の設備運用に適応した方法で、設備の名称確認および設備番号付けを行い、地図上へプロットした。

GISに入力される設備データは以下の通りである。

表 6.2 設備データ一覧

33/11kV 変電所		名称, 容量, フィーダ名称
11kV 配電線	電柱	電柱番号, 種類
	高圧線	長さ, 電線サイズ, 線種, 接続電柱 No.
	遮断器	接続電柱 No, 遮断容量
柱上変圧器		電柱番号, 容量
430V 配電線	電柱	電柱番号, 種類
	低圧線	長さ, 電線サイズ, 線種, 接続電柱 No.

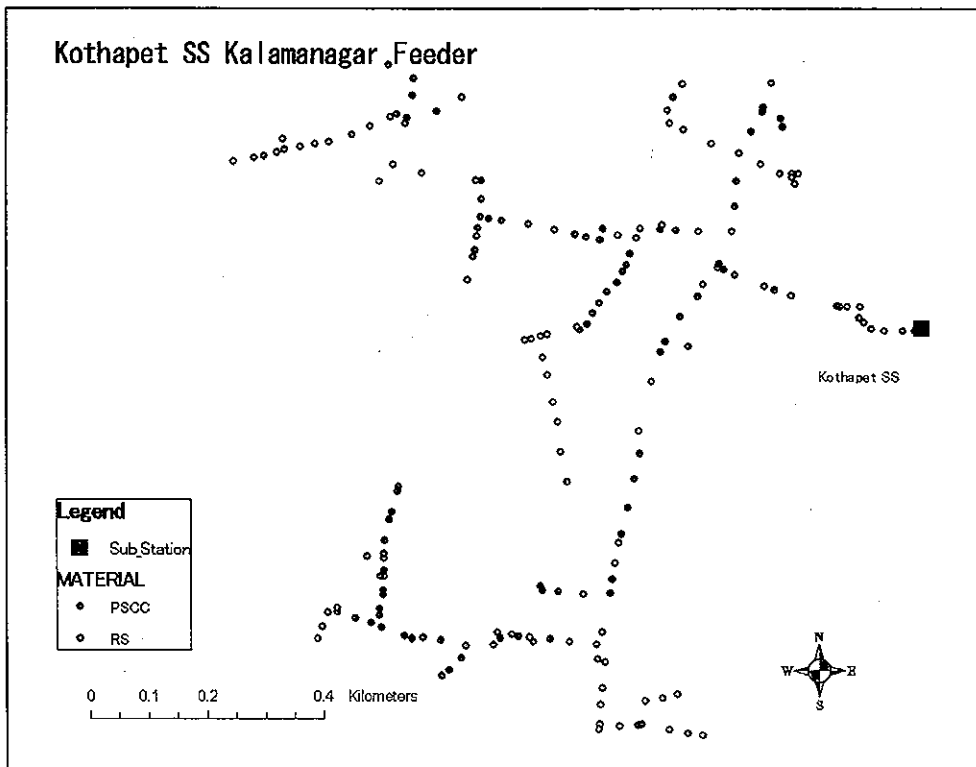


図 6.4 Kothapet 変電所における 11kV 電柱レイヤー

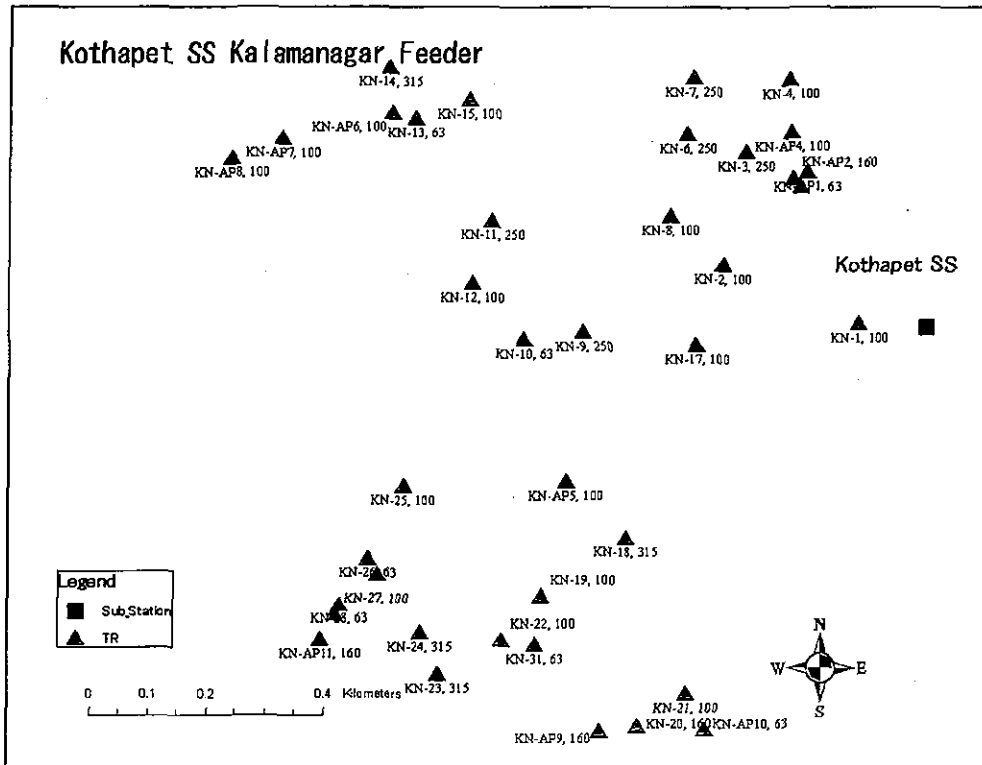


図 6.5 Kothapet 変電所における変圧器レイヤー

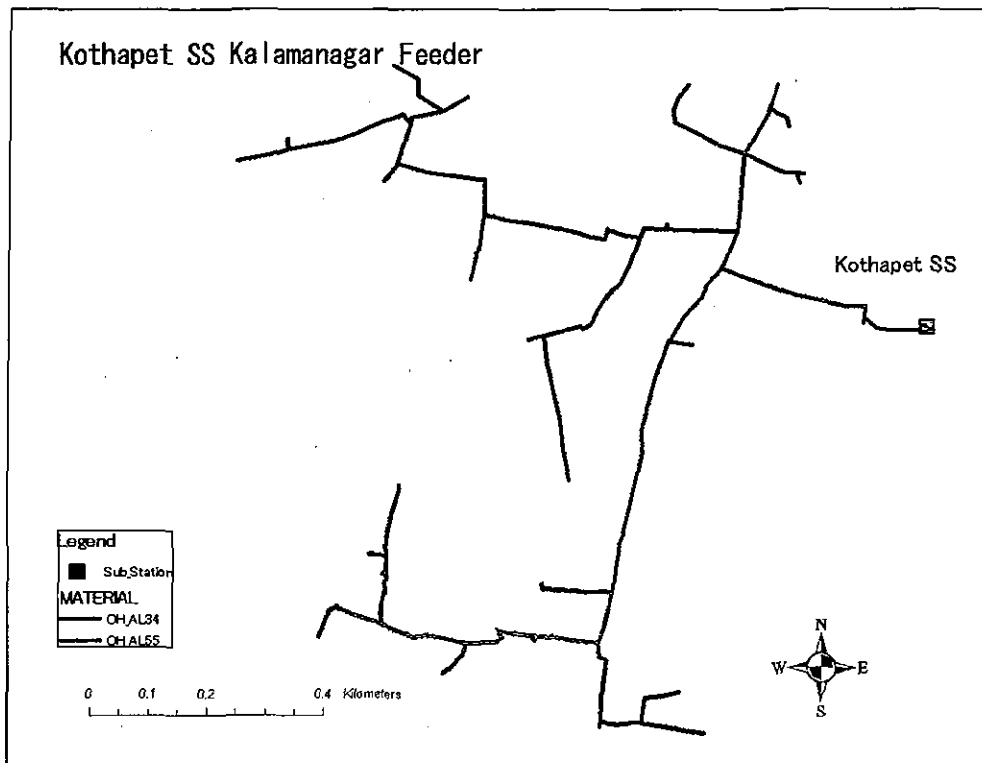


図 6.6 Kothapet 変電所における高圧線レイヤー

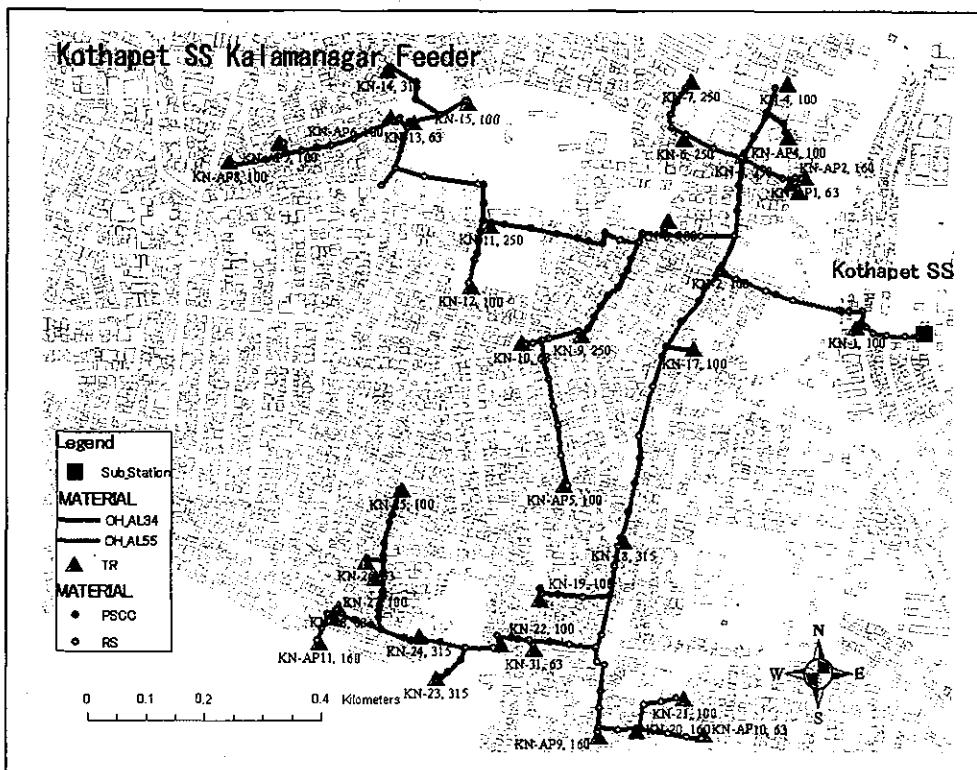


図 6.7 Kothapet 変電所における 11kV 設備レイヤーの重ね合わせ

6.4.4 顧客データ

現状の顧客情報は、顧客番号により管理している。顧客情報として「名前」「住所」「契約種別」「メータ情報」がある。しかし、“どの顧客”が“どの電柱から”“どの柱上変圧器から”“どのフィーダから”供給されているか等、設備情報とはリンクされていない。

GIS システムでは、地図に顧客の建物レイヤーがあり、設備の地理情報と組合せることで、設備の地理情報と顧客情報の一元的な管理が可能となる。

表 6.3 顧客管理

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

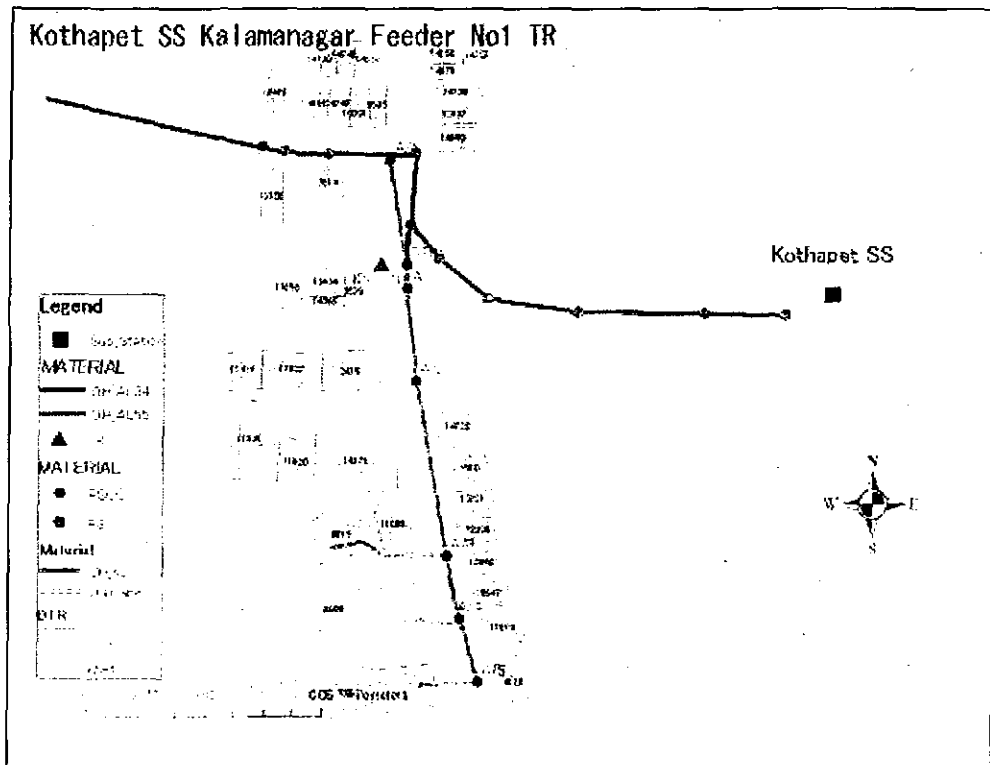


図 6.8 Kothapet 変電所における低圧配電レイヤーと顧客レイヤー

6.5 ArcView の主な機能

今回導入した ArcView には、配電設備や顧客管理に役立つ機能が数多く含まれている。ここでは、その代表的な機能を紹介する。

(1) レイヤーの属性表

ArcView で表現されるレイヤーには、数多くの属性情報を含んでいる。属性表を開くことにより、レイヤーの情報を把握することができる。また、必要な項目を加えたり、属性情報の修正、項目の並べ替え、情報の検索などが可能である。たとえば、配電 GIS では、設備情報や顧客情報を属性表で管理することが可能である。

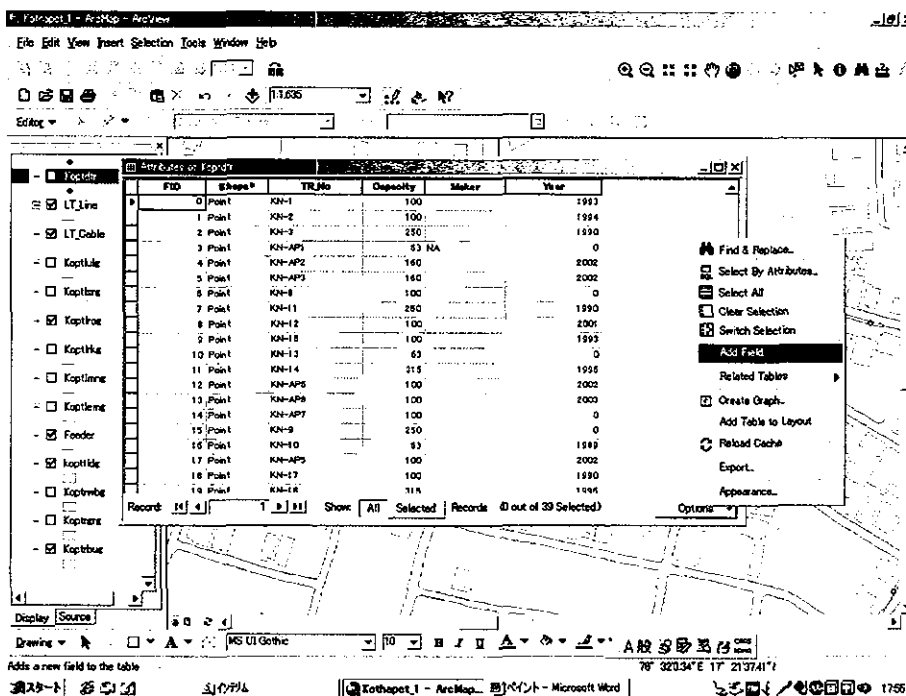


図 6.9 レイヤーの属性表

(2) シンボルの属性情報

個別シンボルの属性情報を確認するのに必ずしも属性表を開く必要はない。個別情報を知りたいシンボルをクリックすることにより、そのシンボルの情報が表示される。たとえば、地図上のある顧客情報を知りたい時は顧客のシンボルをクリックすることで情報を知ることができる。

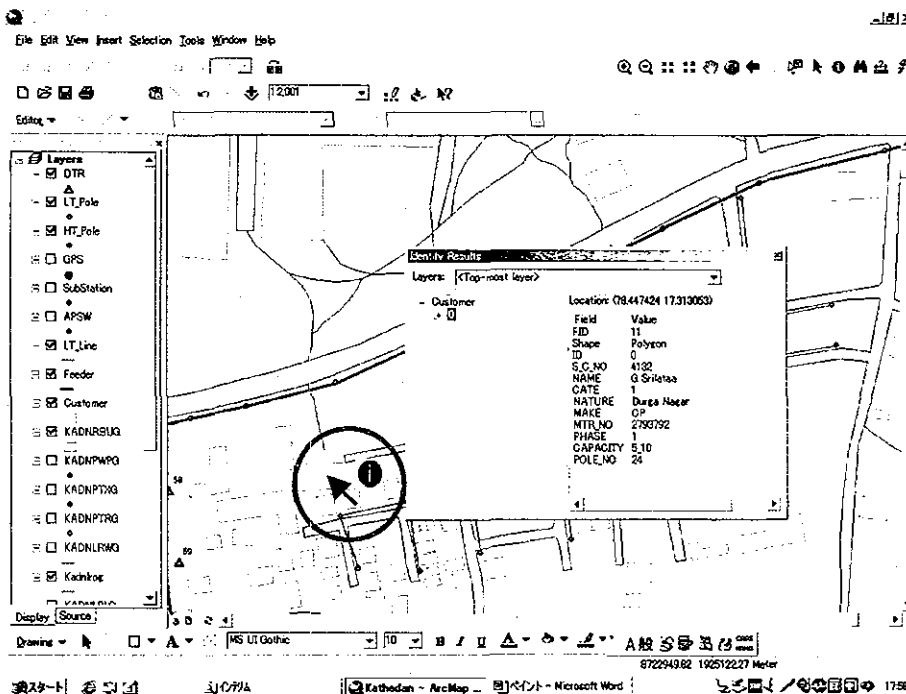


図 6.10 シンボルの属性情報

(3) シンボルの色分け

シンボルで表現される電柱にはコンクリート柱と鉄柱がある。また、柱上変圧器もその容量がさまざまである。ArcView では、電柱の材質や柱上変圧器の容量を区別するためにシンボルの色を変えることができる。この機能により、属性表を開くことなく、地図上で電柱の材質や柱上変圧器の容量を瞬時に把握することができる。

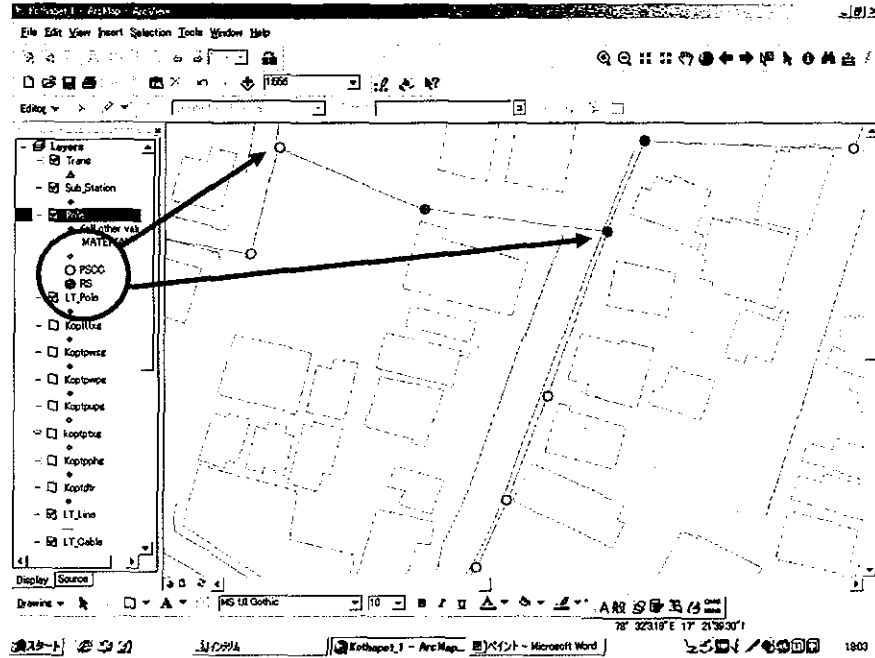


図 6.11 シンボルの色分け

(4) 名前の表示

顧客の名前やサービス番号、電柱番号、柱上変圧器の容量など属性表に含まれているデータを地図上に表現できる。

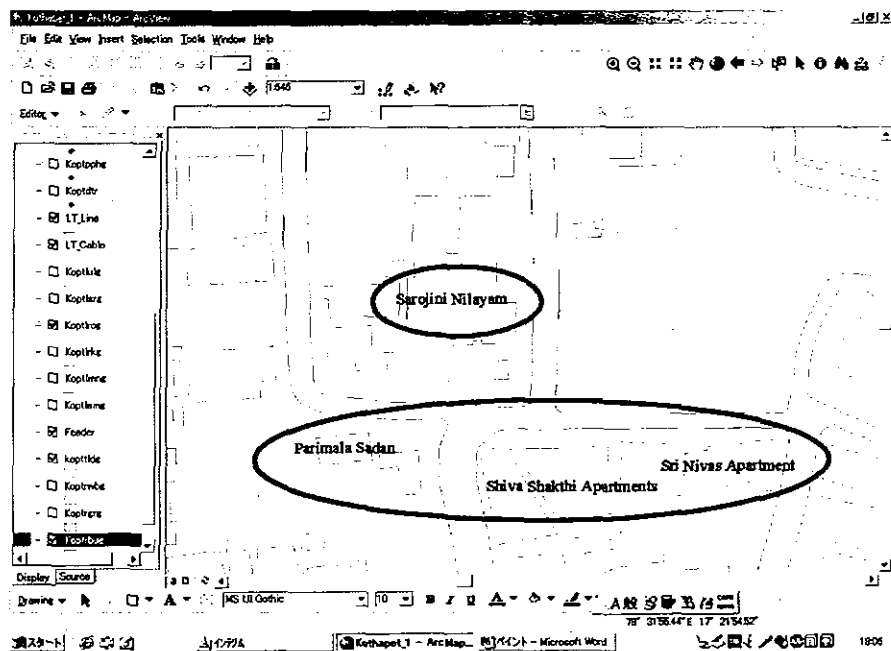


図 6.12 シンボルの名前表示

(5) 距離計測

ArcView には距離計測機能があり、たとえば、電柱間距離、変電所から顧客までの距離、送電線延長などの距離を計測できる。この機能を使用することにより、送・配電線延長時に凡そ、その所要電線長が把握できる。

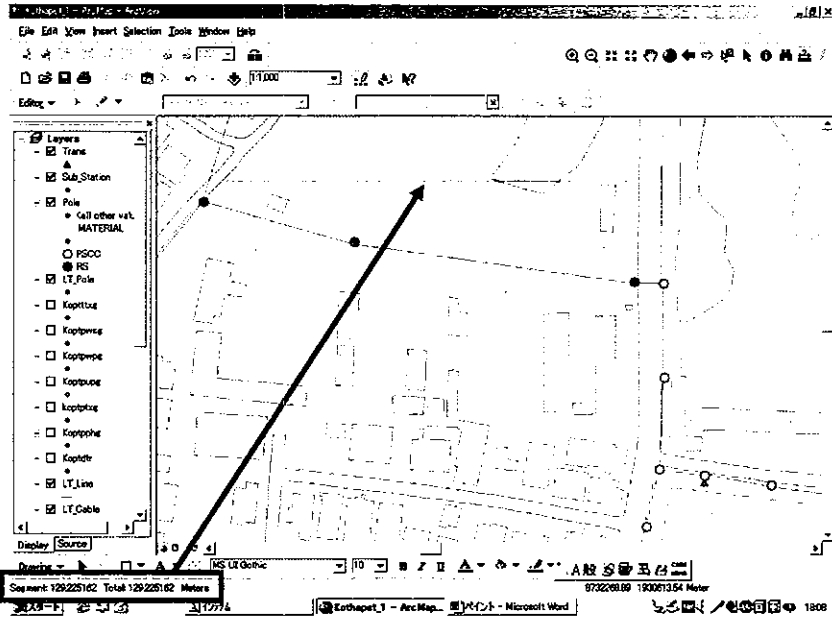


図 6.13 距離計測機能

(6) 検索

顧客のサービス番号や名前、設備番号などからその位置を検索することができる。最近インドでは顧客の苦情処理のためにコール・センターが設置されている。検索機能を利用することにより、顧客名やサービス番号から顧客位置を容易に探し出し、敏速な対応が可能である。

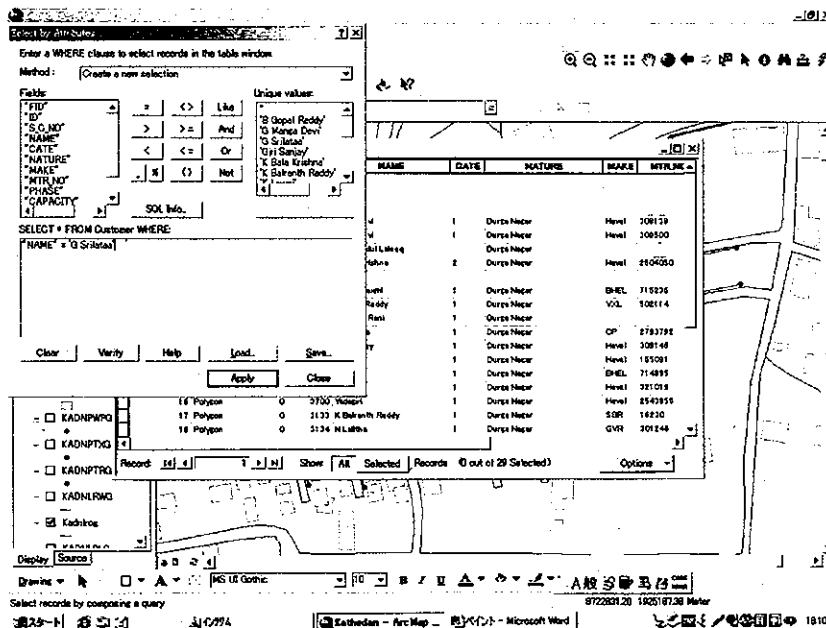


図 6.14 データ検索機能

(7) ハイパーリンク

ArcView にはハイパーリンク機能がある。これは、シンボルをクリックすることにより、あらかじめリンク設定させていたファイルや写真を表示することが可能である。たとえば、柱上変圧器のシンボルにその写真をリンクさせることにより、現場へ行かずに設備の状況が把握できる。

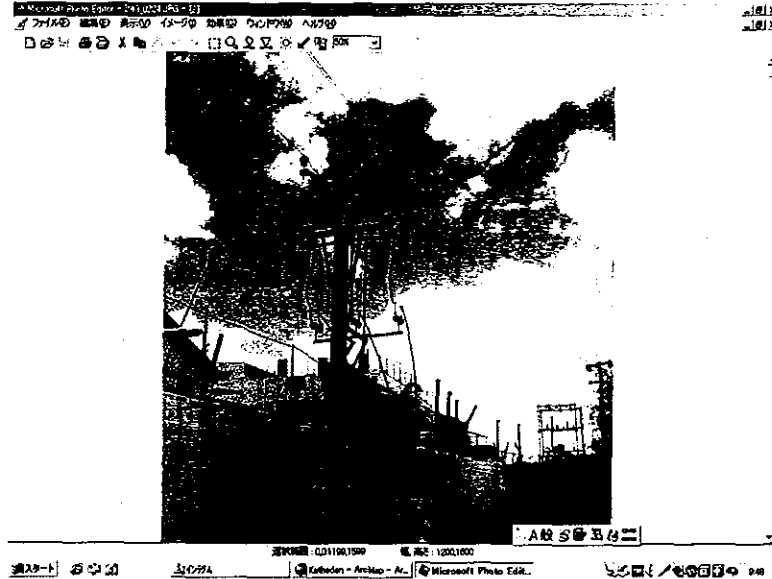


図 6.15 ハイパーリンク機能

(8) グラフ表示

属性表情報をグラフで表示することができる。たとえば、柱上変圧器の事故回数を属性表に入力することにより、事故回数のグラフを表示することができ、事故の多い変圧器を特定することができる。

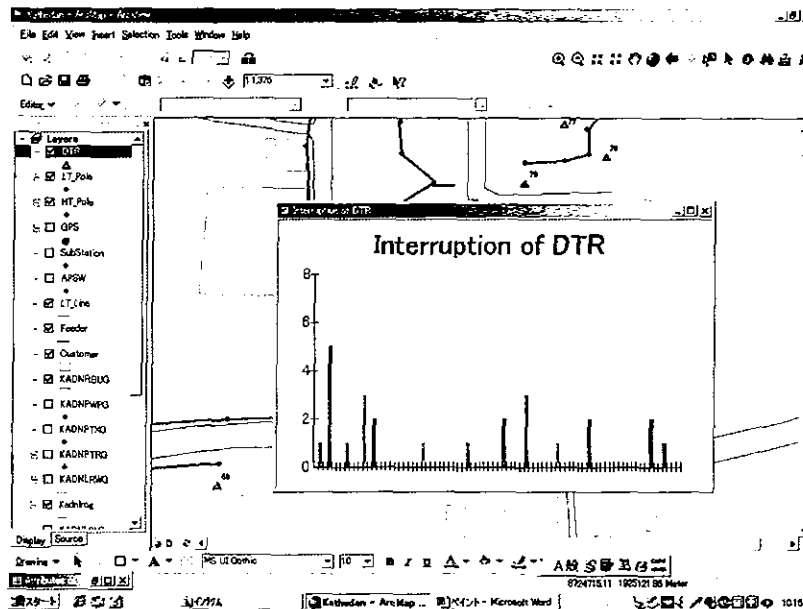


図 6.16 グラフ表示機能

(9) 緯度経度によるシンボルの追加

地図上で場所が特定できない場合、GPSを使って緯度経度を測定し、ArcViewに緯度経度データを追加することにより、その場所を表示することができる。たとえば、GPSデータを入力することで、目印の少ない田畑に設置された配電設備の位置を表示するといったことが可能となる。

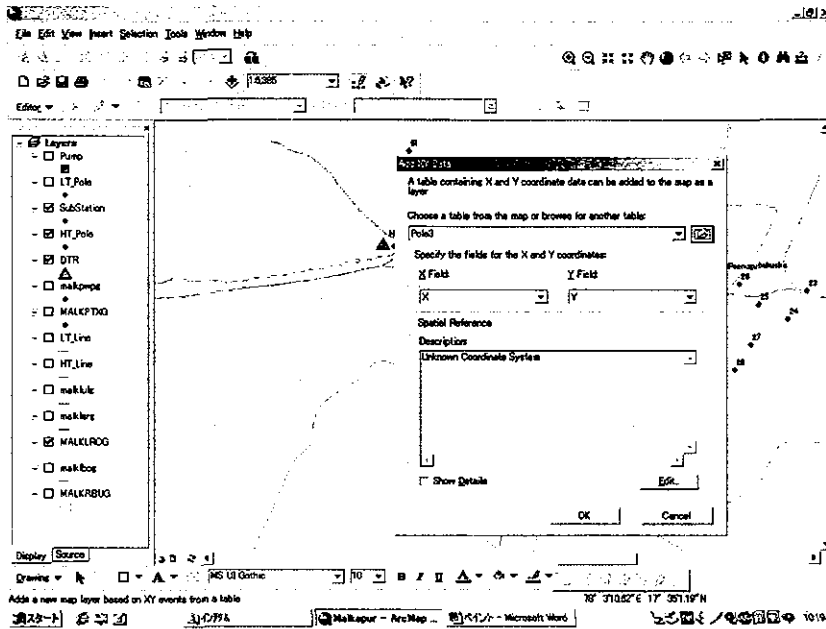


図 6.17 緯度経度によるシンボルの追加

6.6 技術移転方法

対象となる「住宅地域」「工業地域」「農業地域」の3変電所3フィーダに対して、以下のとおり、プロトタイプシステムを作成し、そのデータ収集方法、情報入力方法をカウンターパートへ技術移転した。

更に、カウンターパートはそれぞれの対象フィーダを参考にして、その他フィーダを自ら調査し、GISシステム化を実施した。

図 6.18 に現地調査活動の概要を示す。

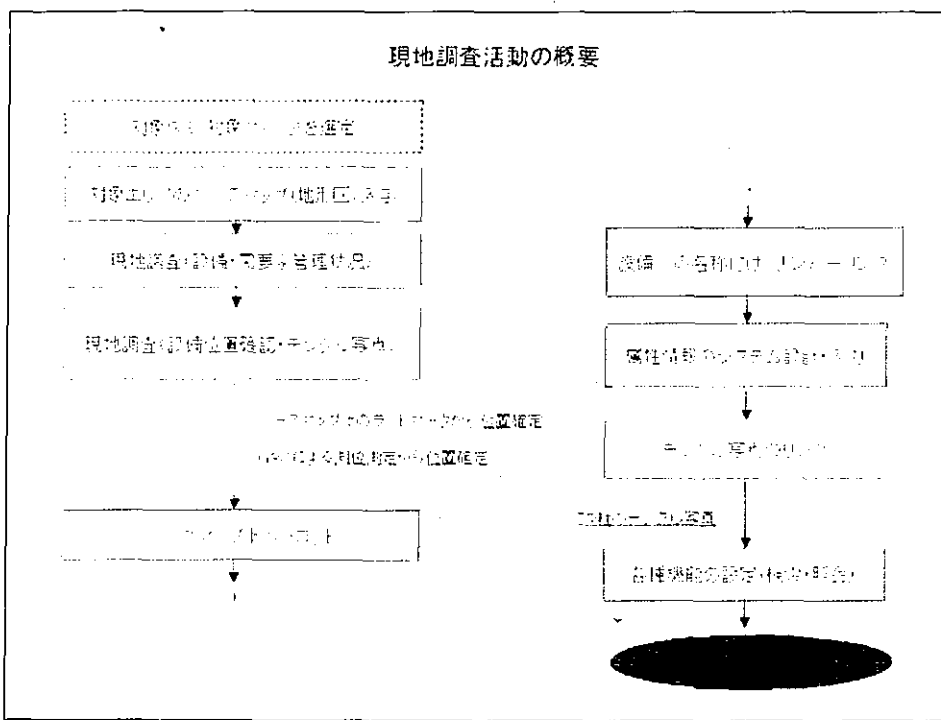


図 6.18 現地調査活動の概要

図 6.19 に示すように、配電 GIS は複数のレイヤーから構成される。建物、道路状況を表した Geographical Data は現地コンサルタントが作成したものを使用し、調査団とカウンターパートは各設備レイヤー、顧客レイヤーを作成し、これらに必要な情報を属性表に入力する。設備レイヤーは大きく、柱上変圧器、低圧配電線、高圧配電線、低圧電柱、高圧電柱に分けられる。

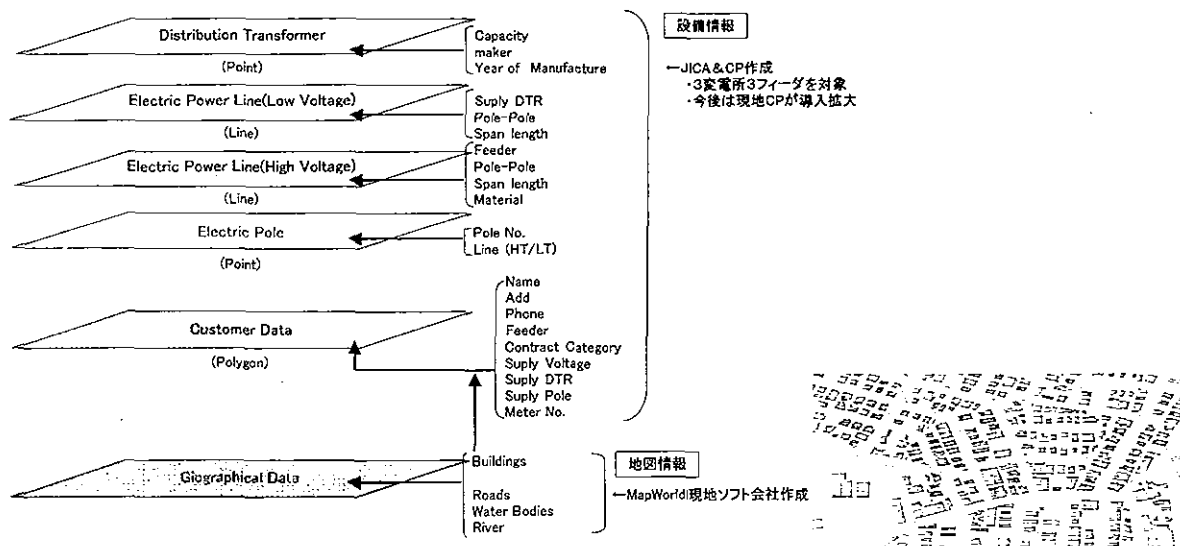


図 6.19 GIS の構成イメージ

6.6.1 データ収集

現地調査で、カウンターパートと共に配電 GIS に必要なデータを収集した。配電 GIS のデータは設備や顧客の位置情報と、設備仕様および顧客の契約内容を包括した契約情報の二種類に大別される。

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

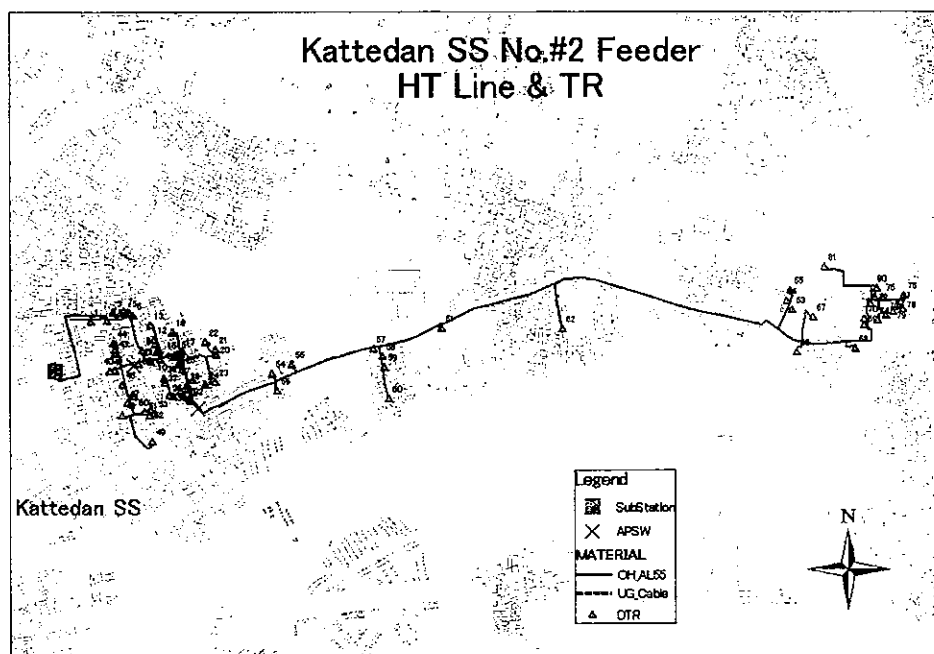


図 6.20 工業用 Kattedan 変電所における高圧線レイヤー

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

本調査で使用した GPS の精度は 15m 以内であり、農業用フィーダの電柱間距離が約 80m であったことと比較すると、GPS の誤差は電柱間の概略距離を測定することに対し、特に問題になるレベルではなかった。

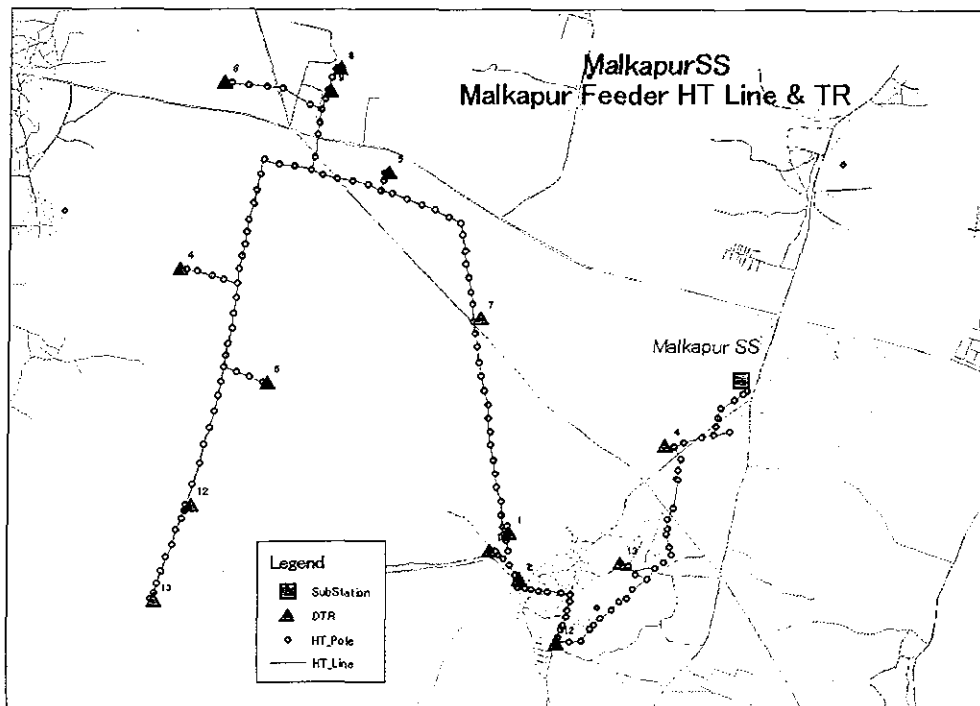


図 6.21 農業用 Malkapur 変電所における高圧線レイヤー

設備仕様に関しては、Section office の設備台帳から情報を収集した。しかし、新しく設置されたものには電柱番号や変圧器番号がない設備もあり、設備台帳に記載されている設備の位置があいまいなために、設備台帳を携行して、再度、すべての設備を回って確認する必要があった。

顧客情報に関しては、MRB (Meter Reading Book) から収集した。MRB には、顧客名前、サービス番号、契約形態、メータ番号などが整理されており、現地調査で顧客のサービス番号を記録するだけで、MRB からその他の情報を得ることが出来る。設備管理と比べると、顧客管理は特に大きな問題なく管理されている。

位置情報は、調査団と現場のラインマンと一緒に収集し、設備および顧客情報は現場のエンジニアから収集した。

6.6.2 配電 GIS 構築

GIS 構築は、Section office で常時パソコンを使用しているワーカーあるいはエンジニアによって行なわれる。調査団は、推薦されたスタッフに対し、マンツーマンで GIS 構築方法を指導した。現地調査で入手した位置情報は調査団の指導のもとで現地スタッフによって ArcView に入力される。また、設備および顧客情報に関しても、同じように現地スタッフが ArcView に入力する。これらの基本的な入力方法は、数日で習得することができた。

現地調査では、データ入力方法のほかにマニュアルを使用して配電 GIS に役立つ機能を技術移転した。

6.6.3 調達資機材

配電 GIS 構築に必要な資機材を調達し、各対象変電所を管理する 3 箇所の Section office と APTRANSCO および APCPDCL に設置した。購入した資機材は表 6.4 のとおりである。

表 6.4 調達機材の一覧

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

6.7 GIS データの利用と便益

GIS は地図上に顧客や設備を表示できるため、新規雇用者でも顧客・設備の分布状態、電力供給範囲の位置を視覚的に容易に確認することができる。更にそれらの情報を電子データ化することで、精度向上が図れるとともに、必要な情報を検索することにより、顧客・設備実態を容易に把握できる。また顧客からの問い合わせや配電設備の事故時に敏速に対応できるようになることも期待される。

以下に GIS システムの効果を示す。

6.7.1 プロトタイプによる効果

今回作成した 3 箇所のプロトタイプにより、以下の効果が期待される。

(1) 現場作業の効率化

(a) 図面管理作業の省力化

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

(b) 設備の取替等、現地作業での効率化

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

(c) 誤操作の防止

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

(2) 設備、顧客の位置把握

(a) 系統計画業務の改善

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

(b) 負荷予測の改善

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

(c) 停電設備の特定

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

(3) ロス管理、SCADA への支援

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

(4) 地図検索

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

(5) 写真による配電設備管理

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

(6) Office の効率化

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

6.7.2 機能拡張により期待できる効果

今回作成したプロトタイプの GIS システムに、応用機能を追加した場合、更に以下の効果が期待される。

(1) 現場作業の効率化

樹木伐採が必要となる箇所の地図情報や樹木の成長を考慮した次回の伐採時期および建設現場での離隔距離等を図面上で管理することにより、効率的な巡視を計画でき、樹木や足場等の接触事故の低減が図れる。

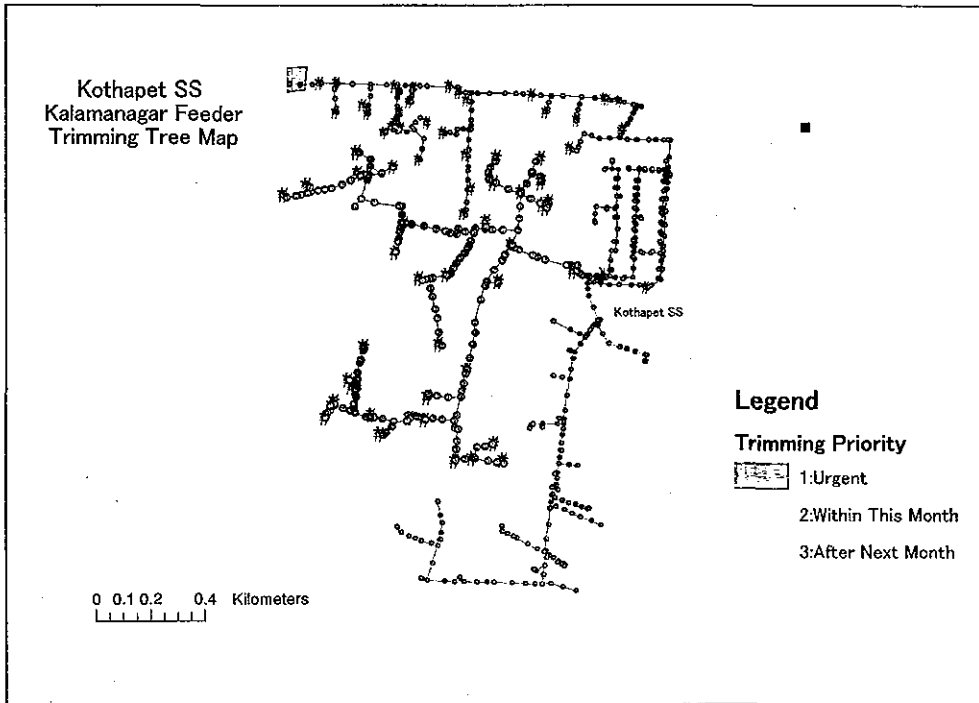


図 6.22 伐採管理図

(2) 履歴管理

配電設備の事故，故障経歴管理をすることで，設備の状態を把握し，定期的に設備更新することで事故，故障の未然防止が可能となる。

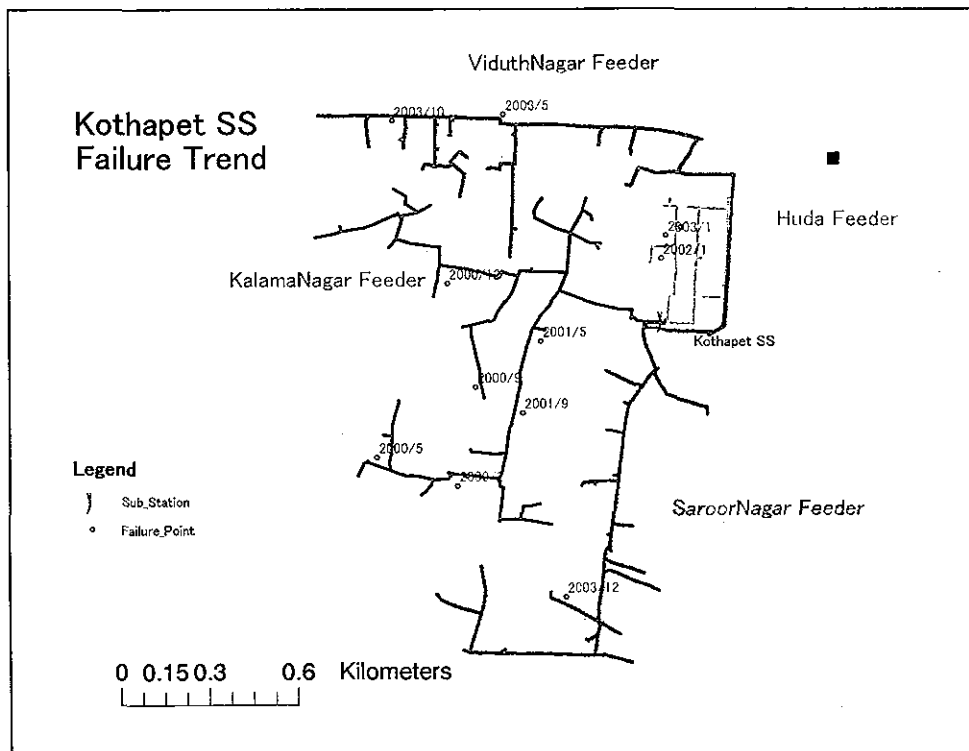


図 6.23 電気事履歴管理図

(3) 供給方法の評価

(a) 停電影響の大きい顧客を個別管理

病院、警察署等、停電の影響が大きい顧客を地図上で管理することで、供給フィーダ、供給変圧器にプライオリティを設ける等、個別対策を図ることができる。

(b) 地域毎の需要予測

過去の需要データを時系列に整理することで、将来の需要の伸び率を予測することができ、地域毎の中長期的な系統計画を図ることができる。

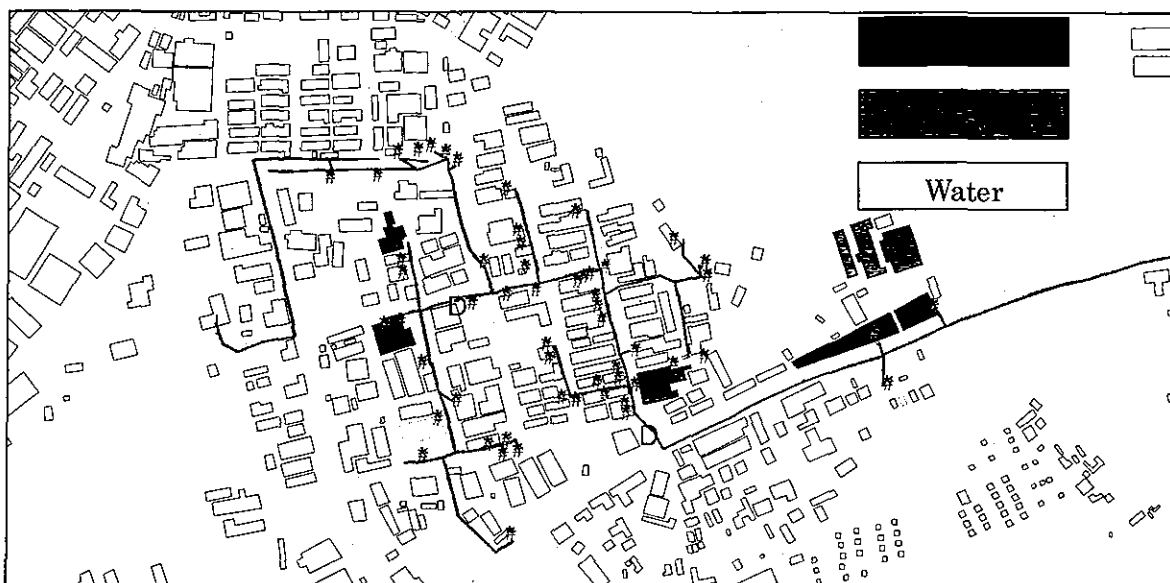


図 6.24 停電影響の大きい顧客管理図

6.8 GIS 拡張計画

今回、3 変電所を対象に GIS システムを導入したが、今後、この 3 変電所から他地域へ拡張することとで、さらに設備・顧客管理の省力化と顧客サービス向上が期待できる。しかしながら、GIS データを常時更新し、維持管理することは、GIS マップ作成のノウハウ習得のみならず、その維持管理体制を構築することが必要となる。

6.8.1 GIS 拡張手法

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

(1) GIS 構築のための体制

現状の事業所について、顧客や配電設備と直接接している事業場は Section office である。しかし、その事業所数は多く、またセキュリティやスタッフの資質から判断して、上級事業所である Division office に GIS を導入するのが最適である。

体制は図 6.25 のとおり専属の「GIS 担当者」およびデータを管理し、GIS 担当者へ情報を連絡する「設備管理担当者」、「顧客管理担当者」を設けることが必要である。GIS 担当者は常に正確なデータを維持管理しながら、配電設備設計者、設備運用保守担当者、顧客窓口へ有用な GIS 情報を提供する“情報共有の考え方”を持たなければいけない。

さらに、GIS の将来計画を検討し、事業所の問題点を解決するために、APTRANSCO や APCPDCL に「Help Desk」を設けることで、各 Division office を取り纏めた、精度の高い運用が期待できる。

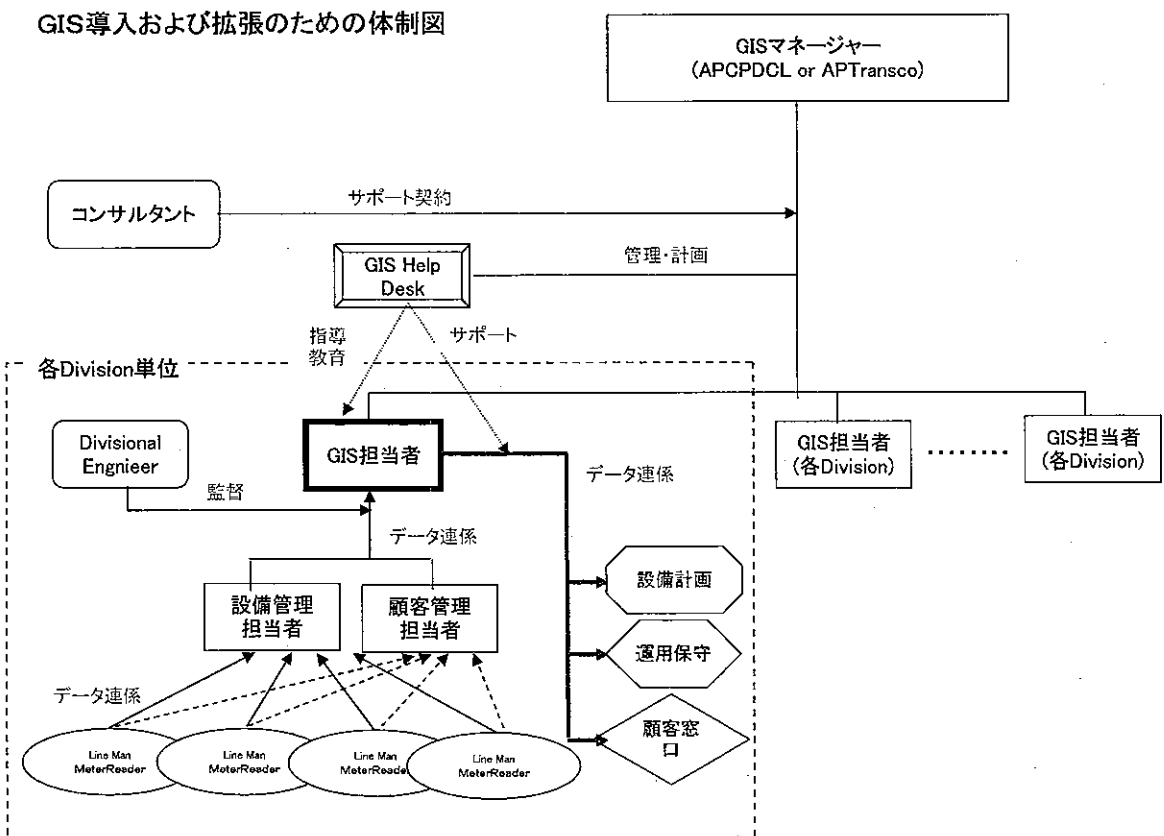


図 6.25 GIS 導入および拡張のための体制図

(2) 設備・顧客データの流れ

配電線の設備・顧客データは需要の伸びや顧客の新規申し込みの際に更新する必要がある。現在は地図が無いので、住所だけでは顧客の場所を確認するのが困難であり、Section office のスタッフは申し込みに来店した顧客と一緒に現地へ出向いている。これでは、新規受付に顧客に来店してもらう必要があり、更に常に顧客の来店に対してスタッフを常駐させる必要があり、非効率である。

GIS で事前に顧客の位置や設備情報を把握することで、供給スケジュールに併せ複数の新規申し込み顧客を計画的に一括して対応することが可能となる。また、GIS の系統図や地図

を活用することで、工事毎に新たにスケッチを描く必要がなくなる。図 6.26 に新規申し込み時の異動データ処理および設備設計の現状と GIS による改善策を示す。

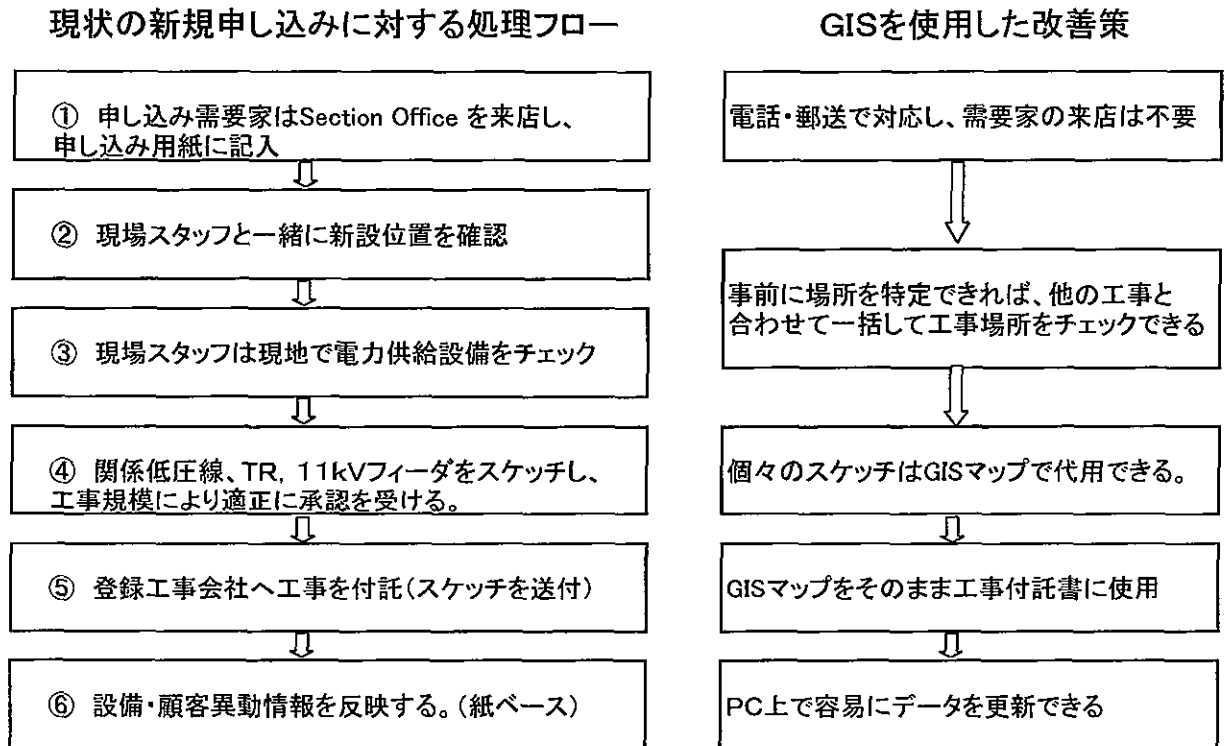


図 6.26 新規申し込み時の現状と GIS による改善策

(3) GIS 導入の効果

(a) 事業所間の情報共有

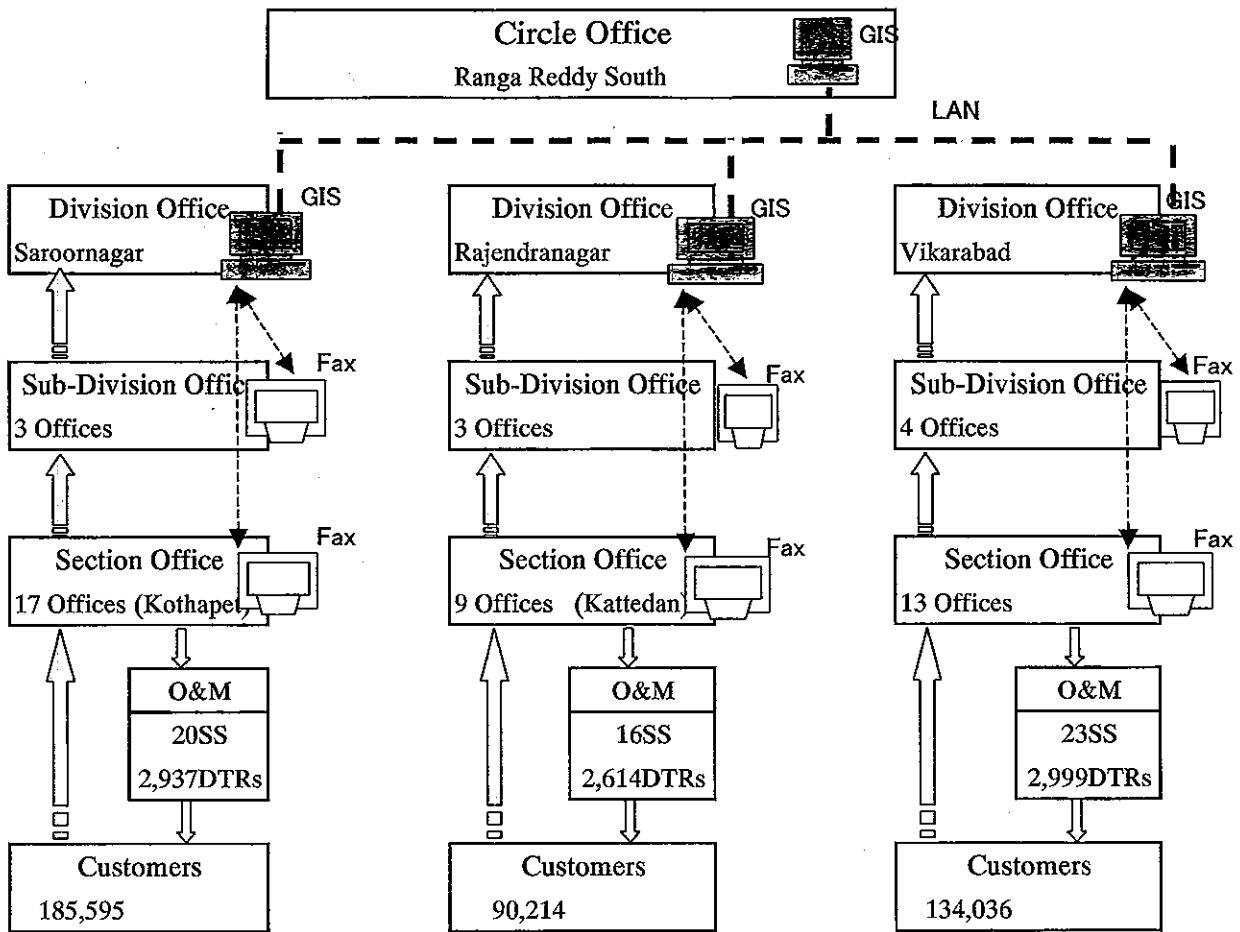
前述したとおり、APCPDCL の組織体制を考慮すれば、GIS 導入事業所は Division office より上位の事業所が適当である。しかし実際、設備・顧客と直接接しているのは下級事業所の Sub-Division, Section office のため、GIS 導入の効果を下級事業所まで広げるためには、何らかの通信手段をもって、上級事業所の GIS データを下級事業所まで送信する方法が必要である。現在、Sub-Division, Section office には電話回線があるため、これを利用してファックスを新設し対応可能である。

(b) 下級事業所の業務編成

導入にあたっては、各 Section office の異動処理の業務量を調査し、費用対効果を計らなくてはならない。今回の聞き取り調査では、住宅地区である Kothapet では 5~6 件/日であるが、Medak Sanga Reddy では、1 件/日程度と少なかった。将来的には、GIS 導入による効果を定量的に評価し、顧客サービスを考慮しながら、Section office の設計・工事業務の上級事業所への取り込みや、数多くある Section office の統廃合を検討することは可能である。

(c) 効果の大きい管理データの追加

既存の設備・顧客データを GIS データとして入力することでも十分効果があることは 6.7 項で前述したが、以下の 5 項目を追加することで設備管理や新規申し込み時の対応に大きな効果が期待できる。



*To utilize GIS benefits located at Division Office, communication medias need at sub-division and section office.

←---→ Communication media (Fax, E-mail, LAN)

↓ Dispatch staffs for supplying.

↑ New connection from customers

図 6.27 GIS 導入のための対応

(i) 変圧器の製造年データ

製造年データは現地変圧器の名盤に明記されているために、情報を収集して入力することは容易である。このデータを GIS で管理することにより、コンピュータ画面上で視覚的に変圧器の老朽度合いが判り、事故に繋がる前に交換することが可能である。

(ii) 個々の変圧器に対して変電所からの距離

新規に柱上変圧器を設置する際には「変電所からの距離」×「柱上変圧器容量」を指標として、当該フィーダの供給力を手書きの図面でチェックしている。このために、GIS の変圧器レイヤーへ「変電所からの距離」を GIS 属性テーブルに入力することで、新規

柱上変圧器を設置する際に一目で増設可能か否か、チェックすることが可能である。「変電所からの距離」は11kVレイヤーの情報から容易に取り出すことができる。

(III) 柱上変圧器の事故履歴

柱上変圧器の供給支障事故の履歴をGISで管理することで、どの柱上変圧器で供給事故が多発しているか特定することができる。この結果から故障発生率が高い変圧器を抽出し、取替・修繕工事を行うことで、事故を未然に防ぐことができる。

(IV) 樹木伐採データ

供給支障事故の多くは樹木接触であるため、新たに伐採レイヤーを設けることで樹木接触の可能性が高い箇所を特定し、定期的に伐採を行うことで、事故を未然に防ぐことができる。

(V) 顧客の使用量データ

使用量データは毎月の検針時に更新が必要であり、GISへ毎月データを入力することは労力を必要とする。また後述するCMSシステムが計画されており、これら需要データは同システムで管理されることが決定されている。このため、GISには必要の都度、必要なエリアを指定して、ハンドヘルドからダウンロードした使用量を入力することで、特定エリアの需要分布等を分析することができる。

6.8.2 CMSシステムとの協調

現在、APTRANSCOではAPDRP (Accelerated Power Development and Reform Program；電源開発/革新促進プログラム)と呼ばれるインド国自己資金を活用し、盗電防止・検針の適正化としてCMS (Customer Management System)を検討している。このシステムは次の6つのコンポーネントからなっており、これらのシステムを中心に顧客対応業務の効率化と適正な料金徴収による利潤の拡大を図る計画である。このシステムをGISと連携することで、双方にとって、より大きな効果を発揮することが期待できる。

- New Connection：新規申し込み対応
- Metering：検針
- Billing：請求
- Collection：料金徴収
- Disconnection & Dismantlement：供給停止&設備撤去
- Customer Service：顧客サービス

GIS導入において、上記のような顧客情報についてもGISシステムに取り込むことを検討してきた。しかし、このCMSシステム運転開始により、顧客情報はこのCMSにより管理し、GIS位置情報をCMSとリンクすることでお互いに持つ情報を共有することで、相乗効果を期待できる。

図6.28にCMSとGISのリンク例を示す。

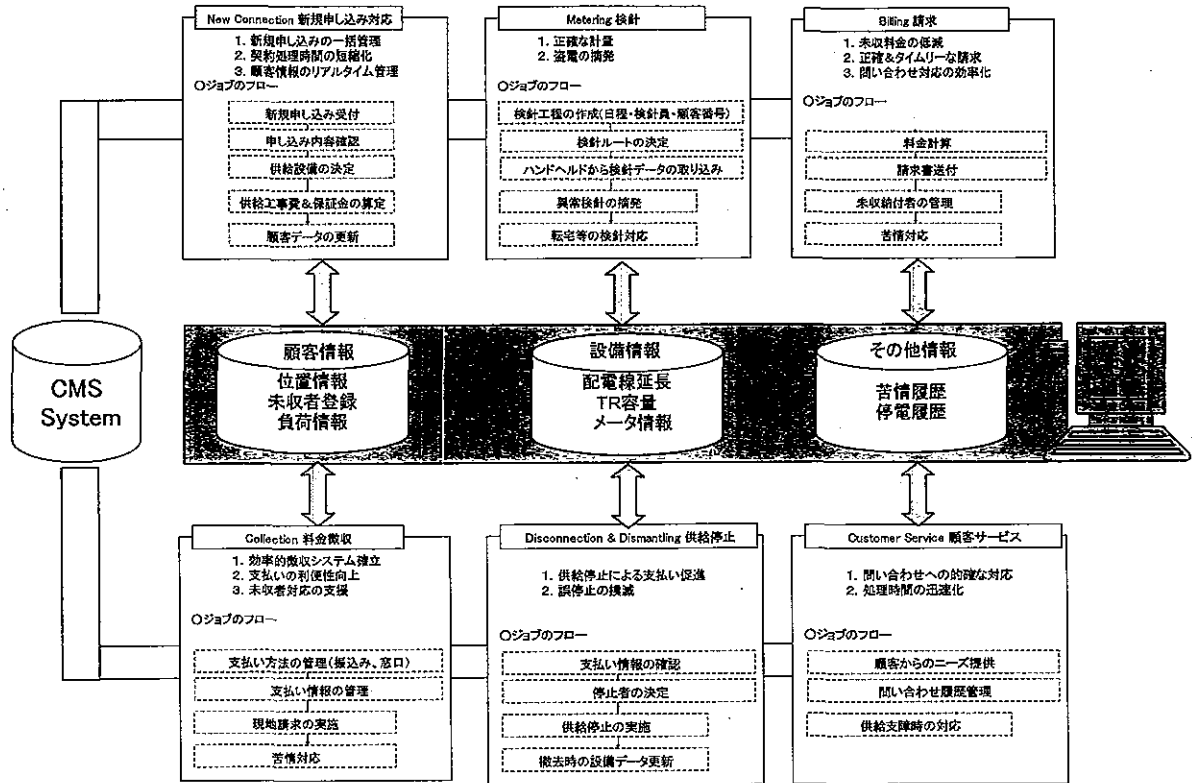


図 6.28 CMS システムとの協調

*APDRP: Accelerated Power Development and Reform Program

電力省では電源開発/革新促進プログラムとして、インド全土の配電会社を対象に送電電ロスの低減および供給信頼度の向上を目標として、以下の配電改革を実施している。

- 配電システムの強化の実施(含む GIS)
- 需要想定のための手法開発
- 組織内における命令系統の明確化
- 生産性向上
- 機器仕様の標準化
- 負荷管理 DSM

6.8.3 GIS 普及のための人材育成

GIS は初期段階で作成したデータに、設備・顧客異動を反映しながら常時、データ更新を行うことが大切である。したがって、GIS を普及させるためには、前述した GIS の管理・運用体制と併せて、人材育成システムを構築することが必要である。

現地調査時に調査団が現地スタッフに対し OJT を行い、対象変電所毎のフィーダマップを作成した。今後は Division office 毎の GIS 担当者は定期的にコンサルタントが主催する GIS セミナーやトレーニングを受けることで GIS の管理・運用に必要な知識を得ることができる。また、トレーニング終了後、APCPDCL と APTRANSCO は GIS 講習修了認定証を受講者に発行することを制度化し、講習修了者は各 Circle office, Division office において GIS の管理・運用の中心的人物となって所員を教育していくことができれば GIS の普及が期待できる。

6.8.4 GIS 導入範囲

現在インドでは、国防の観点から住宅や公共施設を表した詳細地図の市販は認められていない。したがって、詳細地図は受注生産となるため、その価格は非常に高いものになっている。また、日本のような住宅地図は存在せず、現在入手可能な地図は道路と大きな公共施設が示されているだけである。これらの地図は Hyderabad に限られており、それ以外は基幹道路のみの地図しかなく、GIS のベースマップとして使用するためには情報が過少である。GIS のベースマップとしての使用に適う詳細地図の入手可能性を考慮すると、配電 GIS の拡張は以下のように段階的に導入することが望まれる。

第1段階：Hyderabad

第2段階：Ranga Reddy 郡

第3段階：Ranga Reddy 郡の周辺郡

本調査では第1段階の Hyderabad の具体的な計画を提案する。

6.8.5 GIS 構築のための必要人員

本調査では対象にした3フィーダの GIS データベースをカウンターパートの協力を得て作成した。作成の手順は以下の通り。

- 1) 地図または GPS を携行し、11kV 配電線の全ての電柱と柱上変圧器の位置を確認
- 2) 上記データを PC に入力し、11kV 配電線の GIS データベースを完成
- 3) 選定した柱上変圧器から供給される顧客と低圧配電線・電柱の位置を地図または GPS を携行して確認
- 4) 上記データを PC に入力し、低圧配電線と顧客位置の GIS データベースを完成

これらの作業に費やした時間と人員は以下の通りである。

11kV 配電線 現地調査：4人/日・1フィーダ

11kV 配電線 PC入力：1人/日・1フィーダ

低圧配電線 現地調査：1人/日・1配電変圧器

低圧配電線 PC入力：1人/日・1配電変圧器

第1段階で配電GISを導入するハイデラバードには Circle office が3箇所 (Hyderabad North, Hyderabad South, Hyderabad Central) あり、64の変電所を管理している (表6.5参照)。総フィーダ数は421で、1変電所あたりの平均フィーダ数は6.6フィーダになっている。一方、柱上変圧器は1フィーダ当たり約30～50台で、Hyderabadの総柱上変圧器数は17,000と予想される。これらのデータと本調査の実績から Hyderabadの配電GIS構築に必要な人月は表6.6のようになる。

表 6.5 ハイデラバードの 33/11kV 変電所一覧表

Sl. No	Name of the sub-station	33/11 KV transformers each substation		No. of feeder
		Nos	Capacity (No. x MVA)	
HYDERABAD NORTH				
1	AIRPORT	2	2 x 8	6
2	ALLWYN	2	2 x 8	8
3	BANJARA HILLS	2	2 x 8	6
4	BEGUMPET (No.12)	2	2 x 8	8
5	BOWENPALLY	2	2 x 8	6
6	CLOCKTOWER	3	2 x 8 + 1 x 7.5	4
7	FILM NAGAR	2	2 x 8	6
8	GREENLANDS	2	2 x 8	4
9	GYMKHANA	2	2 x 8	4
10	HAKIMPET	2	2 x 8	4
11	HAL	2	2 x 8	6
12	HMT	2	2 x 8	5
13	IDPL	6	3 x 8 + 1 x 5 + 2 x 3.0	9
14	JAMES STREET	2	2 x 8	6
15	KALYAN NAGAR	2	2 x 8	8
16	LALAGUDA	3	1 x 8 + 2 x 5	5
17	MADHAPUR	2	2 x 8	5
18	MAITRIVANAM	2	2 x 8	6
19	MARREDPALLY	2	2 x 8	6
20	MOTHNAGAR	2	2 x 8	6
21	NIMS	3	3 x 8	10
22	NEHRU NAGAR	1	1 x 8	4
23	OSMANIA UNIVERSITY	2	1 x 5 + 1 x 7.5	4
24	PATIGADDA	3	3 x 8	6
25	PRAGA TOOLS	2	2 x 8	4
26	R P NILAYAM	2	1 x 8 + 1 x 7.5	4
27	RD. NO2 BANJARA	2	2 x 8	6
28	SEETAPHALMANDI	2	1 x 8 + 1 x 5	5
29	SRINAGAR COLONY	2	2 x 8	6
30	YOUSUFGUDA	2	1 x 8 + 1 x 5	6
31	GUNROCK 132/33/11	2	2 x 8	8
32	JUBILEEHILLS 132/33/11	3	2 x 8 + 1 x 16	8
TOTAL		72		189
HYDERABAD SOUTH				
33	ASMANGADH	2	2 x 8	6
34	ATTAPUR	2	2 x 8	4
35	CHANCHALGUDA	3	3 x 8	6
36	CRPF	2	2 x 7.5	6
37	E N T HOSPITAL	2	2 x 8	6
38	FALAKNUMA	3	3 x 8	6
39	KANCHANBAGH	2	2 x 8	6
40	KARWAN	2	2 x 8	4
41	KHILWATH	2	2 x 8	6
42	MALAKPET	3	3 x 8	8
43	MIRALAM	3	3 x 8	7
44	MOOSARAMBAGH	2	2 x 8	6
45	OSMANIA HOSPITAL	3	3 x 8	8
46	SALAJUNG	3	3 x 8	7
47	SANTOSH NAGAR	3	3 x 8	7
48	SEETARAMBAGH	3	3 x 8	6
49	SULTANBAZAR	2	2 x 8	5
TOTAL		42		104
HYDERABAD CENTRAL				
50	AC GUARDS	3	3 x 8	8
51	AMBERPET	2	2 x 8	6
52	ASIFNAGAR	3	3 x 8	10
53	BATHKAMMA KUNTA	2	2 x 8	6
54	CHIKALGUGA	3	3 x 8	7
55	EXHIBITION GROUNDS	3	3 x 8	8
56	GOLCONDA	2	2 x 8	7
57	HUSSAINSAGAR	7	4 x 15 + 3 x 7.5	26
58	HYDERGUDA	2	2 x 8	6
59	INDIRA PARK	3	3 x 8	10
60	INDUSTRIAL AREA	3	3 x 8	10
61	LAKE VIEW	2	2 x 8	6
62	NARAYANAGUDA	2	2 x 8	6
63	PUBLIC GARDEN	2	2 x 8	6
64	S D HOSPITAL	2	2 x 8	6
TOTAL		41		128
GRAND TOTAL		155		421

(出所) APCPDCL

表 6.6 GIS 構築に必要な人月

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

(作業日数=20 日/月)

1 年目は 421 フィーダを完成させる。電柱および柱上変圧器の位置確認は 2 フィーダ/日で調査する。

2 年目から 5 年目までの 4 年間で顧客データを入力する。柱上変圧器は 17,000 あるため 1 日約 20 台の柱上変圧器に接続する顧客位置を調査する必要があるため、多くの人員と時間が必要となる。

6.8.6 主要資機材

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

その他の所要資機材は座標系を持った Hyderabad のデジタル・マップが必要である。Hyderabad のデジタル・マップは 5,000 分の 1 の縮尺のものがあ、これを利用することができる。

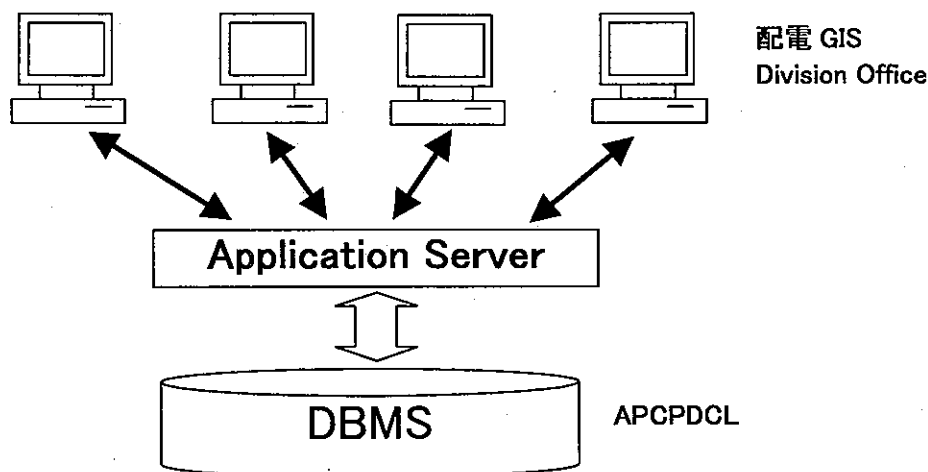


図 6.29 GIS ネットワーク

表 6.7 主な必要資機材一覧

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

6.8.7 所要費用

Hyderabad の配電 GIS 構築に必要な費用は、ハードウェア、ソフトウェアの他にデータ収集のための人件費、GIS 構築のためのコンサルタント費用が挙げられる。データ収集は短期間に多くの人員で実施するため、臨時雇用者が必要になる。5年間で必要な人月は約1,800人月で一人あたりの月間費用を4,000ルピー（100ドル）と見積もると、5年間の費用は720万ルピー（18万ドル）に達する。また、コンサルタント・フィーは世界銀行やアジア開発銀行などのプロジェクト並と考えると年間50万ドル～100万ドル程度と考えられる。表6.8は配電GIS構築のための概算費用で、合計557万ドルになる。この他に Section office に設置するファックスなどの通信手段やプリンタ、その他の運営費用を考えると全体の所要費用は約600万ドル程度となる。

表 6.8 配電 GIS 構築の概算費用

Description	Qty	Unit Cost (US\$)	Total Cost(US\$)
Digital Map	1 set	50,000	50,000
Desktop Computer	18 sets	2,000	36,000
DBMS	1 set	4,000	4,000
Software for GIS	18 sets	4,000	72,000
Software for GIS Application Server	18 sets	10,000	180,000
Software for Internet Web	1 set	30,000	30,000
Other Software (MS Office, etc)	18 set	1,000	18,000
Expenses for data collection	1,800 MM	100	180,000
Consultant Fee	5 years	1,000,000	5,000,000
Total			5,570,000

上記費用は Hyderabad の概算費用である。他の郡への拡張の場合は、Digital map の作成が必要になってくる。日本では詳細な住宅地図が既に市販されており、様々な分野で GIS が活用されている。インドで GIS を普及させるためには、地図の販売規制を緩めて詳細地図が一般市場に流通し、容易に入手できるようにならなければならない。

6.8.8 導入工程

Hyderabad 配電 GIS 作成のための工程表を表 6.9 に示す。既に述べたように、1年目は各変電所のフィーダ GIS データベースを作成し、2年目から5年目で顧客データベースを作成する。

- 1) 最初に、APCPDCL 内に GIS チームを設立することが必要である。その組織図は 6.8.1 で述べたとおりである（図 6.25 参照）。
- 2) 次に、全ての電柱、柱上変圧器、顧客位置を調査するためには、多くの人員が必要であるため臨時雇用者が必要になってくる。調査方法を統一するために臨時雇用者へのトレーニングが必要になる。調査方法を統一しないと属性表を作成するときにデータが欠如する可能性がある。

- 3) 調査方法が統一できたら、現地調査で設備（電柱、柱上変圧器など）の位置を確認する。Hyderabad は地方の農業フィーダと違い多くの目印があるので印刷した地図上にその位置をプロットする。
- 4) 位置が確認できたら、それぞれのフィーダ、柱上変圧器の仕様、変電所からの距離、事故履歴などの情報を事務所の設備台帳などから収集する。
- 5) 位置情報と設備情報が揃ったらコンピュータにデータを入力する。設備情報は GIS の属性表に書式を決めて入力する。
- 6) 専門コンサルタントは入力されたデータのチェックを行う。
- 7) また、APCPDCL 内に設立された GIS チームのスタッフは定期的にコンサルタントのトレーニングを受講する。

表 6.9 GIS 導入工程

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

6.8.9 将来の運用方法

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

図 6.30 は日本で活用されている GIS システムのイメージである。GIS システムの拡張計画には、このような将来構想を基に、配電網改善の一つの手段として位置づけるべきである。

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

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

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

Customer Name	Op. Reg. Date	Status	Units	Bill Amt.	MCR
11991 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	80	216.00	012004
11992 I. SO. I. 000 I.	11/2002	1	121	353.00	012017
11993 I. SO. I. 000 I.	04/2002	1	77	199.00	012017
11994 I. SO. I. 000 I.	07/2002	1	145	347.00	012017
11995 I. SO. I. 000 I.	07/2002	1	227	542.00	012017
11996 I. SO. I. 000 I.	03/2002	1	129	312.00	012017
11997 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	201	472.00	012017
11998 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	170	399.00	012017
11999 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	211	442.00	012017
12000 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	0	0.00	012017
12001 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	973	129.00	012017
12002 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	92	201.00	012017
12003 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	0	0.00	012017
12004 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	376	72.00	012017
12005 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	75	173.00	012017
12006 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	179	399.00	012017
12007 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	0	0.00	012017
12008 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	376	72.00	012017
12009 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	75	173.00	012017
12010 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	179	399.00	012017
12011 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	0	0.00	012017
12012 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	376	72.00	012017
12013 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	75	173.00	012017
12014 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	179	399.00	012017
12015 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	0	0.00	012017
12016 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	376	72.00	012017
12017 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	75	173.00	012017
12018 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	179	399.00	012017
12019 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	0	0.00	012017
12020 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	376	72.00	012017
12021 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	75	173.00	012017
12022 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	179	399.00	012017
12023 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	0	0.00	012017
12024 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	376	72.00	012017
12025 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	75	173.00	012017
12026 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	179	399.00	012017
12027 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	0	0.00	012017
12028 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	376	72.00	012017
12029 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	75	173.00	012017
12030 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	179	399.00	012017
12031 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	0	0.00	012017
12032 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	376	72.00	012017
12033 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	75	173.00	012017
12034 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	179	399.00	012017
12035 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	0	0.00	012017
12036 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	376	72.00	012017
12037 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	75	173.00	012017
12038 I. SO. I. 000 I.	12/2002	1	179	399.00	012017
12039 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	0	0.00	012017
12040 I. SO. I. 000 I.	01/2002	1	376	72.00	012017

写真 6.1 ERO の顧客管理台帳

6.9 提言

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

(1) データ管理書式の統一

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

(2) GIS 管理組織の設立

本調査でプロトタイプ of GIS を現地スタッフと共に構築したが、本格的に導入すると新規加入者、新規設備の設置、設備の変更などデータは常時更新しなくてはならない。常時更新されるデータを管理するための作業量は膨大で、図 6.25 で示したような専属の管理組織を設立する必要がある。

(3) 情報連絡システムの確立

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

(4) PC オペレーターの育成

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

